



---

**ESTADOS FINANCIEROS  
INTERMEDIOS**  
correspondientes al periodo terminado  
al 31 de marzo de 2018

**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

Miles de Pesos

---

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros
- Notas a los Estados Financieros

**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

**Estados de Situación Financiera, Clasificado  
al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017.  
(En miles de pesos)**

ACTIVOS	Nota	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	396	24.563
Otros Activos no Financieros, corriente		12.080	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	6	2.640.730	10.924.613
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	18.562.193	21.110.117
Activos por impuestos corrientes	10	3.870.778	3.309.950
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>25.086.177</b>	<b>35.369.243</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros, no corrientes		70.588	70.588
Otros activos no financieros, no corrientes		26.965	26.965
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	6	4.490	5.050
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8	86.463	86.463
Propiedades, planta y equipo	9	184.737.335	186.571.280
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>184.925.841</b>	<b>186.760.346</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>210.012.018</b>	<b>222.129.589</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

**Estados de Situación Financiera, Clasificado  
al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017.  
(En miles de pesos)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	14	7.694.311	11.015.027
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	952.489	27.295.533
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>8.646.800</b>	<b>38.310.560</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivo por impuestos diferidos	11	47.781.260	48.261.590
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>47.781.260</b>	<b>48.261.590</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>56.428.060</b>	<b>86.572.150</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	16	175.774.920	175.774.920
Ganancias (pérdidas) acumuladas	16	(3.033.624)	(21.060.143)
Primas de emisión	16	18.499.309	18.499.309
Otras reservas	16	(37.656.647)	(37.656.647)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>153.583.958</b>	<b>135.557.439</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>153.583.958</b>	<b>135.557.439</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>210.012.018</b>	<b>222.129.589</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

**Estados de Resultados Integrales, por naturaleza**  
**Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017.**  
**(En miles de pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - marzo	
		2018 M\$	2017 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	17	30.668.729	36.377.598
Otros ingresos, por naturaleza		67.272	-
<b>Total de Ingresos</b>		<b>30.736.001</b>	<b>36.377.598</b>
Materias primas y consumibles utilizados	18	(2.917.987)	(11.600.196)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>27.818.014</b>	<b>24.777.402</b>
Gastos por beneficios a los empleados	19	(31.344)	(48.013)
Gasto por depreciación y amortización	20	(1.865.978)	(1.770.774)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	20	7.756	-
Otros gastos por naturaleza	21	(1.269.776)	(1.219.749)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>24.658.672</b>	<b>21.738.866</b>
Ingresos financieros	22	493	-
Costos financieros	22	(52.700)	(125.551)
Diferencias de cambio	22	(195)	161
Resultado por unidades de reajuste	22	-	4.399
Resultado de Otras Inversiones		-	45.000
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>24.606.270</b>	<b>21.662.875</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	23	(6.571.964)	(5.464.134)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>18.034.306</b>	<b>16.198.741</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>18.034.306</b>	<b>16.198.741</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		18.034.306	16.198.741
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>18.034.306</b>	<b>16.198.741</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$/acción	29,44	26,44
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas		-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$/acción	29,44	26,44
<b>Ganancias por acción diluidas</b>			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de op. continuadas	\$/acción	29,44	26,44
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de op. discontinuadas		-	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$/acción	29,44	26,44

**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

**Estados de Resultados Integrales, por naturaleza**  
**Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017.**  
**(En miles de pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - marzo	
		2018 M\$	2017 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>18.034.306</b>	<b>16.198.741</b>
<b>Componentes no reclasificables en ganancias (pérdidas), antes de impuestos</b>			
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos			-
<b>Total componentes no reclasificables en ganancias (pérdidas)</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Impuestos a las ganancias (pérdidas), de Componentes no se reclasificables en ganancias (pérdidas).</b>			
Impuesto a las ganancias (pérdidas) relacionado con planes de beneficios definidos			-
<b>Total Otro Resultado Integral, neto</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>18.034.306</b>	<b>16.198.741</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		18.034.306	16.198.741
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras			-
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>18.034.306</b>	<b>16.198.741</b>



**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

**Estado de cambios en el patrimonio**

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017.

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total Otras reservas				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero 2018</b>	175.774.920	18.499.309		(37.656.647)	(37.656.647)	(21.060.143)	135.557.439		135.557.439
Ajuste al saldo inicial						(7.787)	(7.787)		(7.787)
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>175.774.920</b>	<b>18.499.309</b>	<b>-</b>	<b>(37.656.647)</b>	<b>(37.656.647)</b>	<b>(21.067.930)</b>	<b>135.549.652</b>	<b>-</b>	<b>135.549.652</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>									
Resultado Integral					-		-		-
Ganancia (pérdida)					-	18.034.306	18.034.306		18.034.306
Otro resultado integral							-		-
Resultado integral					-		18.034.306		18.034.306
Emisión de patrimonio					-				-
Dividendos					-				-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					-				-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	18.034.306	18.034.306	-	18.034.306
<b>Saldo Final al 31 de marzo de 2018</b>	<b>175.774.920</b>	<b>18.499.309</b>	<b>-</b>	<b>(37.656.647)</b>	<b>(37.656.647)</b>	<b>(3.033.624)</b>	<b>153.583.958</b>	<b>-</b>	<b>153.583.958</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total Otras reservas				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero 2017</b>	175.774.920	18.499.309		(37.656.647)	(37.656.647)	(20.447.482)	136.170.100		136.170.100
<b>Cambios en patrimonio</b>									
Resultado Integral									
Ganancia (pérdida)						16.198.741	16.198.741		16.198.741
Otro resultado integral							-		-
Resultado integral							16.198.741		16.198.741
Emisión de patrimonio						-			-
Dividendos						-			-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios						-			-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	16.198.741	16.198.741	-	16.198.741
<b>Saldo Final al 31 de marzo 2017</b>	<b>175.774.920</b>	<b>18.499.309</b>	<b>-</b>	<b>(37.656.647)</b>	<b>(37.656.647)</b>	<b>(4.248.741)</b>	<b>152.368.841</b>	<b>-</b>	<b>152.368.841</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

**Estados de Flujos de Efectivo Directo**  
**Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017.**  
**(En miles de pesos)**

		enero - marzo	
Estado de Flujo de Efectivo Directo		2018	2017
		M\$	M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		51.073.843	56.013.742
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(5.871.166)	(6.662.238)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(39.770)	(38.197)
Pagos por primas y prestaciones		(30.723)	(1.275.055)
Otros pagos por actividades de operación		(6.458.123)	(6.559.530)
Dividendos recibidos		-	45.000
Intereses pagados		(78.762)	(146.262)
Intereses recibidos		-	-
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(7.993.966)	(7.695.220)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>30.601.333</b>	<b>33.682.240</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Compras de propiedades, planta y equipo		(195.731)	(418.299)
Dividendos recibidos		-	-
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(195.731)</b>	<b>(418.299)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		-	-
Préstamos de entidades relacionadas		4.329.108	-
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(15.326.392)	(13.157.465)
Dividendos pagados		(19.432.485)	(20.106.374)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(30.429.769)</b>	<b>(33.263.839)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>		<b>(24.167)</b>	<b>102</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al</b>			
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(24.167)</b>	<b>102</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		24.563	60
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	5	<b>396</b>	<b>162</b>



## EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

#### Índice

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.....	9
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS .....	10
2.1	Principios contables.....	10
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	10
a)	Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2018.....	10
b)	Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 y siguientes:.....	13
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS .....	18
a)	Propiedades, Planta y Equipo.....	18
b)	Activos intangibles distintos de plusvalía.....	19
c)	Deterioro del valor de los activos.....	19
d)	Instrumentos financieros.....	20
e)	Provisiones.....	21
f)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	21
g)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	21
h)	Impuesto a las ganancias.....	21
i)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	22
j)	Ganancia (pérdida) por acción.....	22
k)	Dividendos.....	23
l)	Estado de flujos de efectivo.....	23
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	24
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFFECTIVO .....	31
6.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	31
7.	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.....	32
7.1	Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas .....	32
7.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	33
7.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	34
7.4	Planes de retribución vinculadas a la cotización de la acción.....	34
8.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA .....	35
9.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	36
10.	ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.....	37
11.	PASIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS .....	37
12.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS .....	38

13.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	40
14.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR .....	41
15.	OTRAS PROVISIONES.....	41
16.	PATRIMONIO TOTAL .....	42
17.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	43
18.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS .....	43
19.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	43
20.	DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO .....	44
21.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	44
22.	RESULTADO FINANCIERO.....	44
23.	GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS .....	45
24.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS. ...	45
25.	DOTACION.....	45
26.	MEDIO AMBIENTE.....	46
27.	SANCIONES .....	46
28.	HECHOS POSTERIORES .....	46
	ANEXO N° 1 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 3 DE FEBRERO DE 2012: ..	47
	ANEXO N° 2 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:.....	49



## **EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.**

### **NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2018. (En miles de pesos)**

---

#### **1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS**

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (en adelante Pehuenche, la Sociedad o la Administración) es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, en Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N°293.

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. es filial de Enel Generación Chile S.A., la cual es a su vez filial de Enel Chile S.A. y a su vez esta de Enel Iberoamérica S.R.L, entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad se constituyó por escritura pública otorgada con fecha 1º de abril de 1986 ante el Notario de Santiago don Víctor Manuel Correa Valenzuela. Un extracto de la escritura se inscribió en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Talca, el 21 de abril de 1986, a fojas 65 N°60 y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de abril de 1986. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N°96.504.980-0.

Por acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 1993, cuya acta se redujo a escritura pública de fecha 18 de mayo de 1993 en la Notaría de Don Raúl Undurraga Laso, y cuyo extracto se inscribió a fojas 11.033 N°9.097 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 1993 y se publicó en el Diario Oficial de fecha 27 de mayo de 1993, se modificaron los estatutos de la compañía en el sentido de fijar el domicilio de la sociedad en la ciudad y comuna de Santiago, sin perjuicio de los demás domicilios especiales.

Pehuenche tiene como objeto social la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas. Sin que ello signifique una limitación de la generalidad de lo anterior, el objeto de la sociedad incluirá con carácter de preferente hasta su conclusión, la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Pehuenche, Curillinque y Loma Alta en la hoya del Río Maule, Séptima Región. Asimismo, la sociedad podrá otorgar garantías reales y personales a favor de terceros.

Al 31 de marzo de 2018, la Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 1.500 GWh y 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de estos son hasta el 31 de diciembre de 2021 y 2024 respectivamente, estos contratos representan un 85,32% de los ingresos ordinarios para este periodo (84,27% en 2017).

La dotación de Pehuenche es de 2 trabajadores al 31 de marzo de 2018. La dotación promedio durante el periodo fue de 2 trabajadores.

Los Estados Financieros de Pehuenche correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2018 y posteriormente, se presentaron a consideración de la Junta Ordinaria de Accionistas que se celebró con fecha 23 de abril de 2018 órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

## 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

### 2.1 Principios contables

Los estados financieros intermedios de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de marzo de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 2 de mayo de 2018, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 Información Financiera Intermedia.

Estos Estados Financieros Intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros intermedios.

Los presentes estados financieros intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017.

Estos Estados Financieros Intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta.

Los presentes estados financieros intermedios han sido preparados a partir de los registros de la contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Estos estados financieros intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional y de presentación de la Sociedad.

### 2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

#### a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2018

<b>Normas, Interpretaciones y Enmiendas</b>	<b>Aplicación obligatoria para:</b>
<b>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)</b>  <i>Corresponde a una serie de enmiendas de alcance limitado que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" y NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos".</i>	1 de enero de 2018
<b>Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</b>  <i>Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo; ii) clasificación de transacciones de pago basados en acciones, netas de retención de impuestos sobre la renta; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.</i>	1 de enero de 2018
<b>Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión</b>  El IASB emitió esta enmienda para aclarar que un cambio en la intención de la administración no es suficiente por sí misma para justificar la reclasificación de bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo, en bienes de inversión; esta reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso de bien.	1 de enero de 2018

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2018 no han tenido efecto en los estados financieros de Pehuenche.

A continuación se detalla un resumen de la aplicación de las nuevas normas contables aplicables a contar de 2018:

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

La NIIF 9 ha entrado en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros intermedios.

Pehuenche llevó cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros intermedios, el cual se resume como sigue:

**(i) Clasificación y medición**

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los activos financieros, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- Costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- Valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- Valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Respecto a los pasivos financieros, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

Con base en la evaluación realizada, la Administración ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación no tienen un impacto sobre la contabilización de sus activos financieros. Los préstamos y cuentas por cobrar se mantienen para obtener los flujos de efectivo contractuales que representan únicamente pago de principal e intereses, por lo tanto, cumplen los criterios para ser medidos a costo amortizado bajo NIIF 9. Las inversiones en instrumentos de patrimonio clasificadas como disponibles para la venta continuarán midiéndose a valor razonable con cambios en otro resultado integral, exceptuando aquellas para las cuales el costo representa la mejor estimación del valor razonable.

**(ii) Deterioro del valor**

El nuevo modelo de deterioro de valor de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- Las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- Las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo. La Administración eligió aplicar esta política para los activos financieros señalados.

### (iii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura, en comparación con el método de contabilidad de coberturas que se utilizaba en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro Resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto Impacta resultados.

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, la Sociedad podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. La Administración escogió aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de su adopción, esto es, 1 de enero de 2018.

Al 1 de enero de 2018, la aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros intermedios.

#### • NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”

La NIIF 15 aplica a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros, e intercambios no monetarios.), y reemplazó a contar del 1 de enero de 2018 a todas las normas que anteriormente estaban relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- NIC 11 Contratos de Construcción;
- NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias;
- CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes;
- CINIIF 15 Acuerdos para la Construcción de Inmuebles;
- CINIIF 18 Transferencias de Activos procedentes de Clientes; y
- SIC-31 Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad.

Este nuevo estándar estableció un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas anteriores actuales con el fin de proporcionar información más completa sobre la naturaleza, importe, calendario y certidumbre de los ingresos y flujos de efectivo derivados de los contratos con clientes.

La Sociedad llevó a cabo un proyecto de implementación, para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros intermedios. Este proyecto involucró la identificación de todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Pehuénche, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes. La evaluación se desarrolló con especial atención en aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés de la Administración, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo, análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

La Sociedad posee participación directa en los negocios de Generación y Transmisión de energía eléctrica. Con base en la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y las características de los flujos de ingresos señaladas, la Sociedad no identificó impactos en los estados financieros intermedios de en el momento de la aplicación inicial de NIIF 15, es decir, al 1 de enero de 2018.

- Venta y transporte de electricidad: la principal fuente de ingresos ordinarios de Pehuenche está relacionada con la venta de una serie de bienes o servicios cuyo control se transfiere a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía. De acuerdo a los criterios establecidos por NIIF 15, el Grupo continúa reconociendo estos ingresos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un determinado momento.
- Contratos de construcción: los ingresos por trabajos en progreso se reconocen a lo largo del tiempo en función de su grado de avance. La compañía concluyó que de acuerdo a NIIF 15, estos contratos cumplen los criterios para ser considerados obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo, ya que el cliente controla el activo a medida que se crea o mejora. Por lo tanto, la aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.
- Venta de otros bienes y servicios: principalmente venta de bienes y servicios complementarios al negocio eléctrico, cuyo control es transferido al cliente en un determinado momento. El ingreso es reconocido en el momento en que el control del bien o servicio es transferido al cliente, es decir cuando el cliente obtiene sustancialmente todos los beneficios del activo y la capacidad para dirigir su uso. La aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

Pehuenche implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por NIIF 15, tanto de registro contable como de revelación.

- **CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”**

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La CINIIF 22 ha sido aplicada por Pehuenche a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros intermedios.

**b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 y siguientes:**

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB pero no eran de aplicación obligatoria:

<b>Nuevas Normas e Interpretaciones</b>	<b>Aplicación obligatoria para:</b>
NIIF 16: Arrendamientos	1 de enero de 2019
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019
Marco Conceptual (revisado)	1 de enero de 2019

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 “Arrendamientos” y a sus interpretaciones: CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC 15 “Arrendamiento operativos – incentivos”, SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

Aunque la NIIF 16 no modifica la definición de un contrato de arrendamiento establecida en la NIC 17, el cambio principal se representa mediante la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la nueva norma establece lo siguiente:

- i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

La NIIF 16 plantea una serie de soluciones prácticas para la transición, tanto para la definición de arrendamiento como para la aplicación retroactiva de la norma. La Sociedad aún no ha decidido si utilizará alguna o todas las soluciones prácticas.

La Sociedad está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de NIIF 16 en sus estados financieros. El efecto cuantitativo dependerá, entre otras cosas, del método de transición elegido, de en qué medida la Sociedad utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier arrendamiento adicional que la Sociedad celebre en el futuro. Pehuenche espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

- **CINIIF 23: “Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias”**

En junio de 2017, el IASB emitió esta interpretación para aclarar la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos a aplicar. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; los supuestos a realizar sobre la revisión de los tratamientos impositivos por las autoridades fiscales; cómo determinar la ganancia (pérdida) tributaria, las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la CINIIF 23 en los estados financieros intermedios, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Marco Conceptual (revisado).**

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.

Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular. El Marco Conceptual revisado entra en vigencia para períodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2020.

---

## Mejoras y Enmiendas

---

## Aplicación obligatoria para:

---

### Enmienda a NIIF 3: Intereses previamente mantenidos en una operación conjunta

*Esta enmienda aclara que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable.*

1 de enero de 2019.

---

### Enmienda a NIIF 11: Intereses previamente mantenidos en una operación conjunta

*Esta enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la NIIF 3. Además, esta enmienda aclara que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación.*

1 de enero de 2019.

---

### Enmienda a NIC 12: Consecuencias fiscales de pagos relacionados con instrumentos financieros clasificados como patrimonio.

*La enmienda a la NIC 12 aclara que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculado más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.*

1 de enero de 2019.

---

### Enmienda a NIC 19: Modificación, reducción o liquidación de un plan

*Esta enmienda especifica que cuando una modificación, reducción o liquidación de un plan se produce durante el período de reporte anual, la entidad debe (i) determinar el costo actual de servicios por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales usados para medir nuevamente el pasivo (activo) por beneficios definidos, neto, reflejando los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento y (ii) determinar el interés neto por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo), neto por beneficios definidos que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento; y la tasa de descuento utilizada para medir nuevamente el pasivo (activo) neto por beneficios definidos.*

1 de enero de 2019

*Esta enmienda a la NIC 19, aclara que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral. Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos*

---

## Mejoras y Enmiendas

---



---

## Aplicación obligatoria para:

---

### **Enmienda a NIC 28: Inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos**

*Esta enmienda a NIC 28 aclara que una entidad aplica la NIIF 9 para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones*

1 de enero de 2019.

---

### **Enmienda a NIC 23: Costos de préstamos elegibles para ser capitalizados**

*Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completos*

1 de enero de 2019.

---

### **Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos**

*La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.*

Por determinar

*El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.*

---

La Administración estima que las enmiendas y mejoras pendientes de aplicación, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros intermedios de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

### 2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

La información contenida en estos estados financieros intermedios es de responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros intermedios se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los Estados Financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y monto de los pasivos, de monto incierto o contingente.
- Los resultados fiscales de la Sociedad, que se declararán ante la respectiva autoridad tributaria en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros.

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros intermedios futuros.

### 3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los Estados Financieros adjuntos, han sido los siguientes:

#### a) Propiedades, Planta y Equipo.

Las Propiedades, Planta y Equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Pehuenche efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en Chile para ajustar el valor de las Propiedades, Planta y Equipo con la inflación registrada hasta esa fecha (Nota 9).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del ejercicio en que se incurren.

Las Propiedades, Planta y Equipo, 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. La vida útil estimada se revisa periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, planta y equipo junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 50
Planta y equipo	5 – 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 – 35
Vehículos de motor	5 – 10

Adicionalmente, para mayor información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase de planta y equipo:

	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Instalaciones de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 - 65
Equipo electromecánico	10 - 45
<b>Instalaciones de transporte:</b>	
Red de alta tensión	10-60
Red de baja y media tensión	10-60
Equipos de medida y telecontrol	3-50
Otras instalaciones	4-25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, Planta y Equipo se reconocen como resultados del periodo y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

#### **b) Activos intangibles distintos de plusvalía.**

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

La sociedad tiene activos intangibles con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de marzo de 2018 y 2016, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en periodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

#### **c) Deterioro del valor de los activos.**

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre de los mismos, se evalúan 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.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por Pehuénche en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, Pehuénche prepara las proyecciones de flujos de caja futuros, antes de impuestos, a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de Pehuénche sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de diciembre de 2017 la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,1%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio. La tasa de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicada al cierre de diciembre de 2017 fue de 10,7%.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación, a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en ejercicios anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros

que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en ejercicios anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

#### **d) Instrumentos financieros.**

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

##### **d.1) Activos financieros, no derivados.**

Pehuenche clasifica sus inversiones financieras, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a entidades relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor de mercado inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financieros (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que Pehuenche tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Inversiones disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiéndose casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

##### **d.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.**

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambio de su valor.

##### **d.3) Pasivos financieros excepto derivados.**

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

#### **e) Provisiones.**

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requiera un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

#### **f) Conversión de saldos en moneda extranjera.**

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

#### **g) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.**

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

#### **h) Impuesto a las ganancias.**

El gasto por impuesto a las ganancias del periodo, se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios ; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales Pehuenche pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

#### **i) Reconocimiento de ingresos y gastos.**

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Sociedad durante el periodo, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Solo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

La Sociedad registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

#### **j) Ganancia (pérdida) por acción.**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de ésta, si en alguna ocasión fuere el caso.

Durante el periodo 2017 y 2016 la Sociedad no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

#### **k) Dividendos.**

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada periodo, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de periodos anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Pehuenche, es prácticamente imposible, al cierre de cada periodo se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del año, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” o en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General de Accionistas.

#### **l) Estado de flujos de efectivo.**

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a seis meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

#### 4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

##### a) Marco regulatorio:

En Chile, el sector eléctrico 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), con la Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

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 del 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. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores, o bien, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.
- **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.
- **Empresas Generadoras**, en Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde 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, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido 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 cuadrialmente 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, que debe ser aprobado 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 considera la realización de licitaciones abiertas, 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 y tiene obligación de licitar su construcción.

La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el 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 un cargo único por uso del sistema de transmisión (CUT). El CUT es definido (\$/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 los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000kW 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 privatización del sector.

## **b) Temas Regulatorios 2018**

### **Plan Normativo CNE 2018**

Mediante Resolución Exenta N°20, de fecha 12 enero 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 2018. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2018 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2017, cuya elaboración continuará en desarrollo durante el año 2018.

### **Reglamentos Publicados 2018**

Reglamento Panel de Expertos. Con fecha 5 de Enero de 2018, el Ministerio de Energía publica en el Diario Oficial un nuevo Reglamento para Panel de Expertos. Este reglamento tiene por objeto establecer disposiciones para el funcionamiento, financiamiento y competencias del Panel de Expertos, así como los procedimientos necesarios para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Por otra parte, el 27 de marzo de 2018 fueron retirados de Contraloría los Reglamentos de Servicios Complementarios y de la Coordinación de la Operación.

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

Con fecha 29 de diciembre de 2017, el regulador mediante Resolución Exenta CNE N°770, emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2017. De acuerdo con las etapas contempladas por la ley, los interesados (debidamente inscritos en el registro de participación ciudadana) realizaron las observaciones correspondientes. Habida evaluación de las observaciones, mediante la Resolución Exenta N°163 de fecha 27 de febrero de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Final del Plan De Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2017. Siguiendo con las etapas establecidas por la normativa, los interesados presentarán sus discrepancias ante Panel de Expertos en Audiencia Pública.

#### **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 participar en la etapa de presentación de propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica. La convocatoria señala que las propuestas pueden ser presentadas a más tardar el día 30 de abril de 2018.

#### **Planificación Energética 2018-2022**

Mediante publicación en el Diario Oficial, con fecha 10 de abril de 2018, el Ministerio de Energía aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2018-2020. Este corresponde al primer proceso de planificación energética realizado de acuerdo a las disposiciones introducidas por la Ley 20.936. Este plan, de carácter no vinculante, se debe realizar cada 5 años, de acuerdo al artículo 83° de la Ley Eléctrica.

#### **Ley 21.076**

Con fecha 27 de febrero de 2018, se publica en el diario Oficial la Ley 21.076, que modifica la Ley Eléctrica para imponer a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de la inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. En el único artículo de esta Ley, se indica que el Empalme y Medidor son parte de la red de distribución.

#### **Estudio de Tarifas por artículo 187° de la Ley Eléctrica.**

Con fecha 6 de octubre de 2017, la CNE emite la Resolución Exenta CNE N°560, que aprueba acuerdo unánime para efectuar Nuevo Estudio de Tarifas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 187°, parte final, de la Ley Eléctrica, suscrito entre la CNE y las empresas concesionarias de servicio público de distribución. En este contexto, en diciembre de 2017, la CNE solicita a las empresas distribuidoras los planes de inversión y costos necesarios para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (aprobada por Resolución Exenta CNE N°706, de fecha 7 diciembre de 2017) no reconocidos en las actuales tarifas de suministro de electricidad (Decreto Supremo N°11T de 2016, del Ministerio de Energía). A la fecha no se ha publicado el decreto correspondiente.

### **c) Revisiones tarifarias y procesos de suministro**

#### **c.1 Fijación Tarifas de Distribución**

A fines de 2015, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) publicó la Resolución Exenta N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el “Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio 2016-2020”, y las bases para el “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifican de forma individual, Enel Distribución Chile fue catalogada dentro del área típica 1, al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las filiales Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En febrero de 2016, la CNE publicó en diario oficial la Resolución Exenta N°83 con la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución. Con estos antecedentes, en abril de 2016 Enel Distribución Chile adjudicó al Consultor Systep Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuadrienio 2016-2020. El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

El proceso de fijación de tarifas para el cuadrienio 2016 -2020 culminó con la publicación en el diario oficial del decreto tarifario 11T, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tiene vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2016-2017 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:

- i) Decreto N°1T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°11T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016 hasta el 3 de noviembre de 2020.
- iii) Decreto N°14, que fija tarifas de sistemas de Subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2014. Decreto 7T que extiende la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.
- iv) Decretos de Precios:

-Precios de nudo promedio:

Con fecha 4 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°22T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2015.

Con fecha 21 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°24T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.

Con fecha 4 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2016.

Con fecha 23 de mayo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°4T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de marzo de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2016.

Con fecha 6 de agosto de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 1 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad con motivo de la Ley N°20.928 sobre Equidad Tarifaria en lo relativo al Reconocimiento de Generación Local, con efecto retroactivo a contar del 1 de agosto de 2016.

Con fecha 10 de octubre de 2017, 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 2017.

Con fecha 10 de octubre de 2017, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T, 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 2017.

-Precios de nudo de corto plazo:

Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 26 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó el decreto 2T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2017.

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

## **c.2 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución**

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva y hasta la fecha, son los valores vigentes.

A fines de 2015, la CNE publicó la Resolución Exenta. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los “Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la “Ejecución o instalación de empalmes provisorios” y el “Arriendo de empalmes provisorios”.

Con fecha 20 de enero de 2017, se publicó el "Informe Final del Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución". Siguiendo el proceso establecido, Enel Distribución presentó sus observaciones al estudio.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 213 de fecha 27 de abril de 2017, la CNE aprueba el Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, Asociados a la Distribución de Electricidad". Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al Informe Técnico.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

### **c.3 Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal**

La Ley 20.936, del 20 de julio de 2016, que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, introdujo cambios en los procesos tarifarios a todo el segmento de transmisión. A partir de la publicación de dicha ley, el segmento antes conocido como "Subtransmisión" pasó a denominarse Transmisión Zonal. Las tarifas de Transmisión Zonal se fijan cada cuatro años. Sin embargo, antes de la publicación de la Ley 20.936 el período tarifario de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) había sido extendido, a saber:

- El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuadrenio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011-2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).
- El 22 de Abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de Enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, la Ley 20.936/2016 establece en su artículo undécimo transitorio que la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 2016-2017, el 29 de Diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de transmisión zonal por parte de centrales generadoras que inyectan a través de dichos sistemas.

De acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, al proceso tarifario 2016-2019 se le da continuidad y sus resultados serán utilizados para tarificar el periodo 2018 -2019.

En este contexto, con fecha 10 de febrero de 2017, mediante Resolución Exenta CNE N° 83, se publicó el "Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019". Cumpliendo, en tiempo y forma, Enel Distribución realizó las observaciones pertinentes. Posteriormente, con fecha 28 de marzo de 2017, mediante Resolución Exenta CNE 149, se publicó el Informe Técnico Definitivo. Siguiendo con las etapas del proceso, Enel Distribución presentó sus discrepancias al informe Técnico Definitivo. El 19 de mayo de 2017, se realizó Audiencia Pública, donde Enel Distribución y otros interesados expusieron sus discrepancias ante Panel de Expertos.

A la fecha no se ha publicado el decreto tarifario que fijará las nuevas tarifas.

### **c.4 Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023**

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se encuentran en curso 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 presentarán sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

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) podrán enviar las observaciones pertinentes.

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° 769/2017 (29 de diciembre de 2017). Dicho documento, en términos generales, norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar la tarificación 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 presentarán sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública.

### **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

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.

## 5. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Efectivo en caja	-	-
Saldos en bancos	396	24.563
<b>Total</b>	<b>396</b>	<b>24.563</b>

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	396	24.563
<b>Total</b>		<b>396</b>	<b>24.563</b>

## 6. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición del rubro al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31/03/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>2.640.730</b>	<b>4.490</b>	<b>10.924.613</b>	<b>5.050</b>
Deudores comerciales, neto	2.499.208	-	10.774.374	-
Otras cuentas por cobrar, neto	141.522	4.490	150.239	5.050

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31/03/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>3.746.728</b>	<b>4.490</b>	<b>12.027.699</b>	<b>5.050</b>
Deudores comerciales por cobrar, bruto	3.605.206	-	11.877.460	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	141.522	4.490	150.239	5.050

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de la Sociedad.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 7.1.

Al 31 de marzo 2018 y 2017 el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al			
	31/03/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Con vencimiento menor de tres meses	237.291	-	1.106.367	-
Con vencimiento entre tres y seis meses	71.548	-	5.952	-
Con vencimiento entre seis y doce meses	5.029	-	213.220	-
Con vencimiento mayor a doce meses	14.889	-	464.620	-
<b>Total</b>	<b>328.757</b>	<b>-</b>	<b>1.790.159</b>	<b>-</b>

Provisión de deterioro de deudores fueron:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	31/03/2018	
	Corriente M\$	No corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2017	1.103.086	-
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	-	-
Montos castigados	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	1.103.086	-
Ajuste saldo inicial por IFRS 9	10.668	-
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(7.756)	-
Saldo al 31 de marzo de 2018	1.105.998	-

## 7. CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS

Las transacciones entre las sociedades relacionadas, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones.

### 7.1 Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre las sociedades relacionadas son los siguientes:

- Operaciones del giro y servicios varios, los cuales tienen vencimientos a 30 días y no tienen reajustabilidad.
- La cuenta corriente mercantil con Enel Generación Chile tiene cláusulas de pago de intereses.
- No existen deudas que se encuentren garantizadas.

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	16.296.341	20.940.417	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	30.980	30.980	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Cta. mercantil	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	2.217.547	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Peaje	Menos 90 días	Otra	Ch\$	11.843	10.673	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	Chile	Peaje	Menos 90 días	Otra	Ch\$	81	33	-	-
96.800.460-3	Luz Andes S.A.	Chile	Peaje	Menos 90 días	Otra	Ch\$	12	9	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	890	19.516	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	820	39.144	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Peaje	Menos 90 días	Otra	Ch\$	366	3.498	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	1.441	14.608	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	961	50.547	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	78	692	-	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	833	-	-	-
<b>Total</b>							<b>18.562.193</b>	<b>21.110.117</b>	-	-

#### b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Otra	Ch\$	44.755	68.041	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	8.554	8.553	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	864.837	339.162	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Cta. mercantil	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	8.990	8.814.789	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Dividendos	Menos 90 días	Matriz	Ch\$	-	18.003.790	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Matriz Común	Ch\$	-	1.062	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos 90 días	Otra	Ch\$	850	871	-	-
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Peajes	Menos 90 días	Otra	Ch\$	8.965	43.457	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	2.727	3.656	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	7.333	9.085	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	2.561	2.863	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.a.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	51	169	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	2.711	-	-	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Energía	Menos 90 días	Otra	Ch\$	120	-	-	-
0-E	Enel Iberia S.r.l.	Extranjera	Servicios	Menos 90 días	Otra	Ch\$	35	35	-	-
<b>Total</b>							<b>952.489</b>	<b>27.295.533</b>	-	-

### c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

Los efectos en los Estado de Resultados Integrales de transacciones con entidades relacionadas es la siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	Servicios	(95.030)	(86.571)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	Peajes de electricidad	4.496	3.939
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	Peajes de electricidad	(205)	(47.733)
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Otra	Peajes de electricidad	(7.642)	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina S.A.	Chile	Otra	Peajes de electricidad	40	-
96.800.460-3	Luz Andes S.A.	Chile	Otra	Peajes de electricidad	3	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	26.167.168	30.654.410
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Compra de energía	-	(1.016.023)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios	(525.675)	(492.008)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Gastos financieros	(52.700)	(125.551)
78.932.860-9	Gas Atacama Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de electricidad	1.062	727
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	9.602	4.912
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	-	(171)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	15.987	4.129
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(13.931)	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Otra	Compra de energía	18.432	2.677
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.a.	Chile	Otra	Compra de energía	(48.360)	(7.901)
76.321.458-3	Sociedad Almeida Solar S.p.a.	Chile	Otra	Venta de energía	-	411
76.321.458-3	Sociedad Almeida Solar S.p.a.	Chile	Otra	Compra de energía	(5.593)	(458)
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	15.035	969
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(7.999)	(11.965)
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	43.732	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(101)	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	4.724	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(8.224)	-
<b>Total</b>					<b>25.514.821</b>	<b>28.883.791</b>

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por periodos iguales y se amortizan en función de la generación de flujos de la compañía.

Al 31 de marzo de 2018, la Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 1.500 GWh y 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de estos son hasta el 31 de diciembre de 2021 y 2024 respectivamente, estos contratos representan un 85,32% de los ingresos ordinarios del periodo 2018 (84,27% en 2017).

### 7.2 Directorio y personal clave de la gerencia.

Pehuenche es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, con la opción de ser reelegidos.

El Directorio fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 23 de abril de 2018, siendo designados los señores Raúl Arteaga Errazuriz, Luis Ignacio Quiñones Sotomayor, Paula Riveros Pérez, Fernando Vallejos Reyes y Juan Candia Narváez.

En sesión ordinaria de directorio de fecha 23 de abril de 2018, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Raúl Arteaga Errazuriz. En la misma sesión doña Natalia Fernández Sepúlveda fue designada Secretario del Directorio.

### Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones.

- **Cuentas por cobrar y pagar:** No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores.
- **Otras transacciones:** No existen transacciones entre la sociedad y sus Directores.

### Retribución del Directorio.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, y de conformidad a lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la empresa, celebrada el 8 de abril de 2002, se modificó el artículo 19 de los estatutos sociales de la compañía, en el sentido de determinar que los directores de la misma no serán remunerados por el desempeño de sus funciones como tales.

## Comité de Directores

En el marco de la dictación de la Ley N°20.382, sobre Gobiernos Corporativos, publicada el 20 de octubre 2009, y en atención a que menos del 12,5% de las acciones emitidas con derecho a voto de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. se encuentran en poder de accionistas minoritarios, el Directorio de la compañía acordó que, a partir del 1 de enero de 2010, no se mantendrá el Comité de Directores.

## Gastos en asesoría del Directorio

Al 31 de marzo de 2018 y 2017, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

## Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores

## 7.3 Retribución del personal clave de la gerencia.

### Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la Gerencia	
Nombre	Cargo
Carlo Carvallo Artigas	Gerente General
Claudio Toledo Freitas	Gerente de Finanzas y Administración
Vicente Villaceca Villalobos	Subgerente Comercial

El Gerente General de la Sociedad no percibe remuneración por parte de Pehuenche, por ser empleado del controlador.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia asciende a M\$31.344 por el periodo terminado al 31 de marzo de 2018 (M\$48.013 en 2017). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual y otros).

### Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Pehuenche tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

### Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos

Al 31 de marzo de 2018 y 2017 no hay pagos de indemnización por años de servicio.

### Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen

### Cláusulas de garantía: Directorio y Gerencia de Pehuenche.

- Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control.

No existen cláusulas de garantías.

- Pacto de no competencia post contractual.

No existen pactos.

## 7.4 Planes de retribución vinculadas a la cotización de la acción.

No existen planes de retribución a la cotización de la acción de Pehuenche para el Directorio y personal clave de la Gerencia.

## 8. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

### Activo Intangible

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

Activos Intangibles Neto	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>Activos Intangibles, Netos</b>	<b>86.463</b>	<b>86.463</b>
Plusvalía Comprada	-	-
<b>Activos Intangibles Identificables, Neto</b>	<b>86.463</b>	<b>86.463</b>
Derechos de Paso	86.463	86.463

Activos Intangibles Bruto	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>Activos Intangibles, Bruto</b>	<b>86.463</b>	<b>86.463</b>
Plusvalía comprada	-	-
<b>Activos Intangibles Identificables, Bruto</b>	<b>86.463</b>	<b>86.463</b>
Derechos de Paso	86.463	86.463

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	-	-
Deterioro de Valor Acumulado de Plusvalía Comprada	-	-
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	-	-
Derechos de Paso	-	-

La composición y movimientos del activo intangible al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017 ha sido la siguiente:

### Año 2018

Movimientos en Activos Intangibles	Derechos de paso	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	86.463	-	<b>86.463</b>
<b>Movimientos</b>	-	-	-
Adiciones	-	-	-
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	-	-	-
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31 de marzo de 2018	<b>86.463</b>	-	<b>86.463</b>
<b>Saldo final Plusvalía Comprada</b>	-	-	-
<b>Saldo final Activos Intangibles al 31 de marzo de 2018</b>	<b>86.463</b>	-	<b>86.463</b>

### Año 2017

Movimientos en Activos Intangibles	Derechos de paso	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	86.463	-	<b>86.463</b>
<b>Movimientos</b>	-	-	-
Adiciones	-	-	-
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	-	-	-
Saldo final Activos Intangibles Identificables al 31 de diciembre 2017	<b>86.463</b>	-	<b>86.463</b>
<b>Saldo final Plusvalía Comprada</b>	-	-	-
<b>Saldo final Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>86.463</b>	-	<b>86.463</b>

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones que dispone la Sociedad, podemos señalar que dichas proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de marzo de 2018. No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles.

## 9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>184.737.335</b>	<b>186.571.280</b>
Construcción en Curso	1.363.304	1.331.271
Terrenos	841.789	841.789
Edificios	4.234.978	4.301.927
Planta y Equipo	176.850.017	178.610.362
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.447.247	1.485.931

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>466.935.854</b>	<b>466.903.821</b>
Construcción en Curso	1.363.304	1.331.271
Terrenos	841.789	841.789
Edificios	10.923.728	10.923.728
Planta y Equipo	445.533.572	445.533.572
Instalaciones Fijas y Accesorios	8.273.461	8.273.461

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(282.198.519)</b>	<b>(280.332.541)</b>
Edificios	(6.688.750)	(6.621.801)
Planta y Equipo	(268.683.555)	(266.923.210)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(6.826.214)	(6.787.530)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipo durante el periodo terminado al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Movimientos año 2018	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018</b>	1.331.271	841.789	4.301.927	178.610.362	1.485.931	<b>186.571.280</b>
Adiciones	32.033	-	-	-	-	<b>32.033</b>
Trasposos	-	-	-	-	-	-
Desinversiones	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(66.949)	(1.760.345)	(38.684)	<b>(1.865.978)</b>
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-
<b>Total movimientos</b>	<b>32.033</b>	-	<b>(66.949)</b>	<b>(1.760.345)</b>	<b>(38.684)</b>	<b>(1.833.945)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2018</b>	<b>1.363.304</b>	<b>841.789</b>	<b>4.234.978</b>	<b>176.850.017</b>	<b>1.447.247</b>	<b>184.737.335</b>

Movimientos año 2017	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>	1.677.304	841.789	4.569.722	185.224.514	993.519	<b>193.306.848</b>
Adiciones	664.567	-	-	-	-	<b>664.567</b>
Trasposos	(1.010.600)	-	-	387.298	623.302	-
Desinversiones	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(267.795)	(7.001.450)	(130.890)	<b>(7.400.135)</b>
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión de moneda extranjera	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-
<b>Total movimientos</b>	<b>(346.033)</b>	-	<b>(267.795)</b>	<b>(6.614.152)</b>	<b>492.412</b>	<b>(6.735.568)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>1.331.271</b>	<b>841.789</b>	<b>4.301.927</b>	<b>178.610.362</b>	<b>1.485.931</b>	<b>186.571.280</b>

### Información adicional de Propiedades, Planta y Equipos

- Las inversiones materiales en generación corresponden básicamente a obras en las centrales de Pehuenche y que por su condición son activadas.

## 10. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

A continuación se presenta el saldo de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31/03/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Pagos provisionales mensuales	39.048.742	31.438.501
Impuesto a la renta ejercicio anterior	(28.128.551)	(28.128.551)
Impuesto a la renta del periodo	(7.049.413)	-
<b>Total</b>	<b>3.870.778</b>	<b>3.309.950</b>

## 11. PASIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS

- a) El origen de los impuestos diferidos y los movimientos de sus rubros registrados al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) Netos	Saldo al 1 de enero de 2018 M\$	Movimientos				Saldo al 31 de diciembre de 2018 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2018	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas M\$	Reconocidos en resultados integrales M\$	Reconocidos directamente en patrimonio M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$		Activos por Impuestos Diferidos M\$	Pasivos por Impuestos Diferidos M\$
		Impuestos diferidos de Activos y Pasivos						
Depreciaciones	(48.612.146)	484.873	-	-	-	(48.127.273)	-	(48.127.273)
Amortizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	350.556	(4.543)	-	-	-	346.013	346.013	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación</b>	<b>(48.261.590)</b>	<b>480.330</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(47.781.260)</b>	<b>346.013</b>	<b>(48.127.273)</b>
Compensación							(346.013)	346.013
<b>Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación</b>						<b>(47.781.260)</b>	<b>-</b>	<b>(47.781.260)</b>

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) Netos	Saldo al 1 de enero de 2017 M\$	Movimientos				Saldo al 31 de diciembre de 2017 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2017	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas M\$	Reconocidos en resultados integrales M\$	Reconocidos directamente en patrimonio M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$		Activos por Impuestos Diferidos M\$	Pasivos por Impuestos Diferidos M\$
		Impuestos diferidos de Activos y Pasivos						
Depreciaciones	(50.391.958)	1.779.812	-	-	-	(48.612.146)	-	(48.612.146)
Amortizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	347.898	2.658	-	-	-	350.556	350.556	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación</b>	<b>(50.044.060)</b>	<b>1.782.470</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(48.261.590)</b>	<b>350.556</b>	<b>(48.612.146)</b>
Compensación							(350.556)	350.556
<b>Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación</b>						<b>(48.261.590)</b>	<b>-</b>	<b>(48.261.590)</b>

- b) La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias del país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetas a verificación:

País	Período
Chile	2014-2016

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos tributarios cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, Pehuenche estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros.

## 12. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Pehuenche está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Sociedad en el establecimiento de su política de gestión de riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo interno.
- El negocio define:
  - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - II. Criterios sobre contrapartes.
  - III. Operadores autorizados.
- Las áreas establecen para el mercado en el que opera su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones del negocio se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- Las áreas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en el mercado se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Pehuenche.

### 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.

### Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipo de cambio se refieren, fundamentalmente, con las siguientes transacciones, si corresponden:

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por la Sociedad, en los casos en que el margen de contribución de la compañía no esté altamente indexado a esa moneda extranjera.
- Ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de la Sociedad es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a dólares 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 a utilizar para dar cumplimiento a la política corresponden a forwards de tipo de cambio.

### Riesgo de “commodities”.

Pehuenche se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en el mercado local.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, la compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco.



### **Riesgo de liquidez.**

Pehuenche mantiene una liquidez consistente, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de marzo de 2018, Pehuenche tenía una liquidez de M\$396 en efectivo y equivalentes al efectivo. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad tenía una liquidez de M\$24.563 en efectivo y equivalentes al efectivo.

### **Riesgo de crédito.**

Pehuenche realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

### **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.

### **Activos de carácter financiero:**

Las inversiones de excedentes de caja, y eventuales contrataciones de derivados, se efectúan en entidades financieras con una calificación mínima de riesgo equivalente a grado de inversión.

### 13. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

31 de marzo de 2018						
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros	-	-	-	21.202.923	-	-
<b>Total Corriente</b>	-	-	-	21.202.923	-	-
Otros activos financieros	-	-	-	-	-	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	21.202.923	-	-

31 de diciembre de 2017						
Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros	-	-	-	32.034.730	-	-
<b>Total Corriente</b>	-	-	-	32.034.730	-	-
Otros activos financieros	-	-	-	-	-	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	32.034.730	-	-

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

31 de marzo de 2018				
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros	-	-	8.646.800	-
<b>Total Corriente</b>	-	-	8.646.800	-
Otros pasivos financieros	-	-	-	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	8.646.800	-

31 de diciembre de 2017				
Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financiero	-	-	38.310.560	-
<b>Total Corriente</b>	-	-	38.310.560	-
Otros pasivos financieros	-	-	-	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	38.310.560	-

#### 14. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$	31/03/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Acreedores comerciales	3.385.651	4.334.226	-	-
Pasivos por impuestos no renta	4.212.841	5.156.287	-	-
Dividendos por pagar	95.819	1.524.514	-	-
<b>Total</b>	<b>7.694.311</b>	<b>11.015.027</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se expone en anexo N° 2.

#### 15. OTRAS PROVISIONES

##### Provisiones

Al 31 de marzo de 2018 no existen otras provisiones.

##### Litigios y arbitrajes

Al 31 de marzo de 2018, no existen litigios y arbitrajes que revelar en los estados financieros.

## 16. PATRIMONIO TOTAL

### Patrimonio neto de la Sociedad, capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017 el capital social de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. asciende a M\$175.774.920 y está representado por 612.625.641 acciones de sin valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valores de Valparaíso.

### Prima de emisión:

La prima de emisión asciende a M\$18.499.309 y corresponde al sobreprecio en la colocación de acciones originados entre los años 1986 y 1992.

### Dividendos:

La Política de Dividendos informada a la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía, celebrada el 23 de abril de 2018, es la siguiente:

Distribuir como dividendo un monto equivalente al 100% de las utilidades líquidas y realizadas del periodo, después de absorber las pérdidas acumuladas y pagar los impuestos respectivos. Además, repartir tres dividendos provisorios con cargo a las utilidades del periodo, cuyos montos se calculan como se señala a continuación:

- 1er dividendo provisorio: Hasta el 60% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-agosto de 2018, según lo muestren los Estados Financieros al 31 de agosto de 2018, pagadero en octubre de 2018.
- 2do dividendo provisorio: Hasta el 70% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-noviembre de 2018, según lo muestren los Estados Financieros al 30 de noviembre de 2018, menos el monto del primer dividendo provisorio, pagadero en enero de 2019.

El dividendo definitivo, que considera el saldo de las utilidades del ejercicio, el que sería pagado con posterioridad a la Junta Ordinaria de Accionistas que se celebrará en marzo o abril de 2019.

A continuación se presentan los dividendos pagados en los últimos años por la Sociedad:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
74	Provisorio	23-07-2014	29,100000	2014
75	Provisorio	22-10-2014	49,310000	2014
76	Provisorio	21-01-2015	65,440000	2014
77	Definitivo	29-04-2015	67,720076	2014
78	Provisorio	24-07-2015	34,880000	2015
79	Provisorio	30-10-2015	39,850000	2015
80	Provisorio	22-01-2016	47,840000	2015
81	Definitivo	25-04-2016	70,070355	2015
82	Provisorio	22-07-2016	22,720000	2016
83	Provisorio	26-10-2016	38,860000	2016
84	Provisorio	25-01-2017	32,820000	2016
85	Definitivo	26-04-2017	50,241000	2016
86	Provisorio	26-07-2017	16,420000	2017
87	Provisorio	25-10-2017	28,080000	2017
88	Provisorio	24-01-2018	31,720000	2017
89	Definitivo	08-05-2018	49,240943	2017

### Otras reservas:

Al 31 de marzo 2018 y 31 de diciembre de 2017, el saldo de las reservas es la suma de M\$ (37.656.647) y corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar, que la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista en el párrafo 24 a) de la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

## 17. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
<b>Ventas de energía</b>	<b>30.469.541</b>	<b>36.195.569</b>
Cientes Regulados	1.100.705	653.512
Cientes no Regulados	28.620.641	35.364.504
Ventas de Mercado Spot	748.195	177.553
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>199.188</b>	<b>182.029</b>
Peajes y transmisión	199.188	182.029
<b>Subtotal</b>	<b>30.668.729</b>	<b>36.377.598</b>
Otros ingresos	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
Otros Ingresos	67.272	-
<b>Subtotal</b>	<b>67.272</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>30.736.001</b>	<b>36.377.598</b>

## 18. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias Primas y Consumibles Utilizados	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
Compras de energía	2.625.970	8.841.508
Gastos de transporte de energía	230.426	2.758.688
Otros aprovisionamientos variables y servicios	61.591	-
<b>Total Materias primas y consumibles</b>	<b>2.917.987</b>	<b>11.600.196</b>

## 19. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

La composición de esta partida al 31 de marzo de 2018 y 2017, es la siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
Salarios	30.094	47.148
Beneficios a corto plazo a los empleados	1.250	865
<b>Total</b>	<b>31.344</b>	<b>48.013</b>

## 20. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO

El detalle de estos rubros de las cuentas de resultados al 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
Depreciaciones	1.865.978	1.770.774
Amortizaciones		
<b>Total</b>	<b>1.865.978</b>	<b>1.770.774</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro	7.756	-
<b>Total</b>	<b>7.756</b>	<b>-</b>

## 21. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
Servicios profesionales	8.785	-
Servicios externalizados	804.203	780.900
Primas de seguros	300.891	172.048
Tributos y tasas	147.155	182.828
Otros suministros y servicios	8.742	83.973
<b>Total Otros gastos por naturaleza</b>	<b>1.269.776</b>	<b>1.219.749</b>

## 22. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del resultado financiero al 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Resultado financiero	Saldos al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
<b>Ingresos Financieros</b>	<b>493</b>	<b>-</b>
<b>Gastos Financieros</b>	<b>(52.700)</b>	<b>(125.551)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(195)</b>	<b>161</b>
Positivas	-	161
Negativas	(195)	-
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(52.402)</b>	<b>(120.991)</b>

## 23. GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “Resultado Antes de Impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados correspondiente al 31 de marzo de 2018 y 2017:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	31/03/2018 M\$	31/03/2017 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	7.049.413	5.962.327
Ajustes al Impuesto Corriente del Ejercicio Anterior	-	-
<b>Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total</b>	<b>7.049.413</b>	<b>5.962.327</b>
Ingresos por Impuesto Diferido	(477.449)	(498.193)
<b>Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total</b>	<b>(477.449)</b>	<b>(498.193)</b>
<b>Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>6.571.964</b>	<b>5.464.134</b>

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	Tasa %	31/03/2018 M\$	Tasa %	31/03/2017 M\$
Resultado contable antes de impuesto		24.606.270		21.662.875
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	27,00%	6.643.693	25,50%	5.524.033
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(0,29%)	(71.729)	(0,28%)	(59.899)
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(0,29%)</b>	<b>(71.729)</b>	<b>(0,28%)</b>	<b>(59.899)</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva</b>	<b>26,71%</b>	<b>6.571.964</b>	<b>25,22%</b>	<b>5.464.134</b>

## 24. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.

### a) Garantías directas

No hay garantías directas.

### b) Garantías Indirectas

No hay garantías indirectas.

### c) Otra información

No hay.

## 25. DOTACION

La distribución del personal de Pehuenche, al 31 de marzo de 2018 y 2017, es la siguiente:

País	31/03/2018				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	3	-	-	3	3
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

País	31/03/2017				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	3	-	-	3	3
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

## 26. MEDIO AMBIENTE

Entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2018, la Sociedad ha efectuado desembolsos por concepto de medio ambiente por la suma de M\$15.657 (M\$1.044 en 2017).

## 27. SANCIONES

### a) Directores o administradores.

No hay

### b) Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No Hay.

## 28. HECHOS POSTERIORES

- La Sociedad informó que la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 23 de abril de 2018, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$49,240943 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Dicho saldo de dividendo se pagará a partir del día 8 de mayo, a los accionistas de la Compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago.

- La Sociedad informó que en Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 23 de abril de 2018, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma. El directorio quedó conformado por las siguientes personas: Raúl Arteaga Errazuriz, Juan Candia Narváez, Paula Riveros Pérez, Luis Ignacio Quiñones Sotomayor y Fernando Vallejos Reyes.

Adicionalmente, instalado el nuevo Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 23 de abril de 2018, se ha elegido a Don Raúl Arteaga Errázuriz, como Presidente del Directorio y a doña Natalia Fernández Sepúlveda, como Secretaria del Directorio.

En el período comprendido entre el 1 de abril de 2018 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido otros hechos de carácter financiero contable que afecten significativamente la interpretación de estos estados financieros intermedios.

**ANEXO N° 1 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 3 DE FEBRERO DE 2012:**

Este anexo forma parte integral de los Estados financieros intermedios de Pehuenche.

**a) Estratificación de la cartera**

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31/03/2018											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores Comerciales bruto	2.170.450	23.992	174.514	38.785		71.548	-	5.029	-	1.120.888	3.605.206	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.105.998)	(1.105.998)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	141.522	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.522	4.490
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.311.972</b>	<b>23.992</b>	<b>174.514</b>	<b>38.785</b>	<b>-</b>	<b>71.548</b>	<b>-</b>	<b>5.029</b>	<b>-</b>	<b>14.890</b>	<b>2.640.730</b>	<b>4.490</b>

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31/12/2017											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores Comerciales bruto	8.984.215	1.083.204	11.748	11.415	202	4.642	1.108	4.430	208.790	1.567.706	11.877.460	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.103.086)	(1.103.086)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	150.239	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.239	5.050
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>9.134.454</b>	<b>1.083.204</b>	<b>11.748</b>	<b>11.415</b>	<b>202</b>	<b>4.642</b>	<b>1.108</b>	<b>4.430</b>	<b>208.790</b>	<b>464.620</b>	<b>10.924.613</b>	<b>5.050</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31/03/2018						Saldo al 31/12/2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	76	2.311.972	-	-	76	2.311.972	196	9.134.454	-	-	196	9.134.454
Entre 1 y 30 días	6	23.992	-	-	6	23.992	19	1.083.204	-	-	19	1.083.204
Entre 31 y 60 días	101	174.514	-	-	101	174.514	27	11.748	-	-	27	11.748
Entre 61 y 90 días	58	38.785	-	-	58	38.785	21	11.415	-	-	21	11.415
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	26	202	-	-	26	202
Entre 121 y 150 días	99	71.548	-	-	99	71.548	34	4.642	-	-	34	4.642
Entre 151 y 180 días	-	-	-	-	-	-	33	1.108	-	-	33	1.108
Entre 181 y 210 días	64	5.029	-	-	64	5.029	27	4.430	-	-	27	4.430
Entre 211 y 250 días	-	-	-	-	-	-	29	208.790	-	-	29	208.790
Superior a 251 días	167	14.890	-	-	167	14.890	167	464.620	-	-	167	464.620
<b>Total</b>	<b>571</b>	<b>2.640.730</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>571</b>	<b>2.640.730</b>	<b>579</b>	<b>10.924.613</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>579</b>	<b>10.924.613</b>

## b) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/03/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	(10.668)	-
Recuperos del período	7.756	-
<b>Total</b>	<b>(2.912)</b>	<b>-</b>

## c) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31/03/2018		31/12/2017	
	Total detalle por tipo de operaciones			
	Ultimo trimestre	Acumulado Anual	Ultimo trimestre	Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$

### Provisión deterioro y recuperos:

Número de operaciones		1		
Monto de las operaciones		2.912		

**ANEXO N° 2 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:**

Este anexo forma parte integral de los Estados financieros intermedios de Pehuenche.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31/03/2018				31/12/2017			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	829.419	2.556.232		3.385.651	570.719	3.763.507		4.334.226
Entre 31 y 60 días				-				-
<b>Total</b>	<b>829.419</b>	<b>2.556.232</b>	<b>-</b>	<b>3.385.651</b>	<b>570.719</b>	<b>3.763.507</b>	<b>-</b>	<b>4.334.226</b>
Periodo promedio de pago cuentas al día (días)	35	10	-		35	10		