

ESTADOS FINANCIEROS BAJO IFRS
COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA
LLANQUIHUE LTDA.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADOS FINANCIEROS
Al 31 de diciembre 2019 Y 2018

ÍNDICE

Informe de los Auditores Independientes	1
Estados Financieros	
Estado de Situación Financiera	3
Estado de Resultados Integrales	5
Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	7
Estado de Flujo de Efectivo	9
Notas a los Estados Financieros	13

Abreviaturas utilizadas:

\$: Pesos chilenos
M\$: Miles de pesos chilenos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores

Presidente, Consejeros y Socios
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.

Informe sobre los estados financieros

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



GESTION'S

Audidores & Consultores

Bases para la Opinión con Salvedades

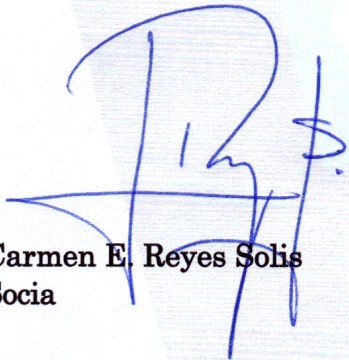
Los estados financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 de las sociedades Central Eléctrica El Canelo SPA y Centro de Control y OP. CCO SPA, sociedades coligadas de Crell Generación SPA no han sido auditadas, de acuerdo a detalle de Inversiones permanentes detalladas en Nota 13.

Opinión

En nuestra opinión, excepto por los efectos de aquellos ajustes, de haberse requerido alguno que pudiera haber sido determinado, si se hubiesen auditado los estados financieros de la sociedad indicada en el párrafo anterior incluido en la "Base para la opinión con salvedades", los mencionados estados financieros, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los estados de resultados integrales y los correspondiente estados de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos

Los estados financieros mencionados en el párrafo 1, han sido preparados para reflejar la situación financiera individual de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., a base de los criterios descritos en Nota 2, antes de proceder a la consolidación, línea a línea, de los estados financieros de las filiales detallada en Nota 13. En consecuencia, para una adecuada interpretación, estos estados financieros individuales deben ser leídos y analizados en conjunto con los estados financieros Consolidados de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. y filiales.



Carmen E. Reyes Solis
Socia

Gestion's Audidores & Consultores

Santiago, 21 de febrero de 2020

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
Al 31 de diciembre de 2019 Y 2018

ACTIVOS	Nota	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Activos corrientes:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	219.103	885.563
Otros activos no financieros, corrientes	7	5.730	2.373
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	3.589.942	3.477.895
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	1.047.297	1.029.633
Inventarios	10	1.295.224	691.851
Activo por impuestos, corrientes	11	168.447	176.551
Activos mantenidos para la venta	12	482.082	233.545
Total activos corrientes		6.807.825	6.497.411
Activos no corrientes:			
Otros activos no financieros, no corrientes	7	103.434	74.038
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	1.398.662	1.175.687
Activos intangibles distintos a la plusvalía	14	57.239	65.878
Propiedades, planta y equipo	15	32.965.254	31.345.387
Propiedades de inversión	16	1.311.500	1.009.839
Activos por impuestos diferidos	17	348.554	193.366
Total activos no corrientes		36.184.643	33.864.195
TOTAL ACTIVOS		42.992.468	40.361.606

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
Al 31 de diciembre de 2019 Y 2018

PASIVOS Y PATRIMONIO	Nota	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Pasivos corrientes:			
Pasivos financieros, corrientes	18	391.448	393.334
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	19	2.499.814	2.769.416
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	9	797.225	646.605
Pasivo por impuestos, corrientes	11	419.763	442.858
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	20	-	71.488
Otros pasivos no financieros, corrientes	21	552.059	505.047
Total pasivos corrientes		4.660.309	4.828.748
Pasivos no corrientes:			
Pasivos financieros, no corrientes	18	780.937	664.041
Pasivo por impuestos diferidos	17	5.454.194	4.909.466
Provisión por beneficio a los empleados, no corrientes	20	474.166	397.528
Otros pasivos no financieros, no corrientes	21	66.036	137.883
Total pasivos no corrientes		6.775.333	6.108.918
Patrimonio:			
Capital emitido		9.099.971	7.902.244
Fondo de reserva legal		2.634.979	2.517.853
Fondo reserva 2 %		77.831	51.768
Fondo Reserva Fluctuación de Valores		172.670	172.670
Otros Reservas		18.187.237	17.476.238
Excedente del ejercicio		1.384.138	1.303.167
Total patrimonio		31.556.826	29.423.940
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO		42.992.468	40.361.606

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 Y 2018

ESTADOS DE RESULTADO POR FUNCIÓN	Nota	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	23	15.749.063	13.748.080
Costo de ventas	24	(12.822.117)	(11.428.960)
Ganancia Bruta		2.926.946	2.319.120
Gastos de administración	24	(1.397.386)	(1.369.208)
Resultado operacional		1.529.560	949.912
Otros ingresos por función	23	546.104	946.832
Otros gastos, por función.	24	(380.782)	(371.618)
Ingresos financieros	25	168.562	142.068
Costos financieros	25	(104.337)	(76.452)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8	174.538	125.876
Resultados por unidades de reajustes.	25	4.103	(5.509)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.937.748	1.711.109
Gastos por impuestos a las ganancias		(553.610)	(407.942)
EXCEDENTE DEL EJERCICIO		1.384.138	1.303.167

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
 Por los ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 Y 2018

ESTADOS DE RESULTADO INTEGRALES	Nota	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
EXCEDENTE DEL EJERCICIO		1.384.138	1.303.167
Ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a patrimonio			
Bajas de activos mantenidos para la venta		-	(746.584)
Revaluación propiedades disponibles para la venta		248.537	
Revaluación propiedades, plantas y equipos		718.155	-
Otros ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a Patrimonio		(255.693)	43.997
Otros ajustes a patrimonio		15.352	11.369
TOTAL RESULTADOS INTEGRALES		2.110.489	611.949

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 Y 2018

	Capital pagado	Fondo reserva legal	Fondo reserva 2%	Cambios en Otras reservas				Reserva fluctuación de valores	Excedente del ejercicio	Total
				Revalorización propiedades, plantas y equipos	Revalorización propiedades de inversión	Revalorización de activos no monetarios disponibles para la venta	Reservas varias			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01.01.2019	7.902.244	2.517.853	51.768	21.325.436	766.752	202.533	(4.818.483)	172.670	1.303.167	29.423.940
Aumentos (disminución) de capital:										
Distribución excedente año 2018	1.277.104	-	26.063	-	-	-	-	-	(1.303.167)	-
Devolución de aportes (94.729)		-	-	-	-	-	-	-	-	(94.729)
Regulariza socios activos	-	117.126	-	-	-	-	-	-	-	117.126
Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Traspasa revaluacion propiedades, plantas y eq.	-	-	-	(4.818.483)	-	-	4.818.483	-	-	-
Resultado Integrales										
Excedente del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	1.384.138	1.384.138
Total ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a patrimonio										
Revalorización (1)	-	-	-	718.155	-	248.537	-	-	-	966.692
Ajuste bajas bienes mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por impuesto diferido	-	-	-	(189.954)	-	(65.739)	-	-	-	(255.693)
Otros ajustes a patrimonio	15.352	-	-	-	-	-	-	-	-	15.352
Saldo final al 31.12.2019	9.099.971	2.634.979	77.831	17.035.154	766.752	385.331	-	172.670	1.384.138	31.556.826

(1) La Coopearativa realizo retasación de sus propiedades, plantas y equipos , bienes disponibles para la venta y propiedades de inversión.

(2) En reunión ordinaria N°1113 de fecha 13 de noviembre de 2019, se aprueba regularización de socios fallecidos para regularizar socios Activos.

	Capital pagado	Fondo reserva legal	Fondo reserva legal	Cambios en otras reservas				Reserva fluctuación de valores	Excedente del ejercicio	Total
				Revalorización propiedades, plantas y equipos	Revalorización propiedades de inversión	Revalorización de activos no monetarios disponibles para la venta	Reservas varias			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01.01.2018	7.115.765	2.517.853	34.622	21.325.436	766.752	949.118	(4.862.480)	172.670	857.298	28.877.034
Aumentos (disminución) de capital:										
Distribución excedente año 2017	840.152	-	17.146	-	-	-	-	-	(857.298)	-
Devolución de aportes	(65.042)	-	-	-	-	-	-	-	-	(65.042)
Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Integrales:										
Excedente del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	1.303.167	1.303.167
Total ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a patrimonio:										
Ajuste por bajas de activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	(746.585)	-	-	-	(746.585)
Ajuste por impuesto diferido	-	-	-	-	-	-	43.997	-	-	43.997
Otros ajustes a patrimonio	11.369	-	-	-	-	-	-	-	-	11.369
Saldo final al 31.12.2018	7.902.244	2.517.853	51.768	21.325.436	766.752	202.533	(4.818.483)	172.670	1.303.167	29.423.940

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 Y 2018

FLUJO NETO DEL EJERCICIO	2019 M\$	2018 M\$
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN:		
Recaudación deudores por venta	15.537.163	13.586.248
Pago a proveedores y personal	(13.930.501)	(12.081.507)
Otros cobros(pagos) por actividades operacionales	(74.308)	328.503
Ingresos financieros percibidos	168.562	142.068
Intereses pagados	(104.337)	(76.452)
Flujo neto positivo originado por actividades de la operación	1.596.579	1.898.860
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Obtención de préstamos	1.040.570	-
Pago de préstamos	(340.309)	(451.153)
Devolución de capital	(94.728)	(65.042)
Flujo neto positivo (negativo) originado por actividades de Financiamiento	605.533	(516.195)
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Incorporación de propiedades, plantas y equipos	(2.853.849)	(1.590.250)
Venta de activos disponibles para la venta	-	895.000
Incorporación de intangibles	-	(11.905)
Venta de propiedades plantas y equipos	2.941	-
Préstamos otorgados a empresas relacionadas	(17.664)	(71.020)
Otras inversiones	-	(23.340)
Flujo neto positivo (negativo) por actividades de inversión:	(2.868.572)	(801.515)
Flujo neto total positivo (negativo) del ejercicio	(666.460)	559.749
VARIACIÓN NETA DEL EFECTIVO DURANTE EL EJERCICIO	(666.460)	559.749
SALDO INICIAL DEL EFECTIVO	885.563	325.814
SALDO FINAL DEL EFECTIVO	219.103	885.563

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ÍNDICE:

1.	INFORMACIÓN GENERAL Y DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	13
1.1.	Identificación y objeto social	13
1.2.	Mercado de distribución de electricidad	13
2.	BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	19
2.1.	Bases contables	19
2.2.	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas	19
3.	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES	20
3.1.	Bases de presentación	20
3.1.1.	Periodos cubiertos	20
3.1.2.	Bases de preparación	20
3.2.	Moneda funcional y de presentación	21
3.3.	Compensación de saldos y transacciones	21
3.4.	Instrumentos financieros	21
3.5.	Estimación de deudores incobrables	21
3.6.	Inventarios	21
3.7.	Activos Intangibles	22
3.8.	Propiedades, plantas y equipos	22
3.9.	Propiedades de inversión	23
3.10.	Beneficios a los empleados	24
3.11.	Impuesto a la renta e impuestos diferidos	24
3.12.	Provisiones	24
3.13.	Reconocimiento de ingresos y gastos	25
3.14.	Estado de flujo de efectivo	25
3.15.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	26
3.16.	Arrendamientos	26
3.17.	Deterioro del valor de los activos	26
3.18.	Activos no corrientes mantenidos para la venta	27
4.	ESTIMACION Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN	28
4.1.	Tasaciones de propiedades, plantas y equipos	28
4.2.	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía)	29

5. Cambios contables	29
6. Efectivo y equivalentes al efectivo	29
7. Otros activos no financieros, corrientes	29
8. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	30
9. Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas	31
9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	31
9.1.1 Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	31
9.1.2 Cuentas por pagar a entidades relacionadas	32
9.2 Consejo de Administración y Junta de vigilancia	32
9.2.1 Remuneración del Consejo de administración y Junta de vigilancia	32
10. Inventarios	33
11. Activos, pasivos por impuestos	33
12. Activos mantenidos para la venta	34
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	34
14. Activos intangibles distintos a la plusvalía	35
15. Propiedad, planta y equipo	36
15.1 Vidas Útiles	36
15.2 Detalle de los rubros	36
15.2.1. Valores netos de propiedad, plantas y equipos	36
15.2.2. Valores brutos de propiedad, plantas y equipos	37
15.2.3. Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo	38
15.3 Reconciliación de cambios en propiedad, plantas y equipos	39
15.4. Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos	40
15.5. Activos sujetos a arrendamientos financieros	40
15.5.1 Valores netos de propiedades, plantas y equipos en arrendamiento financieros	40
15.5.2 Detalle de pagos por arrendamientos financieros, correspondiente a propiedades, plantas y equipos	40
16. Propiedades de inversión	41
16.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	41
17. Impuestos diferidos	42
17.1. Activos y pasivos por impuestos diferidos	42
17.2. Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera	42
18. Pasivos financieros	43
18.1. Clase de pasivos financieros	43
18.2. Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos	44
18.3. Obligaciones por leasing	45
19. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	46
20. Provisiones por beneficios a los empleados	46
21. Otros pasivos no financieros	46
22. Políticas de inversión y financiamiento	47

23. Ingresos por actividades ordinarias	47
23.1. Ingresos Ordinarios	47
23.2. Otros ingresos, por función	47
24. Composición de resultados relevantes	48
24.1. Gastos por naturaleza	48
25. Resultado financiero	49
26. Contingencias y Restricciones	49
26.1. Juicios pendientes	51
27. Garantías	51
27.1 Garantías directas	51
27.2 Hipotecas	51
27.3 Avalos	51
28. Medio ambiente	52
29. Hechos posteriores	52

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
NOTA A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018

1. INFORMACIÓN GENERAL Y DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

1.1. Identificación y objeto social

La Cooperativa, obtuvo su personalidad jurídica y aprobación de sus estatutos, por Decreto Supremo N° 69 de 1951, del Ministerio de Economía.

El texto refundido del estatuto fue fijado en Junta General Extraordinaria de Socios, aprobado por Resolución Ministerial N°54 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, extracto publicado en el Diario Oficial de fecha 4 de octubre de 2002.

La Cooperativa tendrá por objeto generar, adquirir, distribuir y suministrar energía eléctrica. Se considerará dentro del objeto de la cooperativa:

- a) Adquirir energía eléctrica en baja y/o alta tensión.
- b) Transmitir, instalar, distribuir, vender y suministrar energía eléctrica.
- c) Adquirir, explotar y transferir concesiones de servicios eléctricos.
- d) Construir, mantener y explotar líneas de transmisión y de distribución de energía eléctrica, incluyendo subestaciones de poder y distribución.
- e) Crear empresas y/o participar en sociedades que el Consejo de Administración estime necesarios, previa evaluación de cada proyecto.

1.2. Mercado de distribución de electricidad

La Cooperativa distribuye energía eléctrica, abasteciendo a 29.365 clientes de la provincia de Llanquihue, Región de Los Lagos, cuyas ventas físicas alcanzaron 83,85 GWh al cierre del ejercicio 2019.

Contratos de Suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. cuenta con contratos de suministro de energía y potencia con las empresas Generadoras Colbún S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A, ahora Enel Generación S.A., con vigencia hasta diciembre 2019 en ambos casos. Adicionalmente, a partir del 01 de enero de 2015 cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones 2013-01, con Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A., ahora Enel Generación S.A., los cuales tienen vigencia hasta diciembre 2024, por Licitación 2013-03, cuenta con contrato de suministro con Empresa Nacional de Electricidad, ahora Enel Generación S.A., con vigencia hasta diciembre 2025; por Licitación 2013-03 segundo llamado, cuenta con contrato de suministro con las siguientes empresas generadoras: Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 SPA., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., Colbún S.A., San Juan SPA., Santiago Solar S.A. y Chungungo S.A. con vigencia hasta 2033, y por Licitación 2015-02, cuenta con contrato de suministro con las siguientes empresas generadoras: Aela Generación S.A., Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., SCB II SPA., Amunche Solar S.A., con vigencia hasta 2036.

Demanda:

El crecimiento de la demanda está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar. El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N°327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD):

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- El precio de nudo promedio, calculado por la autoridad, basado a partir de enero de 2010, en el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras, como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II,
- Valor Agregado de Distribución (VAD), también fijado por la autoridad sectorial.
- Costos de Operación y Mantención de las instalaciones de Distribución.

Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del

sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Pero, a partir del 21 de diciembre 2019, mediante la Ley 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, se estableció una modificación a lo indicado en el párrafo anterior, por lo siguiente:

“Artículo 182 bis.- La tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución será calculada por la Comisión cada cuatro años, de acuerdo al procedimiento señalado en este artículo. Esta tasa será aplicable después de impuestos y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado. En todo caso, la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento. El riesgo sistemático señalado se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa modelo eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento deberá considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años, a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no deberá ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el retorno promedio corresponderá al promedio de los seis meses previos, contados desde la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización. Excepcionalmente, cuando la Comisión lo determine fundadamente, podrá considerar un periodo distinto de manera de dar mejor representatividad al instrumento elegido. El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en este artículo. La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático y del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables desde el punto de vista estadístico. La tasa de actualización, de este modo, será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. La Comisión, antes de los cinco meses del plazo señalado en el artículo 183 bis para comunicar las bases preliminares del estudio de costos, deberá licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes, conforme a lo señalado en este artículo. Finalizado el estudio señalado en el inciso anterior, la Comisión emitirá un informe técnico con la tasa de actualización, cuyo valor deberá ser incorporado

en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183 bis, para efectos de ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución eléctrica, y sometido al dictamen del Panel en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso. El informe técnico deberá acompañarse como antecedente en las bases preliminares señaladas.”

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El valor agregado de distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Remplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por CNE.

El 24 de agosto de 2017, fue publicado el Decreto 11T-2016 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor agregado de distribución para el quadrienio 2016-2020. Posteriormente, con fecha 28 de septiembre de 2018, fue publicado en el Diario Oficial, el Decreto 5T-2018, mediante el cual se modifican parámetros del Decreto 11T-2016, conociéndose esto como fijación interperiodo, ya que rige desde su publicación en el Diario Oficial hasta noviembre 2020.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad, en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de transmisión zonal, transmisión nacional y transmisión adicional, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Durante 2019 se publicaron los decretos de precios de nudo promedio que fijaron precios con vigencias desde el 1 de enero 2019 y 1 de julio 2019. Pero con la entrada en vigencia de la Ley 21.185, que crea un mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica, el Decreto de precio de nudo promedio de enero 2019, volvió a estar vigente y el decreto de precio de nudo promedio de julio 2019 fue derogado.

En octubre 2017 entra en operación la Ley de Equidad tarifaria Residencial (Ley N°20.928), lo que continúa vigente.

En virtud de esta medida ninguna cuenta de la luz deberá ser superior al 10% del promedio nacional, buscando con esto corregir la diferencia que hoy existe entre la comuna más cara y la más barata. Dado esto, las comunas a las cuales abastece CRELL, se vieron beneficiadas, rebajándose las cuentas de los clientes residenciales (Tarifa BT1a), y cuyo valor total a descontar a los clientes de CRELL debe ser financiado por clientes de otras empresas eléctricas, en comunas que producto de esta ley deben financiar la rebaja. Por lo tanto, los menores valores facturados a los clientes BT1a de CRELL son compensados por los valores que las otras empresas distribuidoras cobran a sus clientes para traspasar a CRELL, con desfase de un mes, por lo cual, se deben reflejar al final de cada mes, la provisión de ingresos respectiva, calculando la diferencia entre lo que se debió facturar y lo que efectivamente se facturó.

Precios de servicios asociados al suministro:

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios y pago fuera de plazo.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes.

Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

El 24 de julio de 2018, fue publicado el Decreto 13T/2017 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija los precios de los servicios al suministro de electricidad vigentes a contar de dicha fecha.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1. Bases contables

En reunión Ordinaria N°936 de fecha 13 de febrero de 2013, el Consejo aprueba la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF a contar del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"), vigentes al 31 de diciembre de 2019.

2.2. Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas.

a) Nuevas normas y modificaciones en 2019.

Las normas e interpretaciones, así como las mejoras y modificaciones a NIIF, que han sido emitidas, con entrada en vigencia a la fecha de estos estados financieros, se encuentran detalladas a continuación:

Normas y Enmiendas	Concepto	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 16	Arrendamientos	1 de enero de 2019
IFRIC23	Tratamiento de posición fiscales inciertas	1 de enero de 2019
	Enmiendas	
NIIF 3	Combinación de negocios-intereses previamente mantenidos en operación conjunta	1 de enero de 2021
NIIF 9	Características de prepago con compensación negativa	1 de enero de 2019
NIIF 11	Contratos de seguros - aplicando NIIF 9 Instrumentos Financieros con NIIF 4 Contratos de Seguros	1 de enero de 2019
NIIF 12	Impuestos a las ganancias - consecuencias fiscales de pagos relacionados con instrumentos financieros clasificados como patrimonio	1 de enero de 2019
NIC 23	Costos sobre préstamos - costos de préstamos elegibles para ser capitalizados	1 de enero de 2019
NIC 28	Participaciones de largo plazo en Asociada y Negocios Conjuntos	1 de enero de 2019
NIC 19	Beneficios a los empleados - Modificación, reducción o liquidación del plan	1 de enero de 2019
CINIIF	Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019

Estos pronunciamientos no han tenido efectos significativos para la cooperativa. anterior

- b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes

Normas	Concepto	Fecha de aplicación obligatoria
Nuevas normas		
NIIF 17	Contratos de Seguro	1 de enero de 2021
Enmiendas		
NIIF 3	Definición de un negocio	1 de enero de 2020
NIC 1 y NIC 8	Definición de material	1 de enero de 2020
NIIF 9, NIC 9 y NIIF 7	Reforma a la tasa interés de referencia	1 de enero de 2020
NIIF 10 y NIC 28	Estados Financieros Consolidados - Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

3. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1. Bases de presentación

3.1.1. Períodos cubiertos

Los presentes estados financieros de Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda. comprende el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y los estados de cambio en el patrimonio, de resultados integrales y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

3.1.2. Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF” o “IFRS” en inglés), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales. Los presentes estados financieros de la Cooperativa han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar activos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

3.2. Moneda funcional y de presentación

La Cooperativa ha determinado que su moneda funcional es el Peso Chileno, considerando para ello el entorno económico principal en el cual desarrollan sus actividades. Para propósitos de los estados financieros la moneda de presentación es el Peso Chileno.

3.3. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, no se compensan tanto los activos, los pasivos, los ingresos como tampoco los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

3.4. Instrumentos financieros

La compañía reconoce activos financieros y pasivos financieros en el momento que asume las obligaciones o adquiere los derechos contractuales de los mismos.

3.5. Estimación deudores incobrables

Representa la estimación de riesgos de cobranza, se provisionan los documentos en un 100% cuando presentan una morosidad sobre 91 días desde su fecha de vencimiento. Siendo este proceder apegado a las normas dictadas por Departamento de Cooperativas, en su artículo 72° de la RAE 1321 del 11-06-2013.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de estimación deudores incobrables, y el monto de las pérdidas se reconoce con cargo a resultados del año.

Posteriormente, en caso de que una cuenta por cobrar sea considerada de manera definitiva como incobrable, se procede a su castigo contra la respectiva estimación. Por el contrario, en caso de existir un recupero posterior al castigo, se reconoce como abono a resultados del año.

3.6. Inventarios

Los inventarios de Materias primas, Envases y Embalajes, se presentan a precio medio ponderado (PMP). Los productos en proceso y productos terminados se presentan al costo de producción al precio medio ponderado (PMP) o valor neto de realización si este es inferior. Los valores así determinados no exceden a los respectivos valores de realización o reposición, según corresponde.

3.7. Activos Intangibles

Las licencias de programas informáticos adquiridos, se reconoce al costo incurrido para adquirirlas y prepararlas para su adecuado uso. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo y mantenimiento de programas informáticos, se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Si estos costos están directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la cooperativa, y que vayan a generar beneficios económicos por más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos. Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante la vida útil estimada.

3.8. Propiedades, plantas y equipos

Los terrenos y edificios de la Cooperativa se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable la que se realizará cada tres años.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Cooperativa y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo

promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.

Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.9. Propiedades de inversión

Las propiedades de inversión incluyen fundamentalmente los terrenos, inmuebles e instalaciones mantenidos con la finalidad de obtener rentas por arriendos, para conseguir plusvalía en la inversión. No está considerado su uso en la producción o abastecimiento de bienes o servicios, así como tampoco para propósitos de uso propio.

Las propiedades de inversión se miden y registran al valor justo, reconociendo los cambios del valor justo en los resultados de cada ejercicio.

3.10. Beneficios a los empleados

3.10.1. Vacaciones del personal:

El costo de vacaciones del personal se registra como gasto en el año en que se devenga este derecho.

3.10.2. Indemnización por años de servicios (IAS):

La Cooperativa presenta esta obligación, en virtud de convenios suscritos con su personal, con base al método del valor actual de la obligación devengada al término de cada ejercicio.

3.11. Impuesto a la renta e impuestos diferidos

El impuesto a la renta se determina de acuerdo con las disposiciones tributarias vigentes. Conforme a lo establecido en el artículo N°17 del D.L. 824, la Entidad determina el impuesto a la renta proporcionalmente sobre los ingresos y gastos del período en función de las ventas realizadas a los no cooperados. Dicho porcentaje fue de un 87,27% en el ejercicio 2019 (87,4% en el ejercicio 2018).

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integrales o provienen de una combinación de negocios.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos incluye las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se estima que la Cooperativa pagará o recuperará por las diferencias entre el valor financiero de activos y pasivos y su valor tributario, así como las pérdidas tributarias vigentes y otros créditos tributarios.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, identificados como diferencias temporarias solo se reconocen en el caso de que se considere probable que la Cooperativa va tener en el futuro suficientes ingresos tributarios contra las que se puedan hacer efectivas.

3.12. Provisiones

Las provisiones corresponden a obligaciones presentes legales o asumidas, surgidas como consecuencia de sucesos pasados para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya información está sujeta a la ocurrencia o no de eventos que están fuera del control de la Cooperativa, u obligaciones presentes surgidas de hechos anteriores, cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable, o en cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos.

La Cooperativa no registra activos ni pasivos contingentes, salvo aquellos que se deriven de los contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a la fecha de cada estado de situación financiera, para ajustarlos de forma tal que reflejen la mejor estimación de operación.

3.13. Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos provenientes de las operaciones de la Cooperativa, se registran sobre base devengada.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Cooperativa durante el año, siempre que dichas entradas de beneficios provoquen un incremento en el patrimonio neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio, y estos beneficios puedan ser valorizados con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valorizan por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Los ingresos y gastos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar, durante el año de devengo correspondiente.

3.14. Estado de flujo de efectivo

El estado de flujo de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el año, determinados por el método indirecto.

La Cooperativa considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.

Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Cooperativa, así como otras actividades que no pueden ser clasificadas como de inversión o financiamiento.

Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios, de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3.15. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

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

3.16. Arrendamientos

3.16.1. Cuando la Cooperativa es el arrendatario - Arrendamiento financiero.

La Cooperativa arrienda determinadas propiedades, plantas y equipos. Para los arrendamientos en los que la Cooperativa tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad o activo arrendado o al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, el menor de los dos.

El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o duración del contrato.

3.16.2. Cuando la Cooperativa es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedad, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.17. Deterioro del valor de los activos

A lo largo del año, y fundamentalmente a la fecha del cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal, el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

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

Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta y su valor en uso. Al evaluar este último valor, los flujos de caja futuros estimados se descuentan a su valor presente, utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo, para los cuales no se han ajustado estimaciones de flujos de caja futuros.

3.18. Activos no corrientes mantenidos para la venta

Se presentan bajo este rubro terrenos de propiedad de la sociedad como disponibles para la venta que no clasifican dentro de las categorías de Propiedades de inversión. Estas inversiones se presentan en el estado de situación financiera a su valor razonable. Las variaciones del valor razonable, se registran con cargo o abono a una cuenta de Reserva del Patrimonio Neto denominada “Activos no corriente disponibles para la venta”, hasta el momento que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro referente a dichas inversiones es imputado íntegramente en el estado de resultados.

Cabe señalar que, si no hay una clara e inmediata intención de venta, estos bienes podrán ser clasificados bajo el rubro de propiedades de inversión. Si posteriormente se toma la decisión de venderlos, estos bienes deberán ser clasificados como Activos no corrientes disponibles para la venta.

4. ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Cooperativa efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1. Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Cooperativa efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio.

4.2. Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro.

Con fecha 24 de agosto de 2017 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°11T-2016, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, efectuados por las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, para el cuatrienio noviembre 2016 a noviembre 2020, el cual fue modificado por el Decreto N°5T-2018, publicado en el Diario Oficial del 28 de septiembre de 2018.

El 06 de mayo de 2019 fue publicado el Decreto 20T-2018 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2019, para el Sistema Eléctrico Nacional, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, el 05 de octubre, fue publicado el Decreto 7T-2019 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de julio de 2019. Finalmente, con fecha 02 de noviembre de 2019, fue publicada la Ley 21.185, la cual deroga el Decreto 7T-2019 y nuevamente le da vigencia el Decreto 20T-2018.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 21317/2019 del 06 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación del decreto de precio de nudo promedio 20T-2018, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos que procedan deberán materializarse en la primera boleta o factura que se emitan a los clientes, incluyendo las diferencias por concepto de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación del referido decreto de precio de nudo promedio, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días, vigentes al 03 de noviembre de 2019.

A estos efectos, el monto calculado de la referida reliquidación fue rebajado de las cuentas eléctricas de los clientes, en la facturación noviembre 2019, en una sola cuota.

5. CAMBIOS CONTABLES

Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2019, no se efectuaron otros cambios contables en relación al ejercicio anterior.

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Caja	45.338	33.175
Fondos fijos	500	500
Bancos	30.376	73.312
Fondos mutuos	142.889	778.576
Total efectivo y equivalentes al efectivo	219.103	885.563

Los saldos clasificados como efectivos y equivalentes al efectivo no tienen restricciones de disponibilidad o de uso.

7. Otros activos no financieros, corrientes.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes	No corriente
	31.12.2019 M\$	31.12.2019 M\$
Seguros pagados por anticipado	1.296	-
Gastos anticipados	4.434	-
Inversiones en otras sociedades	-	103.374
Boletas de garantía	-	60
Total	5.730	103.434

Otros activos no financieros	Corrientes	No corriente
	31.12.2018 M\$	31.12.2018 M\$
Seguros pagados por anticipado	1.433	-
Gastos anticipados	940	-
Inversiones en otras sociedades	-	73.978
Boletas de garantía	-	60
Total	2.373	74.038

8. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

La composición del rubro a valor neto al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Deudores comerciales, neto (a)	3.472.203	3.314.893
Otras cuentas por cobrar, neto	117.739	163.002
Total	3.589.942	3.477.895

La composición del rubro a valor bruto al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Deudores comerciales, bruto	3.708.227	3.535.958
Otras cuentas por cobrar, bruto	117.739	162.785
Total	3.825.966	3.698.743

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vigentes o por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

Deudores comerciales por vencer	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Con plazo menor a un mes	2.090.884	1.931.323
Con plazo entre uno y tres meses	234.687	41.550
Con plazo entre tres y seis meses	79.654	771
Con plazo entre seis y doce meses	185	163
Con plazo mayor a un año	-	-
Total	2.405.410	1.973.807

Los plazos de vencimientos de los deudores comerciales vencidos, pero no deteriorados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

Deudores comerciales vencidas	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Con vencimiento menor de un mes	740.257	983.800
Con vencimiento entre uno y tres meses	338.475	166.870
Con vencimiento entre tres y seis meses	85.819	55.928
Con vencimiento entre seis y doce meses	46.200	23.857
Con vencimiento mayor a un año	92.066	331.696

Total	1.302.817	1.562.151
--------------	------------------	------------------

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Deterioro deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Deudores comerciales	236.025	220.848
Total	236.025	220.848

9. Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas.

9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1. Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2019 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Otros servicios	31.12.2019	Directa	pesos	3.912
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Otros servicios	31.12.2019	Directa	pesos	2.168
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Recuperación de gastos	31.12.2019	Directa	pesos	-
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Recuperación de gastos	31.12.2019	Directa	pesos	103.386
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Préstamo en pesos	31.12.2019	Directa	pesos	878.459
	Central Eléctrica El Canelo SPA	Otros servicios	31.12.2019	Directa	pesos	8.316
	Centro de control y operaciones CCO SPA	Otros servicios	31.12.2019	Directa	pesos	51.056
		Total				1.047.297

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2018 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Otros servicios	31.12.2018	Directa	pesos	2.386
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Otros servicios	31.12.2018	Directa	pesos	3.468
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Recuperación de gastos	31.12.2018	Directa	pesos	26.374
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Recuperación de gastos	31.12.2018	Directa	pesos	68.307
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Préstamo en pesos	31.12.2018	Directa	pesos	855.600
	Central Eléctrica El Canelo SPA	Otros servicios	31.12.2018	Directa	pesos	19.794
	Centro de control y operaciones CCO SPA	Otros servicios	31.12.2018	Directa	pesos	53.704
		Total				1.029.633

9.1.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2019 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Proyectos eléctricos	31.12.2019	Directa	Pesos	503.048
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Toma de estado Arriendo de vehículos	31.12.2019	Directa	Pesos	294.177
		Total				797.225

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2018 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Proyectos eléctricos	31.12.2018	Directa	Pesos	449.228
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Toma de estado Arriendo de vehículos	31.12.2018	Directa	Pesos	194.742
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Servicio de capacitación	31.12.2018	Directa	pesos	2.635
		Total				646.605

9.2. Consejo de Administración y Junta de vigilancia

Los miembros del Consejo de Administración permanecen por un periodo de 3 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

La conformidad del Consejo al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

2019	2018
Consejeros Titulares	Consejeros Titulares
Eric Ebner F. Hugo Scheel Sch. Patricia Muñoz L.	Eric Ebner F. Hugo Scheel Sch. Patricia Muñoz L.
Arturo Carrillo N. Eduardo Francke S. Udo Berner Klein Oscar Reyes A	Arturo Carrillo N. Eduardo Francke S. Udo Berner Klein Oscar Reyes A

La conformidad de la Junta de vigilancia al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

2019	2018
Integrantes	Integrantes
Hector Ruiz	Hector Ruiz
Ines Kneer B.	Ines Kneer B.
Claudio Modinger T.	Claudio Modinger T.

9.2.1. Remuneración del Consejo de Administración y Junta de vigilancia.

Detalle	2019 M\$	2018 M\$
Dieta asistencia sesiones consejo administración	87.499	85.126
Dieta asistencia sesiones junta de vigilancia	29.271	30.328
Total	116.770	115.454

10. Inventarios

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Clases de inventarios	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Materiales	977.097	667.195
Mercaderías en tránsito	66.291	-
Provisión de obsolescencia	(509)	(444)
Máquinas y equipos en tránsito	-	9.028
Mercaderías en tránsito Importación	236.273	-
Otras existencias para la venta	16.072	16.072
Total	1.295.224	691.851

11. Activos, pasivos por impuestos.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Activos por impuestos	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
PPM voluntario	150.000	160.220
Impuestos por recuperar	-	15.257
Crédito 4% Activo fijo	802	1.074
Crédito Capacitación Sence	17.645	-
Total	168.447	176.551

Pasivos por impuestos.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Impuestos a la renta	419.763	442.858
Total	419.763	442.858

El siguiente cuadro muestra el resumen entre los activos y pasivos por impuestos.

Activos / Pasivos por impuestos, neto.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Impuestos a la renta	251.316	(266.307)
Total	251.316	(266.307)

12. Activos mantenidos para la venta.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Clases de activos mantenidos para la venta	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Edificios	5.625	9.605
Terrenos	474.682	222.165
Instalaciones	1.775	1.775
Total	482.082	233.545

13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

13.1. Inversión en asociadas.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	Porcentaje de participación	Saldo al 01.01.2019 M\$	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31.12.2019 M\$
Servicios Eléctricos Llanquihue SpA	100%	616.705	77.097	-	-	693.802
Servicios Generales Lago Llanquihue SpA	100%	549.232	138.439	-	-	687.671
Otec Crell Capacitación Ltda.	50%	9.750	7.439	-	-	17.189
Subtotal		1.175.687	222.975	-	-	1.398.662
Crell Generación SpA. (1)	100%	-	(48.437)	-	-	-
Totales		1.175.687	174.538			1.398.662

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	Porcentaje de participación	Saldo al 01.01.2018 M\$	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31.12.2018 M\$
Servicios Eléctricos Llanquihue SpA	100%	521.350	95.355	-	-	616.705
Servicios Generales Lago Llanquihue SpA	100%	479.508	69.724	-	-	549.232
Otec Crell Capacitación Ltda.	50%	3.402	6.348	-	-	9.750
Subtotal		1.004.260	171.427			1.175.687
Crell Generación SpA (1)	100%	19.319	(45.551)	-	-	-
		1.023.579	125.876	-	-	1.175.687

(1) La inversión en Crell Generación SPA al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se encuentra valorizada a \$1 debido a que la filial presenta patrimonio negativo al cierre del ejercicio, registrando dicha inversión en el rubro Provisiones de corto plazo ver Nota 21.

14. Activos intangibles distintos a la plusvalía.

14.1. Composición y movimientos de los activos intangibles.

Su detalle al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Clases de activos intangibles.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Programas y accesorios computacionales	247.776	229.718
Depreciación	(190.537)	(163.840)
Total	57.239	65.878

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Saldo inicial	65.878	89.737
Adiciones	18.058	11.905
Bajas	-	-
Depreciación	(26.697)	(35.764)
Total cambios	(8.639)	(23.859)
Saldo final	57.239	65.878

15. Propiedad, planta y equipo

15.1. Vidas Útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles establecidas para los bienes.

Vida útil para la depreciación de propiedad, plantas y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	10	30
Vida útil para planta y equipo.	2	40
Vida útil para equipamiento de tecnología de la información.	1	5
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	2	10
Vida útil para vehículos de motor.	5	5

15.2. Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2019 y 2018

15.2.1. Valores netos de propiedad, plantas y equipos.

Clase de propiedad, planta y equipo, neto	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Terrenos	816.449	412.793
Terrenos	816.449	279.865
Terrenos en leasing	-	132.928
Edificios	2.496.764	2.131.142
Edificios	2.335.946	261.858
Edificios en leasing.	-	1.732.060
Departamento	160.818	137.224
Planta y equipo	27.120.538	25.023.964
Maquinarias, equipos y herramientas	153.157	133.856
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	9.364	17.627
Líneas y subestaciones	26.758.537	24.628.278
Instalaciones y equipos eléctricos	129.909	142.105
Materiales en leasing	69.571	102.098
Equipamientos de tecnología de la información	34.716	39.193
Equipos computacionales	34.716	39.193
Instalaciones fijas y accesorios	96.522	148.521
Muebles y útiles	51.220	19.462
Muebles y útiles en leasing	-	36.625
Instalaciones y mejoras	45.302	92.434
Vehículos de motor	2.406	7.366
Vehículos	2.406	7.366
Proyectos en curso	2.397.859	3.582.408
Total	32.965.254	31.345.387

Valores brutos de propiedad, plantas y equipos.

Clase de propiedad, planta y equipo, bruto	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Terrenos	816.449	412.793
Terrenos	816.449	279.865
Terrenos en leasing	-	132.928
Edificios	3.031.272	2.540.269
Edificios	2.856.560	306.004
Edificios en leasing	-	2.087.893
Departamento	174.712	146.372
Planta y equipo	30.054.153	26.927.065
Maquinarias, equipos y herramientas	284.035	228.360
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	93.644	93.644
Líneas y subestaciones	29.264.736	26.197.312
Instalaciones y equipos eléctricos	231.033	227.044
Materiales en leasing	180.705	180.705
Equipamientos de tecnología de la información	105.321	102.154
Equipos computacionales	105.321	102.154
Instalaciones fijas y accesorios	183.167	241.958
Muebles y útiles	104.777	44.175
Muebles y útiles en leasing	-	49.994
Instalaciones y mejoras	78.390	147.789
Vehículos de motor	19.869	27.473
Vehículos	19.869	27.473
Proyectos en curso	2.397.859	3.582.408
Total	36.608.090	33.834.120

15.2.2. Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Edificios	534.508	409.127
Edificios	520.614	44.146
Edificios en leasing	-	355.833
Departamento	13.894	9.148
Planta y equipo	2.933.615	1.903.101
Maquinarias, equipos y herramientas	130.878	94.504
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	84.280	76.017
Líneas y subestaciones	2.506.199	1.569.034
Instalaciones y equipos eléctricos	101.124	84.939
Materiales en leasing	111.134	78.607
Equipamientos de tecnología de la información	70.605	62.961
Equipos computacionales	70.605	62.961
Instalaciones fijas y accesorios	86.645	93.437
Muebles y útiles	53.557	24.713
Muebles y útiles en leasing	-	13.369
Instalaciones y mejoras	33.088	55.355
Vehículos de motor	17.463	20.107
Vehículos	17.463	20.107
Total	3.642.836	2.488.733

15.3. Reconciliación de cambios en propiedad, plantas y equipo.

Movimientos 2019	Terreno	Edificios	Planta y equipo	Equipamientos de tecnología de la información	Instalaciones fijas y accesorios	Vehículos de motor	Proyectos en curso	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Saldo inicial al 01.01.2019	412.793	2.131.141	25.023.965	39.193	148.521	7.366	3.582.407	31.345.386
-----------------------------	---------	-----------	------------	--------	---------	-------	-----------	------------

Adiciones	90.732	14.470	102.106	6.303	12.542	-	2.017.149	2.243.302
Revalorización	312.924	405.231	-	-	-	-	-	718.155
Traspasos.	-	42.736	3.201.697	-	(42.736)	-	(3.201.697)	-
Bajas.	-	-	(176.716)	(314)	(4)	(2.390)	-	(179.424)
Gasto por depreciación.	-	(96.814)	(1.030.514)	(10.466)	(21.801)	(2.570)	-	(1.162.165)
Total cambios	403.656	365.623	2.096.573	(4.477)	(51.999)	(4.960)	(1.184.549)	1.619.867

Saldo final al 31.12.2019	816.449	2.496.764	27.120.538	34.716	96.522	2.406	2.397.859	32.965.254
---------------------------	---------	-----------	------------	--------	--------	-------	-----------	------------

Movimientos 2018	Terreno	Edificios	Planta y equipo	Equipamientos de tecnología de la información	Instalaciones fijas y accesorios	Vehículos de motor	Proyectos en curso	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Saldo inicial al 01.01.2018	412.793	2.212.478	25.518.636	27.537	153.585	10.913	2.462.993	30.798.935
-----------------------------	---------	-----------	------------	--------	---------	--------	-----------	------------

Adiciones	-	-	424.231	23.665	22.940	-	1.119.415	1.590.251
Revalorización	-	-	-	-	-	-	-	-
Traspasos.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bajas.	-	-	(9.837)	-	-	-	-	(9.837)
Gasto por depreciación.	-	(81.336)	(909.066)	(12.009)	(28.004)	(3.547)	-	(1.033.962)
Total cambios	-	(81.336)	(494.672)	11.656	(5.064)	(3.547)	1.119.415	546.452

Saldo final al 31.12.2018	412.793	2.131.142	25.023.964	39.193	148.521	7.366	3.582.408	31.345.387
---------------------------	---------	-----------	------------	--------	---------	-------	-----------	------------

15.4. Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos.

En el caso de las líneas y subestaciones, que son los sometidos a reevaluación periódica, se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que es entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo donde se transen este tipo de bienes y así calcular el valor justo, considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clase de bienes como periodo total de retorno de flujos.

15.5. Activos sujetos a arrendamientos financieros

15.5.1. Valores netos de propiedades, plantas y equipos en arrendamiento financieros.

Clase de propiedad, planta y equipo en arrendamiento financiero, neto.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Terrenos en leasing	-	132.928
Edificios en leasing	-	1.732.059
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	9.364	17.627
Materiales en leasing	69.571	102.098
Muebles en leasing	-	36.625
Total	78.935	2.021.337

15.5.2. Detalle de pagos por arrendamientos financieros, correspondiente a propiedades, plantas y equipos.

Montos a pagar por arrendamientos, obligaciones por arrendamientos financieros	31.12.2019		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
No posterior a un año	41.636	3.240	38.396
Posterior a un año y menor a cinco años	31.227	804	30.423
Más de cinco años			
Total	72.863	4.044	68.819

Montos a pagar por arrendamientos, obligaciones por arrendamientos financieros	31.12.2018		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
No posterior a un año.	260.200	(28.566)	231.634
Posterior a un año y menor a cinco años.	467.207	(22.278)	444.929
Más de cinco años	-	-	-
Total	727.407	(50.844)	676.563

16. Propiedades de inversión.

16.1. Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Su detalle al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Clases de propiedades de inversión.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Propiedad de inversión.	1.311.500	1.009.839
Total	1.311.500	1.009.839

El movimiento de propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Movimientos en propiedades de inversión.	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Saldo inicial	1.009.839	1.009.839
Revalorización	316.956	-
Traspasos	(15.295)	-
Total cambios	301.661	-
Saldo final	1.311.500	1.009.839

17. Impuestos diferidos

17.1. Los activos y pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se detallan a continuación:

Activos por impuestos diferidos	31.12.2019		31.12.2018	
	Activos M\$	Pasivos M\$	Activos M\$	Pasivos M\$
Provisión de vacaciones	22.972	-	19.933	-
Deudores incobrables	55.613	-	52.113	-
Provisión obsolescencia	-	-	105	-
Ingresos anticipados	115.581	-	103.940	-
Provisiones varias	17.939	-	17.275	-
Opciones de compra	136.449			
Provisión energía	-	84.470	-	83.479
Revaluación plantas y equipos	-	4.993.139	-	4.288.800
Revaluación activos mantenidos para la venta	-	113.590	-	46.428
Revaluación propiedades de inversión	-	260.611	-	191.543
Efecto neto leasing	-	2.384	-	299.216
Totales	348.554	5.454.194	193.366	4.909.466

17.2. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se derivan de los siguientes movimientos:

Activos por impuestos diferidos	31.12.2019	31.12.2018

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas entidades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

18. Pasivos financieros, corrientes

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2019 y 2018, son los siguientes:

18.1. Clase de pasivos financieros.

Pasivo financiero	Moneda	31.12.2019	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios	\$	353.051	750.514
Leasing financiero	UF	38.397	30.423
Total		391.448	780.937

Pasivo financiero	Moneda	31.12.2018	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios	\$	161.700	219.113
Leasing financiero	UF	231.634	444.929
Total		393.334	664.041

18.2. Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2019

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente	No Corriente		
				Total Corriente	Vencimiento		Total No Corriente
				31/12/2019 M\$	Más de un año y menos de tres M\$	Más de tres años o mas M\$	31/12/2019 M\$
Banco Chile	\$	Al vencimiento	0,50%	75.623	246.769	44.143	290.912
Banco Chile	UF	Al vencimiento	0,26%	8.258	26.601	54.134	80.735
BCI	\$	Al vencimiento	0,47%	50.650	81.632	-	81.632
BBVA	UF	Al Vencimiento	0,48%	218.520	297.235	-	297.235
Totales				353.051	652.237	98.277	750.514

Saldos al 31 de diciembre de 2018

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente	No Corriente		
				Total Corriente	Vencimiento		Total No Corriente
				31/12/2018 M\$	Más de un año y menos de tres M\$	Más de tres años o mas M\$	31/12/2018 M\$
Banco Chile	\$	Al vencimiento	0,50%	66.167	-	-	-
Banco Chile	UF	Al vencimiento	0,26%	7.868	16.491	70.340	86.831
BCI	\$	Al vencimiento	0,47%	47.886	104.291	27.991	132.282
BBVA	\$	Al Vencimiento	0,48%	39.779	-	-	-
Totales				161.700	120.782	98.331	219.113

18.3. Obligaciones por leasing

Saldos al 31 de diciembre de 2019

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente		No Corriente				
				Vencimiento	Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente
				hasta 1 mes	31/12/2019	Más de 1 año y menos de 3. M\$	Más de 3 años y menos de 5 M\$	Más de 5 años y menos de 7 M\$	Más de 7 años M\$	31/12/2019 M\$
BCI (1)	UF	Al vencimiento	-	3.108	38.397	30.423	-	-	-	30.423
Banco Estado	UF	Al vencimiento	0,313%	-	-	-	-	-	-	-
Banco Estado	UF	Al vencimiento	0,347%	-	-	-	-	-	-	-
BCI	\$	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-
				3.108	38.397	30.423	-	-	-	30.423

Saldos al 31 de diciembre de 2018

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente		No Corriente				
				Vencimiento	Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente
				hasta 1 mes	31/12/2018	Más de 1 año y menos de 3. M\$	Más de 3 años y menos de 5 M\$	Más de 5 años y menos de 7 M\$	Más de 7 años M\$	31/12/2018 M\$
BCI (1)	UF	Al vencimiento	-	2.919	36.059	68.820	-	-	-	68.820
Banco Estado (2)	UF	Al vencimiento	0,313%	14.339	175.870	361.326	-	-	-	361.326
Banco Estado (3)	UF	Al vencimiento	0,347%	580	7.130	14.783	-	-	-	14.783
BCI (4)	\$	Al vencimiento	-	1.771	12.575	-	-	-	-	-
				19.609	231.634	444.929	-	-	-	444.929

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la sociedad mantiene contratos de leasing con el Banco de Crédito e Inversiones por compra de materiales para construcción de líneas.

19. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Proveedores nacionales.	2.222.814	2.269.245
Cheques por pagar.	7.454	7.033
Provisiones varias	253.342	335.672
Garantías	2.067	2.012
Retenciones	14.137	155.454
Total	2.499.814	2.769.416

20. Provisiones por beneficios a los empleados.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Provisión por beneficio a los empleados	Corriente	Corriente	No corriente	No corriente
	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$	31.12.2019 M\$	31.12.2018 M\$
Provisión bonos al personal	-	71.488	-	-
Provisión I.A.S.	-	-	591.767	507.661
Anticipo I.A.S.	-	-	(117.601)	(110.133)
Total	-	71.488	474.166	397.528

21. Otros pasivos no financieros.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros.	Corriente	No corriente
	31.12.2019 M\$	31.12.2019 M\$

Capital por devolver socios.	60.094	-
Ingresos anticipados.	491.965	-
Cheques caducos	-	1.353
Provisión patrimonio negativo (1)	-	64.683
Total	552.059	66.036

Otros pasivos no financieros.	Corriente	No corriente
	31.12.2018 M\$	31.12.2018 M\$

Capital por devolver socios.	39.961	115.041
Ingresos anticipados.	465.086	-
Cheques caducos	-	1.353
Provisión patrimonio negativo (1)	-	21.489
Total	505.047	137.883

- (1) Filial Crell Generación SPA al 31 de diciembre de 2019 y 2018 presenta patrimonio negativo al cierre de cada ejercicio, la inversión se presenta valorizada a \$1 ver Nota 13.

22. Políticas de inversión y financiamiento

La cooperativa, dispone de flujos de ingresos que le permiten financiar sus planes y programas debidamente administrados, los que se rigen por los respectivos presupuestos de gastos e inversiones previamente aprobados por el Consejo de Administración.

23. Ingresos por actividades ordinarias.

23.1. Ingresos Ordinarios

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Ingresos de actividades ordinarias	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
Ingresos por ventas de suministro eléctrico.	13.820.952	12.541.175
Ingreso por corte y reposición	1.295	1.365
Ingresos por materiales y servicios de mantención.	159.449	121.315
Otros ingresos por energía	38.352	41.810
Ingresos por venta de proyectos.	1.729.016	1.042.415
Total	15.749.063	13.748.080

23.2. Otros ingresos, por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Otros ingresos por función.	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
Otros ingresos fuera de explotación.	244.443	946.832
Revaluación de propiedades de inversión	301.661	-
Total	546.104	946.832

24. Composición de resultados relevantes.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 que se adjunta, se componen como se indica a continuación:

Gastos del Estado de Resultado por Función	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
Costo de venta	12.822.117	11.428.960
Costos de administración	1.397.386	1.369.208
Otros gastos por función.	380.782	371.618
Total	14.600.285	13.169.786

24.1. Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
Compra venta suministro.	9.082.355	8.173.523
Costo de proyectos.	1.262.846	1.351.285
Gasto de personal.	1.819.752	1.771.934
Gastos de administración.	1.244.233	813.828
Depreciación y amortización.	1.191.596	1.059.216
Total	14.600.782	13.169.786

25. Resultado financiero.

El detalle de los costos financieros, resultados por unidad de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función para los ejercicios 2019 y 2018, es el siguiente:

Resultado financiero	01.01.2019 31.12.2019 M\$	01.01.2018 31.12.2018 M\$
Ingresos financieros.		
Otros ingresos financieros.	168.562	142.068
Total ingresos financieros.	168.562	142.068
Costos financieros.		
Gastos financieros.	(104.337)	(76.452)
Total costos financieros.	(104.337)	(76.452)
Unidad de reajuste.		
Total resultados por unidad de reajustes	4.103	(5.509)
Total resultado financiero	68.328	60.107

26. Contingencias y Restricciones

26.1. Juicios pendientes

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2019, mantiene juicios pendientes de resolución definitiva por las siguientes causas:

1°.- Juicio Ordinario “Crell con Breit”, rol 5-2018, seguido ante el Juzgado de Letras de Puerto Varas.

- a) Naturaleza del Juicio: Ordinario de cumplimiento de contrato, en donde se exige el pago de M\$69.500, mas intereses corrientes y reajustes.
- b) Avance a la fecha: Se venció el término probatorio extraordinario.
- c) Respuesta de la compañía: No corresponde dada la calidad de demandante.
- d) Evaluación de resultados: La demanda formuló por escrito una propuesta de advenimiento.

2°.- Juicio Ordinario “Carrasco Araneda con Crell”, rol C-2795-2018, seguida ante el 2° Juzgado Civil de Puerto Montt.

- a) Naturaleza del Juicio: Ordinario de indemnización de perjuicios, a raíz de los daños ocurridos en un inmueble de propiedad de la demandante, producto de un incendio ocurrido el 19 de febrero de 2018, cuyo origen, según la actora se habría debido a causa de un eventual accidente eléctrico en empalme. El monto demandado asciende a la suma de M\$121.100.-
- b) Avance a la fecha: Se encuentra pendiente resolución de una excepción dilatoria de incompetencia deducida por Crell.
- c) Respuesta de la compañía: Aún no se formula.
- d) Evaluación de resultados: Se estima un resultado favorable, debiendo rechazarse la demanda.

3°.- Juicio Ordinario “Martínez Baeza con Crell”, rol C-2112-2018, seguida ante el 1° Juzgado Civil de Puerto Montt.

- a) Naturaleza del Juicio: Menor cuantía de indemnización de perjuicios, a raíz de los daños ocurridos en árboles y cercos de un inmueble de propiedad de la demandante, producto de una poda ocurrido el 23 de septiembre de 2017. El monto demandado asciende a la suma de M\$3.000.-
- b) Avance a la fecha: Se encuentra pendiente la audiencia de conciliación, fijada para el 28 de febrero próximo.
- c) Respuesta de la compañía: Se solicita el rechazo de la demanda.
- d) Evaluación de resultados: Se estima un resultado favorable.

4°.- Juicio Sumario “Baza con Crell”, rol C-2819-2018 seguido ante el Juzgado Civil de Puerto Varas.

- a) Naturaleza del Juicio: Sumario de termino de arrendamiento de un sitio de 225 metros cuadrados ubicado en la parcelación Michael de la comuna de Puerto Varas.
- b) Avance a la fecha: Se encuentra vencida el termino probatorio.
- c) Respuesta de la compañía: Se solicita el rechazo de la demanda.
- d) Evaluación de resultados: Se estima un resultado incierto, sin embargo, el inmueble arrendado dejó de usarse desde la venta del área telefónica.

5°.- Juicio de Reclamación Art.113 de Ley General de Cooperativas “Crell con Decoop”, rol C-317-2017 seguido ante el Juzgado Civil de Puerto Varas.

- a) Naturaleza del Juicio: Reclamo Procedimiento especial, por el cual se solicita se revoque decisión del Departamento De Cooperativas de obligar a constituir fondo de reserva del 2% en el ejercicio tributario 2015.
- b) Avance a la fecha: Se encuentra pendiente recurso de casación (Rol Corte Suprema 12339-2020), deducido en contra de la sentencia dictada por la I. Corte de apelaciones de Puerto Montt (ROL 1221-2018) que confirmó la sentencia de primera instancia que rechazó la solicitud de Crell.
- c) Respuesta de la compañía: No corresponde dada la calidad de demandante
- d) Evaluación de resultados: Incierto

27. Garantías

27.1. Garantías directas

La Cooperativa mantiene al 31 de diciembre de 2019 y 2018, boletas en garantía por M\$ 418.524 y M\$ 691.403 respectivamente, y letras en garantías por M\$3.000.

27.2. Hipotecas

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2019 y 2018, mantiene hipotecas sobre los siguientes bienes:

Hipoteca a favor de Telefónica del Sur S.A., sitio ubicado en Población Bellavista, comuna de Puerto Montt, para garantizar, el íntegro, eficaz y oportuno cumplimiento del Contrato Garantizado.

27.3. Avaless

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2019 se mantiene como Aval y Codeudora solidaria de Crell Generación Spa. A fin de garantizar al banco BBVA el cumplimiento íntegro y oportuno de la obligación por un crédito que asciende a M\$ 150.000.

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2019 se mantiene como Aval y Codeudora solidaria de Crell Generación SPA a fin de garantizar al Banco BBVA el cumplimiento íntegro y oportuno de la obligación por un crédito contraída el 9 de diciembre de 2016 que asciende a M\$ 203.382

28. Medio ambiente

Al 31 diciembre de 2019, la Cooperativa no ha efectuado desembolsos significativos asociados a gastos medio ambientales.

29. Hechos posteriores

Entre el 31 de diciembre de 2019 y la fecha de emisión de estos estados financieros (21 de febrero de 2020), no han ocurrido hechos de carácter financiero o de otra índole que afecten en forma significativa los saldos o interpretaciones de los presentes estados financieros.

Franco Aceituno Gandolfo
Gerente

Luis Illanes Serpa
Sub-Gerente de Administración y Finanzas