
ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES ANUALES

**Correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de Diciembre de 2019**

EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Miles de Pesos Chilenos - M\$

El presente documento consta de 3 secciones:

- Informe de los Auditores Independientes**
- Estados Financieros Individuales**
- Notas a los Estados Financieros Individuales**

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Señores
Presidente y Directores
Empresa de Transmisión Chena S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa de Transmisión Chena S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y los correspondientes estados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría 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.

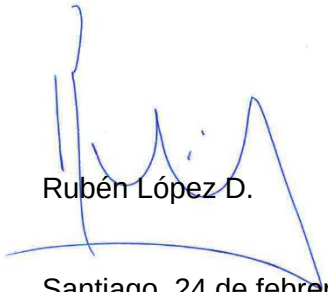
Consideramos que la evidencia de auditoria que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa de Transmisión Chena S.A. al 31 de diciembre de 2019 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos

Los estados financieros de Empresa de Transmisión Chena S.A. al 31 de diciembre de 2018, y por el año terminado en esa fecha, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos con fecha 26 de febrero de 2019.



Rubén López D.

Mazars Auditores Consultores SpA

Santiago, 24 de febrero de 2020



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Estado de Situación Financiera Individual, Clasificado al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	-	1.091
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	294.313	39.700
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	7	1.064.085	823.076
Activos por impuestos corrientes	8	21.163	7.773
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		1.379.561	871.640
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9	40.571	40.571
Propiedades, planta y equipo	10	161.262	177.377
Activos por impuestos diferidos	11	19.301	17.710
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		221.134	235.658
TOTAL DE ACTIVOS		1.600.695	1.107.298



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Estado de Situación Financiera Individual, Clasificado al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	12	55.074	18.975
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7	98.861	134.174
Otros pasivos no financieros corrientes		41.007	10.672
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		194.942	163.821
PASIVOS NO CORRIENTES			
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		-	-
TOTAL PASIVOS		194.942	163.821
PATRIMONIO			
Capital emitido	15	250.429	250.429
Ganancias acumuladas		1.141.084	678.808
Otras reservas		14.240	14.240
Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo Consolidado		1.405.753	943.477
Participaciones no controladoras			
PATRIMONIO TOTAL		1.405.753	943.477
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		1.600.695	1.107.298



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Estado de Resultado Integral Individual, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos - M\$)

		enero - diciembre	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES INDIVIDUAL	Nota	31-12-2019	31-12-2018
Ganancia (pérdida)		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	16	783.766	694.492
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		783.766	694.492
Materias primas y consumibles utilizados	17	(20.403)	(21.422)
Margen de Contribución		763.363	673.070
Depreciaciones y amortizaciones	18	(16.115)	(16.115)
Otros gastos por naturaleza	19	(148.434)	(146.735)
Resultado de Explotación		598.814	510.220
Ingresos financieros	20	21.853	13.859
Costos financieros	20	-	(52)
Resultado por unidades de reajuste	20	1.912	998
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		622.579	525.025
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	21	(160.303)	(137.842)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		462.276	387.183
GANANCIA (PÉRDIDA)		462.276	387.183
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios del Grupo		462.276	387.183
GANANCIA (PÉRDIDA)		462.276	387.183
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	462.276	387.183
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	462.276	387.183
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	1	1



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Estado de Resultado Integral Individual, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
---------------------------------	------	-------------------	-------------------

Ganancia (Pérdida)		462.276	387.183
--------------------	--	---------	---------

TOTAL RESULTADO INTEGRAL		462.276	387.183
--------------------------	--	---------	---------

Resultado integral atribuible a

Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		462.276	387.183
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras			
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		462.276	387.183



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Estado de cambios en el patrimonio individual

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Cambios en Otras Reservas		Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio Total
		Otras reservas varias	Total Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2019	250.429	14.240	14.240	678.808	943.477	-	943.477
Saldo Inicial Reexpresado	250.429	14.240	14.240	678.808	943.477	-	943.477
Cambios en patrimonio							
Resultado Integral							
Ganancia (pérdida)	-	-	-	462.276	462.276	-	462.276
Resultado integral	-	-	-	462.276	462.276	-	462.276
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	462.276	462.276	-	462.276
Saldo Final al 31/12/2019	250.429	14.240	14.240	1.141.084	1.405.753	-	1.405.753

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Cambios en Otras Reservas		Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio Total
		Otras reservas varias	Total Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2018	250.429	14.240	14.240	291.625	556.294	-	556.294
Saldo Inicial Reexpresado	250.429	14.240	14.240	291.625	556.294	-	556.294
Cambios en patrimonio							
Resultado Integral							
Ganancia (pérdida)	-	-	-	387.183	387.183	-	387.183
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	-	387.183	-	387.183
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	387.183	387.183	-	387.183
Saldo Final al 31/12/2018	250.429	14.240	14.240	678.808	943.477	-	943.477



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Estado de Flujo de Efectivo Individual, Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Directo	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		620.141	1.337.373
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(216.577)	(121.535)
Otros pagos por actividades de operación		(66.406)	(188.317)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(153.269)	(227.457)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		183.889	800.064
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas		(210.365)	(915.064)
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas		-	125.719
Intereses recibidos		25.385	4.397
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(184.980)	(784.948)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		-	1.658
Préstamos de entidades relacionadas		-	1.658
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(15.843)
Intereses pagados		-	(90)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		-	(14.275)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto en tasa de		(1.091)	841
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.091)	841
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		1.091	250
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	-	1.091



EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

1. ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.	9
2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES	9
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	14
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	23
4.1 Marco Regulatorio	23
Segmento de Generación	24
Segmento de Transmisión	25
Segmento de Distribución	26
Temas Regulatorios 2019	26
Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro	28
Fijación Tarifas de Distribución	28
Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución	29
Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal	29
Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023	29
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	30
6. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	30
7. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	30
7.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas	31
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	31
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas	31
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados	31
7.2 Directorio y personal clave de la gerencia	32
7.3 Retribución del personal clave de la gerencia	32
8. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES	32
9. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	33
10. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	34
11. IMPUESTOS DIFERIDOS	35
12. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES	36
13. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	36
14. INSTRUMENTOS FINANCIEROS	38
15. PATRIMONIO	39
16. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	40
17. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	40
18. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO	40
19. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	40
20. RESULTADO FINANCIERO	41
21. IMPUESTO A LAS GANANCIAS	41
22. SANCIONES	42
23. MEDIO AMBIENTE	42
24. HECHOS POSTERIORES	42



ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES CORRESPONDIENTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 y 2018
(En miles de pesos chilenos – M\$)

1. ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE EMPRESA DE TRANSMISIÓN CHENA S.A.

Con fecha 3 de Enero de 2017, Empresa de Transmisión Chena S.A. (en adelante “Chena S.A.” o “La Sociedad”) se constituyó mediante escritura pública, otorgada en la Notaría de Santiago de don Osvaldo Pereira González. El extracto de dicha escritura se inscribió en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 3464, N°1866, del año 2017, y se publicó en el Diario Oficial N° 41.662 de fecha 19 de enero del mismo año.

El objeto de la sociedad es la transmisión de energía eléctrica mediante sistemas de transmisión, sea por cuenta propia o de terceros; la comercialización de la capacidad de transporte y transformación de electricidad en el Sistema Interconectado Central o en cualquier otro sistema eléctrico; la administración u operación de instalaciones eléctricas de transmisión, tanto propias como de terceros; la prestación de servicios en actividades que digan relación con su objeto social; y en general, la ejecución de todo tipo de actos y la celebración de todo tipo de contratos y convenciones, que se relacionen directa o indirectamente con el objeto social, los que podrá desarrollar directamente o por medio de otras sociedades.

Chena S.A. es una sociedad anónima cerrada y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76 piso 8, Santiago de Chile.

Chena S.A. es filial de Enel Distribución Chile S.A., entidad que es controlada por Enel Chile S.A. (en Adelante Enel Chile), quien a su vez es controlada por Enel S.p.A. (en adelante Enel). Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.722.488-5.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

2.1 Bases de Preparación

Los estados financieros individuales de Chena S.A. al 31 de diciembre de 2019, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de febrero de 2020, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros anuales reflejan fielmente la situación financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivos por los ejercicios terminados a esas fechas, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros individuales se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método del costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

Estos estados financieros individuales se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional la Sociedad.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019:

Nuevas Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
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



- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16, emitida en enero de 2016 por el IASB, 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 comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 se basa en el concepto de control para la determinación de si un contrato es o contiene un arrendamiento. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la 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 reconoce 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 por derecho de uso separadamente del interés correspondiente al pasivo por arrendamiento relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).

ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo que establecía la NIC 17. El arrendador debe clasificar los arrendamientos como operativos o financieros, bajo los mismos principios de la norma anterior.

La implementación de la NIIF 16 en la sociedad requirió la aplicación de juicios y supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento dentro del alcance de la norma. Dicho análisis incluyó, no sólo los contratos en que la Sociedad actúa como arrendatario, sino también los contratos de prestación de servicios y aquellos en que la compañía actúa como arrendador.
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del período no cancelable y de los períodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de la Sociedad y se considere razonablemente cierto.
- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos del arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para el cálculo de los efectos al 1 de enero de 2019, la sociedad utilizó la tasa incremental de endeudamiento, definida esta como la tasa de interés que tendría que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

La Sociedad escogió utilizar la exención de aplicación de la Norma a contratos de arrendamiento con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual, como ejemplo: arrendamiento de ciertos equipos de oficina (computadoras personales, impresoras y fotocopadoras).

Para la transición de la nueva Norma, se aplicaron las siguientes soluciones prácticas:

- **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 incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias puede afectar tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El umbral para reflejar los efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad tributaria acepte o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examinará las cantidades que tiene derecho a examinar y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada.



Esta interpretación comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019. La aplicación de CINIIF 23, no generó impactos en los estados financieros de la Sociedad.

b) Mejoras y Enmiendas

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmiendas a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa	1 de enero de 2019
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 (NIC 12 y NIC 23)	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 19: Modificación reducción o liquidación de un plan	1 de enero de 2019

• Enmienda a NIIF 9 “Características de cancelación anticipada con compensación negativa”.

El 12 de octubre de 2017, se emitió esta modificación que cambia los requerimientos existentes en NIIF 9 Instrumentos Financieros, relacionados con los derechos de término, para permitir la medición de activos financieros a costo amortizado (o, dependiendo del modelo de negocios, a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales), incluso en el caso de pagos anticipados con compensación negativa.

Bajo la NIIF 9 un instrumento de deuda se puede medir al costo amortizado o a valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean únicamente pagos de principal e intereses sobre el capital principal pendiente y el instrumento se lleva a cabo dentro del modelo de negocio para esa clasificación. Las enmiendas a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio de “solo pagos de principal más intereses” independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las enmiendas a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de terminar un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio “solo pagos de principal más intereses”, solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, son mínimos.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros de la Sociedad.

• Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 “NIC 12 y NIC 23”.

NIC 12, “Impuesto a la Renta”: Aclara que el impuesto a las ganancias de los dividendos 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.

NIC 23, “Costos de Préstamos”: Clarifica que los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización, cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar el activo para su uso o venta previstos.

La aplicación de estas mejoras, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros de la Sociedad.

• Enmienda a NIC 19 “Modificación, reducción o liquidación de un plan”.

La enmienda a IAS 19 Beneficios de los empleados, emitida en febrero de 2018, aborda la contabilización de una modificación, reducción o liquidación de un plan durante un período de reporte. La enmienda especifica que se requiere que una entidad determine el costo actual del servicio y el interés neto por el resto del período anual, utilizando los supuestos actuariales utilizados para volver a medir el pasivo



(activo) por beneficios definidos y los activos del plan después de la modificación, reducción o liquidación del plan.

La enmienda 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. Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo 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 no se compensan con dichos montos.

La enmienda se aplica a las modificaciones, reducciones o liquidaciones del plan ocurridas a partir del 1 de enero de 2019.

c) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes:

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

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: Definición de Material o con Importancia Relativa	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF9, NIC 39 y NIIF 7: Reforma de las tasas de interés de referencia.	1 de enero de 2020

- **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 IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, “Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF”, que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado), así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada, si se adoptan al mismo tiempo todas las modificaciones realizadas. La Administración estima que la aplicación del Marco Conceptual Revisado no generará impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

- **Enmiendas a NIIF 3 “Definición de un Negocio”.**

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.



La enmienda añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

La enmienda es aplicable prospectivamente a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos cuya fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020.

- **Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 “Definición de Material o con Importancia Relativa”.**

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva a los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada.

- **Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 “Reforma de las tasas de interés de referencia”.**

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés). Las enmiendas proporcionan excepciones temporales de aplicación a algunos requisitos para la contabilidad de coberturas.

Las implicaciones contables de dicha reforma serán abordadas por el IASB en dos etapas. La primera de ellas, que culminó con estas enmiendas, se centra en los efectos contables de la incertidumbre en el período previo a la reforma. La segunda etapa, se centrará en establecer las posibles consecuencias contables de reemplazar las tasas de referencia.

Las NIIF requieren que las empresas utilicen información prospectiva para aplicar la contabilidad de cobertura. Si bien la reforma de las tasas de interés está en curso, existe incertidumbre acerca de cuándo se reemplazarán los puntos de referencia de la tasa de interés actual y con qué tipo de interés. Sin las enmiendas, dicha incertidumbre podría dar lugar a que una empresa tenga que suspender la contabilidad de coberturas debido al efecto de la reforma en su capacidad para realizar evaluaciones prospectivas (por ejemplo, no cumplir con el requisito “altamente probable” para coberturas de flujo de efectivo).

Las enmiendas son aplicables para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros de la Sociedad.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros es 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 se han utilizado determinados juicios estimaciones realizados por la Gerencia de la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro, (ver Nota N°3.c).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable. (ver Nota N°3.e).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota N°3.h).



Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota N°3.c).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipos e intangibles (ver Nota N°3.a).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.e).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (Ver Nota N°3.h).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota N°3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias 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 (Ver Nota N°3.g).
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.d.3).

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros 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, con carácter general, 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 gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los 12 meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados la sociedad no ha capitalizado intereses.

- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo 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 valor 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 periodo 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 periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo 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 o retiros de bienes de Propiedades, Planta y Equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y equipos	6 – 60

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones distribución:	
Red de alta tensión	10 – 60
Red de baja y media tensión	10 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 50
Subestaciones primarias	6 – 25

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo.

b) Activos intangibles distintos de la 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.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización.

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 no financieros.

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

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor valor entre el valor razonable 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 recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo 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 la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. En general estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales, en ningún caso son crecientes ni supera a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y país.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuesto, que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. 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 y zona geográfica.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. Se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de mejora tecnológica (Smart Meters).
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.



La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2019, las desviaciones observadas con respecto a las expectativas establecidas en las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2018 no han sido significativas y los flujos de caja generados en el año 2019 han sido similares a los previstos para dicho año.

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 consolidados. 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 periodos 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 al activo podría haber tenido (neto de amortización y depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en periodos 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.

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios en tres categorías:

(i) Costo amortizado

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable 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 financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período 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 período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.



Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en resultado del período con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, 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 y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

d.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

d.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existente, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. Este modelo 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.

La pérdida crediticia esperada, determinada considerando probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default), pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default) y exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default), es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- **Enfoque general:** aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si, por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- **Enfoque simplificado:** para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Distribución Chile y sus subsidiarias.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica principalmente una evaluación colectiva, basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta el tipo de negocio y contexto regulatorio. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de



crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

- PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.
- LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y
- EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

d.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios detallados en la Nota N°3.e.

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 que se incluye en la Nota N°19, 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 periodo 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 tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

d.5) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota N°3.f.1(i)).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de



un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

d.6) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- Existe un derecho en el marco actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- Existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

e) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibida para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagada para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, la Sociedad utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observable.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración de los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg".

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable la Sociedad tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

d) Para activos no financieros una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de esta a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

e) Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;

f) En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, la Sociedad utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza



basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de la Sociedad.

g) En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

f) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera consolidado 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 periodo. 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 del Grupo, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a no corriente.

g) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, 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 que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a diferencia temporal 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.

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 subsidiarias y asociadas, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se 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.



h) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Distribución Chile aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.
- Los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.
- Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros.
- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico y construcción de obras. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Distribución Chile determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.



Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

i) Estado de flujos de efectivo.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinado 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 tres 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 del Grupo, 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.

Aspectos Generales

4.1 Marco Regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Nació el 1 de febrero de 2010 como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

Bajo dependencia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN) y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con



materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destaca: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

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

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

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

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

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

Límites a la Integración y Concentración

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

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

Segmento de Generación

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- **Clientes Libres**, que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras.



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

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

Energías Renovables no Convencionales

La Ley N°20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley N°20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

Segmento de Transmisión

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

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional y Zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, el cual es publicado por CNE para recepción de propuestas de los interesados. El Informe de Plan de Expansión puede recibir observaciones de los participantes y debe ser aprobado finalmente por la CNE. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas y obras de ampliación de instalaciones existentes. En el caso de obras nuevas se licita la ejecución, quedando el adjudicatario con la propiedad de la instalación. En el caso de obras de ampliación de instalaciones existentes, el propietario de la instalación original es también propietario de su ampliación, pero debe licitar la construcción de ésta. Ambos tipos de licitaciones son gestionadas por el Coordinador.

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

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



Segmento de Distribución

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

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

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda, la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de un estudio de costos para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD). La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

El 21 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.194 (Ley Corta) que rebaja la Rentabilidad de las Empresas Distribuidoras y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica. Así, el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024 incorpora lo estipulado en esta Ley.

Para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados “áreas típicas”. Por cada área típica, la CNE encarga un estudio a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, incluyendo algunas restricciones que las empresas distribuidoras reales enfrentan. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización, calculada cada cuatro años por la CNE, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto.

Posteriormente, se estructuran las tarifas y se valida la tasa de rentabilidad económica después de impuesto, y esa tasa no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

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

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

Temas Regulatorios 2019

Leyes Publicadas 2019

Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, publicada el 02 de noviembre de 2019. Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350 hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2017.

Ley N°21.194, del Ministerio de Energía, publicada el 21 de diciembre de 2019 con inicio a partir de esa misma fecha. Rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual a una tasa calculada por la CNE, cada cuatro años, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras, no deberá diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. Adicionalmente, a partir de enero 2021 las empresas distribuidoras deben tener giro exclusivo.

Plan Normativo CNE 2019

Mediante Resolución Exenta N°790, de fecha 10 diciembre de 2018, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2019. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2019 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2018, cuya elaboración continuó en desarrollo durante el año 2019.

Reglamentos Publicados 2019

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

Plan de Expansión de la Transmisión 2017

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, el Ministerio de Energía con fecha 8 de noviembre de 2018 publicó el Decreto Exento N°293/2018 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes. Posteriormente, con fecha 13 de agosto de 2019, publicó el Decreto Exento N°202/2019 que modifica el anterior respecto a las Obras de Ampliación.

Con fecha 9 de enero de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°4/2019 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

Plan de Expansión de la Transmisión 2018

De acuerdo a las etapas correspondientes al Plan de Expansión de la Transmisión, la CNE emitió el Informe Técnico Final mediante Resolución Exenta N°14 de fecha 11 de enero de 2019. Posteriormente, los interesados presentaron sus discrepancias ante Panel de Expertos en audiencia pública. Considerando lo anterior, la CNE publicó el Informe Técnico Definitivo, mediante Resolución Exenta N°334 de fecha 29 de mayo de 2019.

Cumpliendo con las etapas del proceso estipuladas en la legislación, con fecha el 24 de septiembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto Exento N°231/2019 que fija las Obras Nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes.

El 10 de agosto de 2019 publicó el Decreto Exento N°198/2019 que fija las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2018.

Plan de Expansión de la Transmisión 2019

De acuerdo al artículo 91° de la Ley 20.936/2016, que establece el Procedimiento de Planificación de la Transmisión, el Coordinador Eléctrico Nacional, tiene la obligación de enviar a la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de expansión de los distintos segmentos de la transmisión. El documento con la propuesta fue generado con fecha 22 de enero de 2019.



La CNE convocó a todos los interesados a presentar propuestas de proyectos de Expansión de la Transmisión hasta el 22 de abril de 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley Eléctrica.

El 23 de diciembre de 2019, la CNE emitió la Resolución Exenta N°801 que Actualiza Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión correspondiente, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos y establece listado refundido de participantes y usuarios e instituciones interesadas.

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

Fijación Tarifas de Distribución

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

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

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, que actualizó el Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualizaba las tarifas del segmento de distribución eléctrica vigentes hasta la próxima fijación tarifaria.

Con fecha 26 de julio de 2019, por medio del Oficio Ordinario N°15699/2019, SEC instruyó un plan de acción para hacer efectivo el ajuste indicado en Oficio Ordinario N°490/2019 de CNE, respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía. La vigencia del ajuste fue retroactiva a partir del 28 de septiembre de 2018.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2019 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

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

ii) Decreto N°2T/2018, que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

iii) Decreto N°5T/2018, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió a partir de su fecha de publicación.

iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.

v) Decreto N°6T/2017, que fija Valor Anual por Tramo de la Instalaciones de Transmisión Zonal y Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de Indexación para el bienio 2018-2019, publicado por el Ministerio de Energía en el Diario Oficial el 5 de octubre de 2018 y que rige desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.

vi) Decretos de Precios:

Precios de Nudo Promedio:

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

Con fecha 06 de mayo de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2019.



Con fecha 05 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2019. El 02 de noviembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. El Artículo 5° de esta Ley deroga el Decreto 7T/2019, quedando sin efecto y extendiéndose la vigencia del Decreto N°20T/2018 desde su vigencia original hasta la publicación del decreto de precio de nudo promedio que corresponda posterior a la entrada en vigencia de la Ley.

Precios de Nudo de Corto Plazo:

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

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

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

Con fecha 23 de octubre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°9T/2019, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2019.

Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 24 de julio de 2018, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°13T/2018, que fija precios de Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica. Dichos precios comenzaron a regir desde la publicación del mencionado decreto y son los vigentes a la fecha.

Fijación de Tarifas de Transmisión Zonal

Con fecha de 05 de octubre de 2018, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°6T/2017 que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019.

Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023

En el marco del proceso de Fijación de Tarifas de Transmisión 2020-2023 se desarrollan los procesos de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión y definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión.

En este contexto, para efectos del proceso Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023, a fines del 2017 el Regulador emitió el informe técnico preliminar definiendo qué instalaciones de transmisión corresponden a cada segmento (Nacional, Zonal y Dedicado). Cumpliéndose con las etapas establecidas por la normativa, con fecha 09 de abril de 2019, la CNE mediante Resolución Exenta N°244 emitió el Informe Técnico Definitivo.

Por otra parte, para efectos del proceso de Fijación de Vida Útil de las Instalaciones de Transmisión, con fecha 05 de junio de 2018, la CNE aprobó el Informe Técnico Definitivo que determina Vidas Útiles, mediante Resolución Exenta N°412.

Finalmente, para efectos de la definición de las Bases Técnicas y Administrativas para el Estudio de Valorización de Instalaciones de Transmisión, la CNE publicó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares a fines del 2017. En términos generales, dicho documento norma el proceso de contratación del estudio tarifario y define las reglas para efectuar el estudio tarifario de toda la transmisión, definiendo la licitación de dos estudios: uno para instalaciones Nacionales y otro para instalaciones Zonales y Dedicadas.

Dando cumplimiento a las etapas contempladas por la Ley, la CNE mediante la Resolución Exenta N°272, con fecha 26 de abril de 2019, aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión. Con fecha 11 de diciembre de 2019, la CNE emitió la Resolución Exenta N°766 que rectifica la resolución anterior.



Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, la CNE constituyó un Comité para la adjudicación y supervisión de los estudios de valorización de las instalaciones de Transmisión, mediante Resolución Exenta N°271 con fecha 26 de abril de 2019. Adicionalmente, mediante Resolución Exenta N°678 con fecha 24 de octubre de 2019, aprobó el Contrato de Prestación de Servicios para la realización del Estudio de Transmisión Nacional.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del rubro al 31 de Diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Saldos en bancos	-	1.091
Total	-	1.091

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

Moneda	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
\$ Chilenos	-	1.091
Total	-	1.091

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

a) La composición de este rubro al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	31-12-2019		31-12-2018	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	294.313	-	39.700	-
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	294.313	-	39.700	-

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	31-12-2019		31-12-2018	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	294.313	-	39.700	-
Cuentas comerciales por cobrar, neto (1)	294.313	-	39.700	-

(1) Corresponde a cuentas por cobrar por peajes M\$ 294.313 y M\$ 39.700 respectivamente.

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

7. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.



7.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	31-12-2019		31-12-2018	
							Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$
91.081.000-6	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	31.893	-	13.973	-
96.504.980-0	EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	4.179	-	6.783	-
96.524.140 - K	EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	4.670	-	750	-
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	17.096	-	31	-
76.412.562-2	PARQUE EOLICO RENANCO SPA	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	423	-	-	-
76.412.562-2	ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	-	-	2.473	-
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	162	-	180	-
76.179.024-2	PARQUE EOLICO TAL TAL S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	-	-	26	-
76.536.353-5	ENEL CHILE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Cta. cte. mercantil	menos de 90 días	1.005.640	-	798.807	-
76.052.206-6	PARQUE EOLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	22	-	51	-
96.971.330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	-	-	2	-
Total							1.064.085	-	823.076	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	31-12-2019		31-12-2018	
							Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz	Ch\$	Otros servicios	menos de 90 días	98.296	-	133.713	-
96.504.980-0	EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	6	-	6	-
76.126.507-5	PARQUE EOLICO TALINAY ORIENTE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	20	-	-	-
96.524.140-K	EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	379	-	380	-
76.126.507-5	PARQUE TALINAY ORIENTE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	-	-	12	-
76.412.562-2	ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	-	-	1	-
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	49	-	49	-
96.971.330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	49	-	1	-
76.052.206-6	PARQUE EOLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	18	-	2	-
76.179.024-2	PARQUE EOLICO TAL TAL S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	44	-	9	-
96.971.330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	Chile	Matriz Común	Ch\$	Peaje	menos de 90 días	-	-	1	-
Total							98.861	-	134.174	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables, son las siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-2019	31-12-2018
					M\$	M\$
91.081.000-6	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	171.481	201.519
96.504.980-0	EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	5.698	54.101
96.524.140 - K	EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	6.457	9.725
76.126.507-5	PARQUE EOLICO TALINAY ORIENTE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	7	125
78.932.860-9	GAS ATACAMA CHILE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	20.933	13.068
76.412.562-2	ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA	Chile	Matriz Común	Peaje	650	7.254
76.321.458-3	SOCIEDAD ALMEYDA SOLAR SPA	Chile	Matriz Común	Peaje	209	290
76.179.024-2	PARQUE EOLICO TAL TAL S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	11	212
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz	Otros Prestaciones de Servicios	(135.931)	(133.714)
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz	Gastos Financieros	-	(52)
96.800.570-7	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	Chile	Matriz	Peaje	17.096	4.397
76.052.206-6	PARQUE EOLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	3	168
96.971.330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	9	181
76.536.353-5	ENEL CHILE S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	21.853	9.462
96.504.980-0	EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	-	(7)
96.524.140-K	EMPRESA ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	-	(380)
76.126.507-5	PARQUE TALINAY ORIENTE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	(7)	(12)
76.412.562-2	ENEL GREEN POWER DEL SUR SPA	Chile	Matriz Común	Peaje	-	(1)
76.321.458-3	ALMEYDA SOLAR SPA	Chile	Matriz Común	Peaje	-	(49)
76.179.024-2	PARQUE EOLICO TAL TAL S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	(35)	(9)
76.052.206-6	PARQUE EOLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	-	(2)
96.971.330-6	GEOTERMICA DEL NORTE S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	(48)	(1)
76.052.206-6	PARQUE EOLICO VALLE DE LOS VIENTOS S.A.	Chile	Matriz Común	Peaje	(16)	-
Total					108.370	166.275

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Empresa de Transmisión Chena S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, a través un Contrato de Caja Centralizada que opera a contar del segundo semestre de 2018, mediante el cual financia los déficits de caja de sus filiales o consolida los excedentes de caja de éstas. Estas cuentas pueden tener un saldo deudor o acreedor y son de corto plazo prepagables, cuya tasa de interés es variable y representa las condiciones de mercado. Para reflejar dichas condiciones de mercado, las tasas de interés se revisan periódicamente a través de un procedimiento de actualización aprobado por los Directorios de las empresas involucradas. Anterior a la entrada en vigencia del Contrato de Caja Centralizada, Enel Chile y Empresa de Transmisión Chena S.A.



tenían un Contrato de Cuenta Corriente Mercantil, mediante el cual podían entregarse préstamos intercompañía mutuamente.

Al 31 de diciembre de 2019, Empresa de Transmisión Chena S.A. presenta fondos transferidos, producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. durante el presente ejercicio, mediante el Contrato de Caja Centralizada, por M\$ 1.005.640 (M\$ 798.807 al 31 diciembre de 2018). Esta transacción devenga intereses a una tasa TAB 1M + 1,10% anual (TAB 1M + 1,10% anual al 31 diciembre de 2018).

7.2 Directorio y personal clave de la gerencia

La sociedad es administrada con un Directorio compuesto de tres miembros elegidos por la Junta de Accionistas. El Directorio durará un periodo de tres años, al término del cual deberá renovarse totalmente, pudiendo sus miembros ser reelegidos en forma indefinida. Los directores podrán ser o no accionistas de la sociedad.

El directorio no será remunerado.

El directorio vigente es:

Rut	Nombre	Cargo
10.485.198-3	Ramón Castañeda Ponce	Presidente Directorio
15.287.886-9	Daniel Gómez Sagner	Director
12.459.427-8	Francisco Messen Rebolledo	Director

a) 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.

b) 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

Los miembros de la Gerencia no percibirán remuneración por el ejercicio de sus funciones.

Rut	Nombre	Cargo
10.149.884-0	Víctor Hugo Balbontín Artus	Gerente General

8. ACTIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de Diciembre de 2019 y 2018:

Activos por impuestos	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Pagos provisionales mensuales	21.163	7.773
Total	21.163	7.773

9. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de Diciembre de 2019 y 2018:

Activos intangibles	30-12-2019 M\$	30-12-2018 M\$
Activos intangibles netos	40.571	40.571
Servidumbre	40.571	40.571

Activos intangibles	30-12-2019 M\$	30-12-2018 M\$
Activos intangibles bruto	57.959	57.959
Servidumbre	57.959	57.959

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01-01-2019	40.571	40.571
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	-
Saldo Final Activos Intangibles al 31-12-2019	40.571	40.571

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01-01-2018	40.571	40.571
Movimientos en activos intangibles identificables	-	-
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios		-
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	-
Saldo Final Activos Intangibles al 31-12-2018	40.571	40.571

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de Diciembre de 2019 (Ver nota 3c).

10. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de Diciembre de 2019 y 2018:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	161.262	177.377
Planta y Equipo	161.262	177.377

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	213.636	213.636
Planta y Equipo	213.636	213.636

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(52.374)	(36.259)
Planta y Equipo	(52.374)	(36.259)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 han sido los siguientes:

Movimientos año 2019		Planta y Equipos, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019		177.377	177.377
Movimientos	Depreciación	(16.115)	(16.115)
	Total movimientos	(16.115)	(16.115)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		161.262	161.262

Movimientos año 2018		Planta y Equipos, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018		193.492	193.492
Movimientos	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios		
	Depreciación	(16.115)	(16.115)
	Total movimientos	(16.115)	(16.115)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018		177.377	177.377

11. IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 se presenta a continuación:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a		Impuestos Diferidos de Activos
	Propiedades, Planta y Equipo	Activos Intangibles, distintos de la Plusvalía	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	1.917	15.793	17.710
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	846	745	1.591
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2.763	16.538	19.301

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos		Impuestos Diferidos de Activos
	Propiedades, Planta y Equipo	Activos Intangibles, distintos de la Plusvalía	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	1.205	14.489	15.694
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	712	1.304	2.016
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	1.917	15.793	17.710

a.) Compensación de partidas

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades grabadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas.

b.) Cambio de tasa

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.780, que introduce modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada Ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar del año 2017, por dos sistemas tributarios alternativos; El sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente Integrado.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida Ley establece que a las Sociedades Anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 08 de febrero de 2016, se publicó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta, la cual, entre sus principales modificaciones, impuso como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, dejando sin efecto la opción de acogerse sistema de renta atribuida anterior.

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 podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Sociedad estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

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

12. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de Diciembre de 2019 y 2018:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	20.509	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	388	4.970	-	-
Sub total	20.897	4.970	-	-
Otras cuentas por pagar				
Otras cuentas por pagar	34.177	14.005	-	-
Sub total	34.177	14.005	-	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	55.074	18.975	-	-

13. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Chena S.A. está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

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

13.1 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. Al cierre de Diciembre de 2019, no existen partidas que estén expuestas al riesgo antes citado.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad no mantiene deuda bancaria.

13.2 Riesgo de liquidez.

La Sociedad mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad tiene una liquidez de M\$0, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad tenía una liquidez de M\$1.091, en efectivo y otros medios equivalentes.

Además, al 31 de Diciembre de 2018, la Sociedad sólo presenta como pasivos una cuenta por pagar a su Matriz, Enel Distribución, por M\$98.296 (ver nota 7b).



13.3 Riesgo de crédito.

La Sociedad 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 muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

En nuestra línea de negocio de transmisión de electricidad, en algunos contratos con clientes libres, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

A continuación, se presenta un detalle, por antigüedad, de las cuentas por cobrar no deterioradas:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	294.313	39.700
Con antigüedad entre tres y seis meses	-	-
Con antigüedad entre seis y doce meses	-	-
Con antigüedad mayor a doce meses	-	-
Total	294.313	39.700

14. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

14.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2019
	Préstamos y cuentas por cobrar
	M\$
Otros activos financieros	1.358.398
Total corto plazo	1.358.398
Instrumentos de patrimonio	-
Instrumentos derivados	-
Otros activos financieros	-
Total largo plazo	-
Total	1.358.398
	31 de diciembre de 2018
	Préstamos y cuentas por cobrar
	M\$
Otros activos financieros	862.776
Total corto plazo	862.776
Instrumentos de patrimonio	-
Instrumentos derivados	-
Otros activos financieros	-
Total largo plazo	-
Total	862.776

El valor en libros de las cuentas por cobrar y por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.



b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 es el siguiente:

<u>31 de diciembre de 2019</u>	
Préstamos y cuentas por pagar	
	<u>M\$</u>
Otros pasivos financieros	<u>153.935</u>
Total corto plazo	<u>153.935</u>
Préstamos que devengan interés	-
Instrumentos derivados	-
Otros pasivos financieros	<u>-</u>
Total largo plazo	<u>-</u>
Total	<u><u>153.935</u></u>

<u>31 de diciembre de 2018</u>	
Préstamos y cuentas por pagar	
	<u>M\$</u>
Otros pasivos financieros	<u>153.149</u>
Total corto plazo	<u>153.149</u>
Préstamos que devengan interés	-
Instrumentos derivados	-
Otros pasivos financieros	<u>-</u>
Total largo plazo	<u>-</u>
Total	<u><u>153.149</u></u>

15. PATRIMONIO

15.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la Sociedad.

Con la entrada en vigencia de la Ley 20.936 Ley de transmisión publicada en el diario oficial con fecha 20 de julio de 2016, Enel Distribución Chile decidió separar los activos de transmisión de energía, aportando estos a una nueva sociedad representados en su capital social.

Al 31 de Diciembre de 2019, el capital social de Chena S.A., asciende a M\$250.429 y está representado por 1.000 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas.



15.2 Dividendos

No hubo dividendos pagados por la Sociedad durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

16. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados por el ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Otras prestaciones de servicios	783.766	694.492
Peajes y transmisión	783.766	694.492
Total Ingresos de actividades ordinarias	783.766	694.492

17. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de este rubro por los ejercicios terminados al 31 de Diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Materias Primas y consumibles utilizados	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Costos por transmisión de energía	(20.403)	(21.422)
Total Materias Primas y consumibles utilizados	(20.403)	(21.422)

18. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

El detalle de este rubro por los ejercicios terminados al 31 de Diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Depreciaciones	(16.115)	(16.115)
Subtotal	(16.115)	(16.115)
Total	(16.115)	(16.115)

19. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro por el ejercicio terminado al 31 de Diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(143.749)	(144.138)
Tributos y tasas	(4.685)	(2.597)
Total Otros gastos por naturaleza	(148.434)	(146.735)

20. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de Diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos financieros	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Ingresos Financieros Empresas Relacionadas	21.853	13.859
Total Ingresos Financieros	21.853	13.859
Costos financieros	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Costos Financieros	-	(52)
Gastos Financieros Empresa Relacionada	-	(52)
Total Costos Financieros	-	(52)
Total Resultado Financiero	21.853	13.807
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.912	998
Total Resultado por Unidades de Reajuste	1.912	998

21. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta, correspondiente al 31 de Diciembre de 2019 y 2018:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(161.961)	(139.010)
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	67	(848)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(161.894)	(139.858)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	1.591	2.016
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	1.591	2.016
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(160.303)	(137.842)

A continuación, se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 31 de Diciembre de 2019 y 2018:

Conciliación de la Tasa Impositiva Legal con la Tasa Impositiva Efectiva	31-12-2019	31-12-2018
Tasa Impositiva Legal	27,00%	27,00%
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	(0,01%)	0,16%
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(1,25%)	(0,91%)
Total Ajustes a la Tasa Impositiva Legal	(1,26%)	(0,75%)
Tasa Impositiva Efectiva	25,74%	26,25%



22. SANCIONES.

La Sociedad no ha recibido sanciones de autoridades administrativas.

23. MEDIO AMBIENTE.

Durante el ejercicio, la Sociedad no ha realizado desembolsos relacionados con el mejoramiento del medio ambiente.

24. HECHOS POSTERIORES.

En el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2020 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no ha ocurrido ningún hecho significativo que pueda afectar la presentación de los mismos.