



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**Correspondientes al período terminado
al 31 de Marzo de 2020**

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Miles de Pesos Chilenos - M\$

Contenido:

- Estados Financieros Consolidados Intermedios**
- Estados de Resultados Integrales Consolidados**



ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados
al 31 de Marzo de 2020 (no auditado) y 31 de Diciembre de 2019
(En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	9.599.674	13.487.584
Otros activos financieros, corrientes	7	164.297	163.975
Otros activos no financieros, corrientes	8	18.085.571	7.588.980
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	205.112.380	209.178.012
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	255.452.549	288.344.589
Inventarios	11	35.837.772	29.674.090
Activos por impuestos, corrientes	12	50.557.986	42.647.814
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		574.810.229	591.085.044
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	7	7.705.734	7.189.429
Otros activos no financieros, no corrientes	8	14.498.985	14.845.654
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	9	118.137.531	82.929.822
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	10	137.583.125	80.339.778
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	7.355.533	7.911.342
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	31.591.221	30.393.637
Plusvalía	15	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	16	2.730.433.335	2.729.923.923
Activos por derecho de uso	17	17.460.316	17.719.792
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		3.089.626.136	2.996.113.733
TOTAL ACTIVOS		3.664.436.365	3.587.198.777



ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados al 31 de Marzo de 2020 (no auditado) y 31 de Diciembre de 2019 (En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	19	137.847.330	93.640.851
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	3.088.221	2.694.716
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	23	213.817.539	227.887.342
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	144.974.645	137.867.183
Otras provisiones, corrientes	24	3.350.436	3.619.734
Pasivos por impuestos, corrientes	12	23.380.501	17.662.740
Otros pasivos no financieros corrientes	8	3.775.995	4.811.150
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		530.234.667	488.183.716
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	19	933.748.151	818.361.813
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	20	12.361.028	11.615.108
Otras cuentas por pagar, no corrientes	23	2	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	2.772.537	2.497.660
Otras provisiones, no corrientes	24	144.436.764	143.448.085
Pasivo por impuestos diferidos	18	98.927.026	130.094.726
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	25.a.	19.037.948	19.143.273
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.211.283.456	1.125.160.667
TOTAL PASIVOS		1.741.518.123	1.613.344.383
PATRIMONIO			
Capital emitido	26	552.777.321	552.777.321
Ganancias acumuladas		1.614.485.132	1.552.064.328
Primas de emisión	26	85.511.492	85.511.492
Otras reservas	26	(341.088.602)	(226.577.889)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.911.685.343	1.963.775.252
Participaciones no controladoras	26	11.232.899	10.079.142
TOTAL PATRIMONIO		1.922.918.242	1.973.854.394
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.664.436.365	3.587.198.777

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - marzo	
		2020 M\$	2019 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	371.704.583	397.042.280
Otros ingresos, por naturaleza	27	1.594.898	126.108.944
Total de Ingresos Operacionales		373.299.481	523.151.224
Materias primas y consumibles utilizados	28	(233.697.530)	(230.658.826)
Margen de Contribución		139.601.951	292.492.398
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	16.2.b	613.823	993.523
Gastos por beneficios a los empleados	29	(11.551.436)	(12.309.790)
Gasto por depreciación y amortización	30	(25.096.681)	(27.818.906)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	30	(103.354)	(70.717)
Otros gastos, por naturaleza	31	(22.216.268)	(20.943.179)
Resultado de Explotación		81.248.035	232.343.329
Ingresos financieros	32	1.795.358	1.362.797
Costos financieros	32	(15.206.264)	(12.225.377)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	(742.400)	128.428
Diferencias de cambio	32	14.718.249	1.401.398
Resultado por unidades de reajuste (*)	32	(500.637)	(899.928)
Ganancia antes de impuestos		81.312.341	222.110.647
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(17.737.779)	(60.124.892)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		63.574.562	161.985.755
GANANCIA		63.574.562	161.985.755
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		62.420.804	160.122.424
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.7	1.153.758	1.863.331
GANANCIA (PÉRDIDA)		63.574.562	161.985.755
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	7,61	19,52
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	7,61	19,52
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	7,61	19,52
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	7,61	19,52
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58

(*) En esta nota se incluye el efecto por Hiperinflación Argentina.



ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - marzo	
		2020 M\$	2019 M\$
Ganancia (Pérdida)		63.574.562	161.985.755
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
(Pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	18	1.098.533	(2.328.740)
(Pérdidas) Ganancia por coberturas de flujos de efectivo	18	(166.759.413)	40.237.529
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado	18	8.369.533	287.567
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(157.291.347)	38.196.356
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(157.291.347)	38.196.356
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	18	42.765.268	(10.941.776)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		42.765.268	(10.941.776)
Total otro resultado integral		(114.526.079)	27.254.580
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(50.951.517)	189.240.335
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(52.105.275)	187.436.201
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		1.153.758	1.804.134
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(50.951.517)	189.240.335



ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)
(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas						Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Saldo inicial al 01/01/2020	552.777.321	85.511.492	2.911.473	(202.393.842)	-	(1.041)	(27.094.479)	-	(226.577.889)	1.552.064.328	1.963.775.252	10.079.142	1.973.854.394
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	552.777.321	85.511.492	2.911.473	(202.393.842)	-	(1.041)	(27.094.479)	-	(226.577.889)	1.552.064.328	1.963.775.252	10.079.142	1.973.854.394
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										62.420.804	62.420.804	1.153.758	63.574.562
Otro resultado integral			1.098.533	(115.624.612)			-		(114.526.079)		(114.526.079)		(114.526.079)
Resultado integral											(52.105.275)	1.153.758	(60.951.517)
Dividendos													
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	15.366	-	15.366	-	15.366	(1)	15.365
Total de cambios en patrimonio	-	-	1.098.533	(115.624.612)	-	-	15.366	-	(114.510.713)	62.420.804	(52.089.909)	1.153.757	(50.936.152)
Saldo final al 31/03/2020	552.777.321	85.511.492	4.010.006	(318.018.454)	-	(1.041)	(27.079.113)	-	(341.088.602)	1.614.485.132	1.911.685.343	11.232.899	1.922.918.242

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas						Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Saldo inicial al 01/01/2019	552.777.321	85.511.492	7.221.971	(153.562.242)	-	(1.038)	(31.421.964)	-	(177.763.273)	1.509.995.045	1.970.520.585	26.970.462	1.997.491.047
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	552.777.321	85.511.492	7.221.971	(153.562.242)	-	(1.038)	(31.421.964)	-	(177.763.273)	1.509.995.045	1.970.520.585	26.970.462	1.997.491.047
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										160.122.424	160.122.424	1.863.331	161.985.755
Otro resultado integral			(2.269.543)	29.583.320					27.313.777		27.313.777	(59.197)	27.254.580
Resultado integral											187.436.201	1.804.134	189.240.335
Dividendos												(730.842)	(730.842)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	1.226.322	-	1.226.322	-	1.226.322	94.161	1.320.483
Total de cambios en patrimonio	-	-	(2.269.543)	29.583.320	-	-	1.226.322	-	28.540.099	160.122.424	188.662.523	1.167.453	189.829.976
Saldo final al 31/03/2019	552.777.321	85.511.492	4.952.428	(123.978.922)	-	(1.038)	(30.195.642)	-	(149.223.174)	1.670.117.469	2.159.183.108	28.137.915	2.187.321.023

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - marzo	
		2020 M\$	2019 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		427.433.188	507.146.463
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		-	39.078
Otros cobros por actividades de operación		-	13.911
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(300.812.085)	(310.560.917)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(13.269.543)	(13.090.548)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(238.976)	(1.878.346)
Otros pagos por actividades de operación		(15.092.905)	(19.543.433)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(11.497.916)	(5.073.149)
Otras (salidas) de efectivo		(181.201)	(16.779)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		86.340.562	157.036.280
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas	10.1.c	(411.109.829)	(57.831)
Compras de propiedades, planta y equipo		(47.846.375)	(70.996.339)
Compras de activos intangibles		(4.107.782)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(936.759)	(1.002.337)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		-	91.290
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas	10.1.c	401.336.381	9.244.704
Intereses recibidos		1.268.351	1.475.802
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(61.396.013)	(61.244.711)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de pasivos por arrendamientos		(677.272)	(523.864)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(2.066.960)
Dividendos pagados		(20.977.093)	(94.643.684)
Intereses pagados		(10.022.045)	(8.294.502)
Intereses pagados Bonos	6.c	(9.861.642)	(8.117.890)
Intereses pagados Otros	6.c	(160.403)	(176.612)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.c	-	(116.141)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(31.676.410)	(105.645.151)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(6.731.861)	(9.853.582)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2.843.951	(2.487.239)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(3.887.910)	(12.340.821)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	13.487.584	151.989.905
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	9.599.674	139.649.084

ÍNDICE

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.	10
2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.	11
2.1 Bases de preparación	11
2.2 Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	13
2.4 Sociedades subsidiarias	14
2.5 Entidades asociadas	14
2.6 Acuerdos conjuntos	14
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio	15
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.	17
a) Propiedades, planta y equipo	17
b) Plusvalía	18
c) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía	19
d) Deterioro del valor de los activos no financieros	19
e) Arrendamientos	21
f) Instrumentos financieros	22
g) Medición del valor razonable	26
h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación	27
i) Inventarios	28
j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	28
k) Acciones propias en cartera	29
l) Provisiones	29
m) Conversión de saldos en moneda extranjera	30
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	30
o) Impuesto a las ganancias	30
p) Reconocimiento de ingresos y gastos	31
q) Ganancia (pérdida) por acción	32
r) Dividendos	32
s) Estado de flujos de efectivo	33
t) Criterios de segmentación	33
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.	34
5. HIPERINFLACIÓN EN ARGENTINA.	39
6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	40
7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	41
8. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS	41
8.1 Otros activos no financieros	41
8.2 Otros pasivos no financieros	41
9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	42
10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.	44
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas	44
10.2 Directorio y personal clave de la Gerencia	46
10.5 Retribución del personal clave de la Gerencia	48
10.6 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	48
11. INVENTARIOS.	49
12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.	49
13. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	50
13.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación	50

13.2	Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.....	52
13.3	Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.....	52
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	53
15.	PLUSVALÍA.....	54
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	55
16.1	Principales inversiones.....	56
16.2	Costos capitalizados.....	56
16.3	Otras informaciones.....	56
17.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	58
18.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	59
19.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	61
20.	PASIVO POR ARRENDAMIENTO.....	65
20.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	65
20.2	Flujos futuros de deuda no descontados.....	66
21.	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	66
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	69
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	73
24.	PROVISIONES.....	73
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	75
25.1	Aspectos generales.....	75
25.2	Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros.....	75
25.3	Otras revelaciones.....	76
26.	PATRIMONIO TOTAL.....	77
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	77
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	78
26.3	Gestión del capital.....	78
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de la Subsidiaria.....	78
26.5	Otras Reservas.....	78
26.6	Otras reservas varias.....	79
26.7	Participaciones no controladoras.....	79
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	80
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	80
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	81
30.	GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.....	81
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	81
32.	RESULTADO FINANCIERO.....	82
33.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	83
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES.....	84
34.1	Garantías directas.....	84
34.2	Garantías Indirectas.....	84
34.3	Litigios y arbitrajes.....	84
34.4	Restricciones Financieras.....	85

34.5	Contingencia por Covid-19.....	86
35.	DOTACIÓN.....	87
36.	SANCIONES.....	87
36.1	Enel Generación Chile.....	87
36.2	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	87
27	MEDIO AMBIENTE.....	88
28	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIA.....	89
37.	HECHOS POSTERIORES.....	90
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE.....	92
	ANEXO N°2 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	92
	ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	93
	ANEXO N°4 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N°715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012.....	95
	ANEXO N°4.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	97
	ANEXO N°4.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES.....	99
	ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES.....	100



ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2020.

(En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.

Enel Generación Chile S.A. (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y su sociedad subsidiaria, integran el Grupo Enel Generación Chile (en adelante, "Enel Generación Chile" o el "Grupo").

Enel Generación Chile S.A. es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (CMF), con el N°114. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange (NYSE) desde 1994 hasta el 31 de diciembre de 2018, fecha en la cual la Compañía solicitó ante la SEC el deslistamiento de los valores emitidos. A partir de esta fecha los American Depositary Shares emitidos por Enel Generación Chile dejaron de transarse en la NYSE.

Enel Generación Chile S.A. es subsidiaria de Enel Chile S.A. ("Enel Chile"), entidad que a su vez es controlada por Enel S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943 bajo el nombre Empresa Nacional de Electricidad S.A. Por Decreto Supremo de Hacienda N°97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. La existencia de la compañía bajo su actual nombre Enel Generación Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo durante dicho año. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N°91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 681 trabajadores al 31 de marzo de 2020. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el trimestre de 2020 fue de 686 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores ver Nota 35.

Enel Generación Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades subsidiaria o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile correspondientes al ejercicio 2019 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 24 de febrero de 2020 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 28 de abril de 2020, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados Intermedio de Enel Generación Chile S.A., al 31 de marzo de 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 4 de mayo 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 consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Generación Chile y su subsidiaria al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, y los resultados de operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo, por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

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

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la matriz y de presentación del Grupo. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7.3 y 3.m.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

Los siguientes pronunciamientos contables han sido adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2020:

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: <i>Definición de Materialidad o con Importancia Relativa</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia</i>	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, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **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 entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos que se lleven a cabo a contar de esta fecha, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **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 entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **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 y 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 que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, antes del reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por una tasa alternativa cercana a una tasa de interés libre de riesgo. Estas enmiendas entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

La enmienda a NIIF 9, incluye una serie de excepciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia (en adelante “reforma”). Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el calendario o el importe de los flujos de efectivo basados en la tasa de interés de referencia de la partícula cubierta o del instrumento de cobertura.

Las tres primeras excepciones se refieren básicamente a:

- Evaluación de si una transacción prevista (o componente de la misma) es altamente probable.
- Evaluación de cuándo reclasificar el importe acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a resultados.
- Evaluación de la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Para cada una de estas excepciones se supone que el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo cubiertos (ya sea que se especifiquen o no contractualmente) y/o, en el caso de la tercera excepción, el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo de instrumento de cobertura, no será alterado como resultado de la reforma.

Existe una cuarta excepción para componentes de una partida designados como partida cubierta, que establece que, para un componente de referencia del riesgo de tasa de interés que se ve afectado por la reforma, el requisito de que el componente de riesgo sea identificable por separado solo debe cumplirse al inicio de la relación de cobertura.

Las excepciones continuarán aplicándose indefinidamente en ausencia de cualquiera de los eventos descritos en las enmiendas. Al designar un grupo de partidas como la partida cubierta o una combinación de instrumentos financieros, como un instrumento de cobertura, las excepciones dejarán de aplicar por separado a cada partida

individual o instrumento financiero, cuando deje de estar presente la incertidumbre que surge de la reforma de la tasa de interés de referencia.

La aplicación de estas enmiendas no tuvo impactos en los estados financieros consolidados del Grupo, ya que actualmente Enel Generación Chile no posee relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados 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 consolidados se han utilizado determinados juicios y 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 3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.g).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.p).

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 3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.1.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f y 22).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 4.2).
- La interpretación de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico, cuyos efectos económicos definitivos estarán determinados por las resoluciones de los organismos competentes (ver Notas 4 y 9).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.1).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de la subsidiaria de Enel Generación Chile 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 intermedios (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.f.3).

- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.e).

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 consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio y estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros (ver Nota 34.5).

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Generación Chile S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y solo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la Subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Generación Chile tiene poder sobre sus Subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativa los rendimientos de la Subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad Subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades Subsidiarias se consolidan por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

Ver Anexo N°1 de los presentes estados financieros intermedios, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Generación Chile".

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Generación Chile, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de votos potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Generación Chile S.A. o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros Intermedios, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de dichas sociedades.

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Generación Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de dichas sociedades.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades Subsidiarias se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades Subsidiarias, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad Subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de la sociedad subsidiaria, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de la sociedad subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio promedio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de

cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral. (ver Nota 26.2).
4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.

Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, plantas y equipos 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 período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica. El Grupo define período 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 de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 16.2.a).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16.2.b).
- Los desembolsos futuros a los que Enel Generación Chile deberán 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. Enel Generación Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24.b).

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las Propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios detallados en la Nota 3.e.

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
Edificios	10-60
Planta y equipos	6-65
Equipamiento de tecnología de la información	3-15
Instalaciones fijas y accesorios	2-35
Vehículos de motor	5-10

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10-65
Equipo electromecánico	10-45
Centrales Carbón/Fuel	20-40
Centrales de Ciclo combinado	10-25
Renovables	20
Instalaciones de transporte gas natural:	
Gasoductos	20

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

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 ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período. (Ver Nota 3.d).

c) 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. Al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M\$ 5.756.396, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

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 período 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 períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

c.1) Gastos de investigación y desarrollo

Enel Generación Chile registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.2) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. Su reconocimiento contable se realiza 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 programas informáticos se amortizan, en promedio, en 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan.

d) 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 UGE 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 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 de recuperable de las Propiedades, plantas y equipos, 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 UGE 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 superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector. Al cierre de diciembre de 2019, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,0%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos 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. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales aplicada al cierre de diciembre de 2019 fue de 10,7%.

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.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- 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 tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.
- 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 fueron significativas y los flujos de caja generados en el año 2019 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho año, con excepción del efecto del acuerdo firmado en junio de 2019 entre Enel Generación Chile y el Ministerio de Energía para el retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón (ver Nota 16.3.1) y el efecto de la Ley 21.185, aprobada en octubre de 2019, que establece el mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas (ver Nota 4 y 9).

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 consolidado. 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 períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y solo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Generación Chile analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.d.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la Compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos, es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones específicas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; si es razonable seguro que el grupo ejercerá dicha opción; y v) penalizaciones por término del arriendo.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo de arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El costo financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la Compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

f) 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.

f.1) Activos financieros no derivados

Enel Generación Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.h y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta, (Ver Nota 3.j), 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: cuentas por cobrar, préstamos y equivalentes de efectivo. 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 el 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.

f.2) Efectivos y equivalentes al efectivo

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.

f.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 existentes, 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 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. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

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

- **Enfoque general:** aplicado a activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, 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 dentro del enfoque general, 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 Generación Chile y sus subsidiarias.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo realiza principalmente una evaluación individual para la determinación de las pérdidas crediticias esperadas. Dado el contexto regulatorio y el tipo de negocio en que participa la Compañía, la Administración ha considerado que las cuentas por cobrar son individualmente significativas, y por lo tanto aplica un enfoque analítico a cada una de ellas. Para esta evaluación individual, la Probabilidad de Default (PD) se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

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.

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.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, con carácter general, se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. (Ver Nota 3.f.1).

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 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 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 período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por Enel Generación Chile corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros". Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

La contabilidad de coberturas se discontinúa solo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras de Enel Generación Chile justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección de Enel Generación Chile.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados Enel Generación Chile, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que

el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

f.6) 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 3.f.1).

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.

f.7) 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, solo cuando:

- existe un derecho en el momento 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 solo 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.

f.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por Enel Generación Chile y su subsidiaria a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- El valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.I; y
- El valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos de la Nota 3.p.

g) 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 recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo 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 observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, 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 y 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 el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- 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 éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- 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;
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo 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 del Grupo.
- 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.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 22.

h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación de Enel Generación Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la subsidiarias, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte de Enel Generación Chile S.A. de reponer la situación patrimonial de la Sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a Enel Generación Chile conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación”.

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de estas entidades.

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, plantas y equipos, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupos de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable, la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y deben haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan de venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” y los respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y:

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del período.

l) Provisiones

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

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

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

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

I.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.

Enel Generación Chile tiene contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación definida están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

Enel Generación Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro resultado integral" netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) 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 período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

o) 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 de Enel Generación Chile 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 período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

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

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

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

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

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

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

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

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

p) 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 Generación 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 de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3; Nota 27 y Anexo 4.2).

- Venta y transporte de gas: los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo, en base a las entregas físicas efectivas de gas en el período de consumo, a los precios establecidos en los contratos respectivos.
- Otros servicios: principalmente construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. 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.

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 Generación 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación.

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.

q) **Ganancia (pérdida) por acción**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuibles a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, excluyendo el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

r) **Dividendos**

El artículo N°79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Generación Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y Otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

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

s) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, 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.

t) Criterios de segmentación

Para la identificación de los segmentos de operación sobre los que debe informarse, el Grupo tiene en consideración la manera en que se presentan regularmente los resultados de operación para la toma de decisiones por parte de la Administración y los criterios de agregación, de acuerdo a lo establecido en NIIF 8 “Segmentos de Operación”.

El negocio principal de Enel Generación Chile es la generación y venta de energía Eléctrica. Este negocio es desarrollado a través de un conjunto de centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y eólicas, cuya gestión económica, así como la toma de decisiones de operación se realiza como una cantera de generación única. La política comercial se optimiza considerando el portfolio de todas las centrales de manera de maximizar el margen variable y minimizar la volatilidad del negocio (hidrología, demanda, precios de combustibles, etc.) y por lo tanto no hay una asignación de contratos por central.

Las centrales generadoras del Grupo Enel Generación Chile operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional, en el cual la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional. Por otra parte, consistentemente con su política comercial, Enel Generación Chile realiza ofertas para las licitaciones de suministro regulado considerando todos los activos de generación del país de manera conjunta, siendo indivisible los contratos por cada unidad de generación. En consecuencia, no es aplicable una segmentación geográfica.

De acuerdo a lo señalado, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Enel Generación Chile, a la totalidad del negocio descrito.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

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.

1.1 Segmento de Generación

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- (i) **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.
- (ii) **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.
- (iii) **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.

1.2 Segmento de Transmisión.

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

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

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual el Coordinador Eléctrico Nacional emite anualmente un plan de expansión, 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.

1.3 Segmento de Distribución.

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

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.

2) Temas Regulatorios 2020

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 2027.

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 2020

Mediante Resolución Exenta N°776, de fecha 16 diciembre de 2019, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2020. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2020 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2019, cuya elaboración continua en desarrollo durante el año 2020.

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.

3) Proceso de Suministro

Licitaciones.

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

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

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

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

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

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

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

5. HIPERINFLACIÓN EN ARGENTINA

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de la sucursal Argentina que posee el Grupo Enel Generación Chile, han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros.

Considerando que la moneda funcional y de presentación de Enel Generación Chile no corresponde a la de una economía hiperinflacionaria, según las directrices establecidas en NIC 29, la reexpresión de períodos comparativos no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice general de precios
Desde enero a marzo de 2019	9,85%
Desde enero a marzo de 2020	7,34%

A continuación, se presenta un resumen del efecto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados de Enel Generación

Resultado por Hiperinflación	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	46
Propiedades, planta y equipo	242.386	256.289
Patrimonio	(777.636)	(1.320.507)
Ventas de Energía	-	(50.153)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	-	278
Gastos de Personal	4.163	4.965
Otros Gastos Fijos de Explotación	665	4.239
Ingresos Financieros	(1.943)	(15.812)
Gastos Financieros	4	3.151
Total Hiperinflación (*)	(532.345)	(1.117.504)

(*) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”, el cual se deriva de los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada (ver Nota 32).

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1 La composición del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Efectivo en caja	6.423	-
Saldos en bancos	3.138.193	9.382.509
Depósitos a plazo	6.455.058	4.105.075
Total	9.599.674	13.487.584

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a pactos con compromiso de retrocompra, cuyo vencimiento es inferior a 90 días desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

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

Moneda	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
\$ Chilenos	1.330.253	679.471
\$ Argentinos	6.455.058	7.096.519
US\$ Estadounidenses	1.726.339	5.191.174
€\$ Euros	88.024	520.420
Total	9.599.674	13.487.584

6.3 Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2020 M\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 31-03-2020 M\$
		Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses Pagados M\$	Total M\$	Cambios en valor razonable M\$	Diferencias de cambio M\$	Costos financieros M\$	Nuevos arrendamientos financieros M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos bancarios	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Obligaciones con el público no garantizadas (*)	844.161.446	-	-	(9.861.642)	(9.861.642)	-	76.362.190	14.418.872	-	-	925.080.866
Arrendamiento financiero (**)	14.309.825	-	(677.272)	(160.403)	(837.675)	-	1.816.696	160.403	-	-	15.449.249
Otros préstamos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados de cobertura	9.530.240	-	-	-	-	44.262.534	3.035.809	-	-	(2.613.818)	54.214.765
Instrumentos derivados de no cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos de empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Cuentas por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	868.001.515	-	(677.272)	(10.022.045)	(10.699.317)	44.262.534	81.214.695	14.579.275	-	(2.613.818)	994.744.884

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2019 M\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 31-03-2019 M\$
		Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses Pagados M\$	Total M\$	Cambios en valor razonable M\$	Diferencias de cambio M\$	Costos financieros M\$	Nuevos arrendamientos financieros M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos bancarios	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Obligaciones con el público no garantizadas (*)	826.494.248	-	-	(8.117.890)	(8.117.890)	-	(11.508.820)	10.929.701	-	-	817.797.239
Arrendamiento financiero (**)	14.476.450	-	(523.863)	(176.612)	(700.475)	-	(350.398)	179.601	1.458.987	-	15.064.165
Instrumentos derivados de cobertura	45.655.586	-	-	-	-	(14.189.700)	(6.971.125)	955.502	-	300	25.450.563
Instrumentos derivados de no cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	528.918	528.918
Préstamos de empresas relacionadas	2.376.570	-	(2.066.960)	-	(2.066.960)	-	-	90.036	-	158.727	558.373
Otras Cuentas por pagar	-	-	-	(116.141)	(116.141)	-	-	116.141	-	-	-
Total	889.002.858	-	(2.590.823)	(8.410.643)	(11.001.466)	(14.189.700)	(18.830.343)	12.270.981	1.458.987	687.945	859.399.262

(*) Ver nota 19.1

(**) Ver nota 19.3

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldos al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Instrumentos derivados de cobertura (*)	-	-	5.379.254	4.862.949
Activos financieros medidos a costo amortizado	36.443	36.121	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	127.854	127.854	2.326.480	2.326.480
Total	164.297	163.975	7.705.734	7.189.429

(*) Ver nota 22. 2.a.

8. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

8.1 Otros activos no financieros

La composición de otros activos no financieros al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
IVA crédito fiscal y otros Impuestos	6.670.756	6.522.885	-	-
Gastos anticipados	10.794.128	532.370	-	-
Depósito en garantía	-	-	1.379.970	1.379.970
Créditos derechos de agua	-	-	7.987.872	7.670.114
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	-	-	5.109.563	5.773.991
Otros	620.687	533.725	21.580	21.579
Total	18.085.571	7.588.980	14.498.985	14.845.654

8.2 Otros pasivos no financieros

La composición de otros pasivos no financieros al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Otros pasivos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
IVA débito fiscal y otros Impuestos	3.775.995	4.811.150	-	-
Total	3.775.995	4.811.150	-	-

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

9.1 La composición de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	208.010.446	118.243.420	212.078.614	82.929.822
Cuentas comerciales, bruto	201.538.837	117.068.918	197.724.077	81.617.823
Otras cuentas por cobrar, bruto	6.471.609	1.174.502	14.354.537	1.311.999

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	205.112.380	118.137.531	209.178.012	82.929.822
Cuentas comerciales, neto	198.640.771	116.963.029	194.823.475	81.617.823
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	6.471.609	1.174.502	14.354.537	1.311.999

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar en el siguiente:

Detalle de Otras cuentas por cobrar, neto (1)	Saldo al			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas por Cobrar al personal	2.305.051	1.173.182	3.176.270	1.302.531
Anticipos a proveedores y acreedores	3.809.790	-	9.933.918	-
Registro de IVA (provisiones de facturas)	10.412	-	932.960	-
Otros	346.356	1.320	311.389	9.468
Total	6.471.609	1.174.502	14.354.537	1.311.999

Al 31 de marzo de 2020, las cuentas por cobrar comerciales brutas no corrientes se han incrementado en M\$ 35.451.095 respecto a diciembre de 2019, que en lo fundamental se explica por lo siguiente:

Con fecha 2 de noviembre de 2019 se publicó la Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, la cual creó 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 transferir 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 que se produzcan entre la facturación aplicando el mecanismo de estabilización y la facturación teórica, considerando el precio que se hubiere aplicado de conformidad a las condiciones de los respectivos contratos con las empresas de Distribución de Energía Eléctrica, generarán una cuenta por cobrar a favor de las empresas de Generación de Energía Eléctrica con un límite de MMUS\$ 1.350 hasta el 2023. Todas las diferencias de facturación se controlarán en dólares estadounidenses y no devengarán remuneración financiera hasta el 31 de diciembre de 2025. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

La aplicación de esta Ley, origina un mayor rezago en la facturación y recaudación de las ventas con el correspondiente impacto financiero y contable que la situación conlleva.

A continuación, se resumen los efectos contables registrados por el Grupo:

- Clasificación como no corrientes cuentas comerciales por cobrar por M\$ 117.068.918 al 31 de marzo de 2020 (M\$ 81.617.823 al 31 de diciembre de 2019).
- Menores ingresos por ventas de energía por M\$ 4.596.313 al 31 de marzo de 2020 (M\$ 2.600.428 al 31 de diciembre de 2019).
- Mayores ingresos financieros por M\$ 856.366 (M\$ 414.292 al 31 de diciembre de 2019) ver Nota 32.
- Mayores costos financieros por M\$ 14.250.887 al 31 de diciembre de 2019.
- Utilidad por diferencias de cambio neta por M\$ 19.948.714 al 31 de marzo de 2020 (M\$ 3.835.024 al 31 de diciembre de 2019), por la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de facturación. Ver nota 32.

9.2 Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	4.389.243	3.199.534
Con antigüedad entre tres y seis meses	1.370.910	816.201
Con antigüedad entre seis y doce meses	1.473.295	1.308.312
Con vencimiento mayor a doce meses	3.255.005	2.002.231
Total	10.488.453	7.326.278

9.3 Los movimientos en las perdidas por deterioro de cuentas comerciales (determinadas de acuerdo a Nota 3.f.3), fueron las siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente M\$
Saldo 01 de enero de 2019	1.553.256
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	1.347.346
Saldo al 31 de diciembre de 2019	2.900.602
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	103.354
Otros movimientos	(1)
Saldo al 31 de marzo de 2020	3.003.955

(*) Ver nota 30

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

9.4 Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N°715, de la Comisión para el Mercado Financiero, de fecha 3 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo N°4.
- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver Anexo N°4.1

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

Las transacciones con sociedades Subsidiarias han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Cuentas por Cobrar			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2020	31-12-2019	31-03-2020	31-12-2019
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	6.277	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	11.929	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talnay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	11	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talnay Oriente S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	2.342	8.660	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	2.576	9.550	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	83	83	-	-
76.201.136-0	Energía y Servicios South America S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	16.769	4.271	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	1.617.269	-	-
76.321.458-3	Almeida Solar S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.873	1.574	-	-
76.321.458-3	Almeida Solar S.P.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	2.795	4.607	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.869.896	39.217	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.P.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	3.636	-	-	-
76.418.840-K	Geni Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	10.234.519	31.025.024	70.576.928	34.407.142
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Contrato de Caja Centralizada	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	207.238.835	197.040.672	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	607.167	1.708.398	-	-
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	6	6	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	89.753	91.741	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	49.873	87.075	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	8.799	111.101	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica De Colina Ltda.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	8.752	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	490	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	731.181	626.358	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía (*)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	29.480.340	31.895.148	67.006.197	45.932.636
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	8.634	3.471	-	-
96.971.330-6	Geotermia del Norte S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	2.621	2.732	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	28.295	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	419.833	578.848	-	-
Extranjera	Endesa España S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	16.086	12.988	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	51.286	45.069	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	71.322	62.676	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	39.567	34.771	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	14.326	12.589	-	-
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	940.234	860.498	-	-
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	67.570	60.670	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	51.282	51.895	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	334.727	302.697	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	23.747	13.781	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	222.046	183.151	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico Sit De Cv	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	México	-	72.410	-	-
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	177.558	149.525	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	67.804	60.717	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	273.003	273.003	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	143.337	120.276	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Venta Bancos CNI Relacionados	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	-	16.880.527	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	637.242	2.962.387	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morocco, S.A.R.L.A.U.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Marruecos	155.783	94.340	-	-
Extranjera	Parque Amistad II Sa De Cv	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	México	-	67.854	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Italia	1.155.683	1.131.635	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	10.020	6.028	-	-
		TOTAL					285.462.549	286.344.589	137.583.125	60.339.776

(*) Las cuentas por cobrar no corrientes con Enel Distribución Chile, corresponden a la aplicación del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas (Ver Nota 9.1).



b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes.

Cuentas por Pagar								Saldo al			
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes		
							31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	-	1.483.334	-	
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	86.740	-	128.944	-	
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	2.184.994	-	1.586.979	-	
76.201.136-0	Energía y Servicios South America S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	77.643	-	76.600	-	
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	-	726.077	-	
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	548	-	5.422	-	
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A.	Compra De Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	15.409.873	-	15.016.107	-	
76.418.940-K	Gnl Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	USD	Chile	6.168.627	-	4.980.936	2.772.537	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	37.007.290	-	55.102.585	-	
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	4.437.666	-	6.160.080	-	
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	18.421	-	36.072	-	
76.924.079-9	Enel X Chile S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.453	-	986	-	
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica De Quillota Ltda.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CLP	Chile	13.887	-	13.887	-	
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	11.107	-	11.107	-	
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	3.650.336	-	585.772	-	
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	110.717	-	53.025	-	
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	3.691.120	-	3.281.849	-	
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	-	10.013.713	-	
96.971.330-6	Geotérmica Del Norte S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	79.765	-	65.775	-	
Extranjera	Cesi S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	394.374	-	890.343	-	
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	216.521	-	216.521	-	
Extranjera	Enel Iberia SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	96.784	-	96.784	-	
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	3.829.911	-	5.779.394	-	
Extranjera	Enel S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	3.963.681	-	3.791.037	-	
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	Argentina	13.574	-	13.574	-	
Extranjera	Tecnomat S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	-	-	29.093	-	
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	4.775.368	-	3.699.392	-	
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	3.587.599	-	3.820.764	-	
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	44.092.765	-	9.255.836	-	
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	5.308.343	-	4.727.873	-	
Extranjera	Enel Italia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	5.715.818	-	6.168.932	-	
		TOTAL					144.974.645	137.867.183	2.772.537	2.497.660	

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

Transacciones con efecto en resultados						Saldo al	
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	País		31-03-2020	31-03-2019
						M\$	M\$
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		14.290	2.422
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		3.936	9.839
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(2.913.280)	(3.870.412)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente Sa	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		1.186	21.904
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente Sa	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		1.968	9.839
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente Sa	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(161.044)	(91.508)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		5.814	138.004
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		2.165	10.823
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(6.612.910)	(5.356.341)
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		21.354	67.293
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		821	3.936
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(18.512)	(3.222)
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		6.693	3.973
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		527.569	61.435
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(41.784.030)	(33.532.391)
76.412.562-2	Enel Green Power Del Sur S.p.A.	Matriz Común	Peaje	Chile		5	(3.723)
76.418.940-K	Gnl Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile		-	12.781
76.418.940-K	Gnl Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile		(36.607.409)	(17.931.204)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile		778.635	464.809
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile		(3.192.272)	(3.461.594)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Matriz	Gastos Financieros	Chile		2.165	(90.036)
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Matriz Común	Peaje	Chile		1.997	(38.246)
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		54.725	54.866
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		33.710	1.558.848
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(3.204.076)	(1.711.939)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peaje	Chile		(350)	90.373
96.783.910-8	Empresa Eléctrica De Colina Ltda.	Matriz Común	Peaje	Chile		16.393	8.086
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peaje	Chile		-	1.397
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		92.172.124	82.252.909
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		733.201	372.943
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile		-	(549)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Matriz Común	Peaje	Chile		1.045.193	492.660
96.800.570-7	Enel Green Power Chile Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile		10.409	39.229
96.800.570-7	Enel Green Power Chile Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile		(46.463)	(69.695)
96.971.330-6	Geotérmica Del Norte	Matriz Común	Venta de Energía	Chile		3.974	71.330
96.971.330-6	Geotérmica Del Norte	Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(33.461)	(112)
Extranjera	Emgesa	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia		108.273	96.295
Extranjera	Compañía Distribuidora Y Comercializadora De Energía	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia		-	6.470
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú		200.875	467.283
Extranjera	Enel Green Power Perú	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú		32.029	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		(546.497)	(451.525)
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Matriz Común	Servicios Prestados	México		-	1.540
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		(1.063.961)	(482.134)
Extranjera	Enel Italia Servizi Srl	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		(846.371)	(271.736)
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		(1.802)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		(367.273)	(872.671)
Extranjera	Enel Trading S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		(456.550)	(351.425)
Extranjera	Enel Trading S.p.A.	Matriz Común	Derivados de commo	Italia		(22.647.721)	(2.212.732)
Extranjera	Enel Trading S.p.A.	Matriz Común	Venta de Gas	Italia		-	42.993.132
Extranjera	Enel X Srl	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia		-	(325)
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia		5.177	104.281
		TOTAL				(24.721.266)	58.595.190

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Generación Chile S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, a través de 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 Directores de las empresas involucradas. Anterior a la entrada en vigencia del Contrato de Caja Centralizada, Enel Chile y Enel Generación

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

Al 31 de marzo de 2020, Enel Generación Chile S.A. presenta fondos transferidos, producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. durante el presente período, mediante el Contrato de Caja Centralizada, por M\$ 411.109.829 (M\$ 57.831 al 31 marzo de 2019), y presenta cobros de fondos transferidos a Enel Chile S.A. por M\$ 401.336.381 (M\$ 9.244.704 en 2019). Esta transacción devengó intereses a una tasa TAB + 0,30% anual (TAB + 0% anual al 31 marzo de 2019).

10.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.

Enel Generación Chile es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2019. En sesión de Directorio celebrada con fecha 26 de abril de 2019 fueron elegidos como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Giuseppe Conti y como Secretario del Directorio al señor Ignacio Quiñones Sotomayor.

Miembros del Directorio:

- Giuseppe Conti
- Maria Soledad Arellano Schimdt.
- Julio Pellegrini Vial.
- Fabrizio Barderi.
- Cristiano Bussi.

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 y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen transacciones entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del 26 de abril de 2019.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 10.3 150 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 10.4 70 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de quince sesiones anuales remuneradas.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Generación Chile tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas, nacionales o extranjeras, en las cuales el grupo empresarial ostente directa o indirectamente, alguna participación, solo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Generación Chile y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Generación Chile.

A continuación, se detallan las retribuciones percibidas por los Directores vigentes al 31 de marzo de 2020 y 2019:

Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	31-03-2020		
			Directorio de Enel Generación M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Giuseppe Conti (*)	Presidente	01/01/20 al 31/03/20	-	-	-
Maria Soledad Arellano Schimdt (1)	Director	01/01/20 al 31/03/20	18.438	-	-
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/20 al 31/03/20	18.438	-	-
Fabrizio Barderi (*)	Director	01/01/20 al 31/03/20	-	-	-
Cristiano Bussi (*)	Director	01/01/20 al 31/03/20	-	-	-
Total			36.876	-	-

Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	31-03-2019		
			Directorio de Enel Generación M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Giuseppe Conti (*)	Presidente	01/01/19 al 31/03/19	-	-	-
Hernán Cheyre Valenzuela (2)	Director	01/01/19 al 31/03/19	21.330	-	7.110
Maria Soledad Arellano Schimdt (1)	Director	25/01/19 al 31/03/19	21.330	-	4.741
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/19 al 31/03/19	21.330	-	7.110
Francesco Giorgianni (2)(*)	Director	01/01/19 al 31/03/19	-	-	-
Luca Noviello(2)(*)	Director	01/01/19 al 31/03/19	-	-	-
Fabrizio Barderi (*)	Director	01/01/19 al 31/03/19	-	-	-
Antonio Scala (2)(*)	Director	01/01/19 al 31/03/19	-	-	-
Cristiano Bussi (*)	Director	01/01/19 al 31/03/19	-	-	-
TOTAL			63.990	-	18.961

1) La Sra. Maria Arellano Schimdt asumió como director el 25 de enero de 2019, en reemplazo de Sr. Jorge Atton Palma quien desempeño su carga hasta el 29 de noviembre de 2018.

2) Los Sres. Francisco Giorgianni, Hernán Cheyre, Luca noviello y Antonio Scala, dejaron de desempeñar su cargo con fecha 26 de abril de 2019.

(*) Los Señores(a) Giuseppe Conti, Fabrizio Barderi, Cristiano Bussi, Francesco Giorgianni, Luca Noviello y Antonio Scala, renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Enel Generación Chile S.A..

c) **Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.**

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.5 **Retribución del personal clave de la Gerencia.**

El personal clave de Enel Generación Chile al 31 de marzo de 2020, está compuesto por las siguientes personas:

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Michele Siciliano (1)	Gerente General
24.789.926-K	Michele Siciliano (1)	Gerente de Desarrollo de Negocios (Interino)
24.789.926-K	Michele Siciliano (1)	Gerente de Regulación (Interino)
14.106.334-0	Viviana Meneses Robledo (2)	Gerente de Planificación y Control
7.700.353-3	Carlos Ivan Peña Garay (3)	Gerente Generación Hidroeléctrica.
11.932.363-0	Pablo Antonio Arnes Poggi (4)	Gerente de Generación Térmica
10.939.381-9	Claudio Ordenes Tirado	Ingeniería y Construcción Térmica
11.565.097-1	Bernardo Canales Fuenzalida	Ingeniería y Construcción Hidráulica
7.012.475-0	Raúl Arteaga Errázuriz	Gerente de Administración y Finanzas
13.441.572-k	María Paulina Guglielmi Espósito (5)	Gerente de Recursos Humanos
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz	Gerente de Trading y Comercialización
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal

- (1) El Sr. Michele Siciliano asumió como Gerente General, Gerente de desarrollo Interino y Gerente de Regulación Interino el 01 de Octubre de 2019, en reemplazo de la Sr. Valter Moro quien se desempeñó hasta al 30 de septiembre de 2019.
- (2) La Sra. Viviana Meneses asumió como Gerente de Planificación y Control el 01 de julio de 2019, en reemplazo de la Sr. Juan Candia quien se desempeñó hasta al 30 de junio de 2019.
- (3) El Sr. Carlos Peña Gary asumió como Gerente Generación Hidroeléctrica el 01 de diciembre de 2019, en reemplazo de la Sr. Carlo Carvallo Artigas quien se desempeñó hasta al 30 de noviembre de 2019.
- (4) El Sr. Pablo Arnes Poggi asumió como Gerente de Generación Térmica el 30 de marzo de 2020.
- (5) El Sra. Maria Guglielmi Espósito asumió como Gerente Recursos Humanos el 01 de diciembre de 2019, en reemplazo de la Sr. Luis Vergara Adamides quien se desempeñó hasta al 30 de noviembre de 2019.

a) **Planes de incentivo a personal clave de la gerencia.**

Enel Generación Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la Compañía. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

Remuneración devengada por el Personal de la Gerencia	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Remuneración	422.241	513.505
Beneficios a corto plazo para los empleados	164.631	117.024
Otros beneficios a largo plazo	26.932	39.544
Total	613.804	670.073

b) **Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.**

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

10.6 **Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.**

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Generación para el Directorio y personal clave de la gerencia.

11. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Suministros para la producción	23.162.332	18.352.464
- Gas	2.808.154	2.287.934
- Petróleo	3.821.429	3.888.712
- Carbón	16.532.749	12.175.818
Repuestos y otros insumos	12.675.440	11.321.626
Total	35.837.772	29.674.090

No existen Inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Al 31 de marzo de 2020, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 46.897.500 (M\$ 66.965.411 al 31 de marzo de 2019 (ver nota 28).

Al 31 de marzo de 2020, en el rubro "Otros activos no financieros no corrientes" se presenta un saldo de M\$ 14.498.985 (M\$ 14.845.654 al 31 diciembre de 2019), de los cuales M\$ 5.109.563 corresponden a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses (M\$ 5.773.991 al 31 diciembre de 2019). (Ver Nota 8).

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Pagos provisionales mensuales	31.538.335	23.628.163
Crédito por utilidades absorbidas	16.664.648	16.664.648
Créditos por gastos de capacitación	2.355.003	2.355.003
Total	50.557.986	42.647.814

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Impuesto a la Renta	23.380.501	17.662.740
Total	23.380.501	17.662.740



13. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación.

a) A continuación, se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de la participación y los movimientos de los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al
						01-01-2020					31-03-2020
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.410.206	(943.271)	-	135.346	-	602.281
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.099.228	190.815	-	-	-	6.290.043
76.014.570-K	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,08%	401.908	10.056	-	23.899	27.346	463.209
TOTALES						7.911.342	(742.400)	-	159.245	27.346	7.355.533

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al
						01-01-2019					31-12-2019
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	3.052.983	(254.132)	(1.518.880)	130.235	-	1.410.206
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	9.473.711	695.437	(4.069.920)	-	-	6.099.228
76.014.570-K	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,08%	300.198	104.335	-	(95.726)	93.101	401.908
TOTALES						12.826.892	545.640	(5.588.800)	34.509	93.101	7.911.342

b) Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. ("Hidroaysén"),

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participaba Enel Generación Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Hidroaysén en el año 2008.

Enel Generación Chile había manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que correspondieran, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, manteniendo el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén eran importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, existía incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta dicho momento en Hidroaysén, ya que dependía tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que no se estaba en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encontraba en el portafolio de proyectos inmediatos de Enel Generación Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén por un monto de M\$ 69.066.857.

Con fecha 7 de diciembre de 2017 se celebró una Junta Extraordinaria de Hidroaysén, en la cual se acordó la disolución anticipada de la misma y cómo se llevó a cabo el proceso de liquidación de los bienes de la sociedad. El proceso de liquidación contempló una distribución de activos a sus accionistas Enel Generación y Colbún de acuerdo a sus participaciones del 51% y 49% respectivamente. Este proceso de liquidación y la correspondiente distribución se llevó a cabo con fecha 7 de septiembre de 2018.

El Balance Individual considerado para el proceso de liquidación fue el siguiente:

CENTRALES HIDROELECTRICAS DE AYSÉN S.A.	Balance de Liquidación	Reconocido por Enel Generación (51%)
	07-09-2018 M\$	07-09-2018 M\$
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	72.339	36.892
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	56.021	28.571
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	128.360	65.463
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Propiedades, planta y equipo	11.603.281	5.917.673
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	11.603.281	5.917.673
TOTAL DE ACTIVOS	11.731.641	5.983.136
PASIVOS CORRIENTES	07-09-2018 M\$	07-09-2018 M\$
Otras provisiones corrientes	83.403	42.535
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	83.403	42.535
PATRIMONIO		
Capital emitido	188.855.665	96.316.389
Ganancias acumuladas	(177.207.427)	(90.375.788)
PATRIMONIO TOTAL	11.648.238	5.940.601
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	11.731.641	5.983.136

13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, del estado financiero de la sociedad en la que Enel Generación Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo de 2020									
	% Participación	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	90.601.190	1.837.273.939	182.212.271	1.763.856.015	118.875.548	(121.705.361)	(2.829.813)	406.040	(2.423.773)

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2019									
	% Participación	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	67.419.256	1.615.973.312	161.197.047	1.517.964.903	582.441.735	(583.204.131)	(762.396)	389.843	(372.553)

Nuestra asociada no tiene precios de cotización públicos.

En el Anexo N°2 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestra sociedad asociada, así como también el porcentaje de participación.

13.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación, se incluye información al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Enel Generación Chile posee negocios conjuntos:

% Participación	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	50,0%	50,0%
	31-03-2020	31-12-2019
	M\$	
Total de Activos corrientes	3.986.986	3.346.667
Total de Activos no corrientes	10.646.345	10.834.220
Total de Pasivos corrientes	467.578	365.640
Total de Pasivos no corrientes	1.585.668	1.616.791
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.455.839	2.403.904
Ingresos de actividades ordinarias	925.287	3.191.566
Gasto por depreciación y amortización	(195.700)	(782.800)
Otros gastos fijos de explotación	(255.247)	(768.866)
Ingresos procedentes de intereses	14.563	152.370
Otras Ganancias	-	6.087
Gasto por impuestos a las ganancias	(107.274)	(407.478)
Ganancia (pérdida)	381.629	1.390.879
Resultado integral	381.629	1.390.879

(*) Ver nota 14.b

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociada y negocios conjuntos.

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Activos Intangibles	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	31.591.221	30.393.637
Servidumbres y Derechos de Agua	5.756.396	5.756.396
Programas Informáticos	25.390.811	24.184.746
Otros Activos Intangibles Identificables	444.014	452.495

Activos Intangibles	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	59.914.250	58.469.438
Servidumbres y Derechos de Agua	6.246.926	6.246.926
Programas Informáticos	50.437.586	48.994.477
Otros Activos Intangibles Identificables	3.229.738	3.228.035

Activos Intangibles	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(28.323.029)	(28.075.801)
Servidumbres y Derechos de Agua	(490.530)	(490.530)
Programas Informáticos	(25.046.775)	(24.809.731)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.785.724)	(2.775.540)

La composición y movimientos del activo intangible distintos de la plusvalía durante el periodo 2020 y ejercicio 2019 han sido los siguientes:

Año 2020

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo al 01 de enero de 2020	5.756.396	24.184.746	452.495	30.393.637
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	1.443.109	-	1.443.109
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	(7.022)	(7.022)
Amortización	-	(237.044)	(1.473)	(238.517)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-
Retiros de servicio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	-	-	-	-
Hiperinflación Sociedades Argentinas	-	-	14	14
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	1.206.065	(8.481)	1.197.584
Saldo al 31 de marzo de 2020	5.756.396	25.390.811	444.014	31.591.221

Año 2019

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	5.664.621	17.792.405	453.951	23.910.977
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	9.639.650	-	9.639.650
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	(61)	(61)
Amortización	-	(3.166.966)	(1.598)	(3.168.564)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-
Retiros de servicio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	91.775	(80.343)	-	11.432
Hiperinflación Sociedades Argentinas	-	-	203	203
Total movimientos en activos intangibles identificables	91.775	6.392.341	(1.456)	6.482.660
Saldo al 31 de diciembre de 2019	5.756.396	24.184.746	452.495	30.393.637

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, la Sociedad posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos y que ascienden a M\$ 5.756.396, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

15. PLUSVALÍA.

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al	Trasposos por	Saldo al	Saldo al
		01-01-2019	Fusiones por	31-12-2019	31-03-2020
		M\$	Absorción	M\$	M\$
Enel Generación Chile	Generación Chile	-	24.860.356	24.860.356	24.860.356
GasAtacama Chile S.A. (*)	Generación Chile	24.860.356	(24.860.356)	-	-
Total		24.860.356	-	24.860.356	24.860.356

(*) Actualmente fusionada en Enel Generación Chile

El origen de las plusvalías se explica como resultado de la adquisición de las siguientes entidades, posteriormente fusionadas directamente o indirectamente en Gas Atacama Chile S.A. (actualmente fusionada en Enel Generación Chile):

Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).

Con fecha 11 de agosto de 2005, Enel Generación Chile S.A. compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.

Posteriormente, Empresa Eléctrica Pangué S.A. y la sociedad San Isidro S.A. fueron fusionadas con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.

Con fecha 1 de octubre de 2016, Inversiones Gas Atacama Holding Ltda., fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. siendo esta última la sociedad continuadora.

Con fecha 1 de noviembre de 2016, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., fue fusionada con Gas Atacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enel Generación Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 (ver nota 3.b).

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.730.433.335	2.729.923.923
Construcción en Curso	754.412.256	730.069.617
Terrenos	61.664.639	61.662.723
Edificios	30.626.431	30.487.377
Planta y Equipo	1.855.574.176	1.879.714.167
Instalaciones Fijas y Accesorios	28.155.833	27.990.039

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	5.711.911.255	5.683.292.172
Construcción en Curso	754.412.256	730.069.617
Terrenos	61.664.639	61.662.723
Edificios	45.648.086	45.102.449
Planta y Equipo	4.753.399.660	4.750.674.167
Instalaciones Fijas y Accesorios	96.786.614	95.783.216

Clases Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2.981.477.920)	(2.953.368.249)
Edificios	(15.021.655)	(14.615.072)
Planta y Equipo	(2.897.825.484)	(2.870.960.000)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(68.630.781)	(67.793.177)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio 31 de diciembre de 2019 han sido los siguientes:

Movimientos año 2020 - Propiedades, Planta y Equipo	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo al 01 de enero de 2020	730.069.617	61.662.723	30.487.377	1.879.714.167	27.990.039	2.729.923.923
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	24.966.638	-	-	-	-	24.966.638
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	1.916	3.108	36.488	24.318	65.830
Depreciación	-	-	(404.816)	(23.363.787)	(821.004)	(24.589.607)
(Pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(623.999)	-	540.762	(879.243)	962.480	-
Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción en curso	(623.999)	-	540.762	(879.243)	962.480	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	66.551	-	66.551
Adopción inicial IFRs 16	-	-	-	-	-	-
Hiperinflación sociedades Argentinas	-	-	-	66.551	-	66.551
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	24.342.639	1.916	139.054	(24.139.991)	165.794	509.412
Saldo al 31 de marzo de 2020	754.412.256	61.664.639	30.626.431	1.855.574.176	28.155.833	2.730.433.335

Movimientos año 2019 - Propiedades, Planta y Equipo	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	654.854.659	57.932.689	8.438.832	2.146.295.618	33.921.524	2.901.443.322
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	153.074.293	-	-	(127)	-	153.074.166
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(55.056)	(15.144)	(25.367)	(205.534)	(99.087)	(400.188)
Depreciación	-	-	(805.507)	(99.335.330)	(3.073.899)	(103.214.736)
(Pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	(32.225.073)	-	-	(247.795.190)	-	(280.020.263)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(44.686.867)	4.151.834	22.879.420	17.534.668	120.945	-
Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción en curso	(44.686.867)	4.151.834	22.879.420	17.534.668	120.945	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(406.656)	-	(948.350)	(837.345)	(2.192.351)
Disposiciones	-	(406.656)	-	(948.350)	-	(1.355.006)
Retiros	-	-	-	-	(837.345)	(837.345)
Disposiciones y retiros de servicio	(892.339)	-	(1)	64.168.412	(2.042.099)	61.233.973
Adopción inicial IFRs 16	-	-	-	-	-	-
Hiperinflación sociedades Argentinas	-	-	-	1.132.453	-	1.132.453
Otros incrementos (disminución)	(892.339)	-	(1)	63.035.959	(2.042.099)	60.101.520
Total movimientos	75.214.958	3.730.034	22.048.545	(266.581.451)	(5.931.485)	(171.519.399)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	730.069.617	61.662.723	30.487.377	1.879.714.167	27.990.039	2.729.923.923

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto.

16.1 Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M\$ 16.352.319 por el período terminado al 31 de marzo de 2020 (M\$ 91.638.411 al 31 de diciembre de 2019).

16.2 Costos capitalizados.

a. Gastos financieros capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 1.881.106 y M\$ 1.150.293, durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, respectivamente. La tasa media de financiamientos, varió en un rango comprendido entre un 5,1% y un 6% al 31 de marzo de 2020 (entre 5,1% y un 5,2% en 2019) (ver nota 32).

b. Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 613.823 y M\$ 993.523 durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, respectivamente.

16.3 Otras informaciones.

1. A raíz de los desórdenes públicos que han afectado al país desde el 18 de octubre del 2019, se efectuaron castigos de inmovilizados por un total de M\$ 837.345 al 31 de diciembre de 2019. Existen seguros comprometidos, los cuales se encuentran en un proceso investigativo que forma parte de la liquidación del siniestro.
2. Con fecha 4 de junio de 2019, Enel Generación Chile y Gas Atacama Chile (actualmente fusionada en Enel Generación Chile) suscribieron un acuerdo mediante el cual ambas compañías, en línea con su propia estrategia de sostenibilidad y su plan estratégico, y el Ministerio de Energía, regulan la forma de proceder al retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón Tarapacá, Bocamina 1 y Bocamina 2 (en adelante, Tarapacá, Bocamina 1 y Bocamina 2).

El acuerdo está sujeto a la condición suspensiva que entre en pleno efecto el Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras, que establezca, entre otros, las condiciones esenciales que aseguren un trato no discriminatorio entre los distintos generadores y defina el Estado de Reserva Estratégica. En virtud de lo anterior, Enel Generación y Gas Atacama Chile se obligaron formal e irrevocablemente al retiro final de Bocamina 1 y Tarapacá, respectivamente, del Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo como fechas máximas de dicho hito el 31 de mayo de 2020 para la central Tarapacá, y el 31 de diciembre de 2023 para la central Bocamina 1.

La intención del Grupo es acelerar el retiro de Tarapacá y Bocamina 1, por supuesto en total coordinación con la Autoridad. En este contexto, ya con fecha 17 de junio de 2019, Gas Atacama Chile (actualmente fusionada en Enel Generación Chile) solicitó a la Comisión Nacional de Energía que el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá se pudiera realizar de forma anticipada, a contar del 31 de diciembre de 2019. Con fecha 26 de Julio de 2019, mediante emisión de la Resolución Exenta N°450 y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72° -18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la Comisión Nacional de Energía autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de la unidad generadora a carbón Tarapacá a contar del 31 de diciembre de 2019.

Como consecuencia de lo anterior, el Grupo registró una pérdida por deterioro de M\$ 197.188.542 y M\$ 82.831.721 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Tarapacá y Bocamina 1, respectivamente, a su valor recuperable. El valor recuperable resultante, luego del deterioro registrado, corresponde al valor de los activos relacionado con los terrenos que se mantienen en ambas centrales, por M\$ 1.613.803 y M\$ 6.362.581 en Tarapacá y Bocamina 1, respectivamente

Respecto de Bocamina 2, Enel Generación Chile se pone como meta su retiro anticipado, a más tardar, el 31 de diciembre de 2040. Todo lo anterior está sujeto a la autorización establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos. Los efectos financieros dependerán de factores que incidan en el comportamiento del mercado eléctrico, como son entre otras, el precio de los combustibles, las condiciones hidrológicas; el crecimiento de la demanda eléctrica e índices de inflación internacional, los que a la fecha no son posibles de determinar.

Sin perjuicio de lo anterior, se ajustaron las vidas útiles de los activos de Bocamina 2, de tal forma en ningún caso la depreciación se realice hasta una fecha que exceda el 31 de diciembre de 2040. Esta medida implicó reconocer una mayor depreciación al 31 de marzo de 2020 de M\$ 1.761.104.

3. Enel Generación Chile mantenía al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 61.657.789 y M\$ 82.032.379, respectivamente.
4. Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, Enel Generación Chile no tenía propiedades planta y equipo gravados como garantía de pasivos.
5. La Sociedad y su subsidiaria nacional tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de €1.000 millones, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de hasta €200 millones y €500 millones cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad o sus Subsidiarias y de Responsabilidad Civil Ambiental de €20 millones. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.
6. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 cambió, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configuró una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión por deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha. (ver nota 3.d).
7. Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 12.581.947, relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surgió como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la Compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Enel Generación Chile decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.d).
8. Al cierre del ejercicio 2015, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada con el proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la Compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.
9. Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 6.577.946 asociadas a algunas iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como proyectos Eólicos, MiniHidro, Biomasa y Solares. Estas iniciativas cuentan con datos de los recursos naturales asociados (velocidad de viento, radiación solar, etc.), así como también con los estudios de ingeniería que permiten a la Compañía realizar y respaldar las evaluaciones técnicas y económicas para visualizar sus perspectivas y decidir los pasos futuros. Al respecto, los resultados no han sido del todo satisfactorio, principalmente por la situación actual del mercado eléctrico chileno, haciendo incierta su viabilidad futura. La provisión antes citada cubre el 100% de la inversión capitalizada a la fecha en proyectos de ERNC.

17. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos periodo 2020	Terrenos M\$	Otras Plantas y Equipos, Neto M\$	Activos por derechos de Uso, Neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	2.304	17.717.488	17.719.792
Depreciación	(139)	(268.418)	(268.557)
Otros incrementos (disminución)	23	9.058	9.081
Total movimientos	(116)	(259.360)	(259.476)
Saldo al 31 de marzo de 2020	2.188	17.458.128	17.460.316

Movimientos periodo 2019	Terrenos M\$	Otras Plantas y Equipos, Neto M\$	Activos por derechos de Uso, Neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación NIIF 16	2.758	17.651.914	17.654.672
Efectos primera aplicación NIIF 16	-	1.458.988	1.458.988
Saldo inicial al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	2.758	19.110.902	19.113.660
Depreciación	(545)	(1.072.294)	(1.072.839)
Otros incrementos (disminución)	91	(321.120)	(321.029)
Total movimientos	(454)	(1.393.414)	(1.393.868)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	2.304	17.717.488	17.719.792

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

Un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver notas 2.2.a.i. y 3.e), el Grupo reconoció al 1 de enero de 2019 derechos de uso relacionados con las propiedades, planta y equipo por un monto de M\$ 1.458.988.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-03-2020			31-12-2019		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Hasta un año	3.639.823	551.603	3.088.220	3.221.198	526.482	2.694.716
Más de un año y no más de dos años	3.478.357	363.690	3.114.667	3.065.057	363.742	2.701.315
Más de dos años y no más de tres años	3.477.785	163.622	3.314.163	3.063.925	190.536	2.873.389
Más de tres años y no más de cuatro años	5.284.222	18.799	5.265.423	5.400.635	33.948	5.366.687
Más de cuatro años y no más de cinco años	69.070	13.209	55.861	68.375	13.361	55.014
Más de cinco años	675.031	64.116	610.915	685.338	66.634	618.704
Total	16.624.288	1.175.039	15.449.249	15.504.528	1.194.703	14.309.825

17.1 Arrendamiento de corto plazo y bajo valor.

El estado de resultados consolidados por el período terminado al 31 de marzo de 2020 incluye gastos por arrendamientos de corto plazo por un monto de M\$ 225.150, relacionados con arrendamientos variables, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver notas 2.2.a.i). Al 31 de marzo de 2019, el monto reconocido en resultados fue de M\$ 47.631, proveniente de contratos de arrendamiento de activos calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo a NIC 17.

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Años	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta un año	259.231	788.157
Más de un año y no más de dos años	-	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	-
Más de cinco años	-	-
Total	259.231	788.157

18. IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Movimientos					31-03-2020		
		Saldo neto al 1 de enero de 2020	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	Saldo neto al 31 de marzo de 2020	Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a	Depreciaciones	(183.234.004)	3.658.540	-	58.700	-	(179.516.764)	-	(179.516.764)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	2.539.474	(73.857)	-	-	-	2.465.617	2.465.617	-
	Pérdidas fiscales	-	27.912.564	-	-	-	27.912.564	27.912.564	-
	Provisiones	46.753.223	(647.445)	-	-	-	46.105.778	46.105.778	-
	Provision Desmantelamiento	38.730.983	266.943	-	-	-	38.997.926	38.997.926	-
	Provision cuentas incobrables	676.279	27.906	-	-	-	704.185	704.185	-
	Provision cuentas de Recursos Humanos	2.726.650	(942.294)	-	-	-	1.784.356	1.784.356	-
	Otras Provisiones	4.619.311	-	-	-	-	4.619.311	4.619.311	-
	Otros Impuestos Diferidos	3.846.581	259.198	-	-	-	4.105.779	10.162.133	(6.076.354)
	Ingresos Diferidos	7.398	(8.981)	-	-	-	(1.583)	(1.583)	-
	Hiperinflación - Argentina	(657.870)	(16.741)	-	-	-	(674.611)	-	(674.611)
	Otros Impuestos Diferidos	4.497.053	284.920	-	-	-	4.781.973	10.183.716	(5.401.743)
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	(130.094.726)	31.109.000	-	58.700	-	(98.927.026)	86.666.092	(185.593.118)
	Compensación	-	-	-	-	-	-	86.666.092	86.666.092
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación						(98.927.026)	-	(98.927.026)

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		Movimientos					31-12-2019		
		Saldo neto al 1 de enero de 2019	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	Saldo neto al 31 de diciembre de 2019	Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a	Depreciaciones	(212.358.098)	28.061.878	-	1.037.949	24.267	(183.234.004)	-	(183.234.004)
	Obligaciones por beneficios post-empleo	1.373.395	(181.469)	984.610	-	-	2.539.474	2.539.474	-
	Pérdidas fiscales	-	-	-	-	-	-	-	-
	Provisiones	24.869.371	17.431.416	-	-	4.452.436	46.753.223	46.753.223	-
	Provision Desmantelamiento	21.463.326	17.267.657	-	-	-	38.730.983	38.730.983	-
	Provision cuentas incobrables	500.412	175.867	-	-	-	676.279	676.279	-
	Provision cuentas de Recursos Humanos	2.761.908	(35.772)	-	-	514	2.726.650	2.726.650	-
	Otras Provisiones	143.725	23.694	-	-	-	167.419	167.419	-
	Otros Impuestos Diferidos	2.627.930	5.695.353	1	-	(4.476.703)	3.846.581	9.880.324	(6.033.743)
	Ingresos Diferidos	385.412	(378.014)	-	-	-	7.398	7.398	-
	Hiperinflación - Argentina	(425.688)	(207.915)	-	-	(24.267)	(657.870)	-	(657.870)
	Otros Impuestos Diferidos	2.668.206	6.281.282	1	-	(4.452.436)	4.497.053	9.872.926	(5.375.873)
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	(183.497.462)	51.376.116	984.611	1.037.949	-	(130.094.726)	59.173.824	(189.267.447)
	Compensación	-	-	-	-	-	-	(59.173.824)	59.173.824
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación						(130.094.726)	-	(130.094.726)

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

Al 31 de marzo de 2020, el Grupo ha contabilizado todos los activos por impuestos diferidos asociados a sus pérdidas tributarias. (Ver nota 3.o).

Enel Generación Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en la Subsidiaria y en el negocio conjunto. Adicionalmente no ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se revertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el estado de situación financiera, pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2020 asciende a M\$ 2.723.201 (M\$ 3.245.819 al 31 de diciembre de 2019).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en Subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2020 asciende a M\$ 117.825.003 (M\$ 127.574.264 al 31 diciembre de 2019).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaria en Chile. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2017 al 2019.

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 Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A la fecha existen auditorías tributarias en curso, el Grupo considera que los efectos de las incertidumbres asociadas a dichas auditorías no tienen efecto significativo en los estados financieros, al 31 de marzo de 2020.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31-03-2020			31-03-2019		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de efectivo	(158.389.880)	42.765.268	(115.624.612)	40.525.096	(10.941.776)	29.583.320
Diferencia de cambio por conversión	1.098.533	-	1.098.533	(2.328.740)	-	(2.328.740)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(157.291.347)	42.765.268	(114.526.079)	38.196.356	(10.941.776)	27.254.580

A continuación, se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en otros resultados integrales al 31 de marzo de 2020 y 2019:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	31-03-2020	31-03-2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	42.765.268	(10.941.776)
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	42.765.268	(10.941.776)

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.780, que introdujo modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada Ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar de 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 estableció que a las sociedades anónimas se le aplicaría 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.

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	Saldo al			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	47.492.293	877.588.577	43.388.609	800.772.840
Instrumentos derivados de cobertura (*)	86.855.956	56.159.574	48.225.766	17.464.925
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	3.499.081	-	2.026.476	124.048
Total	137.847.330	933.748.151	93.640.851	818.361.813

(*) Ver nota 22.2.a.

(**) Ver nota 22.2.b.

19.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de este rubro corriente y no corriente al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	4	-	4	-
Obligaciones con el público no garantizadas	47.492.289	877.588.577	43.388.605	800.772.840
Total	47.492.293	877.588.577	43.388.609	800.772.840

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						
					Vencimiento		Total Corriente al 31-03-2020 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31-03-2020 M\$	
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Total					4	-	4	-	-	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2019 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2019 M\$	
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Total					4	-	4	-	-	-	-	-	-	-



- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31-03-2020								
										Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea de sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	4	-	4	-	-	-	-	-	-
Total					M\$					4	-	4	-	-	-	-	-	-

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31-12-2019								
										Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea de sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	4	-	4	-	-	-	-	-	-
Total					M\$					4	-	4	-	-	-	-	-	-

19.2 Obligaciones con el público no garantizadas.

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
						Vencimiento		Total Corriente al 31-03-2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31-03-2020
						Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	Semestral	6,99%	6,90%	No	6.920.377	3.504.905	10.425.282	-	-	-	337.496.841	263.088.743	600.585.584
Chile	UF	Trimestral	6,00%	5,48%	No	21.094.025	15.972.982	37.067.007	31.945.963	31.945.963	31.945.963	31.945.963	149.219.141	277.062.993
Total						28.014.402	19.477.887	47.492.289	31.945.963	31.945.963	31.945.963	369.442.804	412.307.884	877.568.577

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
						Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2019
						Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	Semestral	6,99%	6,90%	No	7.700.030	2.828.573	10.528.603	-	-	-	296.420.703	230.317.080	526.737.783
Chile	U.F.	Trimestral	6,00%	5,48%	No	-	32.860.002	32.860.002	31.624.776	31.624.776	31.624.776	31.624.776	147.535.953	274.035.057
Total						7.700.030	35.688.575	43.388.605	31.624.776	31.624.776	31.624.776	328.045.479	377.853.033	800.772.840



- Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acredora	Nombre del Acredor	País Emisor Acredora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	31-03-2020												31-12-2019											
											Corriente			No Corriente									Corriente			No Corriente								
											Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Doa a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Doa a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente						
MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS																
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Estadeno	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	USD	7,96%	7,88%	A Vencimiento	No	-	2.302.345	2.302.345	-	-	-	-	-	-	174.763.850	174.763.850	6.058.091	6.058.091	-	-	-	-	-	-	153.480.285	153.480.285			
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Estadeno	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	USD	7,40%	7,33%	A Vencimiento	No	-	738.244	738.244	-	-	-	-	-	-	59.274.196	59.274.196	1.637.476	1.637.476	-	-	-	-	-	-	51.960.862	51.960.862			
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Estadeno	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	USD	6,36%	6,13%	A Vencimiento	No	-	486.116	486.116	-	-	-	-	-	-	29.765.907	29.765.907	1.024.463	1.024.463	-	-	-	-	-	-	24.876.133	24.876.133			
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Estadeno	BNY Mellon - Última 2429	E.E.U.U.	USD	4,35%	4,23%	A Vencimiento	No	-	6.933.377	6.933.377	-	-	-	-	-	-	337.498.841	337.498.841	2.828.573	2.828.573	-	-	-	-	-	-	298.420.703	298.420.703			
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	19.038.000-A	Banco Santander - 517 Serie-M	Chile	UF	7,17%	6,29%	Semestral	No	4.514.449	2.074.150	7.488.599	5.948.372	5.948.372	5.948.372	5.948.372	30.777.895	44.586.973	-	6.582.322	6.582.322	5.888.481	5.888.481	5.888.481	5.888.481	5.888.481	5.888.481	20.428.650	43.982.518				
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	19.038.000-A	Banco Santander - 522 Serie-M	Chile	UF	4,82%	4,73%	Semestral	No	16.975.576	12.998.846	29.974.422	25.997.891	25.997.891	25.997.891	25.997.891	128.445.256	232.438.026	-	26.287.876	26.287.876	25.738.359	25.738.359	25.738.359	25.738.359	25.738.359	127.107.303	230.052.539					
Total											MS	28.014.402	19.477.887	47.492.289	31.945.963	31.945.963	31.945.963	369.442.804	412.307.884	877.588.577	7.700.030	36.688.575	43.388.605	31.624.776	31.624.776	31.624.776	328.945.479	377.853.033	800.772.846					

19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas.

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de marzo de 2020 asciende a M\$ 1.094.178.044 (M\$ 1.081.354.659 al 31 de diciembre de 2019). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3.g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3.f.4).

19.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses de Enel Generación Chile, al 31 de marzo de 2020, M\$ 610.971.116 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2019 dichos montos ascendían a M\$ 536.904.233.

El movimiento al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Reserva de Coberturas	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	(93.962.660)	(74.214.318)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	(53.050.011)	(28.251.471)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	4.489.236	8.503.129
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(142.523.435)	(93.962.660)

19.5 Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, Enel Generación Chile no disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional.

19.6 Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Préstamos Bancarios garantizados y no garantizados

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento			Total Corriente al 31-03-2020 M\$	No Corriente					Total No Corriente al 31-03-2020 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	Ch\$	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
				4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento			Total Corriente al 31-12-2019 M\$	No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2019 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	Ch\$	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
				4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-

- Obligaciones Garantizadas y no Garantizadas

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			Total Corriente al 31-03-2020 M\$	No Corriente					Total No Corriente al 31-03-2020 M\$
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	6,90%	No	9.342.189	28.026.568	37.368.757	37.368.758	37.368.758	37.368.758	365.830.998	567.078.868	1.045.016.140	
Chile	UF	5,48%	No	23.282.754	36.377.513	59.660.267	56.696.069	53.731.871	50.767.672	47.803.475	190.173.192	399.172.279	
				32.624.943	64.404.081	97.029.024	94.064.827	91.100.629	88.136.430	413.634.473	757.252.060	1.444.188.419	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			Total Corriente al 31-12-2019 M\$	No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2019 M\$
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	6,90%	No	8.183.883	24.551.648	32.735.531	32.735.532	32.735.532	32.735.532	324.521.808	502.291.035	925.019.439	
Chile	U.F.	5,48%	No	6.136.022	49.438.671	55.574.693	53.077.463	50.580.233	48.083.003	45.585.772	186.005.287	383.331.758	
				14.319.905	73.990.319	88.310.224	85.812.995	83.315.765	80.818.535	370.107.580	688.296.322	1.308.351.197	



20. PASIVO POR ARRENDAMIENTO.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Pasivos por arrendamientos	Saldo al 31 de marzo de 2020		Saldo al 31 de Diciembre de 2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Pasivos por arrendamiento	3.088.221	12.361.028	2.694.716	11.615.108
Total	3.088.221	12.361.028	2.694.716	11.615.108

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	31-03-2020										31-12-2019									
									Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente						
									Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	De a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	De a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	76.565.400-4	Transelctec S.A.	Chile	US\$	6,50%	Mensual	701.667	2.172.973	2.874.640	3.041.004	3.259.959	5.210.702	18.390	205.288	223.678	15.531.675	604.973	1.879.323	2.484.296	2.447.927	2.820.020	5.312.211	19.597	208.037	227.634	10.790.138	
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Anzar Barallob	Chile	UF	2,00%	Mensual	4.434	17.455	18.241	18.241	18.816	18.990	19.390	205.288	280.532	4.067	13.237	17.304	17.966	18.335	18.713	19.097	208.037	280.169	410.647	649.961	
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	01.954.000-8	Provincia Ferrocarril S.A.	Chile	UF	2,00%	Mensual	9.907	31.190	41.147	34.274	34.921	35.244	34.470	405.627	547.596	12.399	24.863	37.260	33.765	34.460	35.192	35.937	410.647	549.961	649.961	1.923	
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	1,07%	Semestral	-	2.226	2.226	969	-	-	-	569	1.104	557	1.661	1.123	1.123	573	581	-	-	-	-	-	
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	78.262.980-6	Nepelca srl Biquipul LTDA	Chile	UF	1,81%	Anual	-	1.729	1.729	579	587	-	-	1.166	1.162	564	573	581	-	-	-	-	-	-	-	-	1.718
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	99.527.200-8	Rentaseguros Titima S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	144.459	-	144.459	-	-	-	-	-	144.439	-	144,439	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-4	Enel Generación Chile S.A. Chile	96.466.980-8	Compañía de Leasing Telerant S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	6.935	-	6.935	-	-	-	-	-	6.907	-	6.907	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total									887.172	2.221.040	3.088.221	3.114.667	3.314.163	5.264.426	55.860	619.913	12.361.028	776.738	1.917.878	2.694.716	2.791.316	2.873.388	5.366.687	55.934	618.704	11.615.108		

20.2 Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados:

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31-03-2020 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31-03-2020 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	6,50%	No	936.454	2.807.319	3.743.773	3.738.122	3.732.103	5.290.135	-	-	12.760.360
Chile	UF	1,78%	No	60.602	171.653	232.255	77.596	75.849	74.596	73.002	652.787	953.830
				997.056	2.978.972	3.976.028	3.815.718	3.807.952	5.364.731	73.002	652.787	13.714.190

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2019 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2019 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	6,50%	No	822.480	2.465.709	3.288.189	3.283.396	3.278.291	5.464.010	-	-	12.025.697
Chile	UF	1,47%	No	56.489	168.105	224.594	74.543	73.482	71.869	70.814	652.523	943.231
				878.969	2.633.814	3.512.783	3.357.939	3.351.773	5.535.879	70.814	652.523	12.968.928

21. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

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

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Generación Chile.

21.1 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.

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

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

Posición bruta:

Riesgo de tasa de interés	31-03-2020 %	31-12-2019 %
Tasa de interés fijo y/o protegida	94%	94%
Total	94%	94%

21.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

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

Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

21.3 Riesgo de "commodities".

El Grupo Enel Generación Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en el mercado local.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de marzo de 2020 había operaciones vigentes por 1.170 kTon de API2 a liquidarse a 2020, 408 kBbl de Brent Dated a liquidarse en 2020 y 617 kBbl de Brent a liquidarse en 2021. Adicionalmente se vendió una Call Option por 6.7 Tbtu relacionada con la fórmula del contrato de GNL que Enel Generación tiene con British Gas.

Al 31 de diciembre de 2019 había operaciones vigentes por 1.412 kTon de API2 a liquidarse en 2020, 1.059 kTon de Brent a liquidarse en 2020 y 4,79 TBtu de HH a liquidarse en 2020.

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.

21.4 Riesgo de liquidez.

El Grupo 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.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 18 y Anexo N°4.

Al 31 de marzo de 2020, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 9.599.673 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 13.487.583 en efectivo y otros medios equivalentes.

21.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enel Generación Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

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.

Activos de carácter financiero:

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

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

21.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enel Generación Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 127.666.186.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Saldo al 31 de marzo de 2020					
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	459.939.539	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	625.390	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	36.443	-	-	-
Total corriente	-	459.975.982	753.244	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.480	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	255.720.656	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	5.379.254
Total no corriente	-	255.720.656	2.326.480	-	5.379.254
Total	-	715.696.638	3.079.724	-	5.379.254

Saldo al 31 de diciembre de 2019					
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	494.625.341	-	-	-
Instrumentos derivados	1.573.704	-	1.323.556	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	36.121	-	-	-
Total corriente	1.573.704	494.661.462	1.451.410	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.480	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	163.269.600	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	4.862.949
Total no corriente	-	163.269.600	2.326.480	-	4.862.949
Total	1.573.704	657.931.062	3.777.890	-	4.862.949

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Saldo al 31 de marzo de 2020				
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	50.580.514	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	319.161.904	-	-
Instrumentos derivados	24.407.356	-	18.722.005	86.855.956
Total corriente	24.407.356	369.742.418	18.722.005	86.855.956
Préstamos que devengan interés	-	889.949.605	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.772.539	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	56.159.574
Total no corriente	-	892.722.144	-	56.159.574
Total	24.407.356	1.262.464.562	18.722.005	143.015.530

Saldo al 31 de diciembre de 2019				
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	43.388.609	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	356.829.694	-	-
Instrumentos derivados	2.026.476	-	8.924.831	48.225.766
Total corriente	2.026.476	400.218.303	8.924.831	48.225.766
Préstamos que devengan interés	-	800.772.840	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.497.662	-	-
Instrumentos derivados	124.048	-	-	17.464.925
Total no corriente	124.048	803.270.502	-	17.464.925
Total	2.150.524	1.203.488.805	8.924.831	65.690.691

22.2 Instrumentos Derivados

El Grupo Enel Generación Chile siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	Saldo al 31 de marzo de 2020				Saldo al 31 de diciembre de 2019			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de cambio:	-	5.379.254	86.855.956	56.159.574	-	4.862.949	48.225.766	17.464.925
Cobertura de flujos de caja	-	5.379.254	86.855.956	56.159.574	-	4.862.949	48.225.766	17.464.925
Total	-	5.379.254	86.855.956	56.159.574	-	4.862.949	48.225.766	17.464.925

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(54.214.765)	(9.530.240)	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(83.421.511)	(51.297.502)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de marzo de 2020 y del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	Saldo al 31 de marzo de 2020		Saldo al 31 de diciembre de 2019	
	Pasivo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Instrumentos derivados no cobertura:	3.499.081	-	2.026.476	124.048
Instrumentos derivados no cobertura	3.499.081	-	2.026.476	124.048
Total	3.499.081	-	2.026.476	124.048

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Cóndores. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación, se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	Saldo al 31 de marzo de 2020								
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Posterior	Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Posterior		
Cobertura de tipo de cambio:	(137.636.276)	430.956.774	-	-	-	-	553.844.235	-	984.801.009
Cobertura de flujos de caja	(137.636.276)	430.956.774	-	-	-	-	553.844.235	-	984.801.009
Derivados no designados contablemente de cobertura	(3.499.081)	27.545.401	-	-	-	-	-	-	27.545.401
Total	(141.135.357)	458.502.175	-	-	-	-	553.844.235	-	1.012.346.410

Derivados financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2019								
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Posterior	Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Posterior		
Cobertura de tipo de cambio:	(60.827.742)	490.799.070	40.581.708	-	-	-	517.637.686	-	1.049.018.464
Cobertura de flujos de caja	(60.827.742)	490.799.070	40.581.708	-	-	-	517.637.686	-	1.049.018.464
Derivados no designados contablemente de cobertura	(2.150.524)	31.746.086	2.061.840	-	-	-	-	-	33.807.926
Total	(62.978.266)	522.545.156	42.643.548	-	-	-	517.637.686	-	1.082.826.390

El monto nominal contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

22.3 Jerarquías del Valor Razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Notas 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-03-2020 M\$	Valor razonable medido al final del periodo de reporte		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.379.254	-	5.379.254	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	625.390	-	625.390	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	2.454.334	2.326.480	127.854	-
Total	8.458.978	2.326.480	6.132.498	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	143.015.530	-	143.015.530	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.499.081	-	3.499.081	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	20.908.275	-	20.908.275	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	18.722.005	-	18.722.005	-
Total	186.144.891	-	186.144.891	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2019 M\$	Valor razonable medido al final del periodo de reporte		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.862.949	-	4.862.949	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.573.704	-	1.573.704	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	3.520.508	-	3.520.508	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	2.454.334	2.326.480	127.854	-
Total	12.411.495	2.326.480	10.085.015	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	65.690.691	-	65.690.691	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.150.524	-	2.150.524	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	-	-	-	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	8.924.831	-	8.924.831	-
Total	76.766.046	-	76.766.046	-

23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	51.044.699	44.207.683	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	57.874.054	55.179.023	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	35.771.803	25.912.319	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	56.006.316	79.551.463	-	-
Sub total	200.696.872	204.850.488	-	-
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	3.686.453	6.568.250	-	-
Depósitos en Garantías	183.514	183.514	-	-
Cuentas por pagar al personal	9.114.344	12.478.296	-	-
Otras cuentas por pagar	136.356	3.806.794	2	2
Sub total	13.120.667	23.036.854	2	2
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	213.817.539	227.887.342	2	2

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 21.4.

El detalle de los pagos al día y pagos vencidos al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, se expone en Anexo N°5.

24. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Reclamaciones legales	2.051.587	2.320.885	-	-
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	144.436.764	143.448.085
Otras provisiones	1.298.849	1.298.849	-	-
Total	3.350.436	3.619.734	144.436.764	143.448.085

nota 3.a.

Provisiones por reclamaciones legales consisten principalmente en contingencias relacionadas a juicios y sanciones administrativas.

Las provisiones por desmantelamientos se originan por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones durante el periodo 2020 y ejercicio 2019, es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 01 de enero de 2020	2.320.885	143.448.085	1.298.849	147.067.819
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	16.829	-	-	16.829
Provisión Utilizada	(300.126)	(52.548)	-	(352.674)
Reversión de Provisión No Utilizada (2)	(8.500)	-	-	(8.500)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.041.227	-	1.041.227
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	22.499	-	-	22.499
Total Movimientos en Provisiones	(269.298)	988.679	-	719.381
Saldo al 31 de marzo de 2020	2.051.587	144.436.764	1.298.849	147.787.200

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 01 de enero de 2019	3.884.018	79.493.801	1.298.849	84.676.668
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	1.352.937	60.165.484	-	61.518.421
Provisión Utilizada	(165.748)	(31.436)	-	(197.184)
Reversión de Provisión No Utilizada (2)	(2.737.242)	-	-	(2.737.242)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	3.820.236	-	3.820.236
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(13.080)	-	-	(13.080)
Total Movimientos en Provisiones	(1.563.133)	63.954.284	-	62.391.151
Saldo al 31 de diciembre de 2019	2.320.885	143.448.085	1.298.849	147.067.819

(1) La variación que experimentaron las provisiones por desmantelamiento o restauración durante el ejercicio 2019, por un monto de M\$ 60.165.484, se debe fundamentalmente al incremento en los desembolsos esperados por el retiro anticipado de las centrales Tarapacá y Bocamina 1, que se enmarca dentro del acuerdo del Grupo con el Ministerio de Energía para el retiro progresivo de las centrales generadoras a carbón (ver Nota 16.5.2); y en menor medida a un alza en el valor presente de las provisiones, producto de una baja relevante en las tasas de descuento aplicadas.

(2) Corresponde a reversos de provisiones por Litigios.

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

25.1 Aspectos generales

El Grupo otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: el beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

- a) Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Obligaciones post empleo	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Obligación Post Empleo Largo Plazo	19.037.948	19.143.273
Indemnización por años de servicios	14.366.605	14.354.260
Pension Complementaria	3.000.054	3.063.854
Planes de Salud	1.671.289	1.725.159
Total Obligaciones Post Empleo, neto	19.037.948	19.143.273

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2020 y ejercicio 2019, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	14.610.975
Costo del servicio corriente	756.654
Costo por intereses	747.373
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	1.250.166
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.396.539
Contribuciones pagadas	(1.251.195)
Costos de servicios pasados	760.068
Transferencia de personal	(127.307)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	19.143.273
Costo del servicio corriente	209.814
Costo por intereses	154.124
Contribuciones pagadas	(352.589)
Transferencia de personal	(116.674)
Saldo al 31 de marzo de 2020	19.037.948

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de marzo de 2020 y 2019 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	209.814	156.347
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	154.124	159.648
Total gasto reconocido en el estado de resultados	363.938	315.995
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	363.938	315.995

25.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Hipótesis actuariales	Chile	
	31-03-2020	31-12-2019
Tasas de descuento utilizadas	3,4%	3,4%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,8%	3,8%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de Rotación Esperada	5,4%	5,4%

Sensibilización:

La sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$1.343.403 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$1.535.060 en caso de una baja de la tasa.

Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 1.669.542.

Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo corresponde a 7,76 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M\$
1	1.669.542
2	1.865.173
3	1.639.401
4	1.324.178
5	1.835.230
6 a 10	6.834.655

26. PATRIMONIO TOTAL.

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 el capital social de Enel Generación Chile, asciende a M\$ 552.777.321 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994. Al 31 de diciembre de 2015 la prima de emisión ascendía a M\$ 206.008.557 y desde que fue efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. esta, ascendió a M\$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

Durante el período 2020 y el ejercicio 2019, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

26.1.2 Dividendos.

El Directorio por la unanimidad de sus miembros, en su sesión ordinaria celebrada el día 28 de febrero de 2019 acordó.

Proponer la política de Dividendos a la Junta Ordinaria de Accionistas, efectuada el 26 de abril de 2019, que espera cumplir con cargo al ejercicio 2019, la que será la de repartir como dividendo provisorio un 15% de la utilidad al 30 de septiembre del 2019, según muestren los estados financieros consolidados a dicha fecha, a ser pagado en enero del 2020.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2020. El Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2020, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2019.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total M\$	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
63	Provisorio	30-11-2017	26-01-2018	40.485.044	4,93614	2017
64	Definitivo	24-04-2018	18-05-2018	189.664.552	23,12488	2017
65	Provisorio	29-11-2018	11-01-2019	91.823.319	11,195570	2018
66	Definitivo	26-04-2019	17-05-2019	93.594.353	11,41150	2018
67	Provisorio	26-11-2019	24-01-2020	19.343.307	2,35844	2019

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de marzo de 2020 y 2019 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Enel Generación Chile S.A.	2.028.830	-
GasAtacama Chile S.A.	-	4.481.733
Otros	1.981.176	470.695
Total	4.010.006	4.952.428

26.3 Gestión del capital.

El objetivo de la Compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

26.4 Restricciones a la disposición de fondos de la Subsidiaria.

Al 31 de marzo de 2020, no existen restricciones a la disposición de fondos de la subsidiaria

26.5 Otras Reservas.

Al 31 de marzo de 2020 y 2019 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 01-01-2020 M\$	Movimientos 2020 M\$	Saldo al 31-03-2020 M\$
Diferencias de cambio por conversión	2.911.473	1.098.533	4.010.006
Coberturas de flujo de caja	(202.393.842)	(115.624.612)	(318.018.454)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.041)	-	(1.041)
Otras reservas varias	(27.094.479)	15.366	(27.079.113)
Total	(226.577.889)	(114.510.713)	(341.088.602)

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 01-01-2019 M\$	Movimientos 2019 M\$	Saldo al 31-03-2019 M\$
Diferencias de cambio por conversión	7.221.971	(2.269.543)	4.952.428
Coberturas de flujo de caja	(153.562.242)	29.583.320	(123.978.922)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.038)	-	(1.038)
Otras reservas varias	(31.421.964)	1.226.322	(30.195.642)
Total	(177.763.273)	28.540.099	(149.223.174)

- **Reserva de diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
 - La conversión de nuestras Subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.7.3).
 - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- **Cobertura de flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Notas 3.f.5 y 3.m).
- **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

26.6 Otras reservas varias

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los períodos al 31 de marzo de 2020 y 2019:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 31-03-2020 M\$	Saldo al 31-03-2019 M\$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	458.265.366	458.265.366
Reservas transición a NIIF (2)	(493.425.043)	(493.425.043)
Reservas por combinaciones de negocios (3)	(4.047.288)	(4.047.287)
Otras reservas varias	12.127.852	9.011.322
Total Otras Reservas	(27.079.113)	(30.195.642)

- 1) Reserva por la reestructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Generación Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Endesa Américas.
- 2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Generación Chile, se refieren fundamentalmente a:

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

Cabe mencionar que si bien es cierto la Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa España, esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

- 3) Reserva por combinaciones de negocio: Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.

26.7 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Participaciones no controladoras		Participación de Control			
Compañías	% Particip. no controladoras	Patrimonio		Ganancias (Pérdidas)	
		31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	11.232.899	10.079.142	1.153.758	1.488.320
Gas Atacama Chile S.A.	-	-	-	-	375.011
Total		11.232.899	10.079.142	1.153.758	1.863.331

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle del rubro ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Ventas de energía	361.093.252	344.811.922
Generación	361.093.252	344.811.922
Cientes Regulados	200.907.194	227.353.096
Cientes no Regulados	158.634.361	115.133.546
Ventas de Mercado Spot	1.551.697	2.325.280
Otras ventas	9.362.274	50.487.741
Ventas de gas	9.362.274	50.482.165
Ventas de productos y servicios	-	5.576
Otras prestaciones de servicios	1.249.057	1.742.617
Peajes y transmisión	407.715	997.804
Otras prestaciones	841.342	744.813
Total Ingresos de actividades ordinarias	371.704.583	397.042.280

Otros ingresos	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Ingreso extraordinario por acuerdo término contrato Enel Generación Chile y Anglo American (*)	-	121.117.605
Arrendamientos	1.170.495	1.275.990
Otros Ingresos	424.403	3.715.349
Total Otros ingresos	1.594.898	126.108.944

(*) En febrero de 2019, Anglo American Sur S.A. notificó a Enel Generación Chile su decisión de poner término anticipado a tres contratos de suministro eléctrico, que ambas partes habían suscrito en el año 2016. Conforme a lo estipulado en las cláusulas de salida y finiquito de los respectivos contratos, la notificación de término anticipado otorgó a Enel Generación Chile el derecho a recibir una compensación de salida, consistente en el pago de un monto en efectivo por parte de Anglo American Sur S.A., determinable de acuerdo a un mecanismo de cálculo predeterminado.

Es importante destacar que, entre la fecha de notificación del término anticipado y la fecha de término efectivo de los contratos, no existían obligaciones de desempeño pendientes de entrega por parte de Enel Generación Chile, puesto que los contratos originales establecían el inicio del suministro en enero del año 2021. Por lo anterior, siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.p), se reconoció un ingreso por M\$ 121.117.605.

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Compras de energía	(112.054.771)	(73.061.601)
Consumo de combustible	(46.897.500)	(66.965.411)
Gas	(37.417.917)	(38.523.542)
Petróleo	(516.147)	(870.794)
Carbón	(8.963.436)	(27.571.075)
Gastos de transporte	(36.512.845)	(43.296.536)
Costo de venta de gas	(8.896.156)	(37.447.820)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(29.336.258)	(9.887.458)
Total	(233.697.530)	(230.658.826)

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Sueldos y salarios	(9.434.167)	(9.759.540)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(209.814)	(156.347)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(1.114.643)	(1.447.996)
Otros gastos de personal	(792.812)	(945.907)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(11.551.436)	(12.309.790)

30. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.

El detalle del rubro gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, es el siguiente:

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Depreciaciones	(24.858.164)	(27.013.584)
Amortizaciones	(238.517)	(805.322)
Subtotal	(25.096.681)	(27.818.906)
Reversos (pérdidas) por deterioro (*)	(103.354)	(70.717)
Total	(25.200.035)	(27.889.623)

(*) Pérdidas por deterioro	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (ver nota 9.C)	(103.354)	(70.717)
Total	(103.354)	(70.717)

(*) Ver nota 16.3.2

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(10.134.613)	(10.090.857)
Otros Suministros y Servicios	(1.509.788)	(1.313.369)
Primas de seguros	(4.438.003)	(3.748.355)
Tributos y tasas	(484.326)	(579.567)
Reparaciones y conservación	(3.215.088)	(3.342.837)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(64.923)	(95.615)
Arrendamientos y cánones	(225.150)	(47.631)
Gastos de medioambiente	(1.228.228)	(845.035)
Otros aprovisionamientos	(705.410)	(523.061)
Gastos de viajes	(209.300)	(131.635)
Indemnizaciones y multas	(1.439)	(225.217)
Total	(22.216.268)	(20.943.179)

32. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	160.357	1.362.797
Otros ingresos financieros	778.635	-
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	856.366	-
Total Ingresos Financieros	1.795.358	1.362.797

Costos Financieros	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Costos Financieros	(15.206.264)	(12.225.377)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(13.644.139)	(10.713.525)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(154.124)	(159.648)
Gastos financieros activados (2)	1.881.106	1.150.293
Otros Costos Financieros	(3.289.107)	(2.502.497)
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	(500.637)	(899.928)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	14.718.249	1.401.398
Positivas	31.572.047	7.653.309
Negativas	(16.853.798)	(6.251.911)
Total Costos Financieros	(988.652)	(11.723.907)
Total Resultado Financieros	806.706	(10.361.110)

(1) Corresponde a ingresos y costos financieros provenientes de metodología de cálculo del "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" de acuerdo a Ley N°21.185 (ver Nota 9.1).

(2) Ver nota 16.2.a.

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	583.541	217.212
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(551.833)	364
Total Resultado por Reajuste	31.708	217.576
Total Hiperinflación (1)	(532.345)	(1.117.504)
Total Resultado por Unidades de Reajuste (a)	(500.637)	(899.928)

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.843.954	1.885.885
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	2.842.788	2.187.128
Otros activos no financieros	-	(10.305)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (2)	20.827.151	(522.460)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	6.727	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.278.444)	(2.250.148)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(2.523.927)	111.298
Total Diferencias de Cambio (b)	14.718.249	1.401.398

(1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Enel Generación en Argentina (ver Nota N°5).

(2) Contiene efecto de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar por montos de M\$19.948.714, originado por la aplicación de metodología de cálculo del "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" de acuerdo a Ley N°21.185 (ver Nota N°9).

33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el estado de resultado integrales:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
(Gasto) por impuesto corriente	(6.081.511)	(38.572.953)
Otros Ingreso / (Gastos) por Impuesto Corriente	(42.765.268)	10.941.775
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	(48.846.779)	(27.631.178)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	31.109.000	(32.493.714)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	31.109.000	(32.493.714)
(Gasto) por impuestos a las ganancias	(17.737.779)	(60.124.892)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 18.a.

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de marzo de 2020 y 2019:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-03-2020 M\$	TASA %	31-03-2019 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		81.312.341		222.110.647
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(21,81%)	(21.954.332)	(27,00%)	(59.969.875)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero			0,03%	76.646
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(0,13%)	(107.195)	0,27%	610.216
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(0,08%)	(63.618)	(0,37%)	(812.253)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	5,40%	4.387.366	(0,01%)	(29.626)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	5,19%	4.216.553	(0,07%)	(155.017)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(16,63%)	(17.737.779)	(27,07%)	(60.124.892)

34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES.

34.1 Garantías directas.

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, Enel Generación Chile no tenía propiedades planta y equipo gravados como garantía de pasivos.

Al 31 de marzo de 2029 Enel Generación Chile no tiene compromisos futuros de compra de energía.

34.2 Garantías Indirectas.

Al 31 de marzo de 2020 y 2019, no existen Garantías Indirectas.

34.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

Juicios pendientes Enel Generación Chile (EGC) y Subsidiaria:

Inversiones Tricahue S.A., accionista minoritario de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., solicita ante el 20° Juzgado Civil de Santiago la designación de Juez Árbitro, para conocer y resolver la demanda arbitral que éste pretende interponer en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Enel Generación Chile S.A., Enel Chile S.A., y los directores de estas tres compañías, por los supuestos perjuicios que la administración de Pehuenche S.A. habría irrogado a los accionistas minoritarios, a raíz de la ejecución del denominado Plan Elqui y el desarrollo de Pehuenche S.A. en el negocio de la generación eléctrica.

Presentada la solicitud de designación de juez árbitro, ésta fue objeto de numerosas oposiciones por parte de las 3 empresas demandadas y sus directores, oposiciones que fueron todas rechazadas mediante resolución de fecha 25 de junio 2018. Posteriormente, se designó juez árbitro a don Nelson Contador quien aceptó su cargo. Las compañías y sus directores apelaron de la designación de juez árbitro, recurso respecto del cual ya se procedió a su vista, dictándose fallo con fecha 17 de marzo de 2020, acogiendo los recursos planteados por las compañías y sus directores, rechazando la solicitud de designación de árbitro. La sentencia fue definitiva, firme y ejecutoriada con mérito de cosa juzgada.

Mediante ORD N° 5705, de fecha 23 de mayo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos en contra de GasAtacama Chile (actualmente fusionada en Enel Generación Chile), por la entrega de información supuestamente errónea al CDEC-SING, respecto a los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo Medio de Operación (TMO) durante el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En Su contra, GasAtacama Chile presentó sus descargos, los cuales mediante Resolución SEC N° 014606, notificada con fecha 04 de agosto de 2016, fueron rechazados, cursando una multa por 120.000 UTM (M\$6.002.520). No conformes con la resolución SEC que aplica la multa en referencia, la compañía interpuso recurso de reposición fundado ante la misma Superintendencia, el cual fue rechazado por la Superintendencia, mediante Resolución N° 15908, de fecha 02 de noviembre de 2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 09 de abril de 2019 hizo lugar al reclamo de ilegalidad interpuesto, rebajando la multa a 500 UTA (M\$300.126). En contra de dicha resolución, tanto SEC como GAT interpusieron recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que con fecha 15 de enero de 2020, rechaza ambos recursos, confirmando la multa de 500 UTA (M\$300.126), y declarando también, que no ha existido entrega de información falsa al coordinador por parte de Gasatacama Chile. La multa impuesta fue pagada con fecha 12 de marzo de 2020.

Si bien existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. En relación a los litigios cuya cuantía es menor, el Grupo ha constituido provisiones por M\$1.979.806 al 31 de marzo de 2020 (ver Nota 24)

La Administración de Enel Generación Chile S.A., considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese

34.4 Restricciones Financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default.

En los bonos de Enel Generación Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Generación Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Los Yankee Bonds de Enel Generación Chile vencen en 2024, 2027, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default es de US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de marzo de 2020, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M\$ 611.010.866.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de marzo de 2020, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 314.070.000.

Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de marzo de 2020, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,32.

Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 804.609 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de marzo de 2020, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de \$ 1.911.685 millones.

Coefficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de marzo de 2020, la relación mencionada fue de 7,75.

Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a

Entidades Relacionadas de los Activos Corrientes y Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas de los Activos No Corrientes y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos Corrientes y Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos No Corrientes. Se debe excluir de lo señalado anteriormente las cantidades correspondientes a que cumplan copulativamente los siguientes requisitos: i) operaciones que tengan una duración inferior 180 días, y ii) operaciones que se refieran a saldos en cuentas corrientes comerciales, documentos y cuentas de Enel Generación Chile o sus sociedades filiales que se originen en el giro ordinario de los negocios de Enel Generación Chile o de sus sociedades filiales. Asimismo, también se deberán excluir las operaciones de sociedades coligadas de Enel Generación Chile y de sociedades coligadas de sus filiales, siempre y cuando en la respectiva sociedad coligada Enel Chile S.A. no tenga participación, ya sea directa o indirectamente a través de una sociedad filial o coligada de Enel Chile S.A., distinta de Enel Generación Chile y de sus sociedades filiales. Al 31 de marzo de 2020, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue en US\$ 194,05 millones, indicando que Enel Generación Chile es un acreedor neto de sus empresas relacionadas.

Serie M

Nivel de Endeudamiento Consolidado: Ídem Serie H.

Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

Coefficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Por su parte, los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de marzo de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Chile era el Nivel de Endeudamiento Consolidado.

El resto de las compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de marzo de 2020, Enel Generación Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

34.5 Contingencia por Covid-19.

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 ha alcanzado el nivel de pandemia, la cual podría afectar significativamente a Chile, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera del país.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, el 18 marzo de 2020 el presidente Sebastián Piñera decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, instaurando numerosas medidas de contención, específicamente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen toques de queda, cuarentenas selectivas obligatorias en zonas afectadas, prohibición de reuniones masivas, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas.

En este sentido, el Grupo ha emitido directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por el gobierno y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio. Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- a) el uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota, modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- b) la digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Sobre la base de la información disponible actualmente, en un escenario de continua evolución respecto a la extensión de los contagios y de las medidas de contención tomadas por el gobierno de Chile, no es posible en este momento cuantificar los efectos que la pandemia de COVID-19 podría tener en nuestro negocio. Sin embargo, debido a que nuestro Grupo posee una estructura financiera sólida y un nivel de digitalización que permite garantizar la continuidad de las actividades operativas con el mismo nivel de servicio, hasta la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, no existe evidencia de un impacto significativo por COVID-19 en el Grupo.

35. DOTACIÓN.

La dotación de Enel Generación Chile al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

País	31-03-2020			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	21	587	51	659
Argentina	-	5	17	22
Total	21	592	68	681
Promedio	19	595	72	686

País	31-12-2019			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	19	592	68	679
Argentina	-	6	17	23
Total	19	598	85	702
Promedio	22	625	85	732

36. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

36.1 [Enel Generación Chile](#)

Al 31 de marzo de 2020, se encuentra pendiente de reposición el proceso sancionatorio seguido ante la Seremi de Salud del Biobío, iniciado mediante acta 180566, por un monto de 500UTM, por supuestas infracciones en el cumplimiento de obligaciones y normas de disposición de residuos en el vertedero Cantarrana.

Asimismo, se encuentra pendiente ante la Seremi de Salud de Valparaíso el proceso sancionatorio acta de inspección N° 1705213, por supuestos incumplimiento de obligaciones y normas relacionadas con los Protocolos de Exposición a Ruido y otras normas de vigilancia de salud en la central Quintero. La cuantía de esta sanción es de 500 UTM.

Finalmente, se encuentra pendiente de resolución ante la Seremi de Salud de la región de Coquimbo, un sumario sanitario por un monto de 500 UTM

36.2 [Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.](#)

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de marzo de 2020.

En relación con las sanciones, el Grupo ha establecido provisiones por M\$ 71.780 al 31 de marzo de 2020 (ver Nota 24). Aunque existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no se describen en esta nota porque representan individualmente montos irrelevantes. La administración de la Compañía considera que las provisiones registradas en los estados financieros consolidados son adecuadas para cubrir los riesgos que resultan de las sanciones porque no considera que haya pasivos adicionales distintos de los especificados.



27 MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de marzo de 2020 y 2019, son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-03-2020						31-03-2019
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	3.869	-	3.869	11.645	31-12-2020	15.514	-
		Sanamiento Ambiental	En proceso	294	-	294	294	31-12-2020	588	-
	CENTRAL CURLLANQUE	Sanamiento Ambiental	En proceso	147	-	147	609	31-12-2020	756	-
	CENTRAL LOMA ALTA	Sanamiento Ambiental	En proceso	147	-	147	147	31-12-2020	294	-
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	227.210	103.529	123.681	1.633.284	31-12-2020	1.860.494	-
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	959.525	-	959.525	1.753.538	31-12-2020	2.713.063	85.709
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	102.474	-	102.474	318.592	31-12-2020	421.066	111.471
	CENTRAL QUINTERO	CEMS Central Quintero	En proceso	38.091	-	38.091	157.023	31-12-2020	195.114	2.049
		Total		1.331.757	103.529	1.228.228	3.875.132		5.206.889	199.229

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-03-2019						31-03-2018
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gas Atacama Chile	Monitoreo ambiental	Monitoreo Ambiental Cto. con SK Ecología, operación y mantenimiento CEMS	En proceso	355.031	-	355.031	-	-	355.031	295.432
	Normalización CEMS	Normalización bodegas, gestión ambiental, regularización evaluac. impacto ambiental (EIA)	En proceso	54.870	54.870	-	-	-	54.870	22.444
Pehuenche	Gastos medioambientales en centrales Hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	2.680	-	2.680	-	-	2.680	15.667
	Centrales hidráulicas	Manejo de residuos e higienización	En proceso	225	-	225	-	-	225	-
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoría ambiental red de monitoreo 1 al año, Validación Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso	308.777	18.858	289.919	-	-	308.777	119.014
	GASTOS AMBIENTALES CC.TT.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	85.709	-	85.709	-	-	85.709	236.626
	C.H. RALCO	Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayín Maipo		-	-	-	-	-	-	212.484
	GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	111.471	-	111.471	-	-	111.471	10.816
	CENTRAL QUINTERO	CEMS Central Quintero	En proceso	2.049	2.049	-	-	-	2.049	74.998
		Total		920.812	75.777	845.035	-	-	920.812	987.481



28 INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIA.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

Nombre Sociedad	Estados Financieros	Saldo al 31 de marzo de 2020											
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	47.592.516	171.187.961	218.780.477	22.147.089	43.838.700	152.794.688	218.780.477	37.748.068	(12.960.285)	15.692.902	-	15.692.902
Grupo Gas Atacama Chile S.A. (*)	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre Sociedad	Estados Financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2019											
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	40.913.391	172.823.608	213.736.999	32.304.951	44.330.262	137.101.786	213.736.999	147.472.130	(19.725.956)	84.888.177	-	84.888.177
Grupo Gas Atacama Chile S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	186.194.328	(54.061.747)	(47.841.223)	(4.396.031)	(52.237.254)

(*) Actualmente fusionada en Enel Generación.

37. HECHOS POSTERIORES.

- De conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de esa Comisión, y en uso de las facultades que se me han conferido, informo, en carácter de Hecho Esencial, que el Directorio de la Compañía, en sesión ordinaria celebrada con fecha 30 de marzo de 2020, en atención a la Norma de Carácter General N°435 y al Oficio Circular N°1141 emitidos por la Comisión para el Mercado Financiero el pasado 18 de marzo de 2020, y en relación con las medidas a adoptar con ocasión del brote de COVID -19, comúnmente denominado Coronavirus, que afecta al país, acordó implementar la utilización de medios tecnológicos en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile S.A. a celebrarse el próximo 28 de abril de 2020 a las 12:00 horas (la "Junta"), con el objeto de facilitar la participación de personas que no se encuentren físicamente presentes en su lugar de celebración, mediante mecanismos de votación a distancia. Dicha autorización fue otorgada condicionada a la verificación por parte de la administración que el sistema a implementar cumpla con los requisitos indicados a continuación.

De conformidad con lo indicado en la Norma de Carácter General N° 435 antes citada, el sistema tecnológico que se utilizará permitirá la participación de accionistas que no se encuentran físicamente presentes en el lugar de celebración de la junta y los mecanismos de votación a distancia a implementarse garantizarán debidamente la identidad de tales accionistas y cautelarán el principio de simultaneidad o secreto de las votaciones se efectúen en dicha junta. Con fecha de hoy la administración de la Compañía ha determinado que resulta posible implementar un sistema que cumpla con los requisitos exigidos por la normativa vigente y que sea compatible con el Registro de Accionistas de la sociedad que administra DCV Registros S.A.

En las citaciones a la Junta y en el siguiente link: <https://www.enel.cl/es/inversionistas/inversionistas-enel-generacion/junta-de-accionistas.html> se informará como acceder a la misma de manera remota y detalles del funcionamiento del sistema a implementar, y también se comunicará oportunamente a los accionistas cómo acreditar su identidad y poder, en su caso.

Se sugiere a los señores accionistas ponerse en contacto con DCV Registros S.A., en el siguiente correo electrónico: atencionaccionistas@dcv.cl y/o al teléfono: + 562 2393 9003 para actualizar sus datos de contacto, con el objeto de facilitar su participación en la Junta a través de este sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, y hallándose en este momento el país en estado de excepción constitucional de catástrofe decretado con motivo de la pandemia de COVID-19, la Compañía estima que debe primar el cuidado de la salud de nuestras personas y nuestros accionistas, por lo que el Directorio ha determinado que tanto la asistencia como el desarrollo y votación en la Junta se realice de manera remota, para lo cual los correspondientes detalles operativos serán oportunamente comunicados a los accionistas a través de la página web antes señalada.

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile S.A. celebrada el 28 de abril de 2020, se ha acordado distribuir un dividendo definitivo por un monto equivalente al 60% (sesenta por ciento) de las utilidades líquidas correspondientes al ejercicio 2019, esto es, \$14,3634994508699 por acción, al cual habrá que descontar el dividendo provisorio pagado en enero de 2020, por lo que el monto efectivo a repartir a los accionistas será de \$12,0050642091699 por acción.

Adicionalmente, la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile S.A. aprobó la distribución de un dividendo eventual con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores de \$120.393.379.756 equivalente a \$14,6789785748503 por acción a pagarse conjuntamente con el pago del dividendo definitivo.

Por lo anterior, el monto total del dividendo a distribuir a los accionistas asciende a la suma de \$26,6840427840202 por acción. La fecha de pago prevista es el 27 de mayo de 2020.

Tendrán derecho a cobrar este dividendo los accionistas que se encuentren inscritos en el Registro de Accionistas hasta el día 20 de mayo de 2020.

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. celebrada el 27 de abril de 2020, aprobó el reparto de un dividendo definitivo correspondiente al ejercicio 2019, por un monto de \$51,774519938 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 15 de mayo de 2020, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

• En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el 27 de abril de 2020, se eligió al nuevo Directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma. El Directorio quedó conformado por las siguientes personas:

- Raúl Arteaga Errazuriz
- Viviana Meneses Robledo
- Luis Ignacio Quiñones Sotomayor
- Fernando Vallejos Reyes
- Luis Vergara Adamides

En sesión ordinaria de directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el 27 de abril de 2020 con posterioridad a la Junta de Accionistas indicada precedentemente, fue elegido como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Raúl Arteaga Errazuriz, y como Secretario del Directorio a doña Natalia Fernández Sepulveda.



ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

Este anexo es parte de la Nota 2.4 “sociedades Subsidiarias”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de marzo de 2020			Saldo al 31 de diciembre de 2019			Relación	País	Actividad
			% Control			% Control					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica

ANEXO N°2 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de marzo de 2020			Saldo al 31 de diciembre de 2019			Relación	País	Actividad
			%Participación			%Participación					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	50,00%	0,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	Asociada	Chile	Ciclo completo energía, electricidad y combustible
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Peso Argentino	0,08%	0,00%	0,08%	0,00%	0,08%	0,08%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera

ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	31-03-2020				
	Peso chileno M\$	Dólar Estadounidense M\$	Euro M\$	Peso argentino M\$	Total M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.330.253	1.726.339	88.024	6.455.058	9.599.674
Otros activos financieros corrientes	164.297	-	-	-	164.297
Otros activos no financieros corrientes	18.085.571	-	-	-	18.085.571
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	204.172.785	817.557	122.038	-	205.112.380
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	240.345.474	12.418.842	2.688.233	-	255.452.549
Inventarios	35.837.772	-	-	-	35.837.772
Activos por impuestos corrientes	-	50.557.986	-	-	50.557.986
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	499.936.152	65.520.724	2.898.295	6.455.058	574.810.229
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Otros activos financieros no corrientes	-	7.705.734	-	-	7.705.734
Otros activos no financieros no corrientes	-	14.498.985	-	-	14.498.985
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	118.137.531	-	-	118.137.531
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	67.006.197	70.576.928	-	137.583.125
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	6.290.043	602.281	463.209	7.355.533
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	31.591.221	-	-	31.591.221
Plusvalía	-	24.860.356	-	-	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	-	2.730.433.335	-	-	2.730.433.335
Activos por derecho de uso	-	17.460.316	-	-	17.460.316
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	-	3.017.983.718	71.179.209	463.209	3.089.626.136
TOTAL ACTIVOS	499.936.152	3.083.504.442	74.077.504	6.918.267	3.664.436.365

ACTIVOS	31-12-2019				
	Peso chileno M\$	Dólar Estadounidense M\$	Euro M\$	Peso argentino M\$	Total M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	679.471	5.191.174	520.420	7.096.519	13.487.584
Otros activos financieros corrientes	163.975	-	-	-	163.975
Otros activos no financieros corrientes	7.588.980	-	-	-	7.588.980
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	208.325.320	769.099	83.593	-	209.178.012
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	233.279.330	33.340.174	21.725.085	-	288.344.589
Inventarios	29.674.090	-	-	-	29.674.090
Activos por impuestos corrientes	42.647.814	-	-	-	42.647.814
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	522.358.980	39.300.447	22.329.098	7.096.519	591.085.044
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Otros activos financieros no corrientes	7.189.429	-	-	-	7.189.429
Otros activos no financieros no corrientes	14.845.654	-	-	-	14.845.654
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	82.929.822	-	-	-	82.929.822
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	45.932.636	34.407.142	-	-	80.339.778
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.911.342	-	-	-	7.911.342
Activos intangibles distintos de la plusvalía	30.393.637	-	-	-	30.393.637
Plusvalía	24.860.356	-	-	-	24.860.356
Propiedades, Planta y Equipo	2.729.923.923	-	-	-	2.729.923.923
Activos por derecho de uso	-	17.719.792	-	-	17.719.792
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	2.943.986.799	52.126.934	-	-	2.996.113.733
TOTAL ACTIVOS	3.466.345.779	91.427.381	22.329.098	7.096.519	3.587.198.777

PASIVOS	31-03-2020					
	Unidad de Fomento M\$	Peso chileno M\$	Dólar Estadounidense M\$	Euro M\$	Peso argentino M\$	Total M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	37.067.006	4	100.780.320	-	-	137.847.330
Pasivos por arrendamientos corrientes	213.582	-	2.874.639	-	-	3.088.221
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	3.267.530	192.659.981	16.936.493	953.535	-	213.817.539
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	66.781.559	6.182.201	72.010.885	-	144.974.645
Otras provisiones corrientes	-	3.350.436	-	-	-	3.350.436
Pasivos por impuestos corrientes	-	23.380.501	-	-	-	23.380.501
Otros pasivos no financieros corrientes	-	3.775.995	-	-	-	3.775.995
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	40.334.536	289.948.476	123.899.014	72.964.420	-	530.234.667
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	277.002.992	-	656.745.159	-	-	933.748.151
Pasivos por arrendamientos no corrientes	829.354	-	11.531.674	-	-	12.361.028
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2	-	-	-	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	2.772.537	-	-	2.772.537
Otras provisiones no corrientes	-	144.436.764	-	-	-	144.436.764
Pasivo por impuestos diferidos	-	98.927.026	-	-	-	98.927.026
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	19.037.948	-	-	-	19.037.948
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	277.002.992	262.401.740	659.517.696	-	-	1.211.283.456
TOTAL PASIVOS	317.337.528	552.350.216	783.416.710	72.964.420	-	1.741.518.123
PASIVOS	31-12-2019					
	Unidad de Fomento M\$	Peso chileno M\$	Dólar Estadounidense M\$	Euro M\$	Peso argentino M\$	Total M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	32.865.909	4	60.774.938	-	-	93.640.851
Pasivos por arrendamientos corrientes	202.513	-	2.492.203	-	-	2.694.716
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	211.168.146	15.118.688	1.600.508	-	227.887.342
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	94.356.715	4.994.509	38.515.959	-	137.867.183
Otras provisiones corrientes	-	3.619.734	-	-	-	3.619.734
Pasivos por impuestos corrientes	-	17.662.740	-	-	-	17.662.740
Otros pasivos no financieros corrientes	-	4.811.150	-	-	-	4.811.150
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	33.068.422	331.618.489	83.380.338	40.116.467	-	488.183.716
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	274.051.531	-	544.310.282	-	-	818.361.813
Pasivos por arrendamientos no corrientes	818.499	-	10.796.609	-	-	11.615.108
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2	-	-	-	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	2.497.660	-	-	2.497.660
Otras provisiones no corrientes	-	143.448.085	-	-	-	143.448.085
Pasivo por impuestos diferidos	-	130.094.726	-	-	-	130.094.726
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	19.143.273	-	-	-	19.143.273
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	274.870.030	292.686.086	557.604.551	-	-	1.125.160.667
TOTAL PASIVOS	307.938.452	624.304.575	640.984.889	40.116.467	-	1.613.344.383



ANEXO N°4 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N°715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera.

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

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-03-2020											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Cuentas Comerciales bruto	188.152.318	2.822.142	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	7.055.048	201.538.837	117.068.918	
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.898.066)	(2.898.066)	(105.889)	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	6.471.609	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.471.609	1.174.502	
Total	194.623.927	2.822.142	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	4.156.982	205.112.380	118.137.531	

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2019											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Cuentas Comerciales bruto	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	5.700.993	197.724.077	81.617.823	
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.900.602)	(2.900.602)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	14.354.537	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.354.537	1.311.999	
Total	201.851.734	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	2.800.391	209.178.012	82.929.822	



- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-2020						Saldo al 31-12-2019					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	649	305.221.236	-	-	649	305.221.236	675	269.115.020	-	-	675	269.115.020
Entre 1 y 30 días	173	2.822.142	-	-	173	2.822.142	92	2.635.343	-	-	92	2.635.343
Entre 31 y 60 días	146	1.541.542	-	-	146	1.541.542	90	14.257	-	-	90	14.257
Entre 61 y 90 días	130	25.560	-	-	130	25.560	48	549.934	-	-	48	549.934
Entre 91 y 120 días	81	19.112	-	-	81	19.112	117	290.383	-	-	117	290.383
Entre 121 y 150 días	68	1.330.405	-	-	68	1.330.405	69	13.672	-	-	69	13.672
Entre 151 y 180 días	114	21.393	-	-	114	21.393	66	512.146	-	-	66	512.146
Entre 181 y 210 días	128	269.640	-	-	128	269.640	55	25.744	-	-	55	25.744
Entre 211 y 250 días	63	301.677	-	-	63	301.677	34	484.408	-	-	34	484.408
superior a 251 días	570	7.055.048	-	-	570	7.055.048	489	5.700.993	-	-	489	5.700.993
Total	2.122	318.607.755	-	-	2.122	318.607.755	1735	279.341.900	-	-	1.735	279.341.900

b) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Provisión cartera no repactada	103.354	1.347.346
Total	103.354	1.347.346

c) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1	2	1	2
Monto de las operaciones M\$	-	103.354	-	1.347.346



ANEXO N°4.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de las Cuentas comerciales:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al												Total Corriente	Total No Corriente
	31-03-2020													
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	188.152.318	2.822.141	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	901.978	6.153.071	201.538.837	117.068.918	
-Grandes Clientes	188.152.318	2.822.141	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	901.978	6.153.071	201.538.837	117.068.918	
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.898.066)	(2.898.066)	(105.889)	
Servicios no facturados	158.387.520	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.387.520	117.068.918	
Servicios facturados	29.764.798	2.822.142	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	901.978	6.153.070	43.151.317	-	
Total Cuentas Comerciales Brutos	188.152.318	2.822.141	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	901.978	6.153.071	201.538.837	117.068.918	
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.898.066)	(2.898.066)	(105.889)	
Total Cuentas Comerciales Netos	188.152.318	2.822.141	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	901.978	3.255.005	198.640.771	116.963.029	

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al												Total Corriente	Total No Corriente
	31-12-2019													
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	798.160	4.902.833	197.724.077	81.617.823	
-Grandes Clientes	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	798.160	4.902.833	197.724.077	81.617.823	
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.900.602)	(2.900.602)	-	
Servicios no facturados	142.968.302	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.968.302	81.617.823	
Servicios facturados	44.528.895	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	798.160	4.902.833	54.755.775	-	
Total Cuentas Comerciales Brutos	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	798.160	4.902.833	197.724.077	81.617.823	
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.900.602)	(2.900.602)	-	
Total Cuentas Comerciales Netos	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	798.160	2.002.231	194.823.475	81.617.823	



- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al											
	31-03-2020											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$	Total cartera bruta no Corriente M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	188.152.318	2.822.142	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	7.055.048	201.538.837	117.068.918
-Grandes Clientes	188.152.318	2.822.142	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	7.055.048	201.538.837	117.068.918
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total cartera bruta	188.152.318	2.822.142	1.541.542	25.560	19.112	1.330.405	21.393	269.640	301.677	7.055.048	201.538.837	117.068.918

Tipos de cartera	Saldo al											
	31-12-2019											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$	Total cartera bruta no Corriente M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	5.700.993	197.724.077	-
-Grandes Clientes	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	5.700.993	197.724.077	81.617.823
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total cartera bruta	187.497.197	2.635.343	14.257	549.934	290.383	13.672	512.146	25.744	484.408	5.700.993	197.724.077	-



ANEXO N°4.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile

País	Chile			
	31-03-2020		31-12-2019	
	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$
BALANCE				
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	25.731.107	2.670.784	26.058.053	2.589
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	96.930.341	38.422.361	64.404.444	7.767.884
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	61.740.125	-	48.211.021	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	107.628.437	-	85.437.964	-
Total Activo estimado	292.030.010	41.093.145	224.111.482	7.770.473
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	45.551.649	248.033	18.297.814	228.597
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	18.350.973	7.472.898	9.658.260	7.166.421
Total Pasivo estimado	63.902.622	7.720.931	27.956.074	7.395.018

País	Chile			
	31-03-2020		31-03-2019	
	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$	Energía y Potencia M\$	Peajes M\$
RESULTADO				
Venta Energía	160.443.558	12.121.408	106.865.371	5.469.974
Compra de Energía	63.902.622	7.720.931	37.809.839	10.339.919



ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

Proveedores con pagos al día	Saldo al			Saldo al		
	31-03-2020			31-12-2019		
	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$
Hasta 30 días	56.611.026	144.085.846	200.696.872	80.078.456	124.772.032	204.850.488
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-
Total	56.611.026	144.085.846	200.696.872	80.078.456	124.772.032	204.850.488

Detalle del Vencimiento	Saldo al			Saldo al		
	31-03-2020			31-12-2019		
	Bienes	Servicios	Total	Bienes	Servicios	Total
Proveedores por compra de energía	-	51.044.699	51.044.699	-	44.207.683	44.207.683
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	57.874.054	57.874.054	-	55.179.023	55.179.023
Cuentas por pagar bienes y servicios	604.710	35.167.093	35.771.803	526.993	25.385.326	25.912.319
Cuentas por pagar por compra de activos	56.006.316	-	56.006.316	79.551.463	-	79.551.463
Totales	56.611.026	144.085.846	200.696.872	80.078.456	124.772.032	204.850.488