

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE
ENEL CHILE
al 31 de diciembre de 2019
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- La utilidad neta atribuible a los accionistas de Enel Chile totalizó Ch\$ 296.154 millones a diciembre de 2019, mostrando un 18,1% de disminución respecto al año anterior¹. Esta disminución se debió principalmente a la contabilización de una provisión por deterioro por Ch\$ 280.020 millones asociada al anuncio del cierre de las centrales térmicas Tarapacá y Bocamina 1. Esta pérdida extraordinaria fue parcialmente compensada con ingresos extraordinarios por Ch\$ 121.118 millones, generados por el término anticipado de 3 contratos de suministro eléctrico firmados en 2016 entre Enel Generación Chile y Anglo American Sur.
- Al aislar los efectos extraordinarios del período (provisión por deterioro y término anticipado de 3 contratos), el beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Chile aumentó un 11,9% al alcanzar Ch\$ 404.914 millones a diciembre de 2019.
- La generación de Enel Chile creció un 5,0% al totalizar 21.041 GWh, debido a un mayor despacho térmico especialmente durante el cuarto trimestre del año producto de las condiciones hidrológicas del país, y a una mayor generación eólica y solar.
- Las ventas físicas en el negocio de distribución se incrementaron un 1,9% al alcanzaron los 17.107 GWh a diciembre de 2019, reflejando principalmente las mayores ventas en el segmento residencial.

¹ Cabe destacar que los resultados consolidados de la Compañía de diciembre de 2018 incluyen solo nueve meses de consolidación de EGP Chile.

- Los ingresos operacionales aumentaron un 12,8% al totalizar Ch\$ 2.770.834 millones a diciembre de 2019, debido principalmente a mayores ventas de energía por un mayor precio medio de venta expresado en pesos y al ingreso extraordinario generado por el término anticipado de los contratos antes mencionados.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios de Enel Chile registraron un monto de Ch\$ 1.421.205 millones, equivalente a un alza de 10,0% como consecuencia de mayores compras de energía en el negocio de distribución, mayores gastos de transporte, y de un mayor costo en otros aprovisionamientos variables y servicios en el negocio de generación.
- Dado lo antes expuesto, el EBITDA de la compañía se incrementó en un 18,2% respecto al año 2018 y totalizó Ch\$ 1.053.492 millones. Al aislar el efecto extraordinario antes mencionado (término contratos con Anglo American Sur), el EBITDA de la compañía aumentó un 4,6% al alcanzar Ch\$ 932.374 millones a diciembre de 2019.
- El resultado financiero pasó de un gasto por Ch\$ 110.875 millones a uno por Ch\$ 150.893 millones en diciembre de 2019, lo cual se explica en parte por el financiamiento requerido para llevar a cabo la reorganización efectuada durante 2018 (Proyecto Elqui), por la consolidación de las operaciones de EGP Chile y por los efectos financieros de la aplicación de la Ley N°21.185, que estableció un mecanismo de estabilización de tarifas a los clientes regulados.
- El pasado 17 de enero de 2020, la filial de Enel Chile, Enel X presentó la primera ruta eléctrica nacional que unirá Arica a Punta Arenas, a través de la instalación de 1.200 puntos de carga públicos, con más de 1.800 conexiones para vehículos eléctricos, garantizando la autonomía y continuidad de circulación de los autos eléctricos por una ruta de 5.000 kilómetros.
- Enel Chile llevó a cabo la desconexión y cese de operaciones de la Central Tarapacá el pasado 31 de diciembre de 2019. Este hito, inicialmente previsto para mayo de 2020, fue anticipado por una solicitud formal de la compañía a la autoridad. De esta forma, Central Tarapacá es la primera planta a carbón en operación en desconectarse del Sistema Eléctrico Nacional bajo el acuerdo de descarbonización firmado por el Gobierno.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación neta aumentó un 5,0% respecto a diciembre de 2018 (+ 995 GWh) al alcanzar los 21.041 GWh, producto principalmente de la mayor generación eólica (+ 493 GWh) y solar (+ 318 GWh), unido a un mayor despacho térmico (+ 965 GWh) especialmente durante el cuarto trimestre del año. Lo anterior fue compensado en parte por una menor generación hidroeléctrica (- 816 GWh) producto de las condiciones hidrológicas del país.
- Los ingresos operacionales crecieron un 9,2% al alcanzar Ch\$ 1.726.612 millones a diciembre de 2019, explicado fundamentalmente por mayores ventas de energía debido a un mayor precio medio de venta expresado en pesos a causa del mayor tipo de cambio, unido al ingreso extraordinario generado por el término anticipado de los contratos con el cliente Anglo American Sur firmados en 2016.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios se redujeron 4,4% llegando a Ch\$ 678.188 millones a diciembre de 2019, producto fundamentalmente de menores costos por compras de energía, compensados parcialmente por mayores gastos de transporte y de otros aprovisionamientos variables y servicios.
- Dado lo anterior, el EBITDA del negocio de generación creció un 22,5% al totalizar Ch\$ 873.917 millones. Por su parte, el resultado de explotación registró un valor de Ch\$ 395.935 millones, cifra que incluye la contabilización de la provisión por deterioro asociada al anuncio del cierre de las centrales térmicas Bocamina 1 y Tarapacá por Ch\$ 280.020 millones.

Información Física	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Total Ventas (GWh)	23.513	24.369
Total Generación (GWh)	21.041	20.046

Distribución

- Las ventas físicas alcanzaron los 17.107 GWh a diciembre de 2019, mostrando un alza de 1,9% respecto al año anterior, debido en gran medida a mayores ventas en el segmento residencial.
- El número de clientes creció un 2,5% registrando un total de 1.972.216 clientes a diciembre de 2019, principalmente residenciales y comerciales. Adicionalmente, las pérdidas de energía disminuyeron desde 5,02% a 4,99%.
- Los ingresos operacionales registraron un valor de Ch\$ 1.412.872 millones a diciembre de 2019, reflejando un crecimiento de 11,8% debido principalmente a un mayor precio medio de venta expresado en pesos y a mayores ventas físicas de energía.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios se incrementaron en un 14,7% llegando a Ch\$ 1.114.936 millones a diciembre de 2019, producto fundamentalmente de mayores compras de energía asociadas en gran medida a un mayor precio medio de compra expresado en pesos.
- Como consecuencia de lo anterior, el EBITDA del negocio de distribución se mantuvo estable en relación al año 2018, al alcanzar Ch\$ 201.153 millones en diciembre de 2019.

Información Física	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Total Ventas (GWh)	17.107	16.782
Clientes	1.972.216	1.924.984

RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

- La deuda financiera bruta de la compañía disminuyó en US\$ 49 millones en relación a diciembre 2018, totalizando US\$ 3.585 millones. Esta variación se explica principalmente por el pago de la totalidad del crédito puente tomado para financiar el Proyecto Elqui y el pago de un préstamo bancario de EGP Chile por US\$ 100 millones en septiembre 2019. Lo anterior se compensa con la toma de un préstamo bancario pactado con Enel Finance International (EFI) por US\$ 400 millones en junio 2019 y la inclusión de los contratos de arrendamiento como deuda financiera de acuerdo a la normativa NIIF16 por US\$ 50 millones.
- La liquidez disponible de Enel Chile se compuso de la siguiente forma:
 - Caja y caja equivalente US\$ 314 millones
 - Líneas de crédito comprometidas disponibles (*) US\$ 195 millones

(*) Incluye una línea de crédito comprometida entre partes relacionadas por US\$ 50 millones de Enel Chile con EFI completamente disponible.

- El costo promedio de la deuda a diciembre 2019 fue de 5,2%, comparado con un 5,1% del año anterior.
- Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y de interés, Enel Chile ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Chile, establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, tenemos contratado cross currency swaps por un valor de US\$ 691 millones y forwards por US\$ 755 millones.

A fin de reducir la volatilidad de los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Chile mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de tasa de interés por US\$ 700 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambio de Perímetro:

Proyecto de Reorganización Societaria

Con fecha 25 de agosto de 2017, Enel Chile propuso para la consideración de Enel S.p.A, una reorganización societaria (“la Reorganización”) la cual consistía en integrar los activos energéticos renovables en Chile mantenidos por Enel Green Power Latin America Ltda. (“EGPL”) con Enel Chile, que a su vez, es la controladora de los activos de generación de energía convencional pertenecientes a Enel Generación Chile S.A. (“Enel Generación Chile”) y los activos de distribución de energía eléctrica pertenecientes a Enel Distribución Chile S.A.

La Reorganización propuesta involucró las siguientes fases: (i) Oferta Pública de Adquisición de Acciones (“OPA”) sobre las acciones de Enel Generación Chile, (ii) Aumento de Capital para la emisión de las acciones que se entregaban en canje tanto por acciones de Enel Generación Chile como por acciones de EGPL y (iii) Fusión de Enel Chile con EGPL, matriz de EGP Chile, cada una de las cuales estaba condicionada a la implementación de la otra.

Con fecha 20 de diciembre de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Chile aprobó la Reorganización, sujeta al cumplimiento de las condiciones establecidas para la OPA, Aumento de capital y Fusión. La Junta también aprobó el aumento de capital de Enel Chile por Ch\$1.891.727.278.668, mediante la emisión de 23.069.844.862 nuevas acciones de pago, todas de una misma serie y sin valor nominal, al precio y demás condiciones aprobadas por la Junta.

Finalmente, con fecha 25 de marzo de 2018, se aprobaron las modificaciones a los artículos de incorporación de Enel Chile para reflejar los acuerdos de Fusión, Aumento de Capital y ampliación del objeto social de Enel Chile, entre otras disposiciones. La OPA ocurrió entre el 16 de febrero y 22 de marzo de 2018, la suscripción de acciones preferentes en relación al aumento de capital, ocurrió entre el 15 de febrero y 16 de marzo de 2018 y la Reorganización (incluyendo la Fusión), fue finalizada y entró en vigencia el 2 de abril de 2018 e implicó un aumento de la participación de Enel Chile en Enel Generación Chile desde un 59,98% a un 93,55% y la fusión de Enel Chile con EGPL, desde esta fecha, proceso por el cual Enel S.p.A. aumentó su participación total sobre Enel Chile a 61,93%.

Por lo anteriormente expuesto, los resultados del Grupo Enel Chile incluyen los correspondientes al Grupo EGP Chile desde el día 2 de abril de 2018, como así también el aumento de participación en Enel Generación Chile a contar de la misma fecha. Para mayor información ver nota N° 6 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2019.

Cambios Regulatorios:

Como parte de la agenda social anunciada por el gobierno, se publicó el 2 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial la Ley N°21.185, del Ministerio de Energía, que crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas (en adelante “Ley de Estabilización Tarifaria”). 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 US\$ 1.350 millones hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Adicionalmente, el 21 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N°21.194 (“Ley Corta de Distribución”) que 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, antes de impuestos, 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, a ser aplicada a partir del nuevo ciclo tarifario que comienza el 4 de noviembre de 2020. 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.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

Somos propietarios y operamos 129 unidades de generación en Chile a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile, Pehuenche y EGP Chile, con una capacidad instalada combinada de 7.303 MW al 31 de diciembre de 2019. De estas unidades de generación, 40 son hidroeléctricas con una capacidad instalada de 3.548 MW, 21 son unidades de generación térmica que operan con gas, carbón o petróleo, con una capacidad instalada de 2.580 MW, 59 son unidades de generación eólica con una capacidad instalada de 642 MW, 8 son unidades de generación solar, con una capacidad instalada de 492 MW y 1 unidad de generación geotérmica con una capacidad instalada de 41 MW. Esto significa que un 65% de nuestra potencia instalada corresponde a energías renovables y 35% corresponde a centrales térmicas.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación acumulados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Mercados en que participa		Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado %	
		dic-19	dic-18	dic-19	dic-18
Negocio de Generación en Chile	Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	23.513	24.369	32,84%	34,24%
Total		23.513	24.369	32,8%	34,2%

Segmento de Distribución

Nuestro negocio de distribución es llevado a cabo por nuestra subsidiaria Enel Distribución Chile S.A.

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

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución acumulados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18
Negocio de Distribución en Chile (*)	17.107	16.782	4,99%	5,02%	1.972	1.925	2.654	2.827
Total	17.107	16.782	4,99%	5,02%	1.972	1.925	2.654	2.827

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes:

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA POR SEGMENTO DE NEGOCIO Y TIPO DE CLIENTE (en millones de Ch\$ - MMCh\$)						
	Chile		Estructura y ajustes		Total General	
	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18
Ingresos por ventas de energía						
Generación	1.472.562	1.425.943	(382.541)	(390.968)	1.090.021	1.034.975
Clientes Regulados	961.637	1.030.812	(372.268)	(387.318)	589.369	643.494
Clientes no Regulados	475.208	357.726	-	-	475.208	357.726
Ventas de Mercado Spot	35.717	37.405	(10.273)	(3.650)	25.444	33.755
Distribución	1.318.387	1.170.129	(2.505)	(3.026)	1.315.882	1.167.103
Residenciales	552.124	455.841	-	-	552.124	455.841
Comerciales	450.109	378.093	-	-	450.109	378.093
Industriales	181.596	209.252	-	-	181.596	209.252
Otros Consumidores	134.558	126.943	(2.505)	(3.026)	132.053	123.917
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(385.046)	(393.994)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	2.405.903	2.202.078	(385.046)	(393.994)	2.405.903	2.202.078
Variación en millones de pesos Ch\$ y %.	203.825	9,26%	-	-	203.825	9,26%

I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Chile al 31 de diciembre de 2019, alcanzó Ch\$ 296.154 millones, lo que representa una disminución de un 18,1% respecto al año anterior, en donde se alcanzó una utilidad de Ch\$ 361.710 millones.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación	% Variación
Ingresos	2.770.834	2.457.161	313.673	12,8%
Ingresos ordinarios	2.624.576	2.410.360	214.216	8,9%
Otros ingresos de explotación	146.258	46.801	99.457	212,5%
Aprovisionamientos y Servicios	(1.421.205)	(1.292.177)	(129.028)	10,0%
Compras de energía	(835.285)	(747.647)	(87.638)	11,7%
Consumo de combustible	(230.944)	(231.028)	84	(0,0%)
Gastos de transporte	(196.849)	(166.876)	(29.973)	18,0%
Otros aprovisionamientos y servicios	(158.127)	(146.627)	(11.501)	7,8%
Margen de Contribución	1.349.629	1.164.984	184.645	15,9%
Trabajos para el inmovilizado	17.611	16.711	900	5,4%
Gastos de personal	(129.605)	(123.130)	(6.475)	5,3%
Otros gastos por naturaleza	(184.143)	(167.210)	(16.933)	10,1%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.053.492	891.355	162.137	18,2%
Depreciación y amortización	(236.627)	(215.187)	(21.440)	10,0%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(280.763)	(780)	(279.983)	N/A
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(10.047)	(4.783)	(5.264)	110,1%
Resultado de Explotación	526.055	670.605	(144.550)	(21,6%)
Resultado Financiero	(150.893)	(110.875)	(40.018)	36,1%
Ingresos financieros	27.399	19.934	7.465	37,5%
Gastos financieros	(164.898)	(122.184)	(42.714)	35,0%
Resultados por unidades de reajuste	(2.982)	(818)	(2.164)	264,5%
Diferencia de cambio	(10.412)	(7.807)	(2.605)	33,4%
Otros Resultados distintos de la Operación	2.159	6.601	(4.441)	(67,3%)
Resultados de otras inversiones	263	386	(123)	(32,0%)
Resultados en Ventas de Activos	1.531	3.025	(1.494)	(49,4%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	366	3.190	(2.824)	(88,5%)
Resultado Antes de Impuestos	377.321	566.331	(189.010)	(33,4%)
Impuesto sobre sociedades	(61.228)	(153.483)	92.255	(60,1%)
Resultado del Período	316.093	412.848	(96.755)	(23,4%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	296.154	361.710	(65.556)	(18,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	19.939	51.138	(31.199)	(61,0%)
Utilidad por acción \$ (*)	4,28	5,66	(1,38)	-24,3%

(*) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.220 y 63.913.359.484, respectivamente.

El **EBITDA** consolidado de Enel Chile ascendió a Ch\$ 1.053.492 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento del 18,2% respecto al año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 891.355 millones. Este aumento se explica principalmente por un mejor desempeño operacional, tanto en el negocio de generación como en el negocio de distribución, y a los ingresos extraordinarios generados por el término anticipado de 3 contratos de suministro eléctrico entre Enel Generación Chile y Anglo American Sur firmados en 2016.

Los *ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza* que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (EN MILLONES DE PESOS - MMCH\$)				
	dic-19	dic-18	Variación	%
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	1.726.612	1.580.653	145.959	9,2%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	1.412.872	1.263.224	149.648	11,8%
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(368.650)	(386.716)	18.066	(4,7%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados ENEL CHILE	2.770.834	2.457.161	313.673	12,8%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(678.188)	(709.506)	31.318	(4,4%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(1.114.936)	(972.500)	(142.436)	14,7%
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	371.919	389.829	(17.910)	(4,6%)
Total Costos de Explotación Consolidados ENEL CHILE	(1.421.205)	(1.292.177)	(129.028)	10,0%
Gastos de personal	(53.984)	(53.328)	(656)	1,2%
Otros gastos por naturaleza	(120.523)	(104.191)	(16.332)	15,7%
Total Segmento de Generación	(174.507)	(157.519)	(16.988)	10,8%
Gastos de personal	(26.105)	(25.931)	(174)	0,7%
Otros gastos por naturaleza	(70.678)	(64.179)	(6.499)	10,1%
Total Segmento de Distribución	(96.783)	(90.110)	(6.673)	7,4%
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(24.847)	(26.001)	1.153	(4,4%)
EBITDA				
EBITDA Segmento de Generación	873.917	713.628	160.289	22,5%
EBITDA Segmento de Distribución	201.153	200.614	539	0,3%
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21.578)	(22.887)	1.309	(5,7%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	1.053.492	891.355	162.137	18,2%

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación alcanzó los Ch\$ 873.917 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento de Ch\$ 160.289 millones, o un 22,5% con respecto al año 2018. Las principales variables, que explican este resultado se describen a continuación:

Los Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 1.726.612 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento de Ch\$ 145.959 millones respecto al año anterior, equivalente a un 9,2%, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- **Mayores ventas de energía por Ch\$ 46.624 millones**, principalmente debido a un mayor precio medio de ventas expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio medio del período, lo anterior compensado parcialmente por menores ventas físicas por -855 GWh (-2.933 GWh a clientes regulados, -275 GWh en mercado spot, compensado parcialmente por mayores ventas físicas por +2.353 GWh a clientes libres). Esta variación incluye ingresos por ventas de energía de EGP Chile por Ch\$ 25.662 millones.
- **Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 105.080 millones**, explicado principalmente por ingreso extraordinario por Ch\$ 121.118 millones, generado por el término anticipado de 3 contratos de suministro eléctrico con Anglo American Sur, compensado en parte por un menor ingreso por seguros por Ch\$ 16.456 millones, registrados en 2018 por siniestros en la Central Tarapacá.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Menores otras ventas por Ch\$ 5.909 millones**, debido principalmente a un menor ingreso por venta de gas por Ch\$ 6.153 millones.

Los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 678.188 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa una disminución de Ch\$ 31.318 millones, equivalente a 4,4%, respecto al año anterior, que se explican por:

- **Las compras de energía disminuyeron en Ch\$ 53.070 millones**, un 24,9% respecto al año anterior, que se explican en parte por menores compras físicas por -1.850 GWh (-1.216 GWh por compras en el mercado spot y -634 GWh por compras a través de contratos), explicado en gran medida por una mayor disponibilidad de nuestras centrales y menores ventas físicas. Este menor costo incluye el efecto positivo que originó la incorporación de EGP Chile en Enel Chile, que en términos netos generó una reducción en el costo de compras de energía de Enel Chile por Ch\$ 60.156 millones, principalmente explicadas por la eliminación de transacciones entre partes relacionadas (ventas entre EGP Chile y Enel Generación Chile).

- **El costo por consumo de combustible** se mantuvo en línea respecto al ejercicio anterior al alcanzar los Ch\$ 230.944 millones, **registrando una disminución de Ch\$ 84 millones**, explicado principalmente por: **(i)** menor costo por consumo petróleo por Ch\$ 7.820 millones, en gran medida asociado a la disminución del despacho de centrales que operan con este combustible; y **(ii)** menor costo por consumo de gas por Ch\$ 6.018 millones, fundamentalmente por efecto de la disminución de su precio por mayor disponibilidad de gas proveniente de Argentina. Lo anterior compensado por un mayor costo por consumo de carbón por Ch\$ 13.754 millones, producto de un mayor despacho térmico debido a las condiciones hidrológicas del país.

Lo anterior parcialmente compensado por:

- **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 15.019 millones**, explicado principalmente por un mayor gasto por transporte de gas por Ch\$ 14.727 millones y un mayor gasto por regasificación por Ch\$ 743 millones, debido a mayor generación con este combustible, compensado en parte por un menor gasto de peajes por Ch\$ 474 millones.
- **Los otros costos de aprovisionamientos y servicios aumentaron en Ch\$ 6.817 millones**, principalmente por: **(i)** un mayor gasto por impuesto por emisión térmica por Ch\$ 10.480 millones, y **(ii)** un mayor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 1.661 millones (agua, químicos, etc.). Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 5.479 millones.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 53.984 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento de Ch\$ 656 millones respecto al año 2018, explicado principalmente por un mayor gasto de personal en EGP Chile por Ch\$ 1.949 millones, debido al efecto perímetro de consolidación (consolidación de 9 meses en 2018), unido a un mayor costo en 2019 por mayor dotación de personal. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores gastos de personal en Enel Generación Chile por Ch\$ 1.293 millones, principalmente explicado por menor dotación por Ch\$ 1.682 millones, menores bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas llevadas a cabo con los sindicatos de la compañía por Ch\$ 2.088 millones y menor pago de indemnizaciones por Ch\$ 1.492 millones, compensado en parte por un mayor gasto por beneficios actuariales por Ch\$ 875 millones y menor activación de mano de obra por Ch\$ 2.776 millones en proyecto Los Cóndores.

Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 120.523 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento de Ch\$ 16.332 millones respecto al año 2018, explicado principalmente por: **(i)** mayores costos en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 8.866 millones; **(ii)** mayores tributos y tasas por Ch\$ 2.567 millones; **(iii)** mayores costos por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 1.701 millones; **(iv)** mayores gastos por primas de seguro por Ch\$ 1.650 millones; y **(vi)** mayor gasto por baja de activos fijos por Ch\$ 837 millones, debido al siniestro ocurrido en el edificio corporativo producto de los desórdenes públicos ocurridos durante los últimos meses del año 2019. Esta variación incluye el efecto de la incorporación del Grupo EGP Chile en el perímetro de consolidación en abril de 2018, por Ch\$ 7.154 millones.

SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

El EBITDA de nuestro Segmento de Distribución alcanzó los Ch\$ 201.153 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento de Ch\$ 539 millones, o un 0,3%, con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican este resultado, se describen a continuación:

Los Ingresos de Explotación fueron de Ch\$ 1.412.872 millones, y aumentaron en Ch\$ 149.648 millones, equivalente a un 11,8% respecto al año anterior, que se explica principalmente por mayores ingresos por venta de energía por Ch\$ 148.258 millones, debido principalmente a un mayor precio medio de venta expresado en pesos producto de un mayor tipo de cambio del periodo, el efecto en tarifa que originó la aplicación de la norma técnica y una mayor venta física de energía (+325 GWh).

Los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 1.114.936 millones, presentando un aumento de Ch\$ 142.436 millones, equivalente a un 14,7% respecto al año anterior, que se explican por: **i)** mayores compras de energía por Ch\$ 130.178 millones, debido principalmente a un mayor precio promedio de compra y una mayor compra física en el periodo (+397 GWh); y **ii)** mayores costos por transporte de transmisión zonal por Ch\$ 12.909 millones, debido a mayores pagos a empresas distribuidoras y de transmisión. Lo anterior parcialmente compensado por menores costos por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 651 millones.

Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) aumentaron en Ch\$ 174 millones respecto a diciembre de 2018, explicado principalmente por mayor dotación asociado a norma técnica de distribución por Ch\$ 1.674 millones y mayores costos por bonos de desempeño por Ch\$ 555 millones, compensado en parte por mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 2.055 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza aumentaron en Ch\$ 6.499 millones, como consecuencia de mayores costos de operación y mantenimiento, asociado a la norma técnica de distribución y nuevos contratos en oficinas comerciales por Ch\$ 3.826 millones y mayor gasto por baja de activos fijos por Ch\$ 2.673 millones, de los cuales Ch\$ 1.880 millones corresponden a retiros de equipos de infraestructura y Ch\$ 793 millones corresponden a siniestros en instalaciones de Enel Distribución Chile producto de los desórdenes públicos ocurridos durante los últimos meses del año 2019.

Depreciación, Amortización y Deterioro

A continuación, se muestra por segmento, un resumen del **EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro**, y **EBIT** para el Grupo Enel Chile al 31 de diciembre de 2019 comparado con el año anterior:

Segmento de Negocio	Período de 12 meses terminados el 31 de Diciembre de 2019			Período de 12 meses terminados el 31 de Diciembre de 2018		
	Depreciación, Amortización y Deterioro			Depreciación, Amortización y Deterioro		
	EBITDA		EBIT	EBITDA		EBIT
	(Cifras en millones de Ch\$)			(Cifras en millones de Ch\$)		
Generación:						
Segmento Generación	873.917	(477.982)	395.935	713.628	(180.008)	533.620
Total Segmento de Generación	873.917	(477.982)	395.935	713.628	(180.008)	533.620
Distribución:						
Segmento Distribución	201.153	(48.859)	152.294	200.614	(41.355)	159.259
Total Segmento de Distribución	201.153	(48.859)	152.294	200.614	(41.355)	159.259
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21.578)	(596)	(22.174)	(22.887)	613	(22.274)
Total Consolidados ENEL CHILE	1.053.492	(527.437)	526.055	891.355	(220.750)	670.605

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 527.437 millones, aumentando en Ch\$ 306.687 millones respecto al año anterior. Este aumento, se explica fundamentalmente por: **(i)** provisiones por deterioro asociadas a las unidades generadoras a carbón Tarapacá y Bocamina 1 por Ch\$ 197.188 millones y Ch\$ 82.832 millones, respectivamente, producto del proceso de descarbonización que está llevando a cabo el Grupo; **(ii)** mayor depreciación que aportó el Grupo EGP Chile por Ch\$ 27.030 millones; y **(iii)** mayor gasto en Enel Distribución Chile, debido a un aumento de la depreciación del activo inmovilizado por mayor activación de obras por Ch\$ 2.252 millones; aumento de la amortización de intangibles por desarrollos informáticos por Ch\$ 1.072 millones; y mayor provisión por deterioro por Ch\$ 3.476 millones, principalmente por aumento de la deuda comercial.

Lo anterior, parcialmente compensado por una menor depreciación de las unidades generadoras a carbón deterioradas en el primer semestre de 2019 por Ch\$ 7.041.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019



El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

RESULTADOS NO OPERACIONALES				
POR EL PERÍODO DE DOCE MESES TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018				
(EN MILLONES DE PESOS - MMCH\$)				
	dic-19	dic-18	Variación	% Variación
Ingresos Financieros:				
Segmento Generación Chile	15.241	8.727	6.514	74,6%
Segmento Distribución Chile	22.743	11.166	11.576	103,7%
Otras filiales negocios distintos a la generación y distribución de electricidad	17.005	11.346	5.659	49,9%
Menos: Ajustes de consolidación	(27.589)	(11.306)	(16.283)	144,0%
Total Ingresos Financieros	27.399	19.934	7.465	37,5%
Gastos Financieros:				
Segmento Generación Chile	(111.220)	(82.879)	(28.341)	34,2%
Segmento Distribución Chile	(19.061)	(6.724)	(12.337)	183,5%
Otras filiales negocios distintos a la generación y distribución de electricidad	(62.206)	(44.361)	(17.845)	40,2%
Menos: Ajustes de consolidación	27.589	11.780	15.809	134,2%
Total Gastos Financieros	(164.898)	(122.184)	(42.714)	35,0%
Diferencias de cambio:				
Segmento Generación Chile	(189)	(9.990)	9.801	(98,1%)
Segmento Distribución Chile	(293)	30	(323)	N/A
Otras filiales negocios distintos a la generación y distribución de electricidad	(9.930)	2.153	(12.082)	(561,3%)
Total Diferencias de Cambio	(10.412)	(7.807)	(2.605)	33,4%
Resultados por Unidades de Reajuste:				
Segmento Generación Chile	(5.157)	(2.480)	(2.677)	107,9%
Segmento Distribución Chile	1.843	1.617	227	14,0%
Otras filiales negocios distintos a la generación y distribución de electricidad	331	46	286	627,7%
Total Resultados por Unidades de Reajuste	(2.982)	(818)	(2.164)	264,5%
Total Resultado Financiero ENEL CHILE	(150.893)	(110.875)	(40.018)	36,1%
Resultado de otras Inversiones				
Segmento Generación Chile	153	410	(257)	(62,8%)
Otras filiales negocios distintos a la generación y distribución de electricidad	110	(24)	134	(555,7%)
Total Resultado de Otras Inversiones	262	386	(123)	(32,0%)
Otras ganancias (pérdidas):				
Segmento Generación Chile	1.531	3.025	(1.494)	(49,4%)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1.531	3.025	(1.494)	(49,4%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Segmento Generación Chile	366	3.190	(2.824)	(88,5%)
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	366	3.190	(2.824)	(88,5%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	2.159	6.601	(4.441)	(67,3%)
Resultado Antes de Impuesto	377.321	566.331	(189.010)	(33,4%)
Impuesto sobre sociedades:				
Segmento Generación Chile	(40.348)	(113.784)	73.436	(64,5%)
Segmento Distribución Chile	(38.749)	(42.967)	4.219	(9,8%)
Otras filiales negocios distintos a la generación y distribución de electricidad	17.869	3.268	14.600	446,8%
Total Impuesto sobre Sociedades	(61.228)	(153.483)	92.255	(60,1%)
Resultado del Año	316.093	412.848	(96.755)	(23,4%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	296.154	361.710	(65.556)	(18,1%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	19.939	51.138	(31.199)	(61,0%)

Resultado Financiero

El resultado financiero consolidado de Enel Chile alcanzó una pérdida de **Ch\$ 150.893 millones**, al 31 de diciembre del 2019, lo que representa un aumento de Ch\$ 40.018 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 110.875 millones obtenida en el ejercicio 2018. Principalmente explicado por:

Mayores Ingresos Financieros por Ch\$ 7.465 millones, explicado principalmente por: **(i)** reconocimiento de ingresos por Ch\$ 5.226 millones generados por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria; y **(ii)** reconocimiento de mayores ingresos por intereses por Ch\$ 5.314 millones, generados por cuentas cobrar pendientes de facturación a clientes regulados hasta la fecha de publicación de la Ley de estabilización tarifaria. Lo anterior parcialmente compensado con menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 2.365 millones y menores ingresos por refinanciamiento a clientes por Ch\$ 238 millones.

Mayores Gastos Financieros por Ch\$ 42.714 millones principalmente explicados por: **(i)** mayores gastos generados por la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 19.062 millones; **(ii)** mayores gastos financieros asociados a la consolidación de Grupo EGP desde abril 2018 por Ch\$ 14.894 millones; **(iii)** mayores intereses asociados a créditos bancarios y bonos por Ch\$ 11.877 millones, asociados a la reorganización societaria realizada en 2018 (proyecto Elqui); y **(iv)** mayores gastos financieros por operación de Factoring por Ch\$ 1.783. Lo anterior parcialmente compensado por un menor gasto financiero asociado a la renegociación del crédito de EGP del Sur con EFI por Ch\$ 4.902 millones.

Menor Resultado por Unidades de Reajuste por Ch\$ 2.164 millones, principalmente explicados por: **(i)** mayor pérdida producto de la aplicación de la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Gas Atacama en Argentina por Ch\$ 1.579 millones; **(ii)** menor utilidad por impuestos por recuperar por Ch\$ 821 millones; **(iii)** menor utilidad por contratos derivados de cobertura por Ch\$ 462 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por menores pérdidas por reajustes de deudas financieras en U.F. por Ch\$ 697 millones.

Menor Utilidad por Diferencias de Cambio por Ch\$ 2.605 millones, explicada principalmente por una mayor diferencia de cambio negativa generada por: **(i)** contratos forward por Ch\$ 6.385 millones; y **(ii)** efectivo y equivalente por Ch\$ 521 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por los efectos positivos generados por: **(i)** cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 3.034 millones; y **(ii)** cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 1.085 millones, que incluyen un efecto positivo de Ch\$ 3.835 millones producto de la aplicación de la Ley de estabilización.

tarifaria, que estableció la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 61.228 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 92.255 millones respecto al año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **i)** un menor gasto por Ch\$ 75.605 millones, producto del deterioro de las Centrales de Carbón Bocamina I y Central Tarapacá; **ii)** efectos positivos por Ch\$ 29.269 millones, originados de la absorción de Gasoducto Atacama Argentina por GasAtacama Chile; **iii)** menor gasto de impuesto en Enel Chile por Ch\$ 5.131 millones, por pérdida en venta de participación en GasAtacama Chile a Enel Generación Chile; **iv)** un menor gasto por Ch\$ 6.299 millones correspondientes a créditos sin derecho a devolución imputados a pérdidas tributarias en 2018; y **v)** un menor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 8.129 millones asociado a un menor resultado en el Grupo Enel Chile. Lo anterior fue parcialmente compensado por un mayor gasto por impuesto en resultados de Ch\$ 32.702 millones, por el ingreso extraordinario generado por el término anticipado de 3 contratos de suministro eléctrico con Anglo American Sur.

ÁNÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos	Variación		Variación %	
	dic-19	dic-18		
	(Millones de Ch\$)			
Activos corrientes	1.018.213	996.948	21.265	2,1%
Activos no corrientes	6.839.775	6.491.072	348.703	5,4%
Total Activos	7.857.988	7.488.020	369.968	4,9%

Los **Activos Totales** de la Compañía, al 31 de diciembre de 2019, aumentaron en **Ch\$ 369.968 millones**, correspondiente a un 4,9%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2018, principalmente explicado por lo siguiente:

Los **Activos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 21.265 millones** al 31 de diciembre de 2019 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por Ch\$ 9.487 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivos: **(i)** pago de capital e intereses asociados a deuda por Ch\$ 449.753 millones; **(ii)** compra de propiedades plantas y equipos por Ch\$ 300.346 millones; **(iii)** pagos de dividendos por Ch\$ 236.479 millones; **(iv)** pago a empleados por Ch\$ 130.103 millones; **(v)** pago de impuestos a la renta por Ch\$ 82.779 millones; **(vi)** otras salidas de efectivo asociado al flujo de financiamiento por Ch\$ 33.537 millones; **(vii)** pagos netos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar y vender por Ch\$ 31.686 millones; **(viii)** compras de activos intangibles por Ch\$ 20.732 millones; **(ix)** pagos netos de cobros por liquidación de contratos forward por Ch\$ 4.813 millones; **(x)** pago de pasivos por arrendamiento por Ch\$ 4.498 millones; y **(xi)** efecto negativo de la variación del tipo de cambio sobre

el efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 1.232 millones. Todo lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** otros flujos relacionados con actividades de la operación por Ch\$ 974.977 millones, principalmente por recaudación de clientes neto de pagos a proveedores; **(ii)** prestamos provenientes de entidades relacionadas por Ch\$ 283.832 millones; **(iii)** cobros netos de pagos de primas de pólizas suscritas por Ch\$ 13.303 millones; **(iv)** intereses recibidos por Ch\$ 6.034 millones; **(v)** dividendos recibidos por Ch\$ 6.456 millones; y **(vi)** otras entradas asociadas al flujo de inversión por Ch\$ 1.870 millones.

- **Disminución de Otros activos financieros corriente por Ch\$ 38.993 millones**, debido principalmente a la liquidación de derivados de cobertura de bonos locales por Ch\$ 38.076 millones.
- **Aumento de Otros activos no financieros corriente por Ch\$ 12.228 millones**, debido principalmente a: **(i)** un aumento en el IVA Crédito fiscal por Ch\$ 8.216 millones; y **(ii)** gastos anticipados por Ch\$ 4.012 millones, principalmente en proyectos relacionados a Enel X.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 33.285 millones**, debido principalmente a: **(i)** aumento en cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 42.530 millones en el segmento de distribución, explicado en gran medida por decretos tarifarios pendientes de aplicar a clientes finales; **(ii)** aumento de las cuentas comerciales por cobrar de Enel Green Power Chile por Ch\$ 6.544 millones; y **(iii)** aumento en cuentas comerciales por cobrar de Enel X Chile por Ch\$ 13.421 millones, explicado en lo sustancial por el reconocimiento de cuentas por cobrar por arrendamiento financiero de buses eléctricos y aumento en venta de bienes y servicios. Lo anterior parcialmente compensado por disminución de las cuentas comerciales por cobrar de Enel Generación Chile por Ch\$ 30.247 millones, explicado fundamentalmente por reclasificación de saldos del corto al largo plazo por aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 14.011 millones**, que se explica fundamentalmente por mayores anticipos de compra de gas a GNL Chile S.A. por Ch\$ 16.359 millones, parcialmente compensado por menores compras de gas por Ch\$ 1.685 millones a Enel Global Trading S.p.A. IT.
- **Disminución de Inventarios por Ch\$ 17.289 millones**, debido principalmente a: **(i)** disminución de los inventarios en el segmento de generación por Ch\$ 13.516 millones, que corresponde fundamentalmente a una disminución de existencias de carbón y otros combustibles; y **(ii)** disminución de inventarios de Enel X Chile por Ch\$ 5.212 millones, por reconocimiento de arrendamiento financiero de buses eléctricos. Lo anterior parcialmente compensado con una mayor compra de existencias y materiales por Ch\$ 1.439 millones.

- **Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 27.509 millones**, explicado principalmente por: **(i)** aumento de los pagos previsionales mensuales por Ch\$ 54.989 millones; y **(ii)** aumento de créditos por gastos de capacitación por Ch\$ 2.199 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por disminución de créditos por utilidades absorbidas por Ch\$ 29.679 millones.

Los **Activos No Corrientes** aumentaron en Ch\$ 348.703 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2018, alcanzando los Ch\$ 6.839.775 millones al 31 de diciembre de 2019. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por Ch\$ 6.558 millones**, principalmente por consumo de remanente del IVA crédito fiscal por Ch\$ 9.399 millones, que se compensan con la reclasificación de existencias por repuestos, desde el corto al largo plazo, por Ch\$ 1.450 millones (programación de consumo superior a un año) y aumento de los créditos por derecho de agua y otros activos no financieros por Ch\$ 1.415 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 253.047 millones**, explicado fundamentalmente por: **(i)** aumentos de Ch\$ 103.528 millones y Ch\$ 86.660 millones en los segmentos de Distribución y Generación, respectivamente, principalmente por reconocimiento de tarifas pendientes de aplicar y reclasificación de saldos del corto al largo plazo, por efecto de la publicación de la Ley de Estabilización Tarifaria; y **(ii)** reconocimiento de mayores deudores por leasing por Ch\$ 62.222 millones, que provienen en su mayoría de Enel X Chile.
- **Aumento de las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 34.407 millones**, que se explica por mayores anticipos de compra de gas a GNL Chile S.A.
- **Aumento de los Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 16.906 millones**, explicado principalmente por: **(i)** un aumento de la inversión en programas informáticos por Ch\$ 16.095 millones; y **(ii)** aumento en la adquisición de concesiones, patentes y otros activos intangibles por Ch\$ 811 millones.
- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 51.672 millones**, explicado fundamentalmente por: **(i)** aumento de las obras en curso por Ch\$ 219.682 millones, principalmente en el segmento de generación; **(ii)** aumento en edificios, infraestructura de red y otras instalaciones fijas por Ch\$ 74.294 millones; y **(iii)** aumento de activos por derecho de uso por Ch\$ 38.189 millones por primera aplicación de NIIF 16 "Arrendamientos". Lo anterior parcialmente compensado por las provisiones por deterioro de las unidades generadoras a carbón Tarapacá y Bocamina 1 por 197.189 millones y Ch\$ 82.832 millones, respectivamente, producto del proceso de descarbonización que está llevando a cabo el Grupo.

Pasivos y Patrimonio	dic-19	dic-18	Variación	Variación
	(Millones de Ch\$)			%
Pasivos corrientes	1.041.300	1.217.464	(176.164)	(14,5%)
Pasivos no corrientes	3.069.404	2.596.392	473.012	18,2%
Patrimonio Total	3.747.284	3.674.164	73.120	2,0%
Atribuible a los propietarios de Enel Chile	3.484.698	3.421.229	63.469	1,9%
Participaciones no controladoras	262.586	252.935	9.651	3,8%
Total Pasivos y Patrimonio	7.857.988	7.488.020	369.968	4,9%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, al 31 de diciembre de 2019, incluido el Patrimonio, aumentaron en **Ch\$ 369.968 millones** comparado con el total de pasivos al 31 de diciembre de 2018, principalmente como consecuencia de:

Los **Pasivos Corrientes** presentan una disminución de **Ch\$ 176.164 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Disminución de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 196.009 millones**, que corresponde fundamentalmente a: **(i)** amortizaciones de capital de créditos bancarios por Ch\$ 164.858 millones (principalmente crédito bridge para financiar OPA); y **(ii)** disminución de pasivos financieros por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 31.151 millones.
- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 44.977 millones**, que corresponde principalmente a: **(i)** mayor cuenta por pagar por compra de energía y combustibles por Ch\$ 38.422 millones; **(ii)** mayor cuenta por pagar a acreedores de bienes y servicios e inmovilizado por Ch\$ 12.944 millones; y **(ii)** mayores otras cuentas por pagar por Ch\$ 5.786 millones. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** menor dividendos por pagar por Ch\$ 10.477 millones; y **(ii)** menores tributos por pagar distintos del impuesto a la renta por Ch\$ 1.698 millones.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 25.801 millones**, que corresponde principalmente a la disminución del IVA Débito fiscal, producto de mayores créditos.

Los **Pasivos No Corrientes** presentan un aumento de **Ch\$ 473.012 millones** al 31 de diciembre de 2019, y se explica como sigue:

- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 34.336 millones**, explicado por: **(i)** aumento en pasivos financieros por aplicación de NIIF 16 "Arrendamientos" por Ch\$ 35.255 millones; y **(ii)** aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 22.543 millones. Lo anterior parcialmente compensado por menores pasivos por préstamos bancarios por Ch\$ 23.462 millones, fundamentalmente por reclasificación a Otros activos financieros corrientes.

- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 53.666 millones**, explicado principalmente por aumento de cuentas por pagar por compras de energía, por efecto de la aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria en el segmento de Distribución.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 337.180 millones**, que se explica fundamentalmente por un nuevo crédito de Enel Chile con EFI (US\$ 400 millones), cuyo valor al cierre de 2019 asciende a Ch\$ 297.534 millones, y por un aumento de las cuentas por pagar del Grupo EGP Chile a EFI por Ch\$ 37.148 millones, principalmente por efectos de tipo de cambio asociados a créditos proveniente de años anteriores.
- **Aumento de Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 65.989 millones**, que se explican fundamentalmente por el aumento de provisión por desmantelamiento por Ch\$ 68.247 millones, que se debe en gran medida al retiro programado para las unidades de generación a carbón Tarapacá y Bocamina 1. Lo anterior parcialmente compensado con una disminución de las provisiones de litigios por Ch\$ 2.259 millones.
- **Disminución Pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 28.795 millones**, aumento de activos por impuestos diferidos por provisiones por Ch\$ 32.195 millones, que provienen sustancialmente del aumento de provisión por desmantelamiento de activos, parcialmente compensado con aumento de otros pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 3.174 millones.
- **Aumento de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 9.561 millones**, que se explican fundamentalmente por mayores provisiones por indemnización por años de servicio por Ch\$ 8.858 millones y aumento de otras provisiones, como pensiones complementarias y planes de salud, por Ch\$ 703 millones.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 3.747.284 millones al 31 de diciembre de 2019

El Patrimonio Atribuible a los Propietarios Enel Chile fue de Ch\$ 3.484.698 millones y se desglosa como sigue: Capital emitido por Ch\$ 3.882.103 millones, Utilidades acumuladas por Ch\$ 2.008.104 millones y Otras reservas por menos Ch\$ 2.405.509 millones.

Las Utilidades acumuladas, presentan una variación positiva en 2019 de Ch\$ 93.306 millones que se explica principalmente por el resultado del ejercicio por Ch\$ 296.154 millones. Lo anterior parcialmente compensado por los dividendos del período por Ch\$ 197.359 millones y otras disminuciones por Ch\$ 5.489 millones.

Las Otras reservas presentan una variación negativa de Ch\$ 29.837 millones, que se explican principalmente por menores reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 99.136 millones, parcialmente compensado por mayores reservas de conversión por Ch\$ 64.462 millones y mayores otras reservas varias por Ch\$ 4.840 millones.

El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de Ch\$ 262.586 millones, que considera el saldo inicial por Ch\$ 252.935 millones, más los movimientos del período al 31 de diciembre de 2019, relacionados con el resultado del período por Ch\$ 19.940 millones, mayores otros resultados integrales por Ch\$ 5.310 millones y otros incrementos por Ch\$ 979 millones. Lo anterior parcialmente compensado con una variación negativa por dividendos por Ch\$ 16.578 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador Financiero		Unidad	dic-19	dic-18	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,98	0,82	0,16	19,5%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,94	0,77	0,17	22,1%
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(23.087)	(220.516)	197.429	(89,5%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,10	1,04	0,06	5,8%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	25,3%	31,9%	(6,6%)	(20,7%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	74,7%	68,1%	6,6%	9,7%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,91	6,81	(0,90)	(13,2%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,0%	27,3%	(8,3%)	(30,5%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	8,6%	14,5%	(5,9%)	(40,9%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	4,1%	8,8%	(4,7%)	(53,2%)

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora del ejercicio y

(ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del ejercicio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- La **liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2019 alcanzó 0,98 veces, presentando un aumento de 19,5% respecto a diciembre de 2018. Este incremento se debe principalmente a una disminución de los pasivos financieros de corto plazo.
- La **razón ácida** al 31 de diciembre de 2019, alcanzo 0,94 veces, presentando un aumento de 22,1% con respecto al 31 de diciembre de 2018, también principalmente explicado por una disminución de los pasivos financieros de corto plazo.
- El **capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2019 fue de menos Ch\$ 23.087 millones, presentando una variación positiva de Ch\$ 197.429 millones respecto a diciembre de 2018, también principalmente explicado por una disminución de los pasivos financieros de corto plazo.
- La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,10 veces, lo que indica que Enel Chile tiene un grado de compromiso de su patrimonio de 1,10 veces para el período de doce meses terminados el 31 de diciembre de 2019.
- La **cobertura de costos financieros** por el período al 31 de diciembre de 2019 fue de 5,91 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con

el margen de EBITDA generado en el ejercicio 2019. Aislado el efecto del termino anticipado del contrato con Anglo American Sur, la cobertura de costos financieros habría alcanzado 5,23 veces.

- El **índice de rentabilidad** medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación disminuyó en un 30,5% con respecto al año anterior, alcanzando un 19% al 31 de diciembre de 2019, producto del menor resultado de explotación obtenido en el presente ejercicio respecto del año anterior. Aislado el efecto del termino anticipado del contrato con Anglo American Sur y las pérdidas de deterioro registradas por las Centrales Tarapacá y Bocamina 1, este índice habría aumentado en un 25,9%.
- La **rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de un 8,6% por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019. Aislado el efecto del termino anticipado del contrato con Anglo American Sur y las pérdidas de deterioro registradas por las Centrales Tarapacá y Bocamina 1, la rentabilidad del patrimonio habría alcanzado un 11,5%.
- La **rentabilidad de los activos** fue de un 4,1% por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019. Aislado el efecto del termino anticipado del contrato con Anglo American Sur y las pérdidas de deterioro registradas por las Centrales Tarapacá y Bocamina 1, la rentabilidad de los activos habría alcanzado un 5,6%.

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 8.256 millones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 171.201 millones con respecto al año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto comparado con diciembre de 2018, se describen a continuación:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	dic-19	dic-18	Variación	% Variación
Flujo de Operación	743.712	735.526	8.186	1,1%
Flujo de Inversión	(311.532)	(1.881.560)	1.570.028	(83,4%)
Flujo de Financiamiento	(440.436)	966.577	(1.407.013)	(145,6%)
Flujo neto del período	(8.256)	(179.457)	171.201	(95,4%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 743.712 millones en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representa un aumento de 1,1% respecto a diciembre de 2018. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: **(i)** flujos de entrada de efectivo por los cobros por ventas de bienes y servicios por Ch\$ 3.053.367 millones; **(ii)** cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por Ch\$ 30.131 millones; **(iii)** cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de activos por Ch\$ 7.939 millones; y **(iv)** otros cobros de la operación por Ch\$ 930 millones. Los cuales fueron parcialmente compensados por flujos de salida de efectivo por: **(i)** pago a proveedores por Ch\$ 1.923.706 millones; **(ii)** otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 154.500 millones; **(iii)** pago a empleados por Ch\$ 130.103 millones; **(iv)** pago de impuestos a las ganancias por Ch\$ 82.779 millones; **(v)** pagos por fabricar o adquirir activos mantenidos para arrendar a otros y posteriormente para vender por Ch\$ 39.625 millones; **(vi)** pagos por primas y prestaciones derivadas de las pólizas suscritas Ch\$ 16.829 millones; y **(vii)** otras salidas de efectivo por Ch\$ 1.114 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión fueron Ch\$ 311.532 millones en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representa una menor salida de caja de Ch\$ 1.570.028 millones respecto al año anterior. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: **(i)** desembolsos realizados por las compras de propiedades, plantas y equipos por 300.346 millones; **(ii)** pagos netos de cobro derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta por Ch\$ 4.813 millones; y **(iii)** compra de activos intangibles por Ch\$ 20.732 millones. Estas salidas de efectivo fueron parcialmente compensadas por: **(i)** intereses recibidos por Ch\$ 6.034 millones; **(ii)** dividendos recibidos por Ch\$ 6.456 millones; y **(iii)** otras entradas de efectivo por Ch\$ 1.259 millones.

La variación positiva de Ch\$ 1.570.028 millones en el flujo de inversión, respecto al ejercicio 2018, se explica fundamentalmente porque durante el primer semestre de 2018 se realizó la OPA sobre Enel Generación Chile, lo que implicó un desembolso de Ch\$ 1.624.327 millones.

Los **flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación fueron Ch\$ 440.436 millones**, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 1.407.013 millones respecto a diciembre de 2018. Estos flujos están compuestos principalmente por: **(i)** pago de préstamos por Ch\$ 315.323 millones; **(ii)** pago de dividendos por Ch\$ 236.479 millones; **(iii)** pago de intereses por Ch\$ 134.430 millones; **(iv)** pago de pasivos por arrendamiento por Ch\$ 4.498 millones; y **(v)** otras salidas de efectivo por Ch\$ 33.537 millones. Lo anterior parcialmente compensado por préstamos de empresas relacionadas por Ch\$ 283.832 millones, explicados por nuevos créditos otorgados por Enel Finance International a Enel Chile y EGP Chile por Ch\$ 283.714 y Ch\$ 117 millones, respectivamente.

La variación negativa de Ch\$ 1.407.013 millones en el flujo de financiamiento, respecto al ejercicio 2018, se explica fundamentalmente porque durante el primer semestre de 2018 se obtuvo financiamiento a través de bonos y créditos bancarios, por un total de Ch\$ 1.565.783 millones para financiar la OPA sobre Enel Generación Chile.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

INFORMACIÓN PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPOS POR EL PERÍODO DE 12 MESES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018 (EN MILLONES DE PESOS - MMCH\$)				
Empresa	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	dic-19	dic-18	dic-19	dic-18
Segmento Generación Chile	229.024	242.358	196.623	179.902
Segmento Distribución Chile	69.503	56.070	38.387	34.414
Otras entidades (negocios distintos a generación y distribución)	1.819	2.111	1.617	871
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	300.346	300.539	236.627	215.187

Los principales desembolsos se originan en el negocio de generación por inversiones en centrales y mantenimientos mayores alcanzando los Ch\$ 229.024 millones al 31 de diciembre de 2019. En el negocio de distribución las erogaciones de caja ascendieron a Ch\$ 69.503 millones corresponden fundamentalmente a inversiones en las redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio.

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL CHILE

Las actividades del Grupo están sujetas a un conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las subsidiarias operativas del Grupo están sujetas a normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo también están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Chile cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Chile y sus subsidiarias operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Chile no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Chile incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo en Chile. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Chile ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Chile 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 Chile.

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.

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

	dic-19²	dic-18
	%	%
Tasa de interés fija	98%	71%

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

² Con fecha 30 de septiembre de 2019, EGP del Sur y EFI acordaron nuevamente modificar el Contrato de Crédito, en los siguientes términos: (i) modificar la tasa de interés, de variable a fija, estableciéndola en 2,82% anual, pago de interés semestral; y (ii) modificar el calendario de amortizaciones semestrales, comenzando el 30 de junio de 2024, manteniendo el prepagó voluntario con costo de quiebre (modificando la definición de costo de quiebre); y manteniendo el vencimiento el 31 de diciembre de 2027. El saldo de la deuda al 31 de diciembre de 2019 asciende a US\$644 millones equivalentes a M\$482.466.643 (US\$644 millones al 31 de diciembre de 2018 y 2017 equivalentes a M\$447.431.880 y M\$ 395.899.000). Este crédito es de carácter bullet y se encuentra garantizada por Enel Chile S.A.

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

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

Riesgo de commodities

El Grupo Enel 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 mercados locales.

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

Al 31 de diciembre de 2018 había operaciones vigentes por 432 kTon de API2 a liquidarse en 2019, 994 kBbl de Brent a liquidarse en 2019, por 225 kTon de BC17 a liquidarse en 2019 y por 0.2 TBtu de HH a liquidarse en 2019 (cifras consideran posición neta cubierta).

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

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una 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 21 y 23, de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 235.685 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 146.269 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 245.172 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 416.862 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

El Grupo Enel 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. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

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

En el caso de nuestra empresa de distribución de electricidad, el corte de suministro, es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

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).

Medición del riesgo

El Grupo Enel 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 Ch\$ 237.095 millones.

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.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción de nuestro endeudamiento financiero está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Generación Chile, Enel Green Power Chile o de Enel Chile según corresponda.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Chile, o de cualquiera de sus filiales significativas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$ 150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$ 150 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional, la que no se encuentra desembolsada. Además, esta línea contiene disposiciones según la cual ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de estos créditos.

Adicionalmente, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Chile, o de cualquiera de sus filiales significativas, con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee. 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.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Chile o de sus filiales por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

La plusvalía generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad subsidiaria, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enel Chile al 30 de septiembre de 2019).

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

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

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

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019



en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2019.