

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE
ENEL CHILE
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021
(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos – Ch\$ millones)

RESUMEN EJECUTIVO

- El resultado neto atribuible a Enel Chile S.A. alcanzó una utilidad de Ch\$ 48.403 millones a septiembre 2021, comparado con una pérdida de Ch\$ 226.054 millones registrada en el mismo período del año anterior. Este incremento se explica principalmente por el registro de mayores pérdidas por deterioro al 30 de septiembre de 2020 por Ch\$ 688.331 millones asociadas a la desconexión de la unidad generadora a carbón Bocamina II. Durante el 3T 2021, el resultado neto registró una pérdida de Ch\$ 15.037 millones, lo que representa una reducción de Ch\$ 116.924 millones respecto al 3T 2020, debido principalmente al importante incremento en los costos operacionales en el negocio de generación.
- Al aislar los efectos extraordinarios asociados a Bocamina II y a los gastos registrados en 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo para el período 2021-2024 por Ch\$ 17.603 millones, el beneficio neto de la Compañía se redujo un 70,4% al llegar a Ch\$ 77.053 millones a septiembre de 2021 respecto a la utilidad neta ajustada de Ch\$ 260.167 millones a septiembre de 2020. Al aplicar el mismo criterio a los resultados trimestrales, el beneficio neto registró una pérdida de Ch\$ 9.290 millones, lo que representa una reducción de Ch\$ 113.672 millones respecto a la utilidad ajustada de 3T 2020, reflejando en gran medida los mayores costos operacionales en el negocio de generación durante el último trimestre de 2021.
- Los ingresos operacionales aumentaron un 5,8% al alcanzar un valor total de Ch\$ 2.060.379 millones a septiembre de 2021, debido a mayores ventas de energía y una mayor comercialización de gas en el negocio de generación, especialmente en el último trimestre. Estos factores explicaron en gran parte el incremento de 17,8% en los ingresos operacionales durante el 3T 2021, los que alcanzaron un valor total de Ch\$ 777.465 millones.

- Los costos de aprovisionamientos y servicios registraron un valor de Ch\$ 1.464.245 millones a septiembre de 2021, con un aumento de 34,2% debido fundamentalmente a mayores costos por compra de energía y consumo de combustible en el negocio de generación. Lo anterior reflejó el fuerte incremento de los costos operacionales durante el 3T 2021, con un aumento de 89,2% al totalizar Ch\$ 641.862 millones, debido al mayor costo por compras de energía por mayor cantidad y precio promedio, unido además a un mayor consumo de combustibles y mayores otros costos de aprovisionamientos variables y servicios registrados en el segmento de generación.
- Como resultado de los factores antes señalados, el EBITDA de la Compañía registró un valor de Ch\$ 354.414 millones, con una disminución de 43,9% en relación a septiembre 2020. Al aislar los efectos extraordinarios señalados previamente, el EBITDA de Enel Chile se redujo un 38,9% al llegar a Ch\$ 395.698 millones. Durante el 3T 2021, el EBITDA disminuyó un 74,1% al alcanzar los Ch\$ 60.574 millones. Al aislar los efectos extraordinarios, el EBITDA se redujo un 71,0% al totalizar Ch\$ 68.989 millones.
- El resultado financiero pasó de un gasto por Ch\$ 89.039 millones a septiembre de 2020 a uno por Ch\$ 121.981 millones a septiembre de 2021, explicado en gran parte por mayores gastos financieros y menores ingresos financieros. Durante el 3T 2021, el resultado financiero registró un gasto por Ch\$ 29.183 millones, equivalente a un alza de 1,6% producto principalmente de menores ingresos financieros.
- A principios de septiembre de 2021, se dio inicio a la construcción de la primera planta piloto de escala industrial para la producción de hidrógeno verde en Chile, ubicada en Cabo Negro, al norte de Punta Arenas. En este proyecto, AME y Enel Green Power Chile, subsidiaria de Enel Chile, son socios que desarrollan en conjunto la generación renovable (eólica) y la producción de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis.
- Enel Chile obtuvo el primer lugar en la sexta versión del Informe Reporta Chile que mide cómo las compañías entregan información de una manera consistente, coherente y que incorpore su relato sobre la integración de los temas de sostenibilidad en su misión, visión y propósito. Además, la Compañía obtuvo el primer lugar en términos de porcentaje de cumplimiento de la Norma de Carácter General N°385 de la CMF, en la cual las empresas deben responder si cumplen o no con un listado de buenas prácticas sobre la gestión del Directorio.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- La generación de energía neta totalizó 13.802 GWh a septiembre de 2021, un 1,6% inferior (-222 GWh) respecto a igual período del año anterior, en tanto que durante el 3T 2021, la generación neta fue de 4.624 GWh, con una baja de 7,6% (-383 GWh) respecto al 3T 2020. Lo anterior se debió en gran parte a una menor generación hidroeléctrica en el último trimestre producto de la condición de sequía que ha afectado al país.
- Las ventas físicas de energía registraron un total de 20.765 GWh a septiembre de 2021, con un crecimiento de 22,3% (+3.792 GWh) explicado por mayores ventas a clientes libres asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluyendo aquellos transferidos desde Enel Distribución Chile (aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución). Análogamente, durante el 3T 2021, las ventas físicas aumentaron un 31,4% (+1.817 GWh) al totalizar 7.601 GWh, como consecuencia de las mayores ventas a clientes libres.
- En línea con el punto anterior, los ingresos operacionales totalizaron Ch\$ 1.415.175 millones, registrando un incremento de 19,4% respecto a septiembre de 2020, como resultado principalmente de las mayores ventas físicas de energía y una mayor comercialización de gas, especialmente en el último trimestre de 2021. Estos factores explicaron en gran medida el incremento de 40,2% en los ingresos operacionales durante el 3T 2021, los que alcanzaron un valor total de Ch\$ 548.391 millones.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios alcanzaron Ch\$ 989.329 millones, equivalente a un alza de 92,7%, producto de mayores costos por compras de energía, mayor consumo de combustibles y mayores otros costos de aprovisionamientos y servicios. Lo anterior se debió al fuerte incremento de los costos operacionales durante el 3T 2021, con un aumento de 261,0% para llegar a un total de Ch\$ 478.280 millones, debido principalmente al mayor costo por compras de energía por mayor cantidad y precio promedio, unido además a un mayor consumo de combustibles debido al mix de generación menos eficiente por la escasa hidrología y a un mayor costo de comercialización de gas.
- El gasto de personal registró un alza de un 15,0%, alcanzando los Ch\$ 47.178 millones, producto de los mayores gastos registrados principalmente en el 2T 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo. Durante el 3T 2021, el gasto de personal disminuyó un 12,1% respecto al 3T 2020 al totalizar Ch\$ 13.993 millones.

- Como resultado de lo descrito anteriormente, el EBITDA del negocio de Generación registró un valor de Ch\$ 295.079 millones, con una disminución de 45,8% en relación a septiembre de 2020, en tanto que durante el 3T 2021, el EBITDA se redujo un 86,0% al llegar a Ch\$ 28.924 millones, reflejando los mayores costos operacionales de 2021, especialmente en el último trimestre.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept-21	sept-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	20.765	16.973	22,3%	7.601	5.784	31,4%
Total Generación (GWh)	13.802	14.025	(1,6%)	4.624	5.007	(7,6%)

Distribución y Transmisión

- Las ventas físicas alcanzaron los 12.452 GWh a septiembre de 2021, equivalente a un alza de 0,8% (+95 GWh) explicada fundamentalmente por mayores ventas por peajes y otros clientes, las cuales compensaron las menores ventas en los segmentos comercial e industrial asociadas en gran medida a la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile (aplicación de la ley de giro exclusivo de distribución). Lo anterior se vio reflejado especialmente en el 3T 2021, con ventas físicas que crecieron un 5,5% (+227 GWh) al totalizar 4.381 GWh.
- El número de clientes creció un 1,9% registrando un total de 2.034.323 clientes, principalmente en los segmentos residencial y comercial. Por otro lado, las pérdidas de energía pasaron de 5,21% en septiembre de 2020 a 5,25% en septiembre de 2021.
- Los ingresos operacionales registraron un valor de Ch\$ 866.988 millones, un 17,6% inferior a septiembre de 2020, debido principalmente a un menor precio medio de venta expresado en pesos, al proceso de revisión tarifaria en el negocio de distribución, y a la transferencia de contratos con clientes libres. En línea con lo anterior, durante el 3T 2021, los ingresos operacionales disminuyeron un 16,0% al llegar a Ch\$ 309.697 millones.
- Los costos de aprovisionamiento y servicios se redujeron un 18,4% al totalizar Ch\$ 697.148 millones, debido fundamentalmente a menores costos por compras de energía asociados a un menor precio medio de compra expresado en pesos y menores gastos de transporte. Durante el 3T 2021, estos costos disminuyeron un 19,5% al totalizar Ch\$ 244.681 millones, debido principalmente a menores costos por compras de energía, menores otros costos de aprovisionamientos variables y servicios, y menores gastos de transporte.

- El gasto de personal alcanzó los Ch\$ 29.442 millones, registrando un crecimiento de un 47,5% respecto a septiembre de 2020, producto de los mayores gastos registrados principalmente en el 2T 2021 relacionados con la estrategia de digitalización del Grupo. Durante el 3T 2021, el gasto de personal disminuyó un 25,9% respecto al 3T 2020 al totalizar Ch\$ 5.259 millones.
- Como consecuencia de lo antes expuesto, el EBITDA del negocio de Distribución y Transmisión registró un valor de Ch\$ 82.950 millones, equivalente a una disminución de 29,7% respecto a septiembre de 2020. Sin embargo, durante el 3T 2021, el EBITDA se incrementó un 10,1% en relación al 3T 2020, al totalizar Ch\$ 39.757 millones.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sept-21	sept-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	12.452	12.358	0,8%	4.381	4.154	5,5%
Clientes	2.034.323	1.996.446	1,9%	2.034.323	1.996.446	1,9%

RESUMEN FINANCIERO – ENEL CHILE

La deuda financiera bruta de la Compañía aumentó en US\$ 562 millones con respecto a septiembre 2020, totalizando US\$ 4.717 millones. Esta variación se explica principalmente por la toma de financiamientos intercompañías con Enel Finance International (EFI) por parte de Enel Chile por un total de US\$ 640 millones (US\$ 400 millones el 2T 2021 y US\$ 240 millones el 3T 2021) y US\$ 50 millones en julio 2021 de un financiamiento bancario, todas nuevas deudas que tienen la categoría de SDG-Linked, en línea con nuestra estrategia de sostenibilidad y hacia una economía baja en carbono. Adicionalmente, existió un aumento de US\$ 63 millones por concepto de pasivos por arrendamiento (NIIF16). Lo anterior se compensa con el pago de un préstamo bancario de EGP Chile por US\$ 150 millones en diciembre 2020 y una disminución de US\$ 41 millones en amortización de los bonos locales H y M de Enel Generación Chile.

La liquidez disponible de Enel Chile se descompone en los siguientes factores:

- Caja y caja equivalente : US\$ 379 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles (*) : US\$ 342 millones

(*) Incluye una línea de crédito comprometida entre partes relacionadas completamente disponible por US\$ 200 millones de Enel Chile con EFI.

El costo promedio de la deuda a septiembre 2021 disminuyó a un 4,5% desde un 4,6% registrado en el mismo periodo 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 contratados cross currency swaps por un valor de US\$ 359 millones y forwards por US\$ 270 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\$ 600 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

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.

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución N° 340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta Resolución aclaró que el pago a cada suministrador “deberá irse imputando al pago de saldos de manera cronológica, pagándose de los saldos más antiguos a los más nuevos” y no de manera ponderada sobre el total de saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

Además, esta Resolución estableció que el pago de saldos se realizará con el dólar observado del sexto día hábil siguiente al día de publicación del Cuadro de Pago de Saldos del Coordinador, en reemplazo del dólar promedio del mes de facturación, como estaba establecido hasta ese momento.

- > 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 (Valor Agregado de Distribución) 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 6% real anual, después de impuesto, a ser aplicada a partir del nuevo ciclo tarifario que comenzó el 4 de noviembre de 2020. La tasa de rentabilidad económica después de impuestos de las empresas distribuidoras no debe diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. La nueva tarifa a ser aplicada en el nuevo ciclo tarifario será definida durante el primer semestre de 2022, con efectos retroactivos a noviembre 2020.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con fecha 1 de enero de 2021 se perfeccionó la división de Enel Distribución Chile S.A., surgiendo de este proceso una nueva compañía denominada Enel Transmisión Chile S.A., a la que se le asignaron los activos y pasivos asociados al segmento de transmisión de energía eléctrica.

MERCADO EN QUE PARTICIPA ENEL CHILE S.A.

Segmento de Generación

El negocio de generación, desarrollado a través de nuestras subsidiarias Enel Generación Chile y EGP Chile, cuenta con una capacidad instalada bruta total de 7.829 MW¹ al 30 de septiembre de 2021. Los activos de generación se encuentran diversificados, con foco en energías renovables, las cuales representan un 69% de la capacidad instalada de Enel Chile. Es así como 3.561 MW corresponden a unidades de generación hidroeléctricas, 2.454 MW a centrales térmicas que operan con gas, petróleo o carbón, 1.096 MW a plantas solares, 642 MW a unidades de generación eólica y 76 MW a capacidad geotérmica.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Generación, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado	
	sept-21	sept-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %	sept-21	sept-20
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	20.765	16.973	22,3%	7.601	5.784	31,4%	37,1%	31,7%

¹ Incluye 629 MW de capacidad adicional a septiembre de 2021. Capacidad adicional: cuando el primer circuito de aerogeneradores/campo fotovoltaico se conecta a la red y comienza a producir energía y todos los circuitos de aerogeneradores/campos fotovoltaicos se completan electromecánicamente. La capacidad que debe declararse como "adicional" se refiere a la capacidad nominal electromecánica completada.

Segmento de Distribución y Transmisión

El negocio de Distribución y Transmisión es llevado a cabo por nuestras subsidiarias Enel Distribución Chile y Enel Transmisión Chile.

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 la zona de concesión de nuestra subsidiaria Enel Colina S.A. Su área de servicio está principalmente definida como un área densamente poblada bajo las regulaciones tarifarias chilenas, lo que la convierte en la empresa de comercialización eléctrica más grande de Chile.

Enel Transmisión Chile fue creada el 1 de enero de 2021, surgiendo de la división de Enel Distribución Chile, a la cual se le asignaron los activos y pasivos asociados a la transmisión de energía eléctrica, incluyendo la compañía subsidiaria Empresa de Transmisión Chena S.A.² Dicho proceso de división fue desarrollado para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, de acuerdo a las últimas modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2016 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

A continuación, el cuadro resume la información física de nuestro Segmento de Distribución y Transmisión al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

Información Física	Ventas de Energía (GWh)			Pérdidas de energía (%)				
	sept-21	sept-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %	sept-21	sept-20
Negocio de Distribución y Transmisión	12.452	12.358	0,8%	4.381	4.154	5,5%	5,25%	5,21%

Otra Información	sept-21	sept-20	Var %
Número de Clientes	2.034.323	1.996.446	1,9%
Clientes/Empleados	3.245	2.610	24,3%

² El Directorio de Enel Transmisión S.A., en sesión extraordinaria celebrada el día 20 de octubre de 2021, resolvió, por la unanimidad de sus Directores presentes, comprar a Enel Colina S.A. la participación minoritaria que ésta posee en la subsidiaria Empresa de Transmisión Chena S.A., luego de lo cual Enel Transmisión S.A. ostentará el 100% de las acciones de dicha subsidiaria. Como consecuencia de lo anterior, se verificará una fusión impropia mediante la cual Empresa de Transmisión Chena S.A. será absorbida por Enel Transmisión Chile S.A. sin necesidad de realizarse una liquidación de la misma. Dicha fusión tendrá efectos a partir del 1 de noviembre de 2021, sucediendo así Enel Transmisión S.A. a la subsidiaria absorbida en todos sus derechos y obligaciones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio y tipo de clientes, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	sept-21	sept-20	sept-21	sept-20	sept-21	sept-20
Generación	1.276.832	1.128.105	(219.532)	(295.072)	1.057.300	833.033
Cientes Regulados	607.139	649.731	(211.800)	(277.511)	395.339	372.220
Cientes no Regulados	615.212	452.159	(7.732)	(17.561)	607.480	434.598
Ventas de Mercado Spot	54.481	26.215	-	-	54.481	26.215
Distribución y Transmisión	788.923	974.240	-	(920)	788.923	973.320
Residenciales	436.848	474.125	-	-	436.848	474.125
Comerciales	210.670	283.257	-	-	210.670	283.257
Industriales	71.278	124.594	-	-	71.278	124.594
Otros Consumidores	70.127	92.264	-	(920)	70.127	91.344
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(219.532)	(295.992)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	1.846.223	1.806.353	(219.532)	(295.992)	1.846.223	1.806.353
Variación en millones de Ch\$ y %	39.870	2,21%	-	-	39.870	2,21%

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de Ch\$)	Cifras Trimestrales					
	Total Segmentos		Estructura y Ajustes		Total General	
	3T2021	3T2020	3T2021	3T2020	3T2021	3T2020
Generación	475.211	378.501	(80.797)	(102.538)	394.414	275.963
Cientes Regulados	222.503	222.846	(76.436)	(98.357)	146.067	124.489
Cientes no Regulados	220.559	144.282	(4.361)	(4.181)	216.198	140.101
Ventas de Mercado Spot	32.149	11.373	-	-	32.149	11.373
Distribución	279.826	337.182	-	-	279.826	337.182
Residenciales	166.342	206.138	-	-	166.342	206.138
Comerciales	68.785	72.466	-	-	68.785	72.466
Industriales	21.989	33.706	-	-	21.989	33.706
Otros Consumidores	22.710	24.872	-	-	22.710	24.872
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	(80.797)	(102.538)	-	-	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	674.240	613.145	(80.797)	(102.538)	674.240	613.145
Variación en millones de Ch\$ y %	61.095	9,96%	-	-	61.095	9,96%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 30 de septiembre de 2021, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile alcanzó una utilidad de Ch\$ 48.403 millones, lo que representa un aumento de Ch\$ 274.457 millones respecto a la pérdida de Ch\$ 226.054 millones obtenida en el mismo período del año 2020. Respecto al 3T 2021, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Chile registró una pérdida de Ch\$ 15.037 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 116.924 millones respecto al 3T 2020.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Ingresos	2.060.379	1.947.465	112.914	5,8%	777.465	659.959	117.506	17,8%
Ingresos ordinarios	2.034.350	1.924.565	109.786	5,7%	762.779	655.663	107.117	16,3%
Otros ingresos de explotación	26.029	22.900	3.128	13,7%	14.685	4.296	10.389	241,8%
Aprovisionamientos y Servicios	(1.464.245)	(1.091.318)	(372.928)	34,2%	(641.862)	(339.223)	(302.639)	89,2%
Compras de energía	(941.348)	(676.547)	(264.801)	39,1%	(392.231)	(223.112)	(169.119)	75,8%
Consumo de combustible	(251.348)	(193.691)	(57.657)	29,8%	(127.115)	(56.306)	(70.808)	125,8%
Gastos de transporte	(117.086)	(116.134)	(952)	0,8%	(48.173)	(34.418)	(13.754)	40,0%
Otros provisionamientos y servicios	(154.463)	(104.946)	(49.517)	47,2%	(74.343)	(25.386)	(48.957)	192,9%
Margen de Contribución	596.134	856.147	(260.014)	(30,4%)	135.603	320.736	(185.133)	(57,7%)
Trabajos para el inmovilizado	19.876	15.241	4.634	30,4%	5.611	4.191	1.419	33,9%
Gastos de personal	(128.593)	(101.448)	(27.145)	26,8%	(34.173)	(36.120)	1.948	(5,4%)
Otros gastos por naturaleza	(133.002)	(138.185)	5.183	(3,8%)	(46.467)	(54.688)	8.221	(15,0%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	354.414	631.756	(277.342)	(43,9%)	60.574	234.119	(173.545)	(74,1%)
Depreciación y amortización	(154.610)	(175.717)	21.107	(12,0%)	(53.406)	(52.532)	(874)	1,7%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	-	(695.826)	695.826	(100,0%)	-	-	-	N/A
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIF 9	(9.802)	(19.329)	9.527	(49,3%)	(2.328)	(7.392)	5.064	(68,5%)
Resultado de Explotación (EBIT)	190.003	(259.116)	449.119	(173,3%)	4.841	174.195	(169.355)	(97,2%)
Resultado Financiero	(121.981)	(89.039)	(32.942)	37,0%	(29.183)	(28.721)	(462)	1,6%
Ingresos financieros	17.655	32.647	(14.992)	(45,9%)	6.609	19.663	(13.054)	(66,4%)
Gastos financieros	(136.789)	(114.148)	(22.641)	19,8%	(36.277)	(40.044)	3.767	(9,4%)
Resultados por unidades de reajuste	2.874	786	2.088	265,8%	1.901	2.159	(257)	(11,9%)
Diferencia de cambio	(5.721)	(8.324)	2.603	(31,3%)	(1.417)	(10.499)	9.082	(86,5%)
Otros Resultados distintos de la Operación	525	2.489	(1.964)	(78,9%)	208	2.432	(2.224)	(91,4%)
Otras inversiones	105	94	11	11,3%	105	-	105	N/A
Sociedades contabilizadas por método de participación	420	2.394	(1.974)	(82,5%)	103	2.432	(2.329)	(95,8%)
Resultado Antes de Impuestos	68.547	(345.666)	414.213	(119,8%)	(24.134)	147.907	(172.041)	(116,3%)
Impuesto sobre sociedades	(9.665)	105.962	(115.627)	(109,1%)	10.872	(37.947)	48.819	(128,7%)
Resultado del Período	58.882	(239.704)	298.586	(124,6%)	(13.262)	109.960	(123.222)	(112,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	48.403	(226.054)	274.457	(121,4%)	(15.037)	101.888	(116.924)	(114,8%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	10.479	(13.651)	24.129	(176,8%)	1.774	8.072	(6.298)	(78,0%)
Utilidad por acción \$ (*)	0,70	(3,27)	3,97	(121,4%)	(0,22)	1,47	(1,69)	(114,8%)

(*) Al 30 de septiembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 69.166.557.220.

EBITDA

El EBITDA consolidado de Enel Chile acumulado al 30 de septiembre de 2021, ascendió a Ch\$ 354.414 millones, lo que representa una disminución de un 43,9% respecto al mismo período del año anterior, donde alcanzó los Ch\$ 631.756 millones. Esta disminución se debe en gran medida a mayores costos de explotación en el segmento de Generación, producto de mayores compras de energía, mayor consumo de combustibles y mayores otros aprovisionamientos variables y servicios.

Durante el 3T 2021, el EBITDA consolidado alcanzó los Ch\$ 60.574 millones, presentando una disminución de Ch\$ 173.545 millones respecto al 3T 2020, explicado en gran medida por los mayores costos de explotación del segmento de Generación.

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, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020, se presentan a continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Ingresos de Explotación Segmento de Generación	1.415.175	1.185.195	229.980	19,4%	548.391	391.258	157.133	40,2%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución y Transmisión	866.988	1.052.444	(185.456)	(17,6%)	309.697	368.742	(59.045)	(16,0%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(221.784)	(290.174)	68.390	(23,6%)	(80.624)	(100.041)	19.417	(19,4%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados	2.060.379	1.947.465	112.914	5,8%	777.465	659.959	117.506	17,8%
Costos de Explotación Segmento de Generación	(989.329)	(513.398)	(475.931)	92,7%	(478.280)	(132.486)	(345.794)	261,0%
Costos de Explotación Segmento de Distribución y Transmisión	(697.148)	(854.461)	157.313	(18,4%)	(244.681)	(304.062)	59.381	(19,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	222.232	276.541	(54.309)	(19,6%)	81.100	97.325	(16.225)	(16,7%)
Total Costos de Explotación Consolidados	(1.464.245)	(1.091.318)	(372.928)	34,2%	(641.862)	(339.223)	(302.639)	89,2%
Gastos de personal	(47.178)	(41.017)	(6.161)	15,0%	(13.993)	(15.910)	1.917	(12,1%)
Otros gastos por naturaleza	(83.589)	(86.810)	3.221	(3,7%)	(27.194)	(36.065)	8.870	(24,6%)
Total Segmento de Generación	(130.767)	(127.826)	(2.941)	2,3%	(41.187)	(51.974)	10.787	(20,8%)
Gastos de personal	(29.442)	(19.959)	(9.483)	47,5%	(5.259)	(7.101)	1.842	(25,9%)
Otros gastos por naturaleza	(57.448)	(59.981)	2.533	(4,2%)	(20.000)	(21.460)	1.460	(6,8%)
Total Segmento de Distribución y Transmisión	(86.890)	(79.940)	(6.950)	8,7%	(25.259)	(28.561)	3.302	(11,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(24.062)	(16.625)	(7.437)	44,7%	(8.583)	(6.082)	(2.501)	41,1%
EBITDA								
EBITDA Segmento de Generación	295.079	543.971	(248.892)	(45,8%)	28.924	206.798	(177.874)	(86,0%)
EBITDA Segmento de Distribución y Transmisión	82.950	118.043	(35.093)	(29,7%)	39.757	36.119	3.638	10,1%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(23.614)	(30.258)	6.644	(22,0%)	(8.107)	(8.798)	691	(7,9%)
Total EBITDA Consolidado ENEL CHILE	354.414	631.756	(277.342)	(43,9%)	60.574	234.119	(173.545)	(74,1%)

EBITDA Segmento de Generación:

El EBITDA de nuestro Segmento de Generación, acumulado al 30 de septiembre de 2021, alcanzó los **Ch\$ 295.079 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 248.892 millones, correspondiente a una reducción de un 45,8%, con respecto a septiembre de 2020. Respecto a los resultados del 3T 2021, el EBITDA de este segmento presentó una disminución de un 86,0%, comparado con igual trimestre del año anterior.

Las principales variables que explican este resultado se describen a continuación:

- **Los Ingresos de Explotación, acumulados al 30 de septiembre de 2021, alcanzaron los Ch\$ 1.415.175 millones**, lo que representa un alza de Ch\$ 229.980 millones, equivalente a un 19,4%, respecto a septiembre de 2020, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:
 - > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 148.722 millones**, debido principalmente a: (i) mayores ventas físicas por Ch\$ 203.195 millones, correspondientes a +3.792 GWh, explicado por mayores ventas a clientes libres (+4.365 GWh) asociadas en gran medida a nuevos contratos, incluyendo aquellos transferidos desde Enel Distribución Chile para dar cumplimiento a las exigencias relativas al giro exclusivo de distribución, parcialmente compensado por menores ventas físicas a clientes regulados (-564 GWh) y en el mercado spot (-9 GWh); y (ii) mayores ingresos por servicios complementarios, relacionados con la seguridad y calidad del servicio, y otros ingresos por Ch\$ 18.449 millones. Lo anterior, fue compensado parcialmente por: (i) un efecto negativo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 68.137 millones, producto de la apreciación de la moneda local respecto al tipo de cambio promedio del dólar estadounidense en el período; y (ii) menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 4.784 millones.
 - > **Mayores otras ventas por Ch\$ 91.713 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas por Ch\$ 91.595 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 8.608 millones**, explicado principalmente por un menor ingreso por concepto de peajes producto de reliquidaciones realizadas durante el mismo período de 2020.
- > **Menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 1.848 millones**, explicado principalmente por: (i) menor ingreso por indemnizaciones de seguros por Ch\$ 7.798 millones; y (ii) menor ingreso por arriendo temporal de instalaciones por Ch\$ 3.139 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor

ingreso por coberturas de commodities por Ch\$ 8.149 millones; y (ii) mayores otros ingresos por Ch\$ 930 millones.

En lo que respecta al **3T 2021**, los **Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 548.391 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 157.133 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. La variación se debe principalmente a:

- > **Mayores ventas de energía por Ch\$ 96.696 millones**, por mayores ventas físicas por Ch\$ 97.136 millones (equivalentes a +1.817 GWh) y un efecto positivo en el precio expresado en pesos por Ch\$ 1.956 millones, parcialmente compensado por menores ingresos por coberturas de commodities por Ch\$ 2.445 millones.
 - > **Mayores otras ventas por Ch\$ 55.230 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por venta de gas.
 - > **Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 6.564 millones**, explicado fundamentalmente por un mayor ingreso por coberturas de commodities por Ch\$ 6.177 millones.
- **Los Costos de Explotación, acumulados al 30 de septiembre de 2021, ascendieron a Ch\$ 989.329 millones**, presentando un aumento de 92,7%, equivalente a Ch\$ 475.931 millones, respecto al mismo periodo del año 2020, que se explica por:
- > **Mayores compras de energía por Ch\$ 334.635 millones**, que se explican fundamentalmente por una mayor compra física en el mercado spot (+2.319 GWh) y a otras generadoras (+1.695 GWh), debido en gran medida a una mayor necesidad de energía para abastecer el aumento de la demanda en el segmento de clientes libres, unido a un mayor precio spot por las condiciones del sistema.
 - > **Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 56.985 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 76.664 millones, debido fundamentalmente a un mayor precio de compra; (ii) mayor costo por consumo de petróleo por Ch\$ 15.230 millones; y (iii) mayor pérdida por deterioro en inventario de carbón por Ch\$ 6.533 millones y diésel por Ch\$ 202 millones, ambos relacionados con la discontinuidad de la unidad generadora a carbón Bocamina II, deteriorada en el segundo trimestre de 2020. Lo anterior, parcialmente compensado por menores costos por coberturas de commodities por Ch\$ 41.029 millones.

- > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 54.073 millones**, explicado principalmente por un mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 78.561 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) un menor costo por operaciones de cobertura de commodities por Ch\$ 15.481 millones; (ii) menor gasto por impuesto de emisiones térmicas por Ch\$ 4.095 millones; (iii) menor costo por arrendamiento temporal de instalaciones por Ch\$ 3.329 millones; y (iv) menor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 1.583 millones (agua, químicos, etc.).
- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 30.239 millones**, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 36.743 millones, producto fundamentalmente de un mayor costo por concepto de Ingresos Tarifarios (IT) asociado principalmente al aumento de los costos marginales por Ch\$ 23.586 millones, mayores costos por concepto de AAT (Ajuste de Armonización Tarifaria) del sistema de transmisión zonal por Ch\$ 9.408 millones y un mayor costo por la reliquidación del contrato con la empresa Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. por Ch\$ 2.593 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menor gasto de regasificación por Ch\$ 3.360 millones; y (ii) un menor gasto en transporte de gas por Ch\$ 3.144 millones.

Durante el 3T 2021, los **Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 478.280 millones**, lo que representa un aumento de Ch\$ 345.794 millones respecto al mismo trimestre del año anterior. Esta variación, se explica principalmente por:

- > **Mayores compras de energía por Ch\$ 201.817 millones**, por una mayor compra física en el mercado spot (+1.653 GWh) y a otras generadoras (+546 GWh), debido en gran medida a una mayor necesidad de energía para abastecer el aumento de la demanda en el segmento de clientes libres, unido a un mayor precio spot por las condiciones del sistema.
- > **Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 70.137 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo por consumo de gas por Ch\$ 75.892 millones; (ii) mayor consumo de petróleo por Ch\$ 11.970 millones, (iii) mayor costo por consumo de carbón por Ch\$ 7.068 millones; y (iv) pérdidas por deterioros en inventarios de carbón por Ch\$ 3.942 millones. Lo anterior, compensado en parte por un menor costo por coberturas de commodities por Ch\$ 28.807 millones.
- > **Mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 52.902 millones**, explicado principalmente por: (i) mayor costo de venta en la comercialización de gas por Ch\$ 48.758 millones; (ii) mayor costo por cobertura de commodities por Ch\$ 1.297 millones; (iii) mayor gasto por impuesto de

emisiones térmicas por Ch\$ 1.838 millones; y (iv) mayor gasto por insumos varios para la generación por Ch\$ 1.009 millones (agua, químicos, etc.).

- > **Mayores gastos de transporte por Ch\$ 20.939 millones**, explicado principalmente por un mayor gasto en peajes por Ch\$ 18.038 millones y un mayor costo de regasificación por Ch\$ 3.014 millones.
- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado)** alcanzaron los **Ch\$ 47.178 millones** en términos acumulados al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un aumento de Ch\$ 6.161 millones respecto al mismo período de 2020, explicado principalmente por: (i) mayores gastos por reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024 por Ch\$ 6.394 millones; (ii) mayor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 2.581 millones, fundamentalmente por reajustes y revisiones salariales; y (iii) mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas llevadas a cabo por sindicatos de Enel Generación Chile y EGP Chile por Ch\$ 730 millones. Lo anterior parcialmente compensado por: (i) menor gasto por pago de bono de desempeño anual y otros beneficios recurrentes por Ch\$ 2.534 millones; y (ii) mayor activación de mano de obra por Ch\$ 1.071 millones.

En términos trimestrales, **los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) ascendieron a Ch\$ 13.993 millones durante el 3T 2021**, presentando una disminución de Ch\$ 1.917 millones respecto a igual trimestre del 2020, explicado principalmente por: (i) menor gasto por pago de bono de desempeño anual y otros beneficios recurrentes por Ch\$ 1.334 millones; y (ii) una mayor activación de mano de obra por Ch\$ 619 millones.

- **Los Otros Gastos por Naturaleza, acumulados al 30 de septiembre de 2021, alcanzaron los Ch\$ 83.589 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 3.221 millones respecto a septiembre del año anterior, explicado principalmente por: (i) menor costo por concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 4.736 millones; (ii) menor costo por servicios profesionales por Ch\$ 1.439 millones; y (iii) menores otros suministros y servicios por Ch\$ 1.233 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor costo en servicios de mantención y reparación por Ch\$ 2.267 millones; y (ii) mayor costo de seguros contratados por Ch\$ 1.920 millones.

Los Otros Gastos por Naturaleza del 3T 2021 ascendieron a Ch\$ 27.194 millones, disminuyendo en Ch\$ 8.870 millones respecto al 3T 2020, debido fundamentalmente a un menor costo por: (i) concepto de servicios técnicos y de administración por Ch\$ 4.057 millones; (ii) servicios de mantención y reparación por Ch\$ 1.535 millones; (iii) servicios profesionales por Ch\$ 1.416 millones; y (iv) otros suministros y servicios por Ch\$ 1.862 millones.

EBITDA Segmento de Distribución y Transmisión:

El **EBITDA** de nuestro Segmento de Distribución y Transmisión alcanzó los **Ch\$ 82.950 millones** por período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de Ch\$ 35.093 millones, o un 29,7% de reducción, con respecto al mismo período de 2020. Respecto a los resultados del 3T 2021, el EBITDA de este segmento presentó un aumento de un 10,1%, comparado con igual trimestre del año anterior. Las principales variables, que explican estos resultados, se describen a continuación:

- **Los Ingresos de Explotación alcanzaron los Ch\$ 866.988 millones, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2021**, presentando una disminución de Ch\$ 185.456 millones respecto a los ingresos alcanzados al 30 de septiembre de 2020. La variación negativa correspondiente a un 17,6%, se explica principalmente por:
 - > **Menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 179.631 millones**, debido principalmente a: (i) menores ventas físicas de energía (-2.181 GWh), fundamentalmente en los segmentos comercial e industrial, correspondiente a Ch\$ 151.847 millones; debido principalmente al efecto de la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile (-2.400 GWh) unido a la migración de clientes regulados a libres; y (ii) una disminución del precio medio de venta por Ch\$ 27.784 millones, como consecuencia de un menor efecto de tipo de cambio promedio del período y del proceso de revisión tarifaria.
 - > **Menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 9.275 millones**, fundamentalmente por: (i) menores ingresos por peajes por Ch\$ 7.920 millones, principalmente en el segmento de transmisión zonal; y (ii) menores ingresos por servicios de construcción de empalmes y otras prestaciones de servicios por Ch\$ 1.355 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- > **Mayores otros ingresos de explotación por Ch\$ 4.311 millones**, explicado principalmente por: (i) reconocimiento de ingresos por indemnización de seguros por siniestros por Ch\$ 2.178 millones; y (ii) reverso de una provisión por multa SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) por Ch\$ 1.851 millones, a raíz de la sentencia a favor de Enel Distribución Chile emitida por la Corte Suprema de Justicia de Chile.

Los Ingresos de Explotación del 3T 2021 fueron de Ch\$ 309.697 millones, lo que representa una disminución de Ch\$ 59.045 millones, equivalente a un 16,0% de reducción, respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por: **(i) menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 54.554**

millones, explicado por una menor venta física de energía (-599 GWh), fundamentalmente en el segmento comercial, debido principalmente al efecto de la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile por Ch\$ 36.217 millones, unido a una disminución del precio medio de venta por Ch\$ 18.336 millones; y **(ii) menores otras prestaciones de servicios por Ch\$ 5.269 millones**, explicado por menores ingresos por concepto de peajes del sistema de transmisión zonal.

- **Los Costos de Explotación, acumulados al 30 de septiembre de 2021, ascendieron a Ch\$ 697.148 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 157.313 millones respecto al mismo período del año anterior, equivalente a un 18,4% de reducción, que se explica por:
 - > **Menores compras de energía por Ch\$ 146.209 millones**, debido principalmente a una menor compra física en el periodo (-2.237 GWh) por Ch\$ 144.645 millones, fundamentalmente por efecto de la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile (-2.435 GWh).
 - > **Menores gastos de transporte por Ch\$ 8.821 millones**, explicado principalmente por menores pagos a empresas de transmisión por peajes del sistema de transmisión zonal.
 - > **Menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 2.283 millones**, explicado fundamentalmente por menores provisiones de multas SEC por Ch\$ 2.427 millones.

Durante el **3T 2021, los Costos de Explotación ascendieron a Ch\$ 244.681 millones**, disminuyendo en Ch\$ 59.381 millones respecto al 3T 2020. Esta variación se explica principalmente por: **(i) menores compras de energía por Ch\$ 52.860 millones**, producto fundamentalmente por una menor compra física en el periodo (- 543 GWh) equivalente a Ch\$ 44.656 millones, explicado efecto de la venta de contratos con clientes libres a Enel Generación Chile y por un menor precio promedio de compra por Ch\$ 8.135 millones; **(ii) menores gastos de transporte por Ch\$ 3.116 millones**, por concepto de peajes; y **(iii) menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 3.405 millones**.

- **Los Gastos de Personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 29.442 millones al 30 de septiembre de 2021**, lo que representa un aumento de Ch\$ 9.483 millones respecto a igual período de 2020, como consecuencia principalmente de: (i) mayores gastos por reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024 por Ch\$ 8.581 millones; (ii) mayor gasto por pago de bonos otorgados a los empleados por negociaciones colectivas llevadas a cabo por sindicatos de Enel Distribución Chile por Ch\$ 4.620 millones; y (iii) mayor gasto por pago de bono de desempeño anual y otros beneficios recurrentes por Ch\$ 456 millones. Lo anterior, parcialmente

compensado por: (i) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 3.450 millones; y (ii) menor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 724 millones, debido a una menor dotación.

En lo que respecta al **3T 2021**, los **gastos de personal (neto de trabajos para el inmovilizado) alcanzaron los Ch\$ 5.259 millones**, lo que representa una disminución de Ch\$ 1.842 millones respecto al 3T 2020, explicado principalmente por: (i) disminución por pago de bono de desempeño anual y otros beneficios recurrentes por Ch\$ 794 millones; (ii) mayor activación de gastos de personal destinados a proyectos de inversión por Ch\$ 752 millones; y (iii) menor gasto por pago de remuneraciones por Ch\$ 252 millones, producto de una disminución en la dotación de personal.

- **Los Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 57.448 millones**, en **términos acumulados al 30 de septiembre de 2021**, lo que representa una disminución de Ch\$ 2.533 millones respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por menores costos por operación y mantenimiento, asociados principalmente a servicios de atención comercial (call center y lecturas de medidores) y servicios de reparación y conservación.

En lo que respecta al **3T 2021**, los **Otros Gastos por Naturaleza alcanzaron los Ch\$ 20.000 millones**, disminuyendo en Ch\$ 1.460 millones respecto a igual trimestre de 2020, también explicado por menores costos de operación y mantenimiento.

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, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

SEGMENTO DE NEGOCIO (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas (en millones de Ch\$)					
	sept-21			sept-20		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	295.079	(121.303)	173.776	543.971	(838.365)	(294.394)
Segmento Distribución y Transmisión	82.950	(44.602)	38.347	118.043	(51.994)	66.049
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(23.614)	1.494	(22.120)	(30.258)	(513)	(30.771)
Total Consolidados ENEL CHILE	354.414	(164.411)	190.003	631.756	(890.872)	(259.116)

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de Ch\$)					
	3T2021			3T2020		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Segmento Generación	28.924	(41.845)	(12.921)	206.798	(41.209)	165.589
Segmento Distribución	39.757	(14.260)	25.497	36.119	(18.616)	17.503
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(8.107)	372	(7.735)	(8.798)	(99)	(8.897)
Total Consolidados ENEL CHILE	60.574	(55.734)	4.841	234.119	(59.924)	174.195

La depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 164.411 millones, por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, disminuyendo en Ch\$ 726.460 millones respecto al mismo período del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por:

- > Menor pérdida por deterioro en el Segmento de Generación por Ch\$ 695.826 millones, íntegramente explicado por el deterioro de la unidad generadora a carbón Bocamina II, reconocido a junio de 2020, asociado al proceso de descarbonización que está llevando a cabo el Grupo.
- > Menor gasto en depreciación y amortización por Ch\$ 21.107 millones, explicado en gran medida por un menor gasto en depreciación producto del deterioro de la central Bocamina II el primer semestre de 2020 por Ch\$ 15.355 millones, unido a una menor depreciación y amortización en el Grupo EGP Chile por Ch\$ 6.857 millones, principalmente por efecto de tipo de cambio.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

GRUPO ENEL CHILE

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



- > Menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 9.527 millones, fundamentalmente en el segmento de Distribución y Transmisión por Ch\$ 7.825 millones y Enel X Chile por Ch\$ 1.046 millones, debido a una mayor recuperación de deuda y un mayor nivel de convenios con clientes, como consecuencia de las variadas iniciativas impulsadas por la Compañía.

Respecto al **3T 2021**, la **depreciación, amortización y deterioro ascendió a Ch\$ 55.734 millones**, presentando una disminución de Ch\$ 4.190 millones respecto al mismo trimestre del año anterior, que se explica principalmente por una menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar por Ch\$ 5.064 millones, fundamentalmente en el segmento de Distribución y Transmisión, parcialmente compensado por una mayor depreciación y amortización por Ch\$ 874 millones, fundamentalmente en el segmento de Generación.

Resultado No Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados no operacionales consolidados de Enel Chile, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de Ch\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	sept-21	sept-20	Variación	%	3T2021	3T2020	Variación	%
Ingresos Financieros	17.655	32.647	(14.992)	(45,9%)	6.609	19.663	(13.054)	(66,4%)
Gastos Financieros	(136.789)	(114.148)	(22.641)	19,8%	(36.277)	(40.044)	3.767	(9,4%)
Diferencias de Cambio	(5.721)	(8.324)	2.603	(31,3%)	(1.417)	(10.499)	9.082	(86,5%)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.874	786	2.088	265,8%	1.901	2.159	(257)	(11,9%)
Total Resultado Financiero ENEL CHILE	(121.981)	(89.039)	(32.942)	37,0%	(29.183)	(28.721)	(462)	1,6%
Otras Inversiones	105	94	11	11,3%	105	-	105	N/A
Sociedades contabilizadas por el método de la participación	420	2.394	(1.974)	(82,5%)	103	2.432	(2.329)	(95,8%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	525	2.489	(1.964)	(78,9%)	208	2.432	(2.224)	(91,4%)
Resultado Antes de Impuesto	68.547	(345.666)	414.213	(119,8%)	(24.134)	147.907	(172.041)	(116,3%)
Impuesto sobre Sociedades	(9.665)	105.962	(115.627)	(109,1%)	10.872	(37.947)	48.819	(128,7%)
Resultado del Periodo	58.882	(239.704)	298.586	(124,6%)	(13.262)	109.960	(123.222)	(112,1%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	48.403	(226.054)	274.457	(121,4%)	(15.037)	101.888	(116.924)	(114,8%)
<i>Atribuible a participaciones no controladoras</i>	10.479	(13.651)	24.129	(176,8%)	1.774	8.072	(6.298)	(78,0%)

Resultado Financiero:

El resultado financiero consolidado de Enel Chile alcanzó una pérdida de **Ch\$ 121.981 millones**, en términos acumulados al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 32.942 millones con respecto a la pérdida de Ch\$ 89.039 millones obtenida en el mismo período del año 2020. Respecto al 3T 2021, el resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 29.183 millones, un 1,6% superior a la pérdida alcanzada el 3T 2020. Estos resultados están principalmente explicados por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 14.992 millones, explicados principalmente por: (i) menores ingresos financieros generados por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 11.027 millones; y (ii) por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 5.003 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos financieros por refinanciamiento a clientes y otros ingresos financieros por Ch\$ 1.038 millones.

Durante el **3T de 2021, los ingresos financieros disminuyeron en Ch\$ 13.054 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, principalmente por: (i) por menores ingresos financieros generados por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 12.274 millones; y (ii) por menores ingresos asociados a inversiones temporales en instrumentos de renta fija por Ch\$ 2.478 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos financieros por refinanciamiento a clientes y otros ingresos financieros por Ch\$ 1.698 millones.

Mayores Gastos financieros por Ch\$ 22.641 millones, principalmente explicados por mayores gastos financieros por: (i) operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 44.485 millones, de los cuales Ch\$ 41.708 millones se relacionan con la venta de cuentas por cobrar generadas por la Ley de estabilización tarifaria; (ii) mayores gastos financieros por convenios comerciales con clientes Ch\$ 13.314 millones; (iii) mayores gastos por el descuento financiero de cuentas por cobrar vinculadas a la aplicación de la Ley de Servicios Básicos³ por Ch\$ 6.271 millones; y (iv) mayor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 3.342 millones, asociado a créditos con EFI.

Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) mayor capitalización de intereses por Ch\$ 36.143 millones, que se explica fundamentalmente por un mayor desarrollo de

³ En el marco de la crisis sanitaria producto de COVID-19, el 5 de agosto de 2020 fue promulgada la Ley n° 21.249, la cual contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, entre las cuales se encuentra la posibilidad de prorratear las deudas contraídas hasta en 48 cuotas a elección de los clientes, sin multas ni intereses. Con fecha 22 de mayo de 2021 fue promulgada la Ley n° 21.340, que prorroga los efectos de la ley anterior hasta el 31 de diciembre de 2021.

proyectos de energía renovable no convencional y por una mayor continuidad en el desarrollo del proyecto Los Cóndores; (ii) menores intereses asociados a bonos y créditos bancarios por Ch\$ 6.748 millones; y (iii) por menores gastos financieros producto de intereses que genera la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria por Ch\$ 1.925 millones.

Durante el **3T 2021**, los **gastos financieros disminuyeron en Ch\$ 3.767 millones** respecto a igual trimestre del año 2020, explicado principalmente por una mayor capitalización de intereses por Ch\$ 15.248 millones, por un mayor desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional y por una mayor continuidad en el desarrollo del proyecto Los Cóndores. Lo anterior, parcialmente compensado mayores gastos financieros por: (i) mayores gastos por el descuento financiero de cuentas por cobrar vinculadas a la aplicación de la Ley de Servicios Básicos por Ch\$ 6.048 millones; (ii) mayor gasto financiero con empresas relacionadas por Ch\$ 3.192 millones, asociado a créditos con EFI; y (iii) operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar por Ch\$ 2.400 millones.

Mayor resultado por unidades de reajuste por Ch\$ 2.088 millones, principalmente explicado por: (i) una mayor utilidad por reajuste en impuestos por recuperar por Ch\$ 1.024 millones; (ii) mayor utilidad en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por Ch\$ 976 millones; y (iii) por menores efectos negativos debido a la aplicación de la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” sobre la sucursal que posee Enel Generación Chile en Argentina por Ch\$ 212 millones.

Durante el **3T 2021**, el **resultado por unidades de reajustes tuvo una menor utilidad de Ch\$ 257 millones** respecto a igual trimestre del periodo anterior, debido principalmente a una menor utilidad por reajuste de instrumentos financieros por Ch\$ 1.590 millones, fundamentalmente asociados a deuda financiera e instrumentos derivados. Lo anterior, compensado por menores efectos negativos debido a la aplicación de la NIC 29 sobre la sucursal que posee el Enel Generación Chile en Argentina por Ch\$ 1.259 millones.

Menor pérdida por diferencias de cambio por Ch\$ 2.603 millones, explicada principalmente por: (i) mayor diferencia de cambio positiva generada por cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 28.932 millones, que incluye un efecto por Ch\$ 29.403 millones de mayores diferencias de cambio positivas generado por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria que estableció la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de cobro a clientes regulados; y (ii) mayor diferencia de cambio positiva por activos y pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 4.523 millones.

Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) una mayor diferencia de cambio negativa generada por cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 13.829 millones, que incluye un efecto por Ch\$ 14.820 millones de mayores diferencias de cambio negativas generado por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria; (ii) por una

mayor diferencia de cambio negativa por Ch\$ 13.428 millones, asociado a créditos con EFI; y (iii) mayor diferencia de cambio negativa por deuda financiera e instrumentos derivados por Ch\$ 3.375 millones.

Durante el **3T 2021**, hubo una menor pérdida por diferencia de cambio por **Ch\$ 9.082 millones** respecto a igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por: (i) mayor diferencia de cambio positiva en cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 42.291 millones, que incluye un efecto por Ch\$ 42.734 millones de mayores diferencias de cambio positivas generado por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria; (ii) mayor diferencia de cambio positiva sobre el efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 10.239 millones; y (iii) mayor diferencia de cambio positiva por activos y pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 5.488 millones.

Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) mayor diferencia de cambio negativa por Ch\$ 23.981 millones, asociado a créditos con EFI; (ii) mayor diferencia de cambio negativa en cuentas por pagar comerciales por Ch\$ 18.920 millones, que incluye mayores diferencias de cambio negativas por Ch\$ 17.216 millones generadas por la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria; y (iii) mayor diferencia de cambio negativa en otros pasivos financieros por Ch\$ 4.295 millones, asociados a deuda financiera y derivados.

Impuesto sobre Sociedades:

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a un gasto de Ch\$ 9.665 millones al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un menor beneficio por Ch\$ 115.627 millones respecto al mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un menor ingreso por impuesto producto del deterioro de la central a carbón Bocamina II en el año 2020 por Ch\$ 187.873 millones; (ii) un menor gasto por impuestos de Ch\$ 66.611 millones, por efecto de menores resultados operacionales; y (iii) un menor gasto de Ch\$ 9.691 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

Respecto al **3T 2021**, el **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a Ch\$ 10.872 millones de utilidad**, lo que representa un menor gasto de Ch\$ 48.819 millones respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) un menor gasto por impuesto de Ch\$ 46.451 millones por efecto de menores resultados; y (ii) un menor gasto de Ch\$ 3.747 millones por mayores pérdidas por corrección monetaria.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de Ch\$)	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	1.151.762	1.026.401	125.361	12,2%
Activos No Corrientes	7.750.893	6.878.071	872.822	12,7%
Total Activos	8.902.655	7.904.472	998.183	12,6%

Los **Activos Totales** de la Compañía **aumentaron en Ch\$ 998.183 millones al 30 de septiembre de 2021**, correspondiente a un alza de un 12,6%, comparado con el total de activos al 31 de diciembre 2020.

Los **Activos Corrientes** presentaron un **aumento de Ch\$ 125.361 millones** al 30 de septiembre de 2021 y las variaciones de los principales rubros se resumen como sigue:

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$ 73.624 millones**, explicado fundamentalmente por mayores cuentas por cobrar comerciales por Ch\$ 80.902 millones, gran parte proveniente del segmento de Distribución y Transmisión. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) menores indemnizaciones por cobrar producto de siniestros en las Centrales Tarapacá y Bocamina I por Ch\$ 5.360 millones; y (ii) menores cuentas por cobrar al personal por Ch\$ 4.869 millones.
- **Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 40.170 millones**, que se explica por una mayor cuenta por cobrar a: (i) GNL Chile S.A. por Ch\$ 37.124 millones, por anticipos de compra de gas; y (ii) Enel Global Trading SpA por Ch\$ 2.725 millones, principalmente por concepto de operaciones de derivados de commodities.
- **Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 36.750 millones**, explicado en gran medida por: (i) aumento del IVA crédito fiscal por Ch\$ 28.751 millones, fundamentalmente en Enel Generación Chile; y (ii) mayores gastos pagados por anticipado por Ch\$ 8.098 millones, fundamentalmente en el Grupo EGP Chile relacionados con pagos de arrendamientos.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 24.410 millones**, explicado principalmente por las siguientes salidas de efectivos: (i) compras de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 606.426 millones; (ii) pago de dividendos por Ch\$ 227.185 millones; (iii) pago a los empleados por Ch\$ 98.944 millones;

(iv) pago de impuestos a las ganancias por Ch\$ 96.070 millones; (v) pago de intereses por Ch\$ 79.946 millones; y (vi) otras salidas de efectivo por Ch\$ 51.441 millones, principalmente relacionadas con pago de IVA y otros impuestos. Lo anterior, compensado en gran parte por: (i) recaudación de clientes neto de pagos a proveedores por Ch\$ 714.322 millones, que incluye un ingreso de caja por Ch\$ 338.030 millones, asociado a la venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar de los negocios de Generación y Distribución y Transmisión; y (ii) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 470.100 millones.

Los **Activos No Corrientes aumentaron en Ch\$ 872.822 millones** respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020. Las variaciones de los principales rubros se describen como sigue:

- **Aumento de Propiedades, planta y equipos por Ch\$ 699.462 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) aumento de las obras en curso por Ch\$ 447.070 millones, principalmente en el Segmento de Generación; (ii) incremento por diferencias de conversión por Ch\$ 287.746 millones, fundamentalmente provenientes del EGP Chile, sociedad que tiene como moneda funcional el dólar estadounidense, como consecuencia de la depreciación del peso chileno respecto a la divisa norteamericana; y (iii) aumento de infraestructura de red y plantas y equipos de generación por Ch\$ 121.360 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por: (i) depreciación del período por Ch\$ 142.735 millones; y (ii) disminución por provisión de desmantelamiento y restauración por Ch\$ 15.205 millones, principalmente relacionada con el aumento de las tasas de descuento aplicadas.
- **Aumento de Activos por impuestos diferidos por Ch\$ 124.915 millones**, explicado principalmente por mayores activos por pérdidas tributarias por Ch\$ 131.150 millones, de las cuales Ch\$ 70.780 millones corresponden a Enel Chile y Ch\$ 60.370 millones a Enel Generación Chile. Lo anterior, compensado parcialmente por menores provisiones por desmantelamiento en Enel Generación Chile por Ch\$ 4.036 millones.
- **Aumento de Activos por derechos de uso por Ch\$ 51.893 millones**, fundamentalmente en el Grupo EGP Chile producto nuevos contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales.
- **Aumento de activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch\$ 13.869 millones**, explicado fundamentalmente por la adquisición de programas informáticos.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 49.456 millones**, explicado fundamentalmente por las operaciones de venta de cuentas comerciales por cobrar a clientes por venta de energía, asociadas a la aplicación de la Ley de estabilización tarifaria, realizadas por Enel Generación Chile y EGP Chile por Ch\$ 153.345 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por un aumento de deudores comerciales en el segmento de Distribución y Trasmisión por Ch\$ 54.709 millones y en el segmento de Generación por Ch\$ 45.131 millones, debido al reconocimiento de tarifas pendientes de aplicar por efecto de la aplicación de la Ley de Estabilización Tarifaria.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de Ch\$)				
	sept-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	1.564.557	1.045.480	519.077	49,7%
Pasivo No corriente	4.017.991	3.264.717	753.274	23,1%
Patrimonio Total	3.320.107	3.594.275	(274.168)	(7,6%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	3.076.824	3.351.916	(275.092)	(8,2%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	243.283	242.359	924	0,4%
Total Patrimonio y Pasivos	8.902.655	7.904.472	998.183	12,6%

Los **Pasivos Totales** de la Compañía, incluido el Patrimonio, alcanzaron los **Ch\$ 8.902.655 millones al 30 de septiembre de 2021**, presentando un aumento de un 12,6% comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2020.

Los **Pasivos Corrientes** presentaron un aumento de **Ch\$ 519.077 millones** y a continuación se explican las variaciones de los principales rubros que lo conforman:

- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 466.627 millones**, debido fundamentalmente a mayores cuentas por pagar a: (i) Enel Finance International NV (EFI) por Ch\$ 282.699 millones, que corresponden principalmente a nuevos préstamos de corto plazo otorgados a Enel Chile en el segundo trimestre y tercer trimestre de 2021 (US\$ 100 millones y 240 millones, respectivamente) por un total de Ch\$ 253.554 millones, y a diferencia de tipo de cambio de la deuda por Ch\$ 22.492 millones; (ii) GNL Chile S.A. por Ch\$ 89.189 millones por compra de gas; (iii) Enel Global Trading SpA por Ch\$ 76.824 millones, principalmente por operaciones de cobertura de commodities y compra de gas; y (iv) Enel Green Power SpA por Ch\$ 14.117 millones por servicios técnicos y otros servicios.

- **Aumento de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$ 96.995 millones**, explicado principalmente por mayores cuentas por pagar por: (i) compra de energía por Ch\$ 64.102 millones; y (ii) compra de bienes y servicios por Ch\$ 55.352 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por menores cuentas por pagar por: (i) compra de combustibles por Ch\$ 15.653 millones; y (ii) compra de activos por Ch\$ 9.646 millones.
- **Aumento de Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 42.393 millones**, explicado fundamentalmente por: (i) aumento de obligaciones por préstamos por Ch\$ 29.540 millones, debido en gran medida a devengo de intereses; y (ii) aumento de pasivos por instrumentos derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 12.853 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por:

- **Disminución de Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 63.241 millones**, por concepto de impuesto a la renta, fundamentalmente en Enel Generación Chile.
- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$ 27.441 millones**, explicado en gran medida por menor IVA débito fiscal y otros impuestos por Ch\$ 27.527 millones, fundamentalmente en las compañías Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile.

Los **Pasivos No Corrientes** aumentaron en **Ch\$ 753.274 millones** al 30 de septiembre de 2021, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por Ch\$ 409.109 millones**, que se explica por el aumento en las cuentas por pagar a EFI, principalmente por un nuevo financiamiento de largo plazo otorgado a Enel Chile en el segundo trimestre de 2021 por Ch\$ 216.546 millones (US\$ 300 millones) y por efecto de tipo de cambio de la deuda por Ch\$ 182.191 millones.
- **Aumento de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 265.042 millones**, explicado por: (i) aumento de pasivos por bonos por Ch\$ 165.520 millones debido a diferencias de tipo de cambio y reajustes; (ii) aumento de préstamos bancarios por Ch\$ 43.183 millones, fundamentalmente por nuevo préstamo de Enel Chile por USD 50 millones; y (ii) aumento en pasivos por derivados de cobertura y no cobertura por Ch\$ 56.339 millones.
- **Aumento de Pasivos por arrendamiento no corrientes por Ch\$ 49.915 millones**, fundamentalmente en el Grupo EGP Chile producto nuevos contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales.

- **Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 30.321 millones**, explicado fundamentalmente por mayores cuentas por pagar por compras de energía por Ch\$ 29.700 millones en Enel Distribución Chile, por efecto de la Ley de estabilización tarifaria.

El Patrimonio Total ascendió a Ch\$ 3.320.107 millones al 30 de septiembre de 2021, presentando una variación negativa de un 7,6%, respecto al 31 de diciembre de 2020, y se explica principalmente por lo siguiente:

- **El Patrimonio Atribuible a los Propietarios de Enel Chile fue de Ch\$ 3.076.824 millones**, y se desglosa como sigue: Capital emitido por Ch\$ 3.882.103 millones, Utilidades acumuladas por Ch\$ 1.589.116 millones y Otras reservas por menos Ch\$ 2.394.396 millones.
 - > **Las Utilidades acumuladas, presentan una variación negativa de Ch\$ 158.321 millones**, que se explican fundamentalmente por pago de dividendos por Ch\$ 212.853 millones, parcialmente compensado por la utilidad del período por Ch\$ 48.403 millones.
 - > **Las Otras reservas presentan una variación negativa de Ch\$ 116.771 millones**, que se explican principalmente por menores reservas de cobertura de flujo de caja por Ch\$ 239.084 millones, parcialmente compensado por: (i) mayores reservas de conversión por Ch\$ 120.353 millones; y (ii) mayores otras reservas varias por Ch\$ 1.960 millones.
- **El Patrimonio Atribuible a las Participaciones No Controladoras fue de Ch\$ 243.283 millones**, presentando una variación negativa de Ch\$ 924 millones respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020, explicado principalmente por: (i) utilidad del período por Ch\$ 10.479 millones; y (ii) mayores otros resultados integrales por Ch\$ 7.338 millones. Lo anterior, compensado por pago de dividendos por Ch\$ 16.742 millones.

Evolución de los principales indicadores financieros

INDICADOR FINANCIERO		UNIDAD	sept-21	dic-20	sept-20	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,74	0,98	-	(0,24)	(24,9%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,71	0,96	-	(0,25)	(26,4%)
	Capital de Trabajo	MMCh\$	(412.795)	(19.079)	-	(393.716)	N/A
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,68	1,20	-	0,48	40,1%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	28,0%	24,3%	-	3,7%	15,3%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	72,0%	75,7%	-	(3,7%)	(4,9%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	2,54	-	5,19	(2,65)	(51,1%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	9,2%	-	(13,3%)	22,5%	(169,3%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE) (7)	%	7,3%	-	(4,1%)	11,4%	N/A
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA) (8)	%	2,9%	-	(1,8%)	4,7%	N/A

(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 por 12 meses móviles al 30 de septiembre 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 período por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- > **La liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2021 alcanzó 0,74 veces, presentando una variación negativa de 24,9% con respecto al 31 de diciembre de 2020. Esta variación está explicada en gran medida por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, fundamentalmente por los préstamos otorgados por EFI a Enel Chile en el período 2021.
- > **La razón ácida** al 30 de septiembre de 2021, alcanzo 0,71 veces, presentando una variación negativa de 26,4% con respecto al 31 de diciembre de 2020, también principalmente explicado por un aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes.
- > **El capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2021 fue de menos Ch\$ 412.795 millones, lo que representa un mayor resultado negativo por Ch\$ 393.716 millones comparado con diciembre de 2020, explicado fundamentalmente aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, parcialmente compensado por mayores cuentas comerciales por cobrar.
- > **La razón de endeudamiento** fue de 1,68 veces, lo cual representa el grado de compromiso del patrimonio de Enel Chile para el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, versus el 1,20 veces al 31 de diciembre de 2020. Este empeoramiento en el índice se explica en gran medida por el aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas, fundamentalmente por los nuevos préstamos otorgados por EFI a Enel Chile (US\$ 640 millones).

- > **La cobertura de costos financieros** para el período terminado al 30 de septiembre de 2021 fue de 2,54 veces, lo que indica la capacidad de cubrir los gastos financieros con el margen de EBITDA. La disminución de un 51,1% de este índice comparado con septiembre de 2020, se explica por el menor EBITDA generado en el período y mayores gastos financieros, principalmente por operaciones de venta y cesión de derechos de cobros de cuentas por cobrar realizadas durante el período 2021.

Aislando los efectos extraordinarios, relacionados con los deterioros de inventario de combustibles reconocidos durante los períodos 2020 y 2021, y las provisiones por reestructuración reconocidas durante el período 2021, este índice habría disminuido un 46,7% (2,83 veces al 30 de septiembre de 2021 versus 5,32 veces al 30 de septiembre de 2020).

- > **El índice de rentabilidad** registró un porcentaje de 9,2% al 30 de septiembre de 2021, comparado con el porcentaje de menos 13,3% obtenido en el mismo período de 2020. El mejor desempeño, correspondiente a 22,5 p.p., se debe en gran medida a la pérdida por deterioro de la Central Bocamina II registrada el primer semestre de 2020.

Aislando los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos 2021 y 2020, el índice de rentabilidad habría disminuido en 12,1 p.p. (11,2% al 30 de septiembre de 2021 versus 23,3% al 30 de septiembre de 2020).

- > **La rentabilidad del patrimonio** de los propietarios de la controladora fue de 7,3% por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un aumento de 11,4 p.p. respecto al mismo período del 2020. Aislando los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización, el índice de rentabilidad del patrimonio habría disminuido en 2,2 p.p. (8,5% al 30 de septiembre de 2021 versus 10,7% al 30 de septiembre de 2020).

- > **La rentabilidad de los activos** fue de 2,9% por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa un aumento de 4,7 p.p. respecto al mismo período del año anterior. Aislando los efectos de las operaciones extraordinarias reconocidas en los períodos móviles comparados, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización, el índice de rentabilidad de los activos habría disminuido en 1,1 p.p. (3,4% al 30 de septiembre de 2021 versus 4,5% al 30 de septiembre de 2020).

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

Grupo Enel Chile generó un flujo de efectivo neto negativo de Ch\$ 26.000 millones por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una variación negativa de Ch\$ 187.887 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta reducción en los flujos de efectivo, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de Ch\$)	sept-21	sept-20	Variación	Var %
Flujo de Operación	405.183	515.905	(110.722)	(21,5%)
Flujo de Inversión	(608.538)	(419.629)	(188.909)	45,0%
Flujo de Financiamiento	177.355	65.611	111.744	170,3%
Flujo neto del período	(26.000)	161.887	(187.887)	(116,1%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch\$ 405.183 millones en el período terminado el 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de 21,5% respecto a septiembre de 2020. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por flujos de entrada de efectivo por cobros por ventas de bienes y servicios por Ch\$ 2.776.779 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensados por flujos de salida de efectivo por: (i) pago a proveedores por Ch\$ 2.062.457 millones; (ii) pago a empleados por Ch\$ 98.944 millones; (iii) pago de impuesto a las ganancias por Ch\$ 96.070 millones; (iv) pago de primas seguros netos de cobros por Ch\$ 18.416 millones; y (v) otros pagos por actividades de operación por Ch\$ 95.709 millones, fundamentalmente por pago de IVA y otros impuestos.

La menor entrada de caja por Ch\$ 110.722 millones en el flujo de operación, se debe en gran medida a un mayor pago a proveedores por Ch\$ 569.224 millones y un mayor pago de impuestos a las ganancias por Ch\$ 116.128 millones, parcialmente compensado por mayores cobros por venta de bienes y servicios por Ch\$ 583.667 millones, debido en gran medida a las operaciones de venta y cesión de derechos de cobro de cuentas comerciales por cobrar realizadas por Enel Generación Chile, EGP Chile y Enel Distribución Chile durante el período 2021, por un total de Ch\$ 339.850 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión fueron Ch\$ 608.538 millones por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2021. Estos flujos de efectivo están compuestos principalmente por: (i) desembolsos realizados por las compras de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 606.426 millones; y (ii) compra de activos intangibles por Ch\$ 29.924 millones.

Lo anterior, parcialmente compensado por un ingreso de caja por la venta de la línea de transmisión Quintero-San Luis por Ch\$ 18.197 millones, realizada por Enel Generación Chile en diciembre de 2020.

La mayor salida de caja por Ch\$ 188.909 millones en el flujo de inversión, respecto a septiembre de 2020, se explica fundamentalmente por una mayor compra de propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 207.777 millones, principalmente en el Grupo EGP Chile, asociado al desarrollo de su cartera de proyectos renovables, parcialmente compensado por el ingreso de caja proveniente de la venta de la línea de transmisión Quintero-San Luis por Ch\$ 18.197 millones.

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación fueron Ch\$ 177.355 millones**, por el período terminado el 30 de septiembre de 2021. Estos flujos están compuestos principalmente por flujos de entrada procedentes de: (i) préstamos otorgados por EFI a Enel Chile por Ch\$ 470.100 millones; y (ii) préstamo bancario (USD 50 millones) por Ch\$ 37.709 millones, obtenido por Enel Chile en el tercer trimestre de 2021. Lo anterior, parcialmente compensado por flujos de salida por: (i) pago de dividendos por Ch\$ 227.185 millones; (ii) pago de intereses por Ch\$ 79.946 millones; y (iii) pago de bonos por Ch\$ 16.546 millones, realizados por Enel Generación Chile.

La variación positiva de Ch\$ 111.744 millones en el flujo de financiamiento, respecto a septiembre de 2020, se explica fundamentalmente por un menor pago de dividendos por Ch\$ 83.122 millones y por el nuevo préstamo bancario por Ch\$ 37.709 millones.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de Ch\$)			
	Desembolsos por incorporación de Propiedad, Planta y Equipos		Depreciación	
	sept-21	sept-20	sept-21	sept-20
Segmento Generación	546.341	322.832	121.387	145.569
Segmento Distribución y Transmisión	57.920	74.306	32.740	27.105
Otras actividades de negocio	2.165	1.510	482	1.206
Total Consolidado Grupo ENEL CHILE	606.426	398.648	154.610	173.880

Los principales desembolsos se originan en el negocio de Generación, fundamentalmente asociados a la construcción de nuevos proyectos de generación renovable, alcanzando los Ch\$ 546.341 millones al 30 de septiembre de 2021.

II. 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.

Esta normativa, 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 siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel SpA), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel SpA, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres “líneas” juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

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:

	sept-21	dic-20
Tasa de interés fija	90%	99%

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.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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.

Durante el tercer trimestre de 2021, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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 30 de septiembre de 2021 había coberturas de Brent por 147 kbbl a liquidarse en 2021 y 926 kbbl a liquidarse en 2022, 185 kton de API2 a liquidarse en 2021, 3.6 Tbtu de HH a liquidarse en 2021 y 0.8 Tbtu a liquidarse en 2022. Al 31 de diciembre de 2020, había operaciones vigentes por 1.782 kbbl de Brent a liquidarse en 2021 y 16.8 Tbtu de Henry Hub a liquidarse en 2021.

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

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del tercer trimestre de 2021.

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.

Al 30 de septiembre de 2021, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 307.626 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 277.570 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de Ch\$ 332.036 millones en efectivo y medios equivalentes y Ch\$ 140.643 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. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago fue suspendida desde marzo de 2020, como medidas de apoyo a clientes más vulnerables adoptadas por Enel Distribución Chile, y posteriormente en cumplimiento de la Ley N°21.249, que fue prorrogada por segunda vez por la Ley N°21.340 publicada en 22 de mayo de 2021 con una nueva vigencia hasta 31 de diciembre de 2021.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia.

Sin embargo, las pérdidas por deterioro han incrementado desde el inicio de la pandemia, como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes.

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).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

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\$ 376.568 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.

En relación con la línea de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en junio de 2019 y con vencimiento en junio de 2024, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, esta línea de crédito 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 ésta.

En relación con el préstamo bancario bajo ley de Chile, suscrito en julio de 2021 y con vencimiento en junio de 2024, se podría dar lugar a su pago anticipado como resultado del no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier otra deuda de Enel Chile cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, este préstamo 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\$150 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

Adicionalmente, en el caso de los bonos Yankee un posible pago anticipado podría darse lugar como consecuencia del 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. 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 los bonos Yankee.

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.

III. 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 de Enel Chile al 30 de septiembre de 2021).

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 en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Chile al 30 de septiembre de 2021.