

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## ANÁLISIS RAZONADO

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 (cifras expresadas en millones de US\$)

- Los ingresos acumulados a diciembre 2021 mostraron un aumento de 31,7% comparado con el 2020, llegando a US\$ 16.192 millones, explicado principalmente por mayores ingresos en Brasil y en menor medida Colombia y Perú, y por la consolidación a contar del 1 de abril de 2021 de EGP Américas (EGPA). Esto fue parcialmente compensado por menores ingresos en Argentina.

En términos trimestrales, los ingresos en el 4° trimestre aumentaron un 20,6% llegando a US\$ 4.514 millones, explicado por mayores ingresos en los 4 países y por el aporte de EGPA.

- El EBITDA en el año 2021 aumentó en 26,1% respecto al 2020, alcanzando los US\$ 4.102 millones. Este incremento incluye US\$ 247 millones (US\$ 99 millones en 2020) vinculados a un cambio en la presentación de ciertos ingresos vinculados al negocio de distribución eléctrica en Brasil<sup>1</sup>, que previamente formaban parte del resultado financiero. Aislado este efecto, el EBITDA habría aumentado un 22,3%. Esto se explica principalmente por el aporte de EGPA de US\$ 374 millones y a mejores resultados en Brasil, Colombia y Perú parcialmente compensado por un menor EBITDA en Argentina y un impacto negativo de US\$ 185 millones por tipo de cambio.

En términos trimestrales, el EBITDA del 4° trimestre de 2021 aumentó en 14,7% respecto al mismo período del año anterior llegando a los US\$ 1.179 millones explicado por el mencionado aporte de EGPA y mayor EBITDA en Brasil, Colombia y Perú, parcialmente compensado por un menor EBITDA en Argentina y un impacto negativo de US\$ 59 millones por tipo de cambio.

Sin el aporte de EGPA, el EBITDA hubiese aumentado un 14,6% en términos acumulados y un 3,8% en términos trimestrales.

País	EBITDA (en millones de US\$)					
	Acumulado			Trimestral		
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %
Argentina	153	186	(17,6%)	40	48	(16,6%)
Brasil	1.948	1.438	35,5%	607	580	4,8%
Colombia	1.352	1.180	14,6%	352	289	22,0%
Perú	522	476	9,6%	131	118	10,8%
EGP Centroamérica	158	-	-	54	-	-
<b>Enel Américas (*)</b>	<b>4.102</b>	<b>3.253</b>	<b>26,1%</b>	<b>1.179</b>	<b>1.027</b>	<b>14,7%</b>

(\*) Incluye Holding y Eliminaciones

<sup>1</sup> Ver sección II "Cambio en Política Contable" de este análisis razonado

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó un 23,8% acumulado a diciembre llegando a US\$ 2.664 millones, explicado por un mayor EBITDA parcialmente compensado por una mayor depreciación y amortización y mayor pérdida por deterioro. En el 4° trimestre el EBIT disminuyó un 5,3% llegando a US\$ 701 millones, lo que se explica principalmente por mayores reconocimientos de deterioro contable de activos, en Argentina y Brasil.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a US\$ 741 millones acumulado a diciembre, un 10,2% menos que en 2020. A nivel trimestral el resultado fue de US\$ 119 millones, un 64,9% menos comparado con el cuarto trimestre de 2020. Esto se explica principalmente por mayores pérdidas por deterioro de activos en Argentina, Brasil y Perú, y mayores gastos financieros en Brasil y Argentina, y mayores impuestos por mejor desempeño de las operaciones y por cambios de tasa impositiva en Argentina y Colombia.
- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 5.870 millones, lo cual representa un aumento de 32,6% respecto al cierre de 2020, explicado principalmente por una mayor deuda neta en Enel Brasil, en las distribuidoras de Brasil, en Enel Generación Perú y en Codensa, lo cual fue parcialmente compensado principalmente por una disminución en la deuda neta en Enel Américas Holding.
- El CAPEX en 2021 ascendió a US\$ 2.971 millones, lo cual incluye US\$ 1.033 millones de EGPA. Sin considerar esto último, el CAPEX aumentó en un 36,1% respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por aumentos en Enel Goiás y Enel Sao Paulo.

En términos trimestrales, el CAPEX ascendió a US\$ 1.163 millones incluyendo EGPA y US\$ 639 millones sin incluirlo, lo que representa aumentos de 163% y 44% respectivamente.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

### I. Cambio de Perímetro, incorporación de EGP Américas

El 21 de septiembre de 2020, el Directorio de Enel Américas resolvió por unanimidad iniciar un proceso de fusión destinado a la adquisición por parte de Enel Américas de EGP Américas SpA (“EGP Américas”) a través de una fusión con y en Enel Américas (en adelante la “Fusión”). Inmediatamente antes de la Fusión, EGP Américas, una empresa recién formada, mantendría los negocios de generación de energía renovable de Enel Green Power S.p.A. en América Central y del Sur, excepto Chile.

La Fusión, que entró en vigencia a partir del 1 de abril de 2021, se ajusta a la estrategia y planes de desarrollo del Grupo, considerando la alta prioridad en el impulso de las energías renovables efectuada en la región, lo que posibilita acelerar el posicionamiento de Enel Américas dentro del escenario de transición energética y convertirla en la empresa líder en Centro y Sudamérica en generación y distribución de energía. Como resultado de la Fusión, Enel Américas fortalece su negocio de generación de energía renovable, así como también se ha diversificado geográficamente, a través de la incorporación de los activos en Costa Rica, Guatemala y Panamá, además de adquirir nuevos activos en países de América del Sur donde ya estaba presente, aumentando su capacidad instalada en la región en 5 GW de capacidad operativa y en construcción, además de un pipeline que será evaluado en el curso de la operación.

Mediante junta extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020, los accionistas de Enel Américas aprobaron la Fusión, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas.

Finalmente, la Fusión se perfeccionó con fecha 1 de abril de 2021, incorporándose a contar de esa fecha las siguientes sociedades principales:

- Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.
- Enel Green Power Costa Rica S.A.
- Enel Green Power Colombia S.A.S ESP
- Enel Green Power Guatemala S.A.
- Enel Green Power Panamá S.R.L.
- Enel Green Power Perú S.A.C.
- Enel Green Power Argentina S.A.
- Energía y Servicios South América SpA
- ESSA2 SpA.

Con esta misma fecha, 1 de abril de 2021, surtieron sus efectos todas las modificaciones de los estatutos sociales de Enel Américas aprobadas en la Junta, consistentes en el respectivo aumento de capital y en la eliminación de las limitaciones y restricciones establecidas en los estatutos por aplicación del Título XII del Decreto Ley N° 3.500 de 1980 – con la sola excepción de la Política de Inversiones y Financiamiento que permanece- y, particularmente, en aquella que consistía en que un accionista y sus personas relacionadas no podían concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas.

### II. Cambio en Política Contable

Producto de la revisión de las políticas contables aplicadas, se concluyó que para lograr una mejor presentación del desempeño operativo y financiero del negocio de distribución de energía eléctrica desarrollado por sus subsidiarias en Brasil, la actualización de los activos financieros, que representan el valor a recuperar al final de las correspondientes concesiones (valor de indemnización) y originalmente presentada como ingresos financieros, podría ser más adecuadamente clasificada como ingresos operacionales, junto con los otros ingresos relacionados con su actividad principal.

Las bases que fundamentan este cambio de criterio se encuentran detalladas en la nota 2.2. c) de los estados financieros consolidados.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 8 “Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores”, como consecuencia del cambio contable explicado en los párrafos precedentes, el Grupo realizó reclasificaciones retrospectivas a los estados de resultados consolidados integrales por los años finalizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, emitidos originalmente el 25 de febrero de 2021. Las reclasificaciones efectuadas no modificaron el total de activos, patrimonio, resultado neto y flujos de efectivo.

Para efectos de este Análisis Razonado, la totalidad de las cifras presentadas en términos consolidados, así como aquellas cifras individuales que afectan a cada una de las Sociedades de Distribución en Brasil han sido reclasificadas para lograr la adecuada comparabilidad de los ejercicios 2021 y 2020, y de sus respectivos últimos trimestres terminados en esas fechas.

Para efectos de un mejor análisis, se presentan los montos en los cuales han disminuido los ingresos financieros y se han incrementado los otros ingresos operacionales en las cifras presentadas en este análisis razonado:

Líneas de Estado de Resultados afectadas	Cifras expresadas en Millones de US\$		
	Acumulado	Cuarto Trimestre	Acumulado
	Diciembre de 2020	2020	Septiembre de 2021
Otros ingresos operacionales	99	70	165
Ingresos financieros	(99)	(70)	(165)
<b>Efecto Neto en Resultados</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## RESUMEN POR NEGOCIO

### Generación y transmisión

El negocio de generación y transmisión al cierre de 2021 mostró un aumento en **EBITDA** de **42,1%** comparado con el año anterior, llegando a **US\$ 1.965 millones**. Esto se explica principalmente por la incorporación de **EGPA** al perímetro de consolidación, cuyo aporte a nivel de **EBITDA** fue de **US\$ 374 millones**. Sin considerar este efecto, el **EBITDA** hubiese aumentado en **15,1%**.

A nivel trimestral, el **EBITDA** aumentó en **42,4%** también debido principalmente al aporte de **EGPA**. Sin esto, el **EBITDA** hubiese aumentado en **13,3%** explicado por mejores resultados en los 4 países.

#### Generación

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	71.254	59.232	20,3%	18.547	15.755	17,7%
Total Generación (GWh)	48.739	40.455	20,5%	12.052	10.237	17,7%

### Distribución

En distribución, el **EBITDA** aumentó un **13,9%** en 2021 comparado con el año anterior, alcanzando los **US\$ 2.228 millones**. Lo anterior se explica por mejores resultados en Brasil, Colombia y Perú, compensado parcialmente por un menor desempeño en Argentina y por un impacto negativo por tipo de cambio de **US\$ 97 millones**.

A nivel trimestral, el **EBITDA** en Distribución disminuyó en **2,8%** alcanzando los **US\$ 641 millones**. Esto se explica principalmente por menores resultados en Brasil, Perú y Argentina, influenciados por el efecto negativo de conversión de cifras ante la devaluación de las monedas locales frente al dólar estadounidense.

Al cierre de 2021, el número de clientes consolidado mostró un aumento de 541 mil clientes o **2,1%** en comparación con el año anterior llegando a casi 26,2 millones, mientras que las ventas físicas aumentaron **4,0%** a nivel acumulado y **0,4%** en el trimestre.

#### Distribución

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	119.845	115.213	4,0%	30.372	30.254	0,4%
Número de clientes	26.180.129	25.639.531	2,1%	26.180.129	25.639.531	2,1%

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### RESUMEN FINANCIERO

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

• Caja y caja equivalente	US\$ 1.396 millones
• Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días	US\$ 1.531 millones
• Líneas de crédito comprometidas disponibles (*)	US\$ 1.547 millones

(\*) Incluye cuatro líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de ellas de Enel Américas por un monto disponible de US\$ 500 millones, otra de Enel Brasil por un saldo disponible de US\$ 143 millones, otra de EGP Perú por un saldo disponible de US\$ 24 millones y otra de EGP Costa Rica por un saldo disponible de US\$ 10 millones.

La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2021 aumentó hasta 6,1% desde 4,9% del mismo período del año anterior, influenciado principalmente por la inclusión de la deuda proveniente de la fusión de las empresas Enel Green Power y una tendencia al alza en los índices asociados a tasas variables de las deudas en Brasil. Lo anterior se compensa parcialmente con mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento de deudas en Colombia y Perú.

#### Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas 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 del Grupo Enel Américas, 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, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por US\$ 1.662 millones y forwards por US\$ 1.074 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, el Grupo Enel Américas mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de tasa de interés, por US\$ 513 millones.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Guatemala, Panamá y Perú. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos siete países.

### Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **15.926 MW** al 31 de diciembre de 2021. El **68,6%** de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, eólicas y solares y el **31,4%** de fuentes térmicas. Esta capacidad y el mix de fuentes de energía se alcanzan con la reciente incorporación de EGPA, la cual se espera siga creciendo a futuro, aumentando en el tiempo el porcentaje de fuentes de generación renovables.

El Grupo lleva a cabo el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera, Enel Generación el Chocón, Central Dock Sud y Enel Green Power Argentina S.A. en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, Enel Generación Fortaleza, EGP Volta Grande y Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda. en Brasil, Enel Green Power Costa Rica S.A. en Costa Rica, Emgesa y Enel Green Power Colombia S.A.S ESP en Colombia, Enel Green Power Guatemala S.A. en Guatemala, Enel Green Power Panamá S.R.L. en Panamá y Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, y Enel Green Power Perú S.A.C. en Perú. El negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través de Enel CIEN, subsidiaria Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.200 MW.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro resume la información física del segmento de generación, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, por cada subsidiaria:

Empresa	Mercados en que participa	Acumulado			Trimestral			(%)	
		dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020	Var %	dic-21	dic-20
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	5.695	6.518	(12,6%)	739	1.523	(51,5%)	4,3%	5,1%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.028	2.924	(30,6%)	427	535	(20,2%)	1,5%	2,3%
Central Dock Sud	SIN Argentina	5.378	4.461	20,6%	1.447	1.376	5,2%	4,0%	3,5%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	9.905	9.642	2,7%	2.457	2.465	(0,3%)	18,3%	19,6%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	715	616	16,1%	189	198	(4,5%)	1,3%	1,3%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	17.589	17.539	0,3%	4.582	4.238	8,1%	23,8%	24,9%
EGP Cachoeira Dourada S.A. (*)	SICN Brasil	7.389	11.896	(37,9%)	1.686	3.540	(52,4%)	1,5%	4,2%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	5.014	3.636	37,9%	1.207	1.333	(9,5%)	1,0%	0,8%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	1.512	2.000	(24,4%)	314	547	(42,6%)	0,3%	0,4%
EGP Brasil	SICN Brasil	12.481	-	-	4.336	-	-	(***)	-
EGP Colombia	SIN Colombia	97	-	-	36	-	-	(***)	-
EGP PERÚ	SICN Peru	814	-	-	294	-	-	(***)	-
EGP Centroamérica	(**)	2.637	-	-	833	-	-	(***)	-
<b>Total</b>		<b>71.254</b>	<b>59.232</b>	<b>20,3%</b>	<b>18.547</b>	<b>15.755</b>	<b>17,7%</b>		

(\*) Al 31 de diciembre de 2020, la cifra reportada era 19.660 GWh y 5.402 GWh en términos acumulados y para el cuarto trimestre, respectivamente, las cuales incluían 7.764 GWh en términos acumulados y 1.862 GWh para el cuarto trimestre, correspondientes a la energía que EGP Cachoeira Dourada S.A. intermediaba en el mercado eléctrico de Brasil. A partir de este año, este negocio de intermediación lo efectúa Enel Trading Brasil por lo cual para efectos comparativos se ha excluido las cifras antes mencionadas de las ventas físicas del año 2020.

(\*\*) Las empresas de Costa Rica, Guatemala y Panamá, participan de sus mercados locales SEN (Costa Rica), SEN (Guatemala) y SIN (Panamá) respectivamente, y adicionalmente forma parte del MER (Mercado Eléctrico Regional), que es un mercado global que abarca los 6 países de Centroamérica.

(\*\*\*) No se ha incorporado la participación de mercado de las Sociedades de EGP Américas que han sido incorporadas el 1 de abril de 2021, por considerarse que nueve meses de operación no son representativas de la participación real de mercado que tienen en cada uno de sus países.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo en Brasil, Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú en Perú. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 26 millones de clientes.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución por subsidiaria, en términos acumulados y trimestrales al 31 de Diciembre de 2021 y 2020:

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral				
	dic-21	dic-20	Var %	4T2021	4T2020 (**)	Var %	dic-21	dic-20
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	16.735	15.888	5,3%	4.132	3.770	9,6%	18,0%	18,9%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	8.130	7.578	7,3%	2.069	1.994	3,8%	8,5%	8,8%
Enel Distribución Río S.A.	11.489	11.228	2,3%	2.883	3.027	(4,8%)	20,5%	22,1%
Enel Distribución Ceará S.A.	12.731	11.866	7,3%	3.372	3.286	2,6%	16,1%	15,9%
Enel Distribución Goiás S.A.	15.076	14.469	4,2%	3.822	3.868	(1,2%)	11,3%	11,4%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	41.086	40.350	1,8%	10.279	10.643	(3,4%)	10,3%	10,6%
Codensa S.A.	14.598	13.834	5,5%	3.815	3.666	4,1%	7,5%	7,6%
<b>Total</b>	<b>119.845</b>	<b>115.213</b>	<b>4,0%</b>	<b>30.372</b>	<b>30.254</b>	<b>0,4%</b>	<b>12,6%</b>	<b>13,0%</b>

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

(\*\*) Los Datos de ventas de energía reportados para el cuarto trimestre terminado al 31 de diciembre de 2020 fueron 30.501GWh, y han sido modificados para uniformar leves mejoras en la consideración de criterios utilizados en la obtención de cifras en las subsidiarias de distribución de Brasil.

Empresa	Clientes (miles)			Clientes/Empleados		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	2.549	2.508	1,6%	729	720	1,3%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	1.491	1.455	2,5%	2.424	2.462	(1,5%)
Enel Distribución Río S.A.	3.030	2.948	2,8%	3.150	2.957	6,5%
Enel Distribución Ceará S.A.	4.057	4.011	1,1%	3.652	3.575	2,2%
Enel Distribución Goiás S.A.	3.291	3.207	2,6%	2.491	2.856	(12,8%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	8.053	7.896	2,0%	1.813	1.350	34,3%
Codensa S.A.	3.709	3.615	2,6%	2.358	2.352	0,3%
<b>Total</b>	<b>26.180</b>	<b>25.640</b>	<b>2,1%</b>	<b>1.937</b>	<b>1.744</b>	<b>11,1%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio, categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado															
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	Diciembre		Diciembre		Diciembre		Diciembre		Diciembre		Diciembre		Diciembre		Diciembre	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Generación</b>	221	221	2.451	1.041	1.237	1.129	547	490	214	-	4.670	2.881	(820)	(737)	3.850	2.144
Clientes Regulados	-	-	388	214	756	637	279	274	160	-	1.583	1.125	(820)	(727)	763	398
Clientes no Regulados	-	-	791	351	415	353	196	189	-	-	1.402	893	-	(10)	1.402	883
Ventas de Mercado Spot	221	221	1.272	468	66	139	66	24	54	-	1.679	852	-	-	1.679	852
Otros Clientes	-	-	-	8	-	-	6	3	-	-	6	11	-	-	6	11
<b>Distribución</b>	738	738	6.522	5.168	860	760	841	845	-	-	8.961	7.511	(4)	-	8.957	7.511
Residenciales	310	360	3.865	3.045	512	455	790	474	-	-	5.477	4.334	-	-	5.477	4.334
Comerciales	205	254	1.539	1.239	204	181	34	87	-	-	1.982	1.761	(4)	-	1.978	1.761
Industriales	139	68	452	370	91	79	1	168	-	-	683	685	-	-	683	685
Otros Consumidores	84	56	666	514	53	45	16	116	-	-	819	731	-	-	819	731
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(313)	(265)	(364)	(324)	(147)	(148)	-	-	(824)	(737)	824	737	-	-
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	<b>959</b>	<b>959</b>	<b>8.660</b>	<b>5.944</b>	<b>1.733</b>	<b>1.565</b>	<b>1.241</b>	<b>1.187</b>	<b>214</b>	<b>-</b>	<b>12.807</b>	<b>9.655</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.807</b>	<b>9.655</b>
<b>Variación en millones de US\$ y %</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.715</b>	<b>45,7%</b>	<b>168</b>	<b>10,7%</b>	<b>54</b>	<b>4,5%</b>	<b>214</b>	<b>-</b>	<b>3.152</b>	<b>32,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.152</b>	<b>32,7%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales															
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	4T		4T		4T		4T		4T		4T		4T		4T	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Generación</b>	57	44	757	650	328	275	151	132	78	-	1.371	1.101	(215)	(189)	1.156	912
Clientes Regulados	-	-	124	50	200	162	78	73	62	-	464	285	(215)	(179)	249	106
Clientes no Regulados	-	-	251	152	111	98	49	52	-	-	411	302	-	(10)	411	292
Ventas de Mercado Spot	57	44	382	440	17	15	23	6	16	-	495	505	-	-	495	505
Otros Clientes	-	-	-	8	-	-	1	1	-	-	1	9	-	-	1	9
<b>Distribución</b>	202	159	1.682	1.508	226	200	210	214	-	-	2.320	2.081	(1)	-	2.319	2.081
Residenciales	85	100	1.145	782	134	107	199	114	-	-	1.563	1.103	-	-	1.563	1.103
Comerciales	56	33	463	414	57	56	8	25	-	-	584	528	(1)	-	583	528
Industriales	38	20	143	96	26	26	-	50	-	-	207	192	-	-	207	192
Otros Consumidores	23	6	(69)	216	9	11	3	25	-	-	(34)	258	-	-	(34)	258
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(82)	(66)	(94)	(83)	(41)	(41)	-	-	(216)	(189)	216	189	-	-
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	<b>259</b>	<b>203</b>	<b>2.357</b>	<b>2.092</b>	<b>460</b>	<b>392</b>	<b>320</b>	<b>305</b>	<b>78</b>	<b>-</b>	<b>3.475</b>	<b>2.993</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.475</b>	<b>2.993</b>
<b>Variación en millones de US\$ y %</b>	<b>56</b>	<b>27,6%</b>	<b>265</b>	<b>12,7%</b>	<b>68</b>	<b>17,3%</b>	<b>15</b>	<b>4,9%</b>	<b>78</b>	<b>-</b>	<b>482</b>	<b>16,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>482</b>	<b>16,1%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

#### 1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas por el período terminado al 31 de diciembre de 2021, fue de **US\$ 741 millones**, lo que representa una disminución de un **10,2%** con respecto al resultado de **US\$ 825 millones** registrado en el mismo ejercicio del año anterior.

Durante el cuarto trimestre de 2021, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los **US\$ 119 millones**, presentando una disminución de **US\$ 220 millones** respecto al cuarto trimestre de 2020, equivalente a una disminución de un **64,9%**.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	%	4T2021	4T2020	Variación	%
<b>Ingresos</b>	<b>16.192</b>	<b>12.292</b>	<b>3.900</b>	<b>31,7%</b>	<b>4.514</b>	<b>3.742</b>	<b>772</b>	<b>20,6%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	12.807	9.655	3.152	32,7%	3.475	2.993	482	16,1%
Otros ingresos de explotación	3.385	2.637	748	28,4%	1.039	749	290	38,7%
<b>Materias Primas y Consumibles Utilizados</b>	<b>(10.451)</b>	<b>(7.556)</b>	<b>(2.895)</b>	<b>(38,3%)</b>	<b>(2.940)</b>	<b>(2.413)</b>	<b>(527)</b>	<b>(21,9%)</b>
Compras de energía	(7.711)	(5.338)	(2.373)	(44,5%)	(2.183)	(1.851)	(332)	17,9%
Consumo de combustible	(117)	(138)	21	15,4%	(28)	(31)	3	(8,2%)
Gastos de transporte	(1.020)	(1.016)	(4)	(0,4%)	(221)	(268)	47	(17,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.603)	(1.064)	(539)	(50,7%)	(508)	(263)	(245)	93,1%
<b>Margen de Contribución</b>	<b>5.741</b>	<b>4.736</b>	<b>1.005</b>	<b>21,2%</b>	<b>1.574</b>	<b>1.329</b>	<b>245</b>	<b>18,4%</b>
Gastos de personal	(730)	(565)	(165)	(29,2%)	(189)	(81)	(108)	134,3%
Otros gastos por naturaleza	(909)	(918)	9	1,0%	(206)	(221)	15	(6,9%)
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>4.102</b>	<b>3.253</b>	<b>849</b>	<b>26,1%</b>	<b>1.179</b>	<b>1.027</b>	<b>152</b>	<b>14,7%</b>
Depreciación y amortización	(993)	(858)	(135)	(15,7%)	(280)	(224)	(56)	25,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación NIIF 9	(445)	(243)	(202)	(83,6%)	(198)	(63)	(135)	211,9%
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>2.664</b>	<b>2.152</b>	<b>512</b>	<b>23,8%</b>	<b>701</b>	<b>740</b>	<b>(39)</b>	<b>(5,3%)</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>(728)</b>	<b>(412)</b>	<b>(316)</b>	<b>(76,5%)</b>	<b>(336)</b>	<b>(98)</b>	<b>(238)</b>	<b>(241,4%)</b>
Ingresos financieros	295	222	73	32,8%	86	71	15	21,9%
Gastos financieros	(1.052)	(768)	(284)	(36,9%)	(338)	(238)	(100)	42,1%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	31	77	(46)	(60,0%)	(65)	19	(84)	(433,7%)
Diferencia de cambio	(2)	57	(59)	(103,0%)	(19)	50	(69)	(138,5%)
<b>Otros Resultados distintos de la operación</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>(3)</b>	<b>(42,2%)</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>946,9%</b>
Otras Ganancias (pérdidas)	3	5	(2)	(31,1%)	3	0	3	508,3%
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	1	3	(2)	(62,3%)	0	(0)	0	(293,1%)
Resultado Antes de Impuestos	1.941	1.748	193	11,0%	368	642	(274)	(42,6%)
<b>Impuesto sobre sociedades</b>	<b>(806)</b>	<b>(567)</b>	<b>(239)</b>	<b>(42,3%)</b>	<b>(147)</b>	<b>(210)</b>	<b>63</b>	<b>(29,9%)</b>
<b>Resultado del Período después de impuestos</b>	<b>1.135</b>	<b>1.181</b>	<b>(46)</b>	<b>(4,0%)</b>	<b>221</b>	<b>432</b>	<b>(211)</b>	<b>(48,8%)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>741</b>	<b>825</b>	<b>(84)</b>	<b>(10,2%)</b>	<b>119</b>	<b>339</b>	<b>(220)</b>	<b>(64,9%)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	394	356	38	10,6%	102	93	9	9,6%
<b>Utilidad por acción USD (*)</b>	<b>0,00744</b>	<b>0,01085</b>	<b>(0,00341)</b>	<b>(31,4%)</b>	<b>0,00111</b>	<b>0,00445</b>	<b>(0,00334)</b>	<b>(75,1%)</b>

(\*) Al 31 de Diciembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 99.587.960.424 y 76.086.311.036 respectivamente.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### EBITDA

El **EBITDA** para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 fue de **US\$ 4.102 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$ 849 millones**, equivalente a un crecimiento de un **26,1%**, con respecto al **EBITDA** de **US\$ 3.253 millones** respecto de igual ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

Durante el cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US\$ 1.179 millones**, presentando un incremento de **US\$ 152 millones** respecto al cuarto trimestre de 2020, equivalente a un incremento de un **14,7%**.

El crecimiento en estas cifras se debe principalmente al mejor desempeño económico de las operaciones de Brasil, y la incorporación a partir del 1 de abril de 2021 de las operaciones de EGP Centro y Sudamérica, que con aporte de **US\$ 374 millones** al 31 de diciembre de 2021 y **US\$ 113 millones** en el cuarto trimestre terminado en esa misma fecha, neutralizan el efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación de monedas por **US\$ 185 millones** y **US\$ 59 millones** en términos acumulados y trimestrales, respectivamente.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación, en términos acumulados y trimestrales al cierre del 31 de diciembre de 2021:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
<b>Generación y Transmisión:</b>								
Argentina	228	231	(3)	(1,2%)	60	50	10	19,3%
Brasil	2.551	1.106	1.445	130,7%	810	664	146	22,1%
Colombia	1.266	1.159	107	9,2%	335	288	47	16,3%
Perú	573	505	68	13,4%	156	140	16	11,6%
Centroamérica	233	-	233	-	88	-	88	-
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>4.851</b>	<b>3.001</b>	<b>1.850</b>	<b>61,7%</b>	<b>1.449</b>	<b>1.142</b>	<b>307</b>	<b>26,9%</b>
<b>Distribución:</b>								
Argentina	794	801	(7)	(0,9%)	225	192	33	17,1%
Brasil	8.761	6.834	1.927	28,2%	2.345	1.965	380	19,3%
Colombia	1.707	1.547	160	10,3%	448	413	35	8,6%
Perú	895	887	8	1,0%	226	232	(6)	(2,6%)
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>12.157</b>	<b>10.069</b>	<b>2.088</b>	<b>20,7%</b>	<b>3.244</b>	<b>2.802</b>	<b>442</b>	<b>15,8%</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(816)	(778)	(38)	4,8%	(179)	(202)	23	(11,3%)
<b>Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>16.192</b>	<b>12.292</b>	<b>3.900</b>	<b>31,7%</b>	<b>4.514</b>	<b>3.742</b>	<b>772</b>	<b>20,6%</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>								
Argentina	(17)	(19)	2	(9,3%)	(4)	(3)	(1)	45,4%
Brasil	(1.907)	(781)	(1.126)	144,1%	(618)	(526)	(92)	17,6%
Colombia	(408)	(413)	5	(1,0%)	(112)	(106)	(6)	5,3%
Perú	(175)	(162)	(13)	7,9%	(48)	(48)	0	(0,4%)
Centroamérica	(43)	-	(43)	-	(20)	-	(20)	-
<b>Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(2.550)</b>	<b>(1.375)</b>	<b>(1.175)</b>	<b>85,5%</b>	<b>(802)</b>	<b>(683)</b>	<b>(119)</b>	<b>17,5%</b>
<b>Distribución:</b>								
Argentina	(529)	(530)	1	(0,4%)	(142)	(108)	(34)	31,6%
Brasil	(6.573)	(4.938)	(1.635)	33,1%	(1.748)	(1.421)	(327)	23,0%
Colombia	(1.012)	(886)	(126)	14,2%	(271)	(238)	(33)	13,9%
Perú	(605)	(599)	(6)	1,0%	(161)	(161)	(0)	0,1%
<b>Costos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>(8.719)</b>	<b>(6.953)</b>	<b>(1.766)</b>	<b>25,4%</b>	<b>(2.322)</b>	<b>(1.928)</b>	<b>(394)</b>	<b>20,5%</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	818	772	46	5,9%	184	198	(14)	(7,3%)
<b>Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>(10.451)</b>	<b>(7.556)</b>	<b>(2.895)</b>	<b>38,3%</b>	<b>(2.940)</b>	<b>(2.413)</b>	<b>(527)</b>	<b>21,9%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
<b>Generación y Transmisión:</b>								
Argentina	(39)	(30)	(9)	27,4%	(13)	(9)	(4)	44,8%
Brasil	(34)	(13)	(21)	163,4%	(7)	(3)	(4)	135,7%
Colombia	(31)	(31)	(0)	1,1%	(8)	(10)	2	0,0%
Perú	(28)	(27)	(1)	2,8%	(6)	(6)	0	(0,4%)
Centroamérica	(12)	-	(12)	-	(5)	-	(5)	-
<b>Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(144)</b>	<b>(101)</b>	<b>(43)</b>	<b>42,1%</b>	<b>(39)</b>	<b>(28)</b>	<b>(11)</b>	<b>40,2%</b>
<b>Distribución:</b>								
Argentina	(154)	(124)	(30)	24,6%	(50)	(33)	(17)	48,1%
Brasil	(302)	(208)	(94)	45,5%	(67)	21	(88)	(415,2%)
Colombia	(67)	(77)	10	(13,1%)	(16)	(27)	11	(39,7%)
Perú	(36)	(34)	(2)	5,7%	(8)	(9)	1	(8,9%)
<b>Gastos de Personal Segmento de Distribución</b>	<b>(559)</b>	<b>(443)</b>	<b>(116)</b>	<b>26,4%</b>	<b>(141)</b>	<b>(48)</b>	<b>(93)</b>	<b>194,1%</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(27)	(21)	(6)	24,5%	(9)	(5)	(4)	71,8%
<b>Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas</b>	<b>(730)</b>	<b>(565)</b>	<b>(165)</b>	<b>29,2%</b>	<b>(189)</b>	<b>(81)</b>	<b>(108)</b>	<b>134,3%</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>								
Argentina	(37)	(41)	4	(9,5%)	(10)	(13)	3	(21,7%)
Brasil	(49)	(15)	(34)	235,2%	(14)	(4)	(10)	215,9%
Colombia	(39)	(42)	3	(7,4%)	(12)	(12)	0	(0,5%)
Perú	(47)	(44)	(3)	6,4%	(10)	(13)	3	(25,9%)
Centroamérica	(19)	-	(19)	-	(8)	-	(8)	-
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(191)</b>	<b>(142)</b>	<b>(49)</b>	<b>34,9%</b>	<b>(54)</b>	<b>(42)</b>	<b>(12)</b>	<b>27,5%</b>
<b>Distribución:</b>								
Argentina	(88)	(97)	9	(9,0%)	(26)	(28)	2	(7,8%)
Brasil	(454)	(503)	49	(9,7%)	(87)	(108)	21	(19,8%)
Colombia	(73)	(77)	4	(5,1%)	(20)	(20)	0	(0,6%)
Perú	(36)	(40)	4	(10,6%)	(8)	(11)	3	(24,5%)
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución</b>	<b>(651)</b>	<b>(717)</b>	<b>66</b>	<b>(9,2%)</b>	<b>(141)</b>	<b>(167)</b>	<b>26</b>	<b>(15,8%)</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(67)	(59)	(8)	12,6%	(11)	(12)	1	(4,0%)
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas</b>	<b>(909)</b>	<b>(918)</b>	<b>9</b>	<b>(1,0%)</b>	<b>(206)</b>	<b>(221)</b>	<b>15</b>	<b>(6,9%)</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>								
Argentina	135	140	(5)	(3,7%)	33	25	8	29,3%
Brasil	562	297	265	89,1%	171	131	40	30,7%
Colombia	787	673	114	16,9%	203	160	43	26,8%
Perú	323	272	51	19,0%	92	72	20	27,4%
Centroamérica	158	-	158	-	54	-	54	-
<b>EBITDA Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>1.965</b>	<b>1.382</b>	<b>583</b>	<b>42,1%</b>	<b>553</b>	<b>388</b>	<b>165</b>	<b>42,4%</b>
<b>Distribución:</b>								
Argentina	23	50	(27)	(54,8%)	8	23	(15)	(65,3%)
Brasil	1.432	1.186	246	20,7%	443	457	(14)	(3,1%)
Colombia	554	507	47	9,4%	142	128	14	10,2%
Perú	219	214	5	2,4%	48	51	(3)	(5,3%)
<b>EBITDA Segmento de Distribución</b>	<b>2.228</b>	<b>1.957</b>	<b>271</b>	<b>13,9%</b>	<b>641</b>	<b>659</b>	<b>(18)</b>	<b>(2,8%)</b>
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(91)	(86)	(5)	5,6%	(15)	(20)	5	(26,1%)
<b>Total EBITDA Consolidado Enel Américas</b>	<b>4.102</b>	<b>3.253</b>	<b>849</b>	<b>26,1%</b>	<b>1.179</b>	<b>1.027</b>	<b>152</b>	<b>14,7%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

### Argentina:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Enel Generación Costanera	53	61	(8)	(12,3%)	11	6	5	75,6%
Enel Generación El Chocón	27	36	(9)	(24,4%)	7	5	2	24,5%
Central Dock Sud	55	43	12	29,4%	15	14	1	5,8%
<b>Ebitda Segmento Generación Argentina</b>	<b>135</b>	<b>140</b>	<b>(5)</b>	<b>(3,7%)</b>	<b>33</b>	<b>25</b>	<b>8</b>	<b>29,3%</b>

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los **US\$ 135 millones** a diciembre de 2021, lo que representa una disminución de **US\$ 5 millones** respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican estos efectos a diciembre de 2021, se describen a continuación:

**Enel Generación Costanera S.A.: Menor EBITDA de US\$ 8 millones debido principalmente a los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensados parcialmente por un mejor desempeño a nivel local producto del reajuste de tarifas acordado por la Resolución N°440/2021.**

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Costanera disminuyeron en **US\$ 8 millones**, o **7,0%**, acumulados a Diciembre de 2021 respecto del año anterior. La disminución se explica principalmente por; **(i)** menores ingresos de **US\$ 23 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; **(ii)** por menores ingresos por ventas de **US\$ 14 millones**, debido principalmente a menores ventas de energía (**-823 GWh**), producto de una menor generación como consecuencia del menor requerimiento de despacho por parte de CAMMESA, principalmente de los ciclos combinados; y **(iii)** menores ingresos por venta por **US\$ 1 millón**, producto de los efectos de la Resolución N° 12/2019 que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la compañía quedara nuevamente a cargo de CAMMESA; Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por **US\$ 26 millones** por la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29% en forma retroactiva a contar de febrero de 2021 y **US\$ 4 millones** por efecto de inflación.

Los **costos de explotación** estuvieron en línea con los del año anterior.

Los **gastos de personal** aumentan en **US\$ 7 millones** y se explican por **US\$ 13 millones** de incrementos salariales, compensado parcialmente por la disminución de **US\$ 6 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **Otros gastos por naturaleza** disminuyen en **US\$ 5 millones** y se explican principalmente por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera alcanzó un **EBITDA de US\$11 millones**, aumentando en **US\$ 5 millones** el monto alcanzado al 31 de diciembre de 2020. Este incremento se explica por; **(i)** mayores ingresos por **US\$ 10 millones** por la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29%; **(ii)** mayor ingreso por efecto de inflación equivalente a **US\$ 2 millones**; **(iii)** menores costos relacionados con servicios de terceros por **US\$ 3 millones**. Todo ello parcialmente compensado por; **(i)** menor volumen de energía vendida en el cuarto trimestre del año 2021 (**-784 GWh**) lo que ocasionó menores ingresos por **US\$ 6 millones**; y **(ii)** mayores gastos de personal por **US\$ 4 millones** por incrementos salariales.

**Enel Generación El Chocón: Menor EBITDA de US\$ 9 millones principalmente por menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino y los mayores costos fijos originados por la inflación.**

Los **ingresos de explotación disminuyeron en US\$ 7 millones** respecto de igual período del año anterior, principalmente por; **(i)** menores ingresos de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 9 millones**; y **(ii)** menores ingresos por venta por **US\$ 3 millones**, producto de los efectos de la **Resolución N° 12/2019** que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la compañía quedara nuevamente a cargo de **CAMMESA**. Todo ello compensado parcialmente por el mayor ingreso de **US\$ 5 millones** por la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en una 29% en forma retroactiva a contar de febrero de 2021.

Los **costos de Explotación se mantienen en línea** respecto a diciembre de 2020.

Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del mismo ejercicio del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$ 2 millones** producto de los mayores costos fijos producto de la inflación en Argentina y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense que afecta a algunos costos dolarizados.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, nuestra subsidiaria Enel Generación Chocón alcanzó un **EBITDA de US\$ 7 millones**, aumentando en **US\$ 2 millones** el monto alcanzado el año 2020. Este incremento se explica por:

Mayores ingresos por **US\$ 3 millones** por la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29%, compensados por **US\$ 1 millón** de menor ingreso producto de los efectos de la **Resolución N° 12/2019** que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la compañía quedara nuevamente a cargo de **CAMMESA**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



**Central Dock Sud: Mayor EBITDA de US\$ 12 millones principalmente por mayores volúmenes de venta y mejores precios de venta producto de la aplicación de la resolución 440/21 a partir de febrero de 2021.**

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 13 millones**, o **20,1%**, a diciembre de 2021 respecto del ejercicio del año anterior, lo que se explica principalmente por mayor ingreso de **US\$ 31 millones** por el incremento en el volumen de venta (**+917 GWh**) en conjunto con el incremento de tarifas originado por la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantenían en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29% en forma retroactiva a contar de febrero de 2021. Lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos de **US\$ 18 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$ 1 millón** producto de los mayores costos fijos producto de la inflación en Argentina y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense que afecta a algunos costos dolarizados.

En el cuarto trimestre de 2021, Central Dock Sud presenta un **EBITDA** de **US\$ 15 millones** al 31 de diciembre de 2021, superando por **US\$ 1 millón** los registrados en el mismo ejercicio del año 2020. Este incremento se debe principalmente a **US\$ 3 millones** por un aumento de las ventas físicas (**+71 GWh**), y al reconocimiento de lo establecido por la **Resolución N°440/21** que establece el reajuste de tarifas de un 29% en forma retroactiva a contar del 1 de febrero de 2021, compensado parcialmente por el efecto negativo de **US\$ 2 millones** relacionado con el efecto de conversión de cifras ante la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### Brasil

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
EGP Cachoeira Dourada	64	135	(71)	(52,3%)	47	80	(33)	(41,4%)
Enel Generación Fortaleza	108	62	46	74,0%	33	19	14	79,5%
EGP Volta Grande	64	49	15	31,1%	17	20	(3)	(14,3%)
Enel Cien	47	46	1	3,5%	11	12	(1)	(14,8%)
Enel Trading	80	-	80	-	12	-	12	-
EGP Brasil	199	-	199	-	51	-	51	-
Central Geradora Sao Francisco	-	5	(5)	-	-	-	-	-
<b>Ebitda Segmento Generación y Transmisión Brasil</b>	<b>562</b>	<b>297</b>	<b>265</b>	<b>89,1%</b>	<b>171</b>	<b>131</b>	<b>40</b>	<b>30,7%</b>

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$ 562 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 265 millones** con respecto al año anterior. Este incremento se ve impulsado por la incorporación de las Empresas de **EGP Brasil** y también por el buen desempeño en el año 2021 de nuestra filial encargada de intermediación de contratos **Enel Trading**, que aportan **US\$ 199 millones** y **US\$ 12 millones** del crecimiento acumulado y trimestral respectivamente. Las principales variables, por filial, que explican este incremento en los resultados a diciembre de 2021, se describen a continuación:

**EGP Cachoeira Dourada S.A.: Menor EBITDA de US\$ 71 millones principalmente por compras de energía a un costo superiores a los registrados en el mismo ejercicio del año anterior.**

Los **ingresos de explotación se incrementaron en US\$ 616 millones, o 75,9%**, a diciembre de 2021. El aumento se explica principalmente por **US\$ 854 millones** por mayores ventas al sistema interconectado de Brasil producto de la importación de energía desde Argentina y Uruguay, compensado parcialmente por; **(i) US\$ 174 millones** de menores ventas físicas al mercado regulado (**-4.507 GWh**), principalmente producto de la pandemia de COVID-19 y crisis hídrica; y **(ii) US\$ 64 millones** de menores ingresos producto de la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los **costos de explotación aumentaron en US\$ 685 millones, o 102,8%**, a diciembre de 2021, principalmente explicados por; **(i) una mayor compra de energía por importación por US\$ 831 millones;** y **(ii) beneficios GSF (Generation Scaling Factor) adicionales compensatorios por el riesgo hidrológicos otorgados en el 2020 y no presentes en 2021 por US\$ 60 millones.** Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US\$ 146 millones** de menores compras de energía, por menor demanda de clientes en el mercado regulado, principalmente por efecto de COVID-19; y **(ii) US\$ 60 millones** por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 2 millones**, producto de mayores costos de servicios legales y otros.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



En el cuarto trimestre de 2021, **Enel Cachoeira Dourada S.A.** alcanza un **EBITDA de US\$ 47 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 33 millones** respecto al mismo ejercicio del año 2020.

Los principales efectos de esta disminución se explican por; **(i)** menores ingresos por **US\$ 84 millones** por un menor volumen de venta **(-1.854 GWh)**; y **(ii)** beneficios GSF (Generation Scaling Factor) adicionales compensatorios por el riesgo hidrológicos otorgados en el 2020 y no presentes en 2021 por **US\$ 60 millones**. Lo anterior compensado parcialmente por menores compras de energía por **US\$ 97 millones**. A lo anterior se le debe deducir los mayores ingresos netos por **US\$ 14 millones** obtenidos por la importación e inyección de energía proveniente de Argentina y Uruguay al SIN brasileiro.

**Enel Generación Fortaleza: Mayor EBITDA de US\$ 46 millones debido principalmente a mayores ingresos por venta de energía compensadas parcialmente por el efecto de devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense.**

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza** aumentaron en **US\$ 140 millones**, principalmente por; **(i)** mayores ventas de energía por **US\$ 80 millones** por mayor demanda **(+1.378 GWh)** que motivó una mayor generación de la planta de Fortaleza, generando un excedente de energía que finalmente fue colocado en el mercado libre; **(ii)** **US\$ 68 millones** por reajustes de precios; y **(iii)** Recuperación de **US\$ 7 millones** de impuestos PIS-COFINS. Lo anterior fue compensado parcialmente por **US\$ 15 millones** por efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los **costos de explotación aumentaron en US\$ 91 millones**, principalmente por **US\$ 108 millones** por mayores compras para atender las demandas de energía adicionales; las cuales fueron parcialmente compensadas por; **(i)** menor costo de combustible por **US\$ 8 millones**, dado un mejor calce de los contratos de abastecimiento fijo, respecto a los que estuvieron vigentes en el año anterior; y **(ii)** menor costo por **US\$ 9 millones** debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

**Los gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 3 millones** principalmente por mayores pagos de seguros y servicios de terceros.

En el cuarto trimestre, **Enel Generación Fortaleza** alcanzó un **EBITDA de US\$ 33 millones**, superando en **US\$ 14 millones** al alcanzado en el mismo ejercicio de 2020.

Este incremento se debe principalmente a; **(i)** **US\$ 12 millones** por reajustes de tarifas de venta de energía; y **(ii)** reembolso de seguros por **US\$ 5 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 3 millones** relacionados con la conversión de cifras, producto de la devaluación del real respecto al dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## Enel Green Power Volta Grande: Mayor EBITDA de US\$ 15 millones principalmente por reajuste de ingresos por el IPC armonizado (IPCA).

Los **ingresos de explotación de Enel Green Power Volta Grande** se incrementaron en **US\$ 19 millones** principalmente por; (i) mayor actualización de los activos de la concesión (RBO), producto de un IPCA que en el año 2021 llegó al 10% versus el 5% del año 2020 por **US\$ 17 millones**; (ii) un efecto positivo de **US\$ 5 millones** por mejores precios de venta. Lo anterior parcialmente compensado parcialmente por el efecto negativo de la conversión de cifras producto de la devaluación del real brasilero respecto al dólar estadounidense por **US\$ 3 millones**.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 4 millones**, debido a los mayores precios de energía comprada.

**Los gastos de personal**, se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

**Los otros gastos por naturaleza**, se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

En el cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA de Enel Green Power Volta Grande** alcanzó a los **US\$ 17 millones** quedando **US\$ 3 millones** por debajo de la cifra alcanzada en el mismo ejercicio de 2020. Esta disminución se debe principalmente a; (i) mayor costo por **US\$ 1 millón** por mayores precios de energía comprada y **US\$ 2 millones** por beneficios GSF (Generation Scaling Factor) adicionales compensatorios por el riesgo hidrológicos otorgados en el 2020 y no presentes en 2021.

## Enel CIEN S.A.: EBITDA en línea con el año anterior.

En el cuarto trimestre de 2021, **Enel CIEN S.A.** se mantiene en línea con lo registrado en el año 2020.

## Enel Trading Brasil S.A. (inicio operaciones en 2021): EBITDA positivo de US\$ 80 millones producto del margen neto de la compra y venta de un total de Energía por 21.4TWh.

El **EBITDA** positivo se genera por ingresos en venta de electricidad a los precios spot que otorga el mercado, y que han sido impulsados al alza en el segundo semestre de 2021, producto de la crisis hídrica que atraviesa Brasil. Por su parte los costos de venta de energía están determinados por precios fijados en contratos de corto y largo plazo fijados con clientes y que han resultado bastante menores a los precios spot del último trimestre de 2021.

En el cuarto trimestre de 2021, **Enel Trading Brasil S.A.**, alcanza un **EBITDA de US\$ 12 millones** producto del margen neto alcanzado en la compra y venta de Energía por un total de **5,9 TWh**, lo cual se genera por el margen de venta generado por un precio de compra a precios fijos y un precio de venta determinado por el mercado spot, el cual se ha sido superior a los precios de compra de energía para el último trimestre cerrado al 31 de diciembre de 2021.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Central Geradora Sao Francisco disminución del EBITDA por ingresos extraordinarios por US\$ 5 millones generados en el 2020.

Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda y subsidiarias (“Enel Green Power Brasil”): Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021: EBITDA de US\$ 199 millones principalmente por ventas físicas.

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 540 millones** correspondientes a la venta de **12.481 GWh**.

Los costos de explotación en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 294 millones**, explicándose de la siguiente forma; **(i)** compras de energía por **US\$ 267 millones** para cubrir mayor demanda; **(ii)** gastos de transporte por **US\$ 26 millones**; y **(iii)** otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 1 millón**.

Los gastos de personal en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 25 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 22 millones**, principalmente por servicios independientes, externalizados por **US\$ 15 millones** y costos de reparaciones y conservación por **US\$ 7 millones**.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Brasil fue de **US\$ 51 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **4.336 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 135 millones**, costos de explotación por **US\$ 71 millones**, gastos de personal por **US\$ 8 millones** y otros gastos por naturaleza por **US\$ 5 millones**.

### Colombia

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Emgesa	789	673	116	17,1%	204	160	44	27,7%
EGP Colombia	(2)	-	(2)	-	(1)	-	(1)	-
<b>Ebitda Segmento Generación Colombia</b>	<b>787</b>	<b>673</b>	<b>114</b>	<b>16,9%</b>	<b>203</b>	<b>160</b>	<b>43</b>	<b>26,8%</b>

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Colombia alcanzaron los **US\$ 787 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 114 millones** con respecto a diciembre de 2020. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

**Emgesa S.A.: Mayor EBITDA US\$ 116 millones principalmente por mejores precios en venta de electricidad, y precios más favorables en la compra de energía para cumplir con contratos.**

Los **ingresos de explotación de Emgesa se incrementaron en US\$ 103 millones** o un **8,9%** a diciembre de 2021. Este incremento se explica principalmente por; **(i)** un efecto de mayor ingreso por **US\$ 119 millones**, por mejores precios medios de venta; **(ii)** mayor ingreso por mayor volumen de venta **(+50 GWh)** equivalentes a **US\$ 3 millones** respecto al año anterior. Todo ello parcialmente compensado por; **(i)** Menor ingreso por indemnización seguro General Electric por **US\$ 3 millones** recibido en 2020 no presente en el año actual; y **(ii)** menores ingresos por **US\$ 16 millones** relacionado con el efecto negativo de conversión de cifras ante la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 4 millones** y se explica principalmente por; **(i)** decremento relacionado con las compras de energía por **US\$ 24 millones**, como consecuencia de menor precio de compra por **US\$ 60 millones**, menos el efecto originado por las mayores compras físicas por **US\$ 36 millones (+887 GWh)**; **(ii)** menor consumo de combustible por **US\$ 14 millones** principalmente por menor generación de la Central Termozipa, debido a la disminución del precio spot; y **(iii)** efecto positivo por **US\$ 6 millones** por efecto de conversión ante la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** un mayor gasto de transporte por **US\$ 29 millones**, por aumento en los costos unitarios; **(ii)** un mayor gasto de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 11 millones**.

Los **gastos de personal** tienen un efecto positivo de **US\$ 3 millones**, principalmente por plan de salida programada de trabajadores en el año 2020 y su consiguiente menor dotación durante el año 2021.

Los **otros gastos por naturaleza** tuvieron un efecto positivo de **US\$ 6 millones** por contingencias impositivas que se debieron cubrir en el año 2020 no presentes en el año actual.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



En el cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** de Emgesa alcanzó a los **US\$ 204 millones** un **27,7%** superior al registrado en el mismo ejercicio de 2020. El crecimiento de **US\$ 44 millones** se explica principalmente por efecto de mayor ingreso por; **(i) US\$ 45 millones** por mejores precios medios de ventas; **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 25 millones** debido a mayor volumen de ventas en el cuarto trimestre producto de la reactivación de la economía **(+344 GWh)**. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** mayores costos de ventas por **US\$ 4 millones** por compras de energía a un precio mayor en bolsa; **(ii)** mayores costos de transporte por aumento de costos unitarios principalmente IPP por **US\$ 4 millones**; **(iii)** mayores costos por **US\$ 2 millones** por mayor consumo de combustible por la mayor generación en el trimestre; **(iv)** menores ingresos por **US\$ 5 millones** por transacciones ocurridas en 2020 no presentes en el año actual, principalmente venta de bonos de carbono y recepción de indemnización de General Electric; y **(v)** efecto negativo de **US\$ 11 millones** en conversión de cifras producto de la devaluación experimentada por el peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

### Perú

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Enel Generación Perú	224	211	13	6,2%	60	57	3	6,7%
Enel Generación Piura	41	30	11	37,5%	11	7	4	63,4%
Chinango	37	31	6	19,2%	12	8	4	36,7%
EGP Perú	21	-	21	-	9	-	9	-
<b>Ebitda Segmento Generación Perú</b>	<b>323</b>	<b>272</b>	<b>51</b>	<b>19,0%</b>	<b>92</b>	<b>72</b>	<b>20</b>	<b>27,4%</b>

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los **US\$ 323 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 51 millones** respecto del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican el aumento en el resultado a diciembre de 2021, se describen a continuación:

**Enel Generación Perú S.A.: Mayor EBITDA por US\$ 13 millones principalmente por mayores ingresos provenientes de un mayor volumen de ventas físicas y mejores precios medios de venta, compensado parcialmente por el efecto negativo de la conversión producto de la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.**

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 23 millones**, o **5,4%** a diciembre de 2021. Este incremento se explica principalmente por mayores ingresos por; **(i) US\$ 64 millones** por mayor volumen de venta **(+263 GWh)**; y **(ii)** mejores precios medios de venta por **US\$ 4 millones**, compensado parcialmente por una disminución de **US\$ 45 millones** por efectos por conversión originada por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 10 millones**, o **7,4%**, a diciembre de 2021, principalmente a; (i) mayor consumo de combustible por **US\$ 12 millones** dado la mayor generación térmica producto de la mayor demanda; (ii) **US\$ 15 millones** por mayores costos de transporte. Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor costo asociado al efecto por conversión por **US\$ 17 millones** producto de la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal de Enel Generación Perú** en términos acumulados estuvieron prácticamente en línea con los registrados en el año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** en términos acumulados estuvieron prácticamente en línea con los registrados el año anterior.

En el cuarto trimestre de 2021 **Enel Generación Perú** tuvo un **EBITDA** de **US\$ 60 millones**, con un incremento de **6,7%** respecto de los **US\$ 57 millones** registrados en el mismo ejercicio de 2020.

El incremento de **US\$ 3 millones** de **EBITDA** se explica principalmente por menores servicios de terceros en el año 2021 respecto al mismo ejercicio de 2020.

## Enel Generación Piura S.A.: Mayor EBITDA de US\$ 11 millones por mayores ingresos por ventas dado los incrementos en ventas físicas de energía.

Los **ingresos de explotación** se incrementan en **US\$ 11 millones**, principalmente por; (i) incremento de **US\$ 12 millones** por aumento en las ventas físicas (**+99 GWh**); y (ii) mayores ingresos por venta de gas a refinería Talara por **US\$ 6 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 7 millones** de disminución por efecto de conversión originada por la devaluación registrada por el nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** al 31 de diciembre de 2021 estuvieron en línea con el año anterior.

En el cuarto trimestre de 2021 el **EBITDA** de **Enel Generación Piura** alcanzó los **US\$ 11 millones** superando por **US\$ 4 millones** lo registrado en el mismo periodo del año anterior, el principal efecto de este crecimiento se debe a los mayores precios medio de ventas por **US\$ 3 millones** y **US\$ 1 millón** por ventas de gas a refinería Talara.

## Chinango S.A.: EBITDA superior en US\$ 6 millones respecto al año anterior, producto de mayores ingresos por ventas producto de mejores precios medios de ventas, compensado parcialmente por el efecto negativo de conversión de cifras originado por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

En el cuarto trimestre **Chinango S.A.** alcanzó los **US\$ 12 millones**, superando en **US\$ 3 millones** los registrados en el año 2020. La principal explicación de este incremento son los mejores precios de venta que se compensan parcialmente por los efectos negativos asociados a la conversión de cifras originada por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



**Enel Green Power Perú S.A.C. y subsidiarias (“Enel Green Power Perú”): Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021: EBITDA de US\$ 21 millones principalmente por ventas físicas.**

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Perú y subsidiarias ascendieron a US\$ 33 millones correspondientes a las ventas físicas de 814 GWh.

Los costos de explotación en Enel Green Power Perú y subsidiarias ascendieron de US\$ 3 millones, explicándose básicamente por los costos de transporte de energía eléctrica.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Perú y subsidiarias ascendieron a US\$ 9 millones, principalmente por servicios independientes externalizados por US\$ 5 millones y costos de reparaciones y conservación por US\$ 4 millones.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Perú fue de US\$ 9 millones asociados a ingresos por ventas físicas de energía por 294 GWh, que reportaron ingresos por US\$ 13 millones, costos de explotación por US\$ 1 millón, y otros gastos por naturaleza por US\$ 3 millones.

## Centroamérica

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
EGP Costa Rica	10	-	10	-	3	-	3	-
EGP Guatemala	38	-	38	-	15	-	15	-
EGP Panamá	110	-	110	-	36	-	36	-
<b>Ebitda Segmento Generación Centroamérica</b>	<b>158</b>	<b>-</b>	<b>158</b>	<b>-</b>	<b>54</b>	<b>-</b>	<b>54</b>	<b>-</b>

**Enel Green Power Costa Rica S.A. y subsidiarias (EGP Costa Rica) Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021. EBITDA de US\$ 10 millones principalmente por ventas físicas.**

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Costa Rica ascendieron a US\$ 17 millones, correspondientes a US\$ 13 millones debido a la venta de energía equivalente a 168 GWh, y US\$ 4 millones de otros ingresos de explotación y otros servicios.

Los gastos de personal en Enel Green Power Costa Rica ascendieron a US\$ 2 millones, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Costa Rica ascendieron a US\$ 5 millones, principalmente por servicios independientes externalizados.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Costa Rica fue de US\$ 3 millones asociados a ingresos por ventas físicas de energía por 61 GWh, que reportaron ingresos por US\$ 6 millones, y otros gastos por naturaleza por US\$ 3 millones.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## Enel Green Power Guatemala: Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021; EBITDA de US\$ 38 millones principalmente por ventas físicas

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 108 millones**, principalmente por **US\$ 86 millones** correspondientes a la venta de energía equivalente a **950 GWh**, y **US\$ 22 millones** de otros ingresos de explotación y otros servicios.

Los costos de explotación en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 50 millones**, explicándose de la siguiente forma; (i) compras de energía por **US\$ 37 millones** para cubrir mayor demanda; y (ii) gastos de transporte y otros servicios por **US\$ 13 millones**.

Los gastos de personal en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 4 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 16 millones**, principalmente por mayores servicios independientes, externalizados y otros por **US\$ 13 millones** y mayores costos de reparaciones y conservación por **US\$ 3 millones**.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Guatemala fue de **US\$ 15 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **291 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 45 millones**, costos de explotación por **US\$ 22 millones**, gastos de personal por **US\$ 1 millón** y otros gastos por naturaleza por **US\$ 7 millones**.

## Enel Green Power Panamá S.R.L. y subsidiarias (“Enel Green Power Panamá”) Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021. EBITDA de US\$ 110 millones principalmente por ventas físicas

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Panamá ascendieron a **US\$ 149 millones** correspondientes a **US\$ 142 millones** correspondientes a la venta de energía equivalente a **1.519 GWh**, y **US\$ 7 millones** de otros ingresos de explotación y otros servicios.

Los costos de explotación en Enel Green Power Panamá ascendieron de **US\$ 21 millones**, explicándose de la siguiente forma; (i) compras de energía por **US\$ 12 millones** para cubrir mayor demanda; (ii) gastos de transporte por **US\$ 6 millones**; y (iii) otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 3 millones**.

Los gastos de personal en Enel Green Power Panamá ascendieron a **US\$ 7 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Panamá ascendieron a **US\$ 11 millones**, principalmente por servicios independientes externalizados.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Panamá fue de **US\$ 36 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **481 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 52 millones**, costos de explotación por **US\$ 9 millones**, gastos de personal por **US\$ 2 millones** y otros gastos por naturaleza por **US\$ 5 millones**.

### EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

#### Argentina

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Edesur	23	50	(27)	(54,8%)	8	23	(15)	(65,3%)
<b>Total Segmento Distribución Argentina</b>	<b>23</b>	<b>50</b>	<b>(27)</b>	<b>(54,8%)</b>	<b>8</b>	<b>23</b>	<b>(15)</b>	<b>(65,3%)</b>

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria de distribución en Argentina alcanzó a **US\$ 23 millones** al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de **US\$ 27 millones** respecto al año 2020. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados de diciembre 2021, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 7 millones**, o un **0,9%** a diciembre de 2021, que se explican fundamentalmente por **US\$ 171 millones** por un menor ingreso por efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; compensado parcialmente por; **(i) US\$ 118 millones** por reajustes de tarifas aprobados por la autoridad regulatoria en forma transitoria, a la espera de la próxima revisión tarifaria integral. El reajuste establecido en la resolución **ENRE N°106** estableció en promedio un reajuste de un 9%, lo que se tradujo en un incremento del valor agregado de distribución de un 21,8% a contar del 1 de mayo de 2021; **(ii)** Efecto de mayor volumen físico vendido **(+847 GWh)** por **US\$ 46 millones**.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 2 millones**, o un **0,4 %**, los cuales se explican fundamentalmente por una disminución de **US\$ 117 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; lo cual se compensa parcialmente por; **(i)** mayores costos asociados a mayor precio de energía comprada por **US\$ 90 millones**; **(ii)** mayor volumen de energía comprada por **US\$ 19 millones**; y **(iii)** incremento por otros aprovisionamientos y servicios variables asociados al incremento de volumen de venta por **US\$ 6 millones**.

Los **gastos de personal se incrementaron en US\$ 14 millones**, principalmente por aumento de **US\$ 49 millones** por incrementos salariales, explicado por el reconocimiento de la inflación y por mayores horas extras; disminución de **US\$ 35 millones** debido a menores efectos de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza**, se incrementaron por **US\$ 8 millones** respecto al mismo ejercicio del año anterior básicamente por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó a los **US\$ 8 millones**, inferior en **US\$ 15 millones** respecto al mismo ejercicio del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por; **(i)** mayor costo por mayor volumen de energía comprada para satisfacer la demanda por **US\$ 11 millones**; **(ii)** mayor precio de la energía comprada por **US\$ 32 millones**; **(iii)** **US\$ 22 millones** por reajustes salariales y horas extras del personal; y **(iv)** **US\$ 8 millones** por incrementos en servicios de mantenimiento de la red. Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos por; **(i)** **US\$ 23 millones** por mayor cantidad de energía vendida (**+362 GWh**); **(ii)** **US\$ 35 millones** por mayor precio por reajustes tarifarios aprobados por la autoridad regulatoria en forma transitoria a la espera de la próxima revisión tarifaria integral.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-21	dic-20	Var	dic-21	dic-20	Var
Edesur	18,0%	18,9%	(4,8%)	2,55	2,51	1,6%
<b>Total Segmento Distribución Argentina</b>	<b>18,0%</b>	<b>18,9%</b>	<b>(4,8%)</b>	<b>2,55</b>	<b>2,51</b>	<b>1,6%</b>

## Brasil

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Enel Distribución Rio	282	232	50	21,7%	76	77	(1)	(0,8%)
Enel Distribución Ceará	280	192	88	45,9%	90	64	26	39,5%
Enel Distribución Goiás	163	169	(6)	(3,8%)	52	65	(13)	(20,2%)
Enel Distribución Sao Paulo	707	593	114	19,2%	225	251	(26)	(10,2%)
<b>Total Segmento Distribución Brasil</b>	<b>1.432</b>	<b>1.186</b>	<b>246</b>	<b>20,7%</b>	<b>443</b>	<b>457</b>	<b>(14)</b>	<b>(3,1%)</b>

El **EBITDA** de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los **US\$ 1.432 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 246 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables por filial, que explican el incremento a diciembre de 2021, se describen a continuación:

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## Enel Distribución Río: Mayor EBITDA por US\$ 50 millones por mayor volumen de venta en el año 2021 y mejores precios medios de venta compensados parcialmente por el efecto negativo de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en **US\$ 328 millones**, o un **26,2%** a diciembre de 2021, que se explican fundamentalmente por; **(i)** mayores ingresos por **US\$ 131 millones**, producto de un mayor volumen de venta física (+ 261 GWh); **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 141 millones** por un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios; **(iii)** mayores ingresos por peajes por **US\$ 16 millones**; **(iv)** mayores ingresos por **US\$ 53 millones** por efecto del reconocimiento de ingresos por construcciones de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (CINIIF 12); y **(v)** mayores reajustes de **US\$ 53 millones** por actualización del activo financiero asociado a CINIIF 12, producto del mayor IPC registrado en 2021 (10%), respecto al registrado en 2020 (5%). Todo lo anterior compensado por los efectos de conversión originada por la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 66 millones**.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$ 278 millones**, o **32,0%** a diciembre de 2021, respecto del mismo ejercicio del año anterior y se explican principalmente por; **(i)** **US\$ 261 millones** por mayores costos por compra de energía, que incorporan **US\$ 176 millones** por efecto de mayores compras físicas y **US\$ 85 millones** explicado por mayores precios medios debido a reajuste por inflación y el empeoramiento de la hidrología; **(ii)** mayor costo de transporte de energía de **US\$ 2 millones**, debido a mayor tarifa en uso de redes; **(iii)** **US\$ 53 millones** de mayores costos por construcción de acuerdo a CINIIF 12; y **(iv)** mayores costos por servicios de cortes y reconexión del servicio por **US\$ 13 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos por **US\$ 51 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$ 4 millones** respecto con el mismo ejercicio del año anterior, fundamentalmente producto de un incremento por **US\$ 6 millones** correspondientes a provisiones por un plan de reestructuración asociado a la estrategia de digitalización del Grupo, compensado por el efecto conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 2 millones**.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron **US\$ 4 millones**, debido principalmente a los efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Rio** alcanzó los **US\$ 76 millones** prácticamente en línea con el resultado de **US\$ 77 millones** registrado en el año 2020. La variación del **EBITDA** se da por los siguientes efectos compensados; **(i) US\$ 26 millones** por mayores ingresos por venta de energía, compuesto por un efecto positivo de **US\$ 46 millones** por mejores precios medios de venta producto del reajuste tarifario, compensado parcialmente por menores ingresos por **US\$ 20 millones** producto del menor volumen de venta registrado en el último trimestre de 2021; **(ii) US\$ 7 millones** de mayores ingresos por peajes; **(iii) mayores ingresos por US\$ 33 millones** por efecto del reconocimiento de ingresos por construcciones de acuerdo a CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (CINIIF 12) ; **(iv) mayores reajustes de US\$ 5 millones** por actualización del activo financiero asociado a CINIIF 12, producto del mayor IPC registrado en 2021 (10%), respecto al registrado en 2020 (5%); **(v) otros ingresos por US\$ 9 millones** asociados a multas cobradas a clientes.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía			N° de Clientes		
	(%)			(en millones)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Enel Distribución Rio	20,5%	22,1%	(7,2%)	3,03	2,95	2,8%

**Enel Distribución Ceará S.A.: Mayor EBITDA de US\$ 88 millones, principalmente por los efectos de una recuperación económica que origina mayor volumen de venta física y mejores precios medios de venta, compensada parcialmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.**

Los **ingresos de explotación** en **Enel Distribución Ceará** aumentaron en **US\$ 346 millones**, o un **29,6%** a diciembre de 2021, que se explican fundamentalmente por; **(i) mayores ingresos por US\$ 87 millones**, producto de un mayor volumen de venta (**+865 GWh**); **(ii) mayores ingresos por US\$ 221 millones** debido a un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios; **(iii) mayores ingresos por peajes por US\$ 27 millones**; **(iv) mayores ingresos por US\$ 37 millones** por efecto del reconocimiento de ingresos por construcciones de acuerdo a CINIIF 12; y **(v) mayores reajustes de US\$ 37 millones** por actualización del activo financiero asociado a CINIIF 12, producto del mayor IPC registrado en 2021 (10%), respecto al registrado en 2020 (5%). Todo ello parcialmente compensado por los efectos de conversión originada por la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 63 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Los **costos de explotación se incrementaron en US\$ 264 millones**, o **31,6%** a diciembre de 2021, respecto al mismo ejercicio del año anterior y se explican principalmente por; **(i) US\$ 263 millones** por mayores costos de compra de energía, que incorporan **US\$ 89 millones** por efecto de mayores compras físicas y **US\$ 174 millones** explicado por mayores precios medios debido a reajuste por inflación; **(ii) mayor costo de transporte de energía de US\$ 13 millones**, por mayor tarifa en uso de redes; y **(iii) US\$ 37 millones** de mayores costos por construcción de acuerdo a CINIIF 12. Todo ello parcialmente compensado por menores costos por **US\$ 49 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** estuvieron en línea con el año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyen en **US\$ 6 millones** principalmente por **US\$ 3 millones** por reverso en el año 2021 de provisión por contingencia regulatoria provisionada en el año 2020, y efecto positivo de **US\$ 3 millones** por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Ceará S.A.** alcanzó los **US\$ 90 millones** superando por **US\$ 26 millones** la cifra alcanzada en el cuarto trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a; **(i) US\$ 6 millones** por mayor volumen de venta física (**+86 GWh**); **(ii) US\$ 47 millones** por un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios; **(iii) US\$ 7 millones** de mayores ingresos por peajes; **(iv) US\$ 20 millones** de menores costos de reparaciones y mantenciones y servicios de transporte de energía. Lo anteriormente compensado por mayores costos por; **(i) US\$ 49 millones** por mayores costos en la compra de energía dado sus reajustes tarifarios y la correspondiente inflación; y **(ii) US\$ 5 millones** de efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Enel Distribución Ceará	16,1%	15,9%	1,3%	4,06	4,01	1,2%

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## Enel Distribución Goiás.: El EBITDA del año 2021 fue inferior en US\$ 6 millones al registrado en el ejercicio 2020, principalmente por el efecto negativo de conversión de cifras ante la devaluación experimentada por el real brasileño respecto al dólar estadounidense

Los **ingresos de explotación** en **Enel Distribución Goiás** se incrementaron en **US\$ 426 millones**, que se explican principalmente por; **(i)** mayores ventas de energía por **US\$ 272 millones**, que corresponden principalmente a **US\$ 86 millones** de mayores ventas físicas por **(+607 GWh)**, debido a la recuperación económica del país, **US\$ 186 millones** de mejores precios medios de ventas por efectos de reajustes por inflación debido a mayor reajuste tarifario de un **4,6%** vigente desde octubre de 2020; **(ii)** reconocimiento de **US\$ 72 millones** producto del ingresos compensatorios CVA (**Compensación de Valores de la Parcela A**) recibido por regulaciones en Brasil en casos de crisis hídrica; y **(iii)** otros ingresos de explotación por **US\$ 163 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 81 millones**, debido a los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación se incrementaron en US\$ 442 millones**, explicados; **(i)** mayor gasto por compra de energía por **US\$ 332 millones**, por mayores precios medios y mayor volumen; **(ii)** mayores costos por interrupciones y reconexiones por **US\$ 13 millones**; y **(iii)** mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 163 millones**, que corresponden principalmente a mayores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 66 millones**, producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$ 2 millones**, principalmente por aumento de **US\$ 4 millones** por mayor dotación y constitución de fondos de retiro, compensados parcialmente por **US\$ 2 millones** por el efecto positivo de conversión de cifras originado por la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 12 millones**, que se explican por **US\$ 7 millones** por los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño y **US\$ 5 millones** por menores multas y costos de mantenimiento respecto del mismo período del año anterior.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Goiás** alcanzó los **US\$ 52 millones** inferior por **US\$ 13 millones** a la cifra alcanzada en el cuarto trimestre de 2020. Esta disminución se debe principalmente a; **(i)** mayor gasto por compra de energía por **US\$ 70 millones**, por mayores precios medios; y **(ii)** **US\$ 5 millones** por mayores costos a reembolsar a clientes por calidad de servicio. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** mayores ingresos por ventas por **US\$ 45 millones** compuesto por **US\$ 63 millones** por un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios de un **4,6%** vigente desde octubre de 2020 y **US\$ 17 millones** de menores ingresos por un menor volumen de venta en el último trimestre **(-46 GWh)**; y **(ii)** menores costos de transporte por **US\$ 17 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía			N° de Clientes		
	(%)			(en millones)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Enel Distribución Goiás	11,3%	11,4%	(0,9%)	3,29	3,21	2,6%

**Enel Distribución Sao Paulo: Mayor EBITDA de US\$ 114 millones, principalmente por los efectos de una recuperación económica que origina mayor volumen de venta física y mejores precios medio de venta, compensada parcialmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.**

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** se incrementaron en **US\$ 828 millones**, respecto del mismo ejercicio del año anterior. Las principales variaciones se explican estos mayores ingresos son; **(i)** mayores ingresos por venta por **US\$ 215 millones** por mejores precios medios de ventas, por reajuste tarifario de 9,44% vigente desde 2020 y un mayor volumen de ventas físicas **(+736GWh)**; **(ii)** mayores ingresos por incremento en la bandera tarifaria producto de la crisis hídrica que atraviesa Brasil, generando como contrapartida activos sectoriales por **US\$ 598 millones**; **(iii)** mayores otros ingresos de explotación de **US\$ 128 millones** explicados principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12; y **(iv)** mayores reajustes de **US\$ 55 millones** por actualización del activo financiero asociado a CINIIF 12, producto del mayor IPC registrado en 2021 (10%), respecto al registrado en 2020 (5%). Todo lo anterior compensado parcialmente por **US\$ 168 millones** producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$ 652 millones**, respecto diciembre del año anterior y se explican principalmente por; **(i)** mayores compras de energía por **US\$ 620 millones**, producto de menor hidrología y por mayores compras a empresas térmicas por precios superiores; **(ii)** mayores gastos de interrupciones y reconexiones por **US\$ 50 millones**; y **(iii)** mayores otros costos de explotación por **US\$ 128 millones**, explicado principalmente por mayores costos de construcción, por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** menores costos de transporte por **US\$ 19 millones**; y **(ii)** menores costos por **US\$ 127 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** se incrementaron **US\$ 62 millones** respecto al mismo ejercicio de 2020, principalmente por; **(i)** por mayores gastos por **US\$ 18 millones** por provisiones por el plan de reestructuración asociado a la estrategia de digitalización; y **(ii)** **US\$ 89 millones** correspondientes a los efectos de la migración voluntaria efectuada por empleados a un plan de contribución definida en 2020, no presente en el año actual. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** menores gastos por **US\$ 11 millones**, debido a mayor eficiencia y digitalización de procesos; **(ii)** **US\$ 8 millones** por efecto de conversión producto de la devaluación del real brasileño; y **(iii)** activación de mano de obra por proyectos de activo fijo por **US\$ 25 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea con los valores registrados en el año anterior.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Sao Paulo** alcanzó los **US\$ 225 millones** inferior en **US\$ 26 millones** a la cifra alcanzada en el cuarto trimestre de 2020. Esta disminución se debe principalmente a; **(i) US\$ 89 millones** correspondientes a los efectos de la migración voluntaria efectuada por empleados a un plan de contribución definida en 2020, no presente en el año actual; **(ii) mayor gasto por compra de energía por mayores precios medios por US\$ 91 millones y US\$ 13 millones** efecto negativo de conversión por devaluación del real brasileiro frente al dólar estadounidense. Todo lo anterior compensado por; **(i) mayores ingresos por mayores precios medios de venta por US\$ 52 millones;** y **(ii) mayores recaudaciones por US\$ 115 millones** asociados a activos regulatorios producto de la crisis hídrica.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Enel Distribución Sao Paulo	10,3%	10,6%	(2,8%)	8,05	7,90	2,0%

## Colombia

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Codensa	554	507	47	9,4%	142	128	14	10,2%
Total Segmento Distribución Colombia	554	507	47	9,4%	142	128	14	10,2%

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los **US\$ 554 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un aumento de **US\$ 47 millones** con respecto a igual ejercicio del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento a diciembre de 2021, se describen a continuación:

**Codensa: Mayor EBITDA por US\$ 47 millones principalmente por mayores ventas físicas, mayores precios medios de ventas, y mayores remuneraciones por activos.**

Los **ingresos de explotación en Codensa se incrementaron en US\$ 160 millones**, o un **10,3%** a diciembre de 2021, y se explican principalmente por; **(i) mayores ingresos por US\$ 113 millones** por mejores precios medios de venta por incremento en el Índice de Precios del Productor - IPP (al cual están indexados los precios de venta), y mayores ventas físicas **(+764 GWh)**; **(ii) mayores ingresos por US\$ 54 millones**, debido a mayor ingreso por reconocimiento de inversiones, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos; y **(iii) US\$ 13 millones** mayores ingresos por contrato operaciones de aseo, y corte y reconexión. Todo ello compensado por el efecto negativo de conversión producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense por **US\$ 20 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 126 millones** o **14,2%** a diciembre de 2021 y se explican principalmente por; **(i)** mayores compras de energía por **US\$ 115 millones**, debido a mayores precios medios de ventas; **(ii)** mayores gastos de transporte de energía por **US\$ 15 millones**, ocasionado por el mayor pago que debió efectuar Codensa por la incorporación de nuevas unidades constructivas (activos utilizados directamente en el sistema de transmisión y que deben ser prorrateados proporcionalmente entre los operadores del sistema); y **(iii)** mayores costos de otros aprovisionamientos y servicios por **US\$ 13 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por el efecto positivo de disminución de costos por **US\$ 17 millones** por conversión de cifras, producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 11 millones** principalmente por costos de reestructuración registrados en el año 2020, no presentes durante el año 2021.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 2 millones** respecto al mismo período del año anterior por menor contratación de servicios externalizados.

En el cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$ 142 millones** superando por **US\$ 14 millones** la cifra alcanzada en el cuarto trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a; **(i)** **US\$ 37 millones** por mayor volumen de venta física (**+ 149 GWh**) y mejores precios medios de venta; **(ii)** **US\$ 20 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de inversiones, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos; y **(iii)** **US\$ 7 millones** por mayor ingreso contrato Colpatría asociada a la recuperación de clientes morosos. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** mayores costos por **US\$ 42 millones** principalmente por compras de energía a precios más alto que el trimestre del año anterior; y **(ii)** efecto negativo de **US\$ 8 millones** por la conversión de cifras, originado por la devaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Codensa	7,5%	7,6%	(1,3%)	3,71	3,62	2,6%
<b>Total Segmento Distribución Colombia</b>	<b>7,5%</b>	<b>7,6%</b>	<b>(1,3%)</b>	<b>3,71</b>	<b>3,62</b>	<b>2,6%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### Perú

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
Enel Distribución Perú	219	214	5	2,4%	48	51	(3)	(5,3%)
<b>Total Segmento Distribución Perú</b>	<b>219</b>	<b>214</b>	<b>5</b>	<b>2,4%</b>	<b>48</b>	<b>51</b>	<b>(3)</b>	<b>(5,3%)</b>

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los **US\$ 219 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 5 millones** respecto de igual ejercicio del año anterior.

**Enel Distribución Perú: Mayor EBITDA de US\$ 5 millones, debido principalmente a un incremento en los precios de venta compensados por menores resultados por efecto de conversión por devaluación del nuevo sol peruano frente al dólar estadounidense.**

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Perú aumentaron en **US\$ 9 millones**, principalmente explicados por; (i) mayores ventas de energía por **US\$ 89 millones** debido a un incremento en los precios medios de ventas, combinado con un incremento en las ventas físicas (+552 GWh); (ii) **US\$ 18 millones** por otras prestaciones como conexiones, mantenimientos y reconexiones. Todo ello compensado por **US\$ 98 millones**, debido a los efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano respecto del dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** se incrementan en **US\$ 6 millones** que se explican principalmente por; (i) **US\$ 62 millones** por mayores costos de compra de energía tanto en volumen físico como en mayor precio medio de compra; (ii) **US\$ 10 millones** de costos de otras prestaciones como conexiones, reconexiones y mantenimientos. A estos efectos se le debe deducir el efecto positivo de disminución de los costos de ventas por **US\$ 66 millones**, producto del efecto de conversión de cifras originado por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** de Enel Distribución Perú disminuyeron en **US\$ 2 millones** producto de la activación de mano de obra en proyectos de activo fijo.

Los **otros gastos por naturaleza** de Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea respecto a diciembre de 2020.

En lo que respecta al cuarto trimestre de 2021, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en la subsidiaria Enel Distribución Perú alcanzó los **US\$ 48 millones** cifra inferior en **US\$ 3 millones** a la cifra alcanzada en el cuarto trimestre de 2020, la cual se explica principalmente por; (i) **US\$ 18 millones** de mayores costos relacionados con incrementos de energía comprada, compensada solo parcialmente por menores precios medios de compra; y (ii) efecto neto negativo de **US\$ 6 millones** relacionado con la conversión de cifras por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense. Todo lo anterior parcialmente compensado por; (i) mayores ingresos por ventas de energía por **US\$ 19 millones** debido a un incremento en los precios medios de ventas y mayores volúmenes de energía física distribuida (+75 GWh) y; (ii) **US\$ 2 millones** de mayores ingresos por otras prestaciones como conexiones, mantenimientos y reconexiones.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Enel Distribución Perú	8,5%	8,8%	(3,4%)	1,49	1,46	2,5%
<b>Total Segmento Distribución Perú</b>	<b>8,5%</b>	<b>8,8%</b>	<b>(3,4%)</b>	<b>1,49</b>	<b>1,46</b>	<b>2,5%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### Depreciación, Amortización y Deterioro

A continuación, se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	dic-21			dic-20		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
<b>Generación y Transmisión:</b>						
Argentina	135	(191)	(56)	140	(86)	54
Brasil	562	(96)	466	297	(24)	273
Colombia	787	(70)	717	673	(67)	606
Perú	323	(68)	255	272	(64)	208
Centroamérica	158	(28)	130	-	-	-
<b>Total Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>1.965</b>	<b>(453)</b>	<b>1.512</b>	<b>1.382</b>	<b>(241)</b>	<b>1.141</b>
<b>Distribución:</b>						
Argentina	23	(91)	(68)	50	(118)	(68)
Brasil	1.432	(679)	753	1.186	(534)	652
Colombia	554	(136)	418	507	(132)	375
Perú	219	(65)	154	214	(72)	142
<b>Total Segmento de Distribución</b>	<b>2.228</b>	<b>(971)</b>	<b>1.257</b>	<b>1.957</b>	<b>(856)</b>	<b>1.101</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(91)	(14)	(105)	(86)	(4)	(90)
<b>Total Consolidado Enel Américas</b>	<b>4.102</b>	<b>(1.438)</b>	<b>2.664</b>	<b>3.253</b>	<b>(1.101)</b>	<b>2.152</b>

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	4T2021			4T2020		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
<b>Generación y Transmisión:</b>						
Argentina	33	(122)	(89)	25	(19)	6
Brasil	171	(27)	144	131	(5)	126
Colombia	203	(18)	185	160	(18)	142
Perú	92	(24)	68	72	(18)	54
Centroamérica	54	(9)	45	-	-	-
<b>Total Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>553</b>	<b>(200)</b>	<b>353</b>	<b>388</b>	<b>(60)</b>	<b>328</b>
<b>Distribución:</b>						
Argentina	8	(31)	(23)	23	(49)	(26)
Brasil	443	(180)	263	457	(126)	331
Colombia	142	(37)	105	128	(28)	100
Perú	48	(16)	32	51	(20)	31
<b>Total Segmento de Distribución</b>	<b>641</b>	<b>(264)</b>	<b>377</b>	<b>659</b>	<b>(223)</b>	<b>436</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(15)	(14)	(29)	(20)	(4)	(24)
<b>Total Consolidados Enel Américas</b>	<b>1.179</b>	<b>(478)</b>	<b>701</b>	<b>1.027</b>	<b>(287)</b>	<b>740</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US\$ 1.438 millones** a diciembre de 2021, incrementándose en **US\$ 337 millones** en términos netos con respecto al año 2020.

La depreciación y amortización fue de **US\$ 993 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 135 millones** con respecto al mismo ejercicio de 2020. Lo anterior se explica fundamentalmente por las siguientes efectos; incrementos por; **(i) US\$ 99 millones** por las sociedades de **EGP Américas**, que se incorporan al perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021; **(ii) Edesur por US\$ 9 millones**, compuesto por **US\$ 27 millones** de mayores depreciaciones por nuevas inversiones, menos **US\$ 18 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; **(iii) Enel Distribución Río** por **US\$ 2 millones**, compuesta por **US\$ 6 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensado por **US\$ 4 millones** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(iv) Enel Distribución Ceará** por **US\$ 2 millones**, compuesta por **US\$ 5 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensados por **US\$ 3 millones** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(v) Enel Distribución Goias** por **US\$ 8 millones**, compuesta por **US\$ 11 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensados por **US\$ 3 millones** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(vi) Codensa** por **US\$ 8 millones**, compuesta por **US\$ 10 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensados por **US\$ 2 millones** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense; **(vii) Enel Cachoeira Dourada** por **US\$ 6 millones**, compuesta por **US\$ 7 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensados por **US\$ 1 millón** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y **(viii)** mayores depreciaciones en las Sociedades de generación argentinas por **US\$ 21 millones** por el efecto de la mayor base depreciable producto de la hiperinflación.

Todos estos incrementos se ven parcialmente compensados por las siguientes disminuciones; **(i) Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 9 millones**, debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y **(ii) Enel Generación Perú** por **US\$ 11 millones** compuesta por una menor base depreciable en el año 2021 por **US\$ 7 millones** y efecto de conversión por devaluación del nuevo sol peruano frente al dólar estadounidense por **US\$ 4 millones**.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro por aplicación de NIIF 9 “Instrumentos financieros” y NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”**, ascendieron a **US\$ 445 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 202 millones** con respecto al mismo ejercicio del año anterior, que se explica principalmente por; **(i) US\$ 102 millones** compuesto por incrementos en los deterioros originadas por evaluación de activos financieros, en las sociedades de distribución en Brasil por **US\$ 112 millones**, principalmente en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Distribución Rio**, compensado parcialmente por reversos de provisiones por deterioro de activos financieros constituidos en 2020 en **Edesur** por **US\$ 10 millones**, por menores pérdidas crediticias esperadas; **(ii) US\$ 100 millones** por reconocimiento de deterioro en activos de larga vida, destacando los **US\$ 82 millones** de pérdida por aplicación de pruebas de recuperabilidad reconocidos en **Enel Generación Costanera**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



En el cuarto trimestre terminado al 31 de diciembre de 2021, **la depreciación, amortización y deterioro** ascendieron a **US\$ 478 millones**, incrementándose en **US\$ 191 millones** en términos netos con respecto a igual ejercicio del año 2020. De este incremento **US\$ 56 millones** corresponden a mayores depreciaciones y amortizaciones, los cuales se explican por; **(i) mayor depreciación por US\$ 33 millones** por la incorporación de **EGP Américas**; **(ii) Edesur por US\$ 9 millones**, compuesto por el incremento de **US\$ 14 millones** de mayores depreciaciones por nuevas inversiones, menos **US\$ 5 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; y **(iii) US\$ 5 millones** por **Enel Cachoeira Dourada** por mayor base de activos depreciables.

En relación a las pérdidas por deterioro en cuentas por cobrar y unidades generadoras de efectivo en el trimestre octubre a diciembre de 2021, hubo un incremento de **US\$ 135 millones**, respecto al mismo período de 2020, compuesto por; **(i) el incremento en el deterioro reconocido sobre los activos financieros por cobrar de las sociedades de distribución en Brasil por US\$ 47 millones**; y **(ii) reconocimiento de pérdida por US\$ 82 millones** por aplicación de test de recuperabilidad en activos de larga vida en la subsidiaria **Enel Generación Costanera**.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales por ejercicios finalizados al 31 diciembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	dic-21	dic-20	Variación	Var %	4T2021	4T2020	Variación	Var %
<b>Ingresos Financieros:</b>								
Argentina	90	86	4	5,0%	28	45	(17)	(39,0%)
Brasil	181	112	69	61,9%	51	21	30	146,9%
Colombia	15	14	1	6,0%	4	3	1	64,4%
Perú	6	6	(0)	(10,8%)	2	2	-	14,4%
Centroamérica	3	-	3	-	1	-	1	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	4	(4)	(87,8%)	-	-	-	-
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>295</b>	<b>222</b>	<b>73</b>	<b>32,8%</b>	<b>86</b>	<b>71</b>	<b>15</b>	<b>21,9%</b>
<b>Gastos Financieros:</b>								
Argentina	(247)	(148)	(99)	66,5%	(79)	(71)	(8)	10,3%
Brasil	(618)	(415)	(203)	48,9%	(208)	(117)	(91)	77,1%
Colombia	(109)	(132)	23	(17,4%)	(28)	(28)	(0)	2,0%
Perú	(29)	(31)	2	(7,6%)	(5)	(7)	2	(25,1%)
Centroamérica	(6)	-	(6)	-	(2)	-	(2)	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(43)	(42)	(1)	3,4%	(16)	(15)	(1)	9,4%
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>(1.052)</b>	<b>(768)</b>	<b>(284)</b>	<b>36,9%</b>	<b>(338)</b>	<b>(238)</b>	<b>(100)</b>	<b>42,1%</b>
<b>Diferencias de cambio:</b>								
Argentina	92	51	41	79,2%	82	21	61	287,6%
Brasil	(42)	(89)	47	(52,5%)	(35)	56	(91)	(163,3%)
Colombia	(3)	(1)	(2)	146,3%	0	3	(3)	(83,1%)
Perú	(7)	(1)	(6)	404,3%	1	(2)	3	(144,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42)	97	(139)	(143,0%)	(67)	(28)	(39)	136,7%
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(2)</b>	<b>57</b>	<b>(59)</b>	<b>(103,0%)</b>	<b>(19)</b>	<b>50</b>	<b>(69)</b>	<b>(138,5%)</b>
<b>Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)</b>	<b>31</b>	<b>77</b>	<b>(46)</b>	<b>(60,0%)</b>	<b>(65)</b>	<b>19</b>	<b>(84)</b>	<b>(433,7%)</b>
<b>Total Resultado Financiero Enel Américas</b>	<b>(728)</b>	<b>(412)</b>	<b>(316)</b>	<b>76,5%</b>	<b>(336)</b>	<b>(98)</b>	<b>(239)</b>	<b>(241,4%)</b>
<b>Otras ganancias (pérdidas):</b>								
Argentina	1	(0)	1	(2526,2%)	2	0	1	960,7%
Brasil	1	1	(0)	(39,9%)	0	0	(0)	(66,5%)
Colombia	1	0	1	416,1%	1	0	1	539,2%
Perú	0	4	(4)	(99,3%)	0	(0)	0	-
Centroamérica	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Otras Ganancias (Pérdidas)</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>(2)</b>	<b>(31,1%)</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>508,3%</b>
<b>Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:</b>								
Argentina	1	3	(2)	(62,3%)	-	-	-	-
<b>Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>(2)</b>	<b>(62,3%)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Otros Resultados Distintos de la Operación</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>(4)</b>	<b>(43,9%)</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>946,9%</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>1.941</b>	<b>1.748</b>	<b>193</b>	<b>11,0%</b>	<b>368</b>	<b>642</b>	<b>(274)</b>	<b>(42,6%)</b>
<b>Impuestos:</b>								
Argentina	(138)	(36)	(102)	282,5%	5	5	(0)	(10,0%)
Brasil	(183)	(148)	(35)	24,0%	(30)	(116)	86	(74,5%)
Colombia	(327)	(287)	(40)	14,1%	(82)	(73)	(9)	12,4%
Perú	(126)	(92)	(34)	36,8%	(31)	(25)	(6)	21,3%
Centroamérica	(33)	-	(33)	-	(11)	-	(11)	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	(4)	5	(128,7%)	2	(1)	3	(421,8%)
<b>Total Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>(806)</b>	<b>(567)</b>	<b>(239)</b>	<b>42,3%</b>	<b>(147)</b>	<b>(210)</b>	<b>63</b>	<b>(29,9%)</b>
<b>Resultado después de impuestos</b>	<b>1.135</b>	<b>1.181</b>	<b>(47)</b>	<b>(4,0%)</b>	<b>221</b>	<b>432</b>	<b>(211)</b>	<b>(48,8%)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>741</b>	<b>825</b>	<b>(84)</b>	<b>(10,2%)</b>	<b>119</b>	<b>339</b>	<b>(220)</b>	<b>(64,9%)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	394	356	38	10,6%	102	93	9	9,6%

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de **US\$ 728 millones** a diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 316 millones** respecto a la pérdida registrada en el año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

**(a) Mayores ingresos financieros por US\$ 73 millones**, principalmente explicados por; **(i) US\$ 10 millones** por incremento de intereses por cobrar asociadas a clientes por venta de energía principalmente en las subsidiarias de distribución en Brasil; **(ii) mayores ingresos** por la actualización de inversiones financieras en subsidiarias argentinas por **US\$ 25 millones**; **(iii) US\$ 28 millones** por la actualización monetaria de los activos regulatorios de las Sociedades de Distribución en Brasil debido a un IPC que en el año 2021 ascendió a 10% comparado con el 5% registrado en 2020; **(iv) US\$ 25 millones** por reconocimiento de ingresos por operaciones de derivados en la subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo durante el año 2021 no presentes el año anterior; y **(v) US\$ 10 millones** asociadas al ingreso financiero proveniente de la incorporación de las subsidiarias de **EGP Américas**. Todo lo anterior parcialmente compensado por efecto negativo de ingreso extraordinario reconocido en el año 2020 por cambio de valorización de las inversiones en **Termoeléctrica Belgrano** y **Termoeléctrica San Martin** por **US\$ 25 millones**.

En el cuarto trimestre terminado al 31 de diciembre de 2021, la variación de los ingresos financieros con respecto al mismo período de 2020 ascendió a **US\$ 15 millones**, correspondiendo; **(i) US\$ 21 millones** por la actualización monetaria de los activos regulatorios de las Sociedades de Distribución en Brasil; **(ii) US\$ 3 millones** asociadas al ingreso financiero proveniente de la incorporación de las subsidiarias de **EGP Américas**; **(iii) US\$ 8 millones** provenientes de operaciones de derivados; y **(iv)** por mayor actualización de inversiones financieras en subsidiarias argentinas por **US\$ 8 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por efecto negativo de ingreso extraordinario reconocido en el año 2020 por cambio de valorización de las inversiones en **Termoeléctrica Belgrano** y **Termoeléctrica San Martin** por **US\$ 25 millones**.

**(b) Mayores gastos financieros por US\$ 284 millones** principalmente atribuibles a; **(i) Edesur por US\$ 99 millones**, explicado principalmente por actualización financiera por deuda con proveedor de compras de energía (**CAMMESA**); **(ii) US\$ 56 millones** mayores gastos financieros asociados a mayor nivel de endeudamiento bancario, principalmente en las subsidiarias Enel Distribución Sao Paulo (**US\$ 37 millones**) y la incorporación de las Sociedades de **EGP Américas** por **US\$ 19 millones**; **(iii) US\$ 16 millones** mayor gasto financiero neto en obligaciones no garantizadas, principalmente **Enel Distribución Ceará (US\$ 12 millones)**, **Enel Distribución Goias (US\$ 12 millones)**, **Codensa (US\$ 6 millones)**, compensado por menor gasto asociado a los pagos netos de obligaciones no garantizadas efectuadas por **Emgesa (US\$ 14 millones)**; **(iv) US\$ 97 millones** de mayor gasto financiero por operaciones de derivados, principalmente en las sociedades brasileiras; y **(v) US\$ 16 millones** de mayor gasto financiero por mayores endeudamiento con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación; principalmente Enel Distribución Goias (**US\$ 12 millones**) y sociedades incorporadas de **EGP Américas (US\$ 4 millones)**.

En el cuarto trimestre de 2021, la variación del gasto financiero tuvo un incremento de **US\$ 100 millones** respecto al mismo ejercicio del año anterior, el cual se explica por; **(i) Edesur por US\$ 6 millones**, originado principalmente por actualización financiera por deuda con proveedor de compras de energía y actualización de provisiones (**CAMMESA**); **(ii) US\$ 44 millones** de mayores gastos financieros por reconocimiento de operaciones de derivados,

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



principalmente en nuestras subsidiarias de distribución en Brasil; **(iii) US\$ 10 millones** por actualización de pasivos sectoriales en Brasil; **(iv) US\$ 14 millones** por mayores financiamientos con empresas relacionadas fuera del perímetro de consolidación principalmente **Enel Distribución Rio** y **Enel Distribución Goias**; **(v)** mayores costos financieros por **US\$ 11 millones** por mayor nivel de deuda bancaria, principalmente la subsidiaria **Enel Distribución Sao Paulo**; y **(vi)** mayor gasto financiero por **US\$ 15 millones** por mayores obligaciones no garantizadas principalmente en nuestras subsidiarias de distribución en Brasil.

**(c) Los resultados por reajustes disminuyen en US\$ 46 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre. La disminución del ejercicio 2021 respecto del del año anterior, se explica por una disminución en la posición de pasivos netos expuestos al proceso inflacionario en Argentina.

En el cuarto trimestre de 2021, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó una disminución de **US\$ 84 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes, por la misma razón expuesta en el párrafo precedente

**(d) Las diferencias de cambio** generaron una variación negativa de **US\$ 59 millones** respecto al mismo ejercicio del año anterior, la cual se explica fundamentalmente por; **(i) US\$ 34 millones** de mayores pérdidas en la subsidiaria **Cachoeira Dourada** por la actualización de cuentas por pagar en moneda extranjera por la importación de energía desde Argentina y Uruguay, producto de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense en el año 2021, lo que se compara con una pequeña utilidad en el año 2020, dado que cuando se iniciaron las operaciones de importación en el último trimestre de 2020, el real brasileño presentaba una apreciación respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$ 11 millones** de menor utilidad por la actualización de los créditos **VOSA**, dada la menor devaluación experimentada por el peso argentino frente al dólar estadounidense en el año 2021 respecto al mismo ejercicio del año 2020 y menores capitales en dólares por amortización; y **(iii) US\$ 14 millones**, por actualización de deudas que mantienen nuestras subsidiarias en Brasil con entidades relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas.

En términos del cuarto trimestre terminado al 31 de diciembre de 2021 se genera una variación negativa de **US\$ 69 millones**, la cual se explica fundamentalmente por mayores pérdidas por actualización por deudas que mantienen nuestras subsidiarias en Brasil con entidades relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas, producto de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense, la que se compara con utilidades registradas en el año 2020 sobre el mismo grupo de deudas que se vieron beneficiadas por la apreciación experimentada por el real brasileño frente al dólar estadounidense.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



**(e) El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los US\$ 806 millones** al 31 de diciembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 239 millones** respecto al gasto registrado en mismo ejercicio del año anterior, principalmente explicado por; **(i)** mayores gastos de impuestos por mejores resultados financieros (EBT) en: **Enel Brasil por US\$ 7 millones, Enel Generación Fortaleza por US\$ 13 millones, Enel Generación Perú por US\$ 14 millones, Enel Distribución Codensa por US\$ 9 millones, Enel Distribución Ceará por US\$ 9 millones, Emgesa por US\$ 17 millones, Edesur por US\$ 15 millones, Enel Distribución Perú por US\$ 9 millones y Enel Trading Brasil por US\$ 26 millones**; **(ii)** mayores gastos en impuestos a la renta e impuestos diferidos en las subsidiarias en Argentina, por la adaptación en los impuestos diferidos debido a la reforma fiscal aprobada por el Gobierno argentino, donde se aumenta la alícuota nominal desde 30% a 35%, los cuales se detallan como sigue: **Edesur por US\$ 101 millones, Enel Generación Costanera por US\$ 11 millones, Central Dock Sud por US\$ 4 millones, compensado por Enel Generación el Chocón por US\$ 7 millones**; **(iii)** incremento de impuestos en las subsidiarias de Colombia, por la modificación de la tasa impositiva de 30% a 35% para las rentas gravadas a partir del año 2022, pero que por reconocimiento de impuestos diferidos de acuerdo a la tasa vigente a su reverso correspondió reconocer en el año 2021 un mayor cargo a resultados por **US\$ 13 millones** compuesto por; **Emgesa por US\$ 12 millones y Codensa por US\$ 1 millón**; y **(iv)** mayores gastos por **US\$ 59 millones** por variación de perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021 producto de la fusión con **EGP Américas**.

Lo anterior parcialmente compensado por menores impuestos por menores resultados en las subsidiarias; **Enel Distribución Goias por US\$ 23 millones y Cachoeira Dourada por US\$ 38 millones**.

**El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los US\$ 147 millones** para el cuarto trimestre de 2021, lo que representa una disminución de **US\$ 63 millones** respecto al gasto registrado en igual trimestre del año anterior, principalmente explicado por; menores gastos de impuestos por peores resultados financieros (EBT) en **Enel Generación Costanera por US\$ 36 millones, Enel Brasil por US\$ 42 millones, Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 38 millones, y Cachoeira Dourada por US\$ 18 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por mayores impuestos por mejores resultados financieros (EBT) en **Edesur por US\$ 23 millones, Emgesa por US\$ 12 millones y en Enel Cien por US\$36 millones**.

### ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	7.062	6.179	883	14,3%
Activos No Corrientes	27.897	20.755	7.142	34,4%
<b>Total Activos</b>	<b>34.959</b>	<b>26.934</b>	<b>8.025</b>	<b>29,8%</b>

El total de activos de Enel Américas al 31 de diciembre de 2021 se incrementó en **US\$ 8.025 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un incremento de **US\$ 883 millones**, equivalente a un **14,3%**, principalmente explicado por:
  - **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente** por **US\$ 111 millones**, compuesto principalmente por: **(1) Ingreso neto de flujos operacionales por US\$ 2.616 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros; **(2) salidas netas por flujos de actividades de financiamiento por US\$ 595 millones**, que corresponden a; **(i)** pagos de préstamos por **US\$ 2.191 millones**; **(ii)** obligaciones con el público por **US\$ 668 millones**; **(iii)** empresas relacionadas por **US\$ 445 millones**; **(iv)** pago de dividendos por **US\$ 963 millones**; **(v)** pago de intereses por **US\$ 339 millones**; y **(vi)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros de **US\$ 65 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** obtención de financiamiento con terceros; **US\$ 2.459 millones** por préstamos bancarios, **US\$ 268 millones** bonos de terceros y **US\$ 1.275 millones** de empresas relacionadas entre los cuales se incluyen préstamos de **EFI a Enel Américas, Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Rio** y; **(ii)** otras entradas de efectivo por **US\$ 74 millones**; **(3) salidas netas de flujos por actividades de inversión por US\$ 1.935 millones**, que corresponden a; **(i)** desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 1.817 millones**; **(ii)** pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$ 1.194 millones**; **(iii)** inversiones a más de 90 días por **US\$ 1.265 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por; **(i)** Intereses recibidos por **US\$ 29 millones**; **(ii)** rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 1.248 millones**; **(iii)** cobros a entidades relacionadas netos de pagos por **US\$ 34 millones**; y **(iv)** incorporación de **US\$ 1.031 millones** de los saldos iniciales de efectivo y efectivo equivalente de las sociedades de **EGP Américas** a contar del 1 de abril de 2021; y **(4)** disminución de **US\$ 197 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



- **Aumento de Otros activos financieros Corrientes por US\$ 82 millones**, explicado principalmente por; **(i)** mayores inversiones en activos financieros a valor razonable con cambios en resultados por **US\$ 38 millones**; **e (ii)** incremento de **US\$ 37 millones** en inversiones en activos financieros medidos a costo amortizado.
- **Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por US\$ 268 millones**, explicado principalmente por; **(i)** mayores impuestos por cobrar de PIS y COFINS reconocidos para otorgar devolución a clientes; **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 105 millones** y **Enel Distribución Rio** por **US\$ 81 millones**; **(ii)** incremento de **US\$ 54 millones** por IVA crédito fiscal y otros impuestos por recuperar; y **(iii)** mayor fondo de aportaciones en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 20 millones**.
- **Aumento en Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 476 millones**, que se explica principalmente por; **(i)** las cuentas comerciales de las sociedades de **EGP Américas** por **US\$ 171 millones**; **(ii)** **US\$ 142 millones** de incremento en las sociedades de distribución en principalmente por aplicación de reajustes tarifarios e incremento en los plazos medios de cobro en las Sociedades de distribución, por las dificultades económicas acarreadas por la Pandemia y las restricciones de cobro establecidas por los gobiernos; e **(iii)** incremento de **US\$ 457 millones** de activos regulatorios (CVA) en Brasil, producto del incremento del costo de la energía originado por la crisis hídrica. Todo ello parcialmente compensado por el efecto negativo de conversión de cifras por **US\$ 294 millones** originado por la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de Enel Américas frente al dólar estadounidense.
- **Aumento en Cuentas a cobrar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 27 millones**, los cuales se explican básicamente por transacciones mercantiles que posee **Generadora Montecristo** en **Guatemala** con la sociedad relacionada fuera del perímetro de consolidación **EFI**.
- **Aumento en Inventarios por US\$ 67 millones** que se explican, por una mayor mantención de insumos eléctricos en nuestras subsidiarias de distribución en Brasil, de acuerdo al siguiente detalle; **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 26 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 22 millones** y **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 19 millones**.
- **Aumento en Activos por impuestos corrientes por US\$ 74 millones** explicados por mayores anticipos de impuestos a la renta por **US\$ 42 millones** en **Enel Generación Perú** y **US\$ 33 millones** en **Enel Distribución Rio**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



➤ **Incremento de los Activos No Corrientes por US\$ 7.142 millones, equivalente a un 34,4%, principalmente por:**

- **Incremento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 682 millones**, principalmente explicado por; **(i)** actualización financiera de las cuentas por cobrar de la CINIIF 12 para nuestras filiales brasileñas dan cuenta de un incremento de **US\$ 246 millones**; **(ii)** incremento de **US\$ 114 millones** por la incorporación de activos de acuerdo a CINIIF 12 en **PH Chucás** en Costa Rica; **(iii)** incremento por nuevas inversiones de acuerdo a CINIIF 12 en nuestras filiales brasileñas por **US\$ 381 millones**; y **(iv)** incremento en derivados de cobertura por **US\$ 142 millones**.

Todo lo anterior parcialmente compensado por los efectos de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense al 31 de diciembre de 2021, con lo cual se determina una disminución de **US\$ 231 millones** sobre las cuentas por cobrar generadas de acuerdo a CINIIF12.

- **Incremento de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 813 millones**, que se explica principalmente por; **(i)** mayores impuestos por recuperar de PIS y COFINS en **Enel Distribución Goias por US\$ 447 millones y Enel Distribución Rio por US\$ 514 millones (ver explicación de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes en página 50 de este análisis razonado)**; **(ii)** mayores activos en construcción de acuerdo a CINIIF 12 por **US\$ 271 millones** correspondientes a filiales brasileñas. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** Reducción de **US\$ 252 millones** los activos reconocidos en el año 2020 en **Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará** por impuestos por recuperar por cuenta de clientes; y **(ii)** reducción por el efecto de conversión relacionado con la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 156 millones**.
- **Incremento de cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 146 millones** explicadas principalmente por una extensión en los plazos de cobro de las cuentas de energía en las subsidiarias brasileñas **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 110 millones y Enel Distribución Rio por US\$ 36 millones**.
- **Incremento de intangibles distintos a la plusvalía por US\$ 231 millones** compuesto principalmente por; **(i)** incremento por combinación de negocios por un monto de **US\$ 334 millones** principalmente por la incorporación de las sociedades de **EGP Américas**; **(ii)** nuevas inversiones por **US\$ 536 millones** principalmente en las empresas de distribución en Brasil; **(iii)** incremento por hiperinflación en Argentina por **US\$ 26 millones**; y **(iv) otros incrementos netos por 134 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** amortizaciones ascendentes a **US\$ 431 millones**; y **(ii)** disminución por **US\$ 368 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación de las distintas monedas en que operamos respecto al dólar.
- **Incremento de plusvalía por US\$ 525 millones**, explicado principalmente por la incorporación de la plusvalía en los negocios provenientes de **EGP Américas** por **US\$ 587 millones** y menor valor por efecto de conversión por la devaluación de las distintas monedas en las que operamos versus el dólar estadounidense por **US\$ 62 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



- **Incremento de Propiedad Planta y Equipo por US\$ 4.643 millones** compuesto por; (i) incremento principalmente por la incorporación de los activos de **EGP Américas** por **US\$ 3.952 millones**; (ii) incrementos por inflación de **US\$ 726 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas; (iii) aumento por nuevas inversiones por **US\$ 1.761 millones**; (iv) depreciación del período por **US\$ 549 millones**; (v) disminución por **US\$ 1.176 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria; (iv) Disminución por reconocimiento de test de recuperabilidad de activos en **Enel Generación Costanera** por **US\$ 82 millones** (v) incremento por otros movimientos por **US\$ 11 millones**.
- **Incremento por activos por derecho de uso por US\$ 106 millones** compuesto por; (i) incremento principalmente por la incorporación de los activos de **EGP Américas** por **US\$ 31 millones**; (ii) aumento por nuevas inversiones por **US\$ 135 millones**; (iii) depreciación del período por **US\$ 36 millones**; y (iv) disminución por **US\$ 24 millones** principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.796	7.277	518	7,1%
Pasivo No Corriente	12.133	9.323	2.811	30,1%
Patrimonio Total	15.030	10.334	4.696	45,4%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	12.833	8.106	4.727	58,3%
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.197	2.228	(30)	(1,4%)
<b>Total patrimonio y Pasivos</b>	<b>34.959</b>	<b>26.934</b>	<b>8.025</b>	<b>29,8%</b>

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 31 de diciembre de 2021 se incrementaron en **US\$ 8.025 millones** respecto de diciembre 2020, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes aumentaron en US\$ 518 millones, equivalente a un 7,1%**, explicado principalmente por:
  - **Disminución de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US\$ 592 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por; (i) disminución en **Enel Américas Holding** por **US\$ 332 millones**, producto de cancelaciones de créditos por **US\$ 545 millones** compensadas por nuevas obtenciones de créditos por **US\$ 213 millones**; (ii) disminución por **US\$ 249 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo** por cancelaciones de créditos por **US\$ 559 millones**, compensadas parcialmente por traspasos de deuda desde el largo plazo por **US\$ 250 millones** y obtenciones de nuevos créditos por **US\$ 60 millones**; (iii) disminución por **US\$ 103 millones** producto del efecto negativo por la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de Enel Américas respecto al dólar estadounidense. Todo lo anterior parcialmente compensado por el aumento de pasivos financieros por incorporación de saldos de las sociedades de **EGP Américas** al 1 de abril de 2021 por **US\$ 83 millones**.
  - **Incremento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 819 millones**, explicado principalmente por; (i) aumento por la incorporación con fecha 1 de abril al perímetro de consolidación las sociedades de **EGP Américas** por **US\$ 118 millones**; (ii) incremento por mayores pasivos por compras de bienes, servicios y activos por **US\$ 511 millones** en las sociedades de Distribución en Brasil; (iii), incremento de **US\$ 289 millones** por la cuenta por pagar que registra **Edesur** por pagar a **CAMMESA**; (iv) incremento de **PIS COFINS** recaudados para ser devueltos a terceros por **US\$ 186 millones** en las sociedades **Enel Distribución Rio** y **Enel Distribución Goias**. Todo lo anterior compensado por el efecto conversión negativo producto de la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de **Enel Américas** respecto al dólar estadounidense por **US\$ 285 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



- **Incremento de Cuentas por pagar a empresas relacionadas corrientes por US\$ 359 millones**, se explican principalmente por; **(i) US\$ 71 millones** porción corto plazo de créditos a largo plazo otorgados por **EFI** a sociedades de distribución en Brasil; y **(ii) US\$ 282 millones** de incremento de saldos con sociedades relacionadas con el holding que prestan servicios técnicos, de ingeniería e informáticos a sociedades de **EGP Américas** recientemente incorporadas al 1 de abril de 2021, principalmente **Enel SpA** por servicios técnicos por **US\$ 127 millones**, **Enel Green Power SpA** por **US\$ 112 millones** por servicios técnicos y de ingeniería y **Enel Global Service** **US\$ 43 millones** por servicios informáticos.
  - **Disminución de otras provisiones corrientes por US\$ 56 millones**, explicados por disminución en provisión de reclamaciones legales por **US\$ 60 millones**.
  - **Disminución pasivos por impuestos corrientes por US\$ 40 millones**, explicado principalmente por menores provisiones de impuestos por pagar en las sociedades **Codensa** por **US\$ 21 millones** y **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 26 millones**.
  - **Incremento de otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 20 millones** explicados fundamentalmente por mayores IVA débito fiscal adeudados al cierre del 31 de diciembre de 2021.
- **Los Pasivos No Corrientes se incrementaron en US\$ 2.811 millones**, equivalente aun **30,1%**, de variación explicado principalmente por:
- **Incremento de Otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US\$ 1.080 millones**, principalmente explicado por; **(i)** incremento de **US\$ 894 millones** provenientes de los saldos incorporados por las sociedades de **EGP Américas**; **(ii)** incremento de deuda en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 441 millones** producto de obtención de nuevos créditos por **US\$ 691 millones** compensados parcialmente por traspasos al corto plazo por **US\$ 250 millones** y **(iii)** aumento de deuda en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 118 millones** originada por la contratación de obligaciones financieras por **US\$ 190 millones** compensadas parcialmente por traspasos al corto plazo por **US\$ 72 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** disminución de deuda en **Enel Distribución Rio** por **US\$ 202 millones** producto de traspasos al corto plazo por **US\$ 261 millones** y nuevas obtenciones de créditos por **US\$ 59 millones**; y **(ii)** el efecto negativo de conversión por la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de **Enel Américas** respecto al dólar estadounidense por **US\$ 164 millones**.
  - **Incremento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 628 millones**, que se explica principalmente por mayores impuestos por pagar de PIS COFINS en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 447 millones** y **Enel Distribución Río** por **US\$ 514 millones**, estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen (ver explicación de los Otros activos no financieros no corrientes en Nota 8 de los estados financieros y página N°47 de este análisis razonado). Lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** el efecto negativo de **US\$ 102 millones** correspondientes al efecto de conversión por la devaluación del real brasileiro frente al dólar estadounidense; y **(ii)** disminución de **US\$ 252 millones** por la revaluación de los pasivos por cobrar a cuenta de clientes reconocidos en el año

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

2020 en Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará.



- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 918 millones**, que se explica por préstamos de **EFI a Enel Distribución Rio por US\$ 312 millones, Enel Distribución Goais por US\$ 412 millones y Enel Distribución Ceará por US\$ 91 millones**. Adicionalmente préstamos de **EFI por US\$ 90 millones** a sociedades de **EGP Américas** incorporadas al 1 de abril de 2021.
- **Aumento de pasivos por impuestos diferidos por US\$ 266 millones**, su incremento se debe principalmente a; **(i) US\$ 171 millones** por la revaluación de los impuestos diferidos en las subsidiarias argentinas, principalmente en **Edesur** producto del cambio de tasa que implementó el gobierno, llevando los impuestos de un 30% a un 35%; y **(ii) US\$ 88 millones** por la incorporación de los saldos provenientes de la incorporación de las sociedades de **EGP Américas** al 1 de abril de 2021.
- **Disminución de provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US\$ 201 millones**, explicado principalmente por **i) US\$ 174 millones** de disminución por aportaciones efectuadas durante el ejercicio; **(ii) US\$ 120 millones** por efecto de conversión de cifras, por la devaluación de las monedas locales respecto al dólar estadounidense; y **(iii) US\$ 31 millones** por cambios en las variables actuariales. Todo lo anterior compensado por el incremento de **US\$ 111 millones** por el devengamiento de intereses de la obligación.
- **El Patrimonio Total aumentó en US\$ 4.696 millones equivalentes o un 45,4%, explicado por:**

**El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** se incrementó en **US\$ 4.727 millones** principalmente por; **(i) US\$ 6.036 millones** por aumento de capital producto de la incorporación con **EGP Américas** el 1 de abril de 2021; **(ii) aumento por la utilidad del ejercicio por US\$ 741 millones**; e **(iii) incremento patrimonial por US\$ 10 millones** de reservas de cobertura de flujo efectivo. Lo anterior parcialmente compensado por disminución por; **(i) pago de dividendos por US\$ 387 millones**; **(ii) disminución por US\$ 882 millones** por reconocimiento de diferencias de conversión asociadas a inversiones en el extranjero y; **(iii) disminuciones patrimoniales de US\$ 791 millones** por disminución en otras reservas varias.

**Las participaciones no controladoras** disminuyeron en **US\$ 30 millones** y se explican principalmente por; **(i) disminución de US\$ 535 millones** por el pago de dividendos; y **(ii) disminución de US\$ 302 millones** en los resultados integrales principalmente por diferencias de conversión; **(iii) incremento de US\$ 413 millones** principalmente por reservas asociadas a la hiperinflación en Argentina. Estos efectos se deben complementar con el incremento patrimonial por la utilidad del período por **US\$ 394 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



### Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,91	0,85	0,06	6,7%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,84	0,78	0,05	6,7%
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(733)	(1.098)	365	(33,2%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,33	1,61	(0,28)	(17,5%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	39,1%	43,8%	(4,7%)	(10,8%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	60,9%	56,2%	4,7%	8,4%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,01	5,13	(1,12)	(21,8%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	16,5%	17,5%	(1,1%)	(6,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	7,1%	9,1%	(2,0%)	(22,2%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	3,7%	4,2%	(0,5%)	(12,7%)

(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 atribuible a los propietarios al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio y final del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del período al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021 y (ii) el promedio del total de activos al inicio y final del período.

-La **liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2021 alcanzó **0,91 veces**, presentando un incremento de **6,7%** con respecto al año anterior, explicado principalmente por el crecimiento de activos corrientes en mayor proporción a lo que lo hicieron los pasivos corrientes con la incorporación de **EGP Américas** a contar del 1 de abril.

-La **razón ácida** al 31 de diciembre de 2021 alcanzó **0,84 veces**, presentando un incremento de **6,7%** con respecto al 31 de diciembre de 2020, también explicado por la incorporación de activos corrientes superiores a los pasivos corrientes de **EGP Américas**.

-El **capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2021 corresponde a un valor negativo de **US\$ 733 millones**, que refleja una mejora respecto a la misma fecha del año anterior, donde alcanzó un valor negativo de **US\$ 1.098 millones**.

-La **razón de endeudamiento** se sitúa en **1,33 veces** al 31 de diciembre de 2021, que representa una disminución de un **17,5%** respecto del 31 de diciembre de 2020, explicado por el incremento de Patrimonio Dominante, principalmente por el incremento de capital ocurrido el 1 de abril de 2021 para perfeccionar la incorporación de **EGP Américas**.

-La **cobertura de costos financieros** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 fue de **4,01** veces, un **21,8%** inferior a lo presentado en el mismo ejercicio del año anterior.

-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un **16,5%** al 31 de diciembre de 2021.

-La rentabilidad **del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un **7,1%**, lo que representa una disminución de un **22,2%** respecto al indicador del ejercicio anterior, producto de una disminución en el resultado de la sociedad dominante durante el ejercicio 2021 respecto al año 2020, y al incremento patrimonial dominante por la incorporación de **EGP Américas**.

-La **rentabilidad de los activos** fue de un **3,7%** al 31 de diciembre de 2021, lo que representa una disminución de un **12,7%**, producto de la incorporación de los activos de **EGP Américas** al 1 de abril 2021, sumado a una disminución en el resultado del ejercicio 2021.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto del ejercicio fue un monto positivo al 31 de diciembre de 2021 por **US\$ 87 millones**, lo que representa un incremento de **US\$ 385 millones** con respecto al año anterior.

Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican este incremento en los flujos de efectivo neto, comparado con diciembre 2020, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	dic-21	dic-20	Variación	Var %
Flujo de la Operación	2.616	2.426	190	7,8%
Flujo de Inversión	(1.934)	(1.537)	(397)	25,9%
Flujo de Financiamiento	(595)	(1.187)	592	(49,9%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>87</b>	<b>(298)</b>	<b>385</b>	<b>(129,2%)</b>

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron **US\$ 2.616 millones** a diciembre de 2021, representando un incremento de **7,8%** con respecto a diciembre del año anterior. La variación se explica por un incremento neto en las **Clases de cobros por actividades de operación**, principalmente en; (i) mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por **US\$ 4.967 millones**; (ii) otros cobros por **US\$ 19 millones**; y (iii) menores cobros por otras actividades de la operación por **US\$ 569 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por incremento neto en las **Clases de Pago** principalmente por; (i) mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por **US\$ 3.488 millones**; (ii) menores cobros por otras actividades de la operación por **US\$ 466 millones**; (iii) mayores pagos por impuesto a la renta por **US\$ 193 millones**; y (iv) mayores otras salidas de efectivo por **US\$ 80 millones**.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión generaron una salida neta por **US\$ 1.934 millones** a diciembre de 2021, que se explica principalmente por; (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 1.817 millones**; (ii) incorporación de activos intangibles por **US\$ 1.194 millones**; e (iii) inversiones a más de 90 días por **US\$ 1.265 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por; (i) Intereses recibidos por **US\$ 29 millones**; (ii) por el rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 1.248 millones**; (iii) cobros efectuados a entidades relacionadas netos de pagos por **US\$ 34 millones**; y (iv) otras entradas de efectivo por **US\$ 1.031 millones**, de los cuales **US\$ 1.022 millones** provienen de los saldos iniciales de efectivo y efectivo equivalentes incorporados por las Sociedades de EGPA.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación generaron una salida neta por **US\$ 595 millones** a diciembre 2021, originados principalmente por ;(i) pagos de préstamos y obligaciones con el público por **US\$ 2.859 millones**; (ii) pago de dividendos por **US\$ 963 millones**; (iii) pagos a empresas relacionadas por **US\$ 445 millones**; (iv) pago de intereses por **US\$ 339 millones**; y (v) pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US\$ 65 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado con: (i) obtención de financiamientos por **US\$ 2.727 millones**; (ii) Obtención de préstamos de empresas relacionadas por **US\$ 1.275 millones**; y (iii) Otras entradas y salidas de efectivo por **US\$ 74 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

### Información Propiedades, Planta y Equipos

(en millones de US\$)

EMPRESA	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
	dic-21	dic-20	Var %	dic-21	dic-20	Var %
Enel Generación Chocon S.A.	-	-	0,0%	17	14	21,4%
Enel Generación Costanera S.A.	21	29	(27,6%)	57	42	35,7%
Emgesa S.A.E.S.P.	84	86	(2,3%)	66	66	0,0%
Enel Generación Perú S.A.	48	42	14,3%	38	49	(22,4%)
Chinango	4	-	-	3	4	(25,0%)
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	390	233	67,4%	75	67	11,9%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	1	0,0%	11	5	120,0%
EGP Volta Grande	5	2	150,0%	-	-	0,0%
Enel Generación Fortaleza	5	9	(44,4%)	11	11	0,0%
Enel Cien S.A.	2	2	0,0%	5	8	(37,5%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	287	186	54,3%	151	159	(5,0%)
Edesur S.A.	189	103	83,5%	83	74	12,2%
Enel Distribución Perú S.A.	155	127	22,0%	58	58	0,0%
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	212	149	42,3%	85	83	2,4%
Enel Distribución Ceará (Coelce) (*)	191	173	10,4%	60	58	3,4%
Codensa S.A.	318	385	(17,4%)	124	116	6,9%
Central Dock Sud S.A.	15	7	114,3%	32	28	14,3%
Enel Generación Piura S.A.	13	8	62,5%	10	12	(16,7%)
Enel X Brasil	5	3	66,7%	(0)	3	(110,0%)
Enel Green Power Brasil	763	-	-	65	-	-
Enel Green Power Colombia	200	-	-	2	-	-
Enel Green Power Perú	24	-	-	8	-	-
Enel Green Power Centroamérica	33	-	-	28	-	-
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión	47	8	487,5%	4	1	339,6%
<b>Total</b>	<b>3.012</b>	<b>1.553</b>	<b>93,9%</b>	<b>993</b>	<b>858</b>	<b>15,7%</b>

(\*) Incluye activos intangibles por concesiones

## **PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS S.A.**

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

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. 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 están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.**

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas 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 Américas 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. 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 Américas 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.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



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.**

## POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), 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 Américas, 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 S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Américas 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 y Control de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Américas, 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 de Enel Américas 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.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

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

Posición bruta:	al 31.12.2021	al 31.12.2020
	%	%
Tasa de interés fija	31%	38%

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 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.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Durante el cuarto 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 Américas podría encontrarse 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. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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

Al 31 de diciembre de 2021, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de diciembre de 2020, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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 cuarto trimestre de 2021.

## Riesgo de liquidez

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

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre de 2021, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 19 y 22.

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.396.253 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.119.278 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes.

## Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas 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 países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos 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 nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, 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 de clientes vulnerables fue suspendida durante el periodo de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo con el Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, siguen suspendidas las actividades de cortes de suministro. Lo mismo en Brasil, de acuerdo con la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte en todas las 4 distribuidoras, incluyendo Rio de Janeiro, que volvió a ejecutar las actividades de corte en 01 de julio de 2021, con el término de la vigencia de la Ley N° 8.769/20, pero adecuándose a la resolución ANEEL 928 de 26 de marzo de 2020 que prohibía el corte para clientes de bajos ingresos hasta 30 de septiembre de 2021. En Colombia, de acuerdo con los Decretos 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo con Decreto 35-20, de 3 de abril de 2020. A la fecha, ambos países han retomado y mantienen las actividades de corte de manera normal.

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.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## 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 los países donde se opera 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 Américas 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, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- 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 periodo (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 MUS\$ 559.901.

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.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021



## Otros riesgos.

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Américas está sujeta 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 Américas.

En relación a la línea de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en febrero de 2021 y con vencimiento en febrero de 2024, su pago anticipado podría darse lugar tras el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones. Además, esta línea de crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, 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.

Respecto de los bonos Yankee emitidos en el año 2016, con vencimiento en el año 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado obligatorio debido al no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna Subsidiaria Significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas. Mientras que para el caso específico del bono Yankee emitido en el año 1996, con vencimiento en el año 2026, el pago anticipado se desencadena sólo por el incumplimiento de pago de deuda individual por un monto de US\$30 millones, o su equivalente en otras monedas, por parte del Emisor o Deudor, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras.

Por último, en el caso de los bonos locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas se desencadena sólo por incumplimiento del pago de otras deudas contraídas por el Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En este caso, el cross default se puede desencadenar cuando el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas.

No hay cláusulas en los contratos de crédito por las cuales cambios en la clasificación de riesgo corporativa o de la deuda de Enel Américas, por las agencias clasificadoras de riesgo, produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

## VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) 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 filial, 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.

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 Américas.