

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022

(cifras expresadas en millones de US\$)

- En el tercer trimestre de 2022 los ingresos alcanzaron US\$ 3.871 millones, lo que representa un 21,5% menos que en el tercer trimestre del año anterior, explicado por menores ingresos en Brasil debido principalmente a una menor actualización de los activos financieros relacionados a las concesiones de las subsidiarias de Distribución, parcialmente compensado por mayores ingresos en los demás países.

Acumulado a septiembre, los ingresos mostraron una reducción de 0,5% comparado con el mismo periodo de 2021, llegando a US\$ 11.619 millones, explicado también por menores ingresos en Brasil parcialmente compensado por mayores ingresos en el resto de países.

- El EBITDA en el tercer trimestre del año disminuyó en 7,1% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los US\$ 1.060 millones. Esto se explica principalmente por un menor desempeño en Brasil y Argentina, parcialmente compensado por Perú y Colombia.

A nivel acumulado, el EBITDA llegó a US\$ 3.425 millones, un 17,1% más que el monto acumulado al 30 de septiembre de 2021.

País	EBITDA (en millones de US\$)					
	Acumulado			Trimestral		
	sep-22	sep-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %
Argentina	36	114	(68,5%)	8	49	(83,1%)
Brasil	1.678	1.343	24,9%	492	580	(15,1%)
Colombia	1.126	1.000	12,6%	353	346	1,8%
Perú	494	390	26,7%	166	120	38,7%
EGP Centroamérica	112	104	8,1%	48	54	(12,4%)
Enel Américas (*)	3.425	2.926	17,1%	1.060	1.141	(7,1%)

(*) Incluye Holding y Eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) disminuyó un 109,2% en el tercer trimestre llegando a un monto negativo de US\$ 69 millones. Esto se explica principalmente por el reconocimiento de una pérdida por deterioro asociada al proceso de venta de Enel Distribución Goiás por US\$ 786 millones. Aislado este efecto, el EBIT hubiese disminuido en US\$ 36 millones, equivalentes a una disminución de un 4,8%.

A nivel acumulado el EBIT disminuyó en 25,8% alcanzando los US\$ 1.458 millones. Aislado el impacto antes mencionado y la pérdida por deterioro asociada al proceso de venta de Enel Generación Fortaleza por US\$ 77 millones, registrada en el segundo trimestre, el EBIT hubiese aumentado en US\$ 356 millones, equivalentes a un 18,1%.

- El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó una pérdida de US\$ 680 millones en este trimestre, lo que representa una caída de US\$ 944 millones comparado con el mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por el reconocimiento pérdidas asociadas a los procesos de venta de Enel Distribución Goiás y Enel Generación Fortaleza. Sin este impacto, la utilidad neta hubiese caído en solo US\$ 11 millones, equivalentes a un 4,2%.

Acumulado a septiembre, el resultado neto alcanzó una pérdida de US\$ 103 millones, también impactado por el reconocimiento de pérdidas asociadas a los procesos de venta antes mencionados. Aislado dicho efecto, la utilidad neta acumulada hubiese aumentado en US\$ 259 millones, equivalentes a un 41,6%.

- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 6.637 millones, lo cual representa un aumento de 13,1% respecto al cierre de 2021, explicado principalmente por una mayor deuda neta en Enel Américas Holding y en menor medida en Enel Dx Ceará, Enel Gx Perú y Enel Colombia.
- El CAPEX en el tercer trimestre de 2022 ascendió a US\$ 833 millones, lo cual representa un aumento de 2,3% respecto a igual período del año anterior. Esto se explica principalmente por mayores inversiones en energías renovables en Perú, junto con mayores inversiones en el negocio de distribución en Argentina.

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” o “EGPA”) 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.

(*) Posterior a la incorporación del holding brasilero de sociedades renovables, durante el mismo ejercicio 2021 dicha sociedad se fusionó con Enel Brasil, siendo esta última la continuadora legal.

II. Fusión Sociedades Colombianas

Con fecha 1 de marzo de 2022, se perfeccionó la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas). La nueva razón social de la compañía fusionada es Enel Colombia S.A. ESP, sociedad sobre la cual Enel Américas posee una participación del 57,345% como resultado de esta operación.

III. Venta Central Geradora Thermoeléctrica Fortaleza S.A. (comercialmente conocida como “Enel Generación Fortaleza”)

Con el objetivo de liderar las acciones de sustentabilidad del sector y priorizar las inversiones en una matriz energética limpia, en 2022 se iniciaron los estudios para la venta de Enel Generación Fortaleza, subsidiaria brasileña con autorización para producción independiente de energía y otorgada por el ente regulador brasileño (ANEEL).

El 9 de junio de 2022, poco después del estudio de factibilidad, el Grupo firmó un acuerdo de venta de la subsidiaria con un grupo brasileño que ya actúa en el mercado de generación termoeléctrica. El precio de venta en el contrato fue de BRL 467 millones (MUS\$ 89.302) y también se prevé pagos adicionales por cada contrato de venta de energía firmado por Enel Generación Fortaleza, ya bajo la responsabilidad del comprador (hasta el 31 de diciembre de 2028). Para llevar a cabo la venta, el contrato tiene condiciones precedentes y una de ellas es la aprobación de la transacción por el órgano competente en Brasil (CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica).

Teniendo en cuenta el proceso de venta, lo establecido en la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” y siguiendo el criterio contable establecido en la nota 3.k), los activos y pasivos de la subsidiaria se clasificaron como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Producto de lo anterior, al cierre del primer semestre de 2022 se reconoció un ajuste por deterioro de los activos de larga vida de Enel Generación Fortaleza por **US\$ 77 millones**.

Finalmente, la venta se materializó el 23 de agosto de 2022, generando adicionalmente una pérdida en la venta de esta subsidiaria de **US\$ 131 millones**.

IV. Proceso de venta de CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. (comercialmente conocida como “Enel Distribución Goiás”)

Con fecha 23 de septiembre de 2022 nuestra subsidiaria Enel Brasil suscribió un contrato de compraventa de acciones con Equatorial Participações e Investimentos S.A., una filial de Equatorial Energia S.A. (conjuntamente “Equatorial”), a través del cual, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones previas, Enel Brasil enajenará el 99,9% de las acciones emitidas por Enel Distribución Goiás, propiedad de Enel Brasil S.A. (la “Compraventa”).

Entre las condiciones previas acordadas, algunas se refieren a las autorizaciones de los organismos regulatorios brasileños Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) y del Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”).

Enel Goiás es una distribuidora de energía brasilera ubicada en el Estado de Goiás, con un área de concesión de 337 mil km², con 3,3 millones de clientes en 237 municipios.

En el evento que la Compraventa se apruebe, la filial Enel Brasil S.A. recibiría aproximadamente BRL 7.292 millones, (equivalentes a USD 1.400 millones), de los cuales BRL 1.575 millones (equivalentes a USD 300 millones) corresponden a su participación en el patrimonio y serían pagados por Equatorial al cierre, lo que se espera ocurra durante diciembre, y BRL 5.717 millones (equivalentes a USD 1.100 millones) para el prepago de préstamos intercompañía, de los cuales USD 600 millones corresponden a Enel Brasil y USD 500 millones a Enel Finance International, sociedad relacionada al controlador de Enel Américas, Enel SpA, los cuales serían pagados por Enel Distribución Goiás dentro de los doce meses siguientes al cierre de la operación. Todo lo anterior está sujeto a ajustes positivos o negativos, según los términos del acuerdo entre las partes.

Adicionalmente a esta cantidad, las partes han acordado un mecanismo de pagos de earn-out, en función al resultado de determinadas contingencias que se encuentran en curso, cuya estimación a esta fecha no resulta cuantificable.

Teniendo en cuenta el proceso de venta, lo establecido en la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas" y siguiendo el criterio contable establecido en la nota 3.k), los activos y pasivos de la subsidiaria se clasificaron como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Producto de lo anterior, al 30 de septiembre de 2022 se reconoció un ajuste por deterioro de los activos de larga vida de Goiás por **US\$ 786 millones**.

V. Cambio en Política Contable

Producto de la revisión de las políticas contables aplicadas, al cierre de 2021 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 el período finalizado al 30 de septiembre de 2021, emitidos originalmente el 27 de octubre 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 períodos 2022 y 2021.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



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 el análisis razonado del 30 de septiembre de 2021:

Cifras expresadas en Millones de US\$		
Líneas de Estado de Resultados afectadas	Acumulado	Tercer Trimestre
	30 de septiembre de 2021	julio-septiembre de 2021
Otros ingresos operacionales	167	75
Ingresos financieros	(167)	(75)
Efecto Neto en Resultados	-	-

VI. Redondeo

Las cifras de este reporte están expresadas en millones de dólares estadounidenses, y para facilitar su presentación han sido redondeadas. Por esta razón, es posible que al sumar las cifras contenidas en las tablas el resultado no sea exactamente igual al total de la tabla.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión

Durante el tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión se mantuvo en línea con igual período del año anterior, llegando a **US\$ 557 millones**, equivalente a un -0,1%. Esto se explica por menores resultados en Brasil, Argentina y Colombia, parcialmente compensado por un mayor **EBITDA** en Perú.

A nivel acumulado, el **EBITDA** aumentó en **16,1%**, principalmente debido al cambio de perímetro por la consolidación de **EGPA** a contar del 1 de abril de 2021.

Las ventas de energía aumentaron un **12,5%** en el trimestre mientras que la generación aumentó en un **8,3%**.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sep-22	sep-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %
Total Ventas (GWh)	70.001	56.443	24,0%	24.128	21.448	12,5%
Total Generación (GWh)	40.517	36.686	10,4%	14.929	13.782	8,3%

Distribución

En distribución, el **EBITDA** disminuyó un **11,9%** en este tercer trimestre de 2022 comparado con el mismo período del año anterior, alcanzando los **US\$ 537 millones**. Lo anterior se explica por un menor resultado en Brasil y Argentina, parcialmente compensado por una mejora en Colombia y Perú.

A nivel acumulado, vemos un aumento en el **EBITDA** de **16,1%** comparado con igual período del año anterior, explicado por un mejor resultado en todos los países excepto Argentina.

Al cierre de septiembre 2022, el número de clientes consolidado mostró un aumento de **541 mil clientes** o **2,1%** en comparación con septiembre del año anterior llegando a más de **26,5 millones**, mientras que las ventas físicas estuvieron en línea en el trimestre.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sep-22	sep-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %
Total Ventas (GWh)	90.220	89.473	0,8%	30.184	30.174	0,0%
Número de clientes (miles)	26.584	26.043	2,1%	26.584	26.043	2,1%

RESUMEN FINANCIERO

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

• Caja y caja equivalente (*)	US\$ 1.519 millones
• Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días (*)	US\$ 1.565 millones
• Líneas de crédito comprometidas disponibles (**)	US\$ 885 millones

(*) Incluye US\$ 21 millones de caja de compañía reclasificadas en la cuenta "Activos mantenidos para la venta". Estas empresas son: USME, Fontibón, Bogotá y Enel Distribución Goiás.

(**) Incluye dos líneas de crédito comprometidas disponibles entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de ellas de Enel Américas por un monto disponible de US\$ 265 millones y otra de EGP Perú con un saldo disponible de US\$ 30 millones.

La subida de las tasas de interés en Enel Américas (6,1% a diciembre de 21 vs 9,4% a septiembre de 22) ha sido principalmente por las subidas de las tasas monetarias en Brasil (CDI) y Colombia (IBR), a pesar del menor costo financiero de la deuda de Enel Américas Holding. A pesar de esto, destacar que existe una mejora del margen financiero de la deuda, como consecuencia de las nuevas tomas de deuda en la región.

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\$ 1.950 millones y forwards por US\$ 1.456 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\$ 766 millones**.

(*) Incluye US\$ 372 millones de forward de tipo de cambio de las compañías reclasificadas en la cuenta "Activos mantenidos para la venta" para las empresas Enel Distribución Goiás y USME.

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 **15.993 MW** al 30 de septiembre de 2022. El **70,7%** de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, eólicas y solares y el **29,3%** de fuentes térmicas. Esta capacidad y el mix de fuentes de energía se han alcanzado con la incorporación de EGPA durante el año 2021, la cual se espera siga creciendo a futuro, aumentando en el tiempo el porcentaje de fuentes de generación renovables. Por otro lado, la venta de Enel Generación Fortaleza en Brasil, materializada en agosto de 2022, disminuye la capacidad instalada térmica del Grupo, dejando a Brasil con un 100% de capacidad instalada sobre fuentes 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 (hasta agosto de 2022), EGP Volta Grande y Enel Brasil S.A. (matriz de Sociedades EGP) en Brasil, Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Colombia S.A. ESP (Nueva Sociedad continuadora de Emgesa y que además fusionó a Enel Green Power Colombia S.A.S ESP), Enel Green Power Guatemala S.A., Enel Green Power Panamá S.R.L. 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.

El siguiente cuadro resume la información física del segmento de generación por área geográfica, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2022 y 2021, por cada subsidiaria:

Segmento Generación por área geográfica	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado (%)	
		Acumulado			Trimestral			sep-22	sep-21
		sep-22	sep-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %		
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	8.783	10.487	(16,3%)	2.867	3.539	(19,0%)	5,2%	9,8%
Segmento de Generación Brasil (***)	SICN Brasil	35.867	22.590	58,8%	12.610	9.616	31,1%	9,4%	6,1%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	14.084	13.068	7,8%	4.943	4.697	5,2%	24,6%	23,8%
Segmento de Generación Perú	SICN Peru	8.783	8.493	3,4%	2.802	2.663	5,2%	21,2%	21,2%
Segmento Generación Centroamérica	(*)	2.484	1.804	37,7%	906	932	(2,8%)	9,1%	(**)
Total		70.001	56.443	24,0%	24.128	21.448	12,5%		

(*) Las empresas de Costa Rica, Guatemala y Panamá, participan de sus mercados locales SEN, SEN y SIN respectivamente, y eventualmente pueden participar en el 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 Enel Green Power que han sido incorporadas el 1 de abril de 2021, por considerarse que seis meses de operación no son representativas de la participación real de mercado que tienen en cada uno de sus países en el año 2021.

(***) Dentro de los volúmenes de venta de energía de Brasil, se incorporan las ventas de Enel Trading S.A., que pese a no ser una generadora cumple la función de intermediación de compra y venta de electricidad en Brasil, comenzó su operación durante el primer trimestre de 2021, en reemplazo de las operaciones de intermediación que efectuada anteriormente Cachoeira Dourada S.A. Dado el tamaño que ha alcanzado a través del tiempo se ha decidido incorporar al volumen de energía vendida en Brasil a terceros, por lo cual se han eliminado las transacciones de ventas a empresas relacionadas.

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 (sociedad en proceso de venta) y Enel Distribución São Paulo en Brasil, Enel Colombia S.A. ESP (nueva sociedad que fusionó las operaciones de 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 **26,5 millones** de clientes.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución por área geográfica en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			sep-22	sep-21
	sep-22	sep-21	Var %	3T2022	3T2021	Var %		
Segmento de Distribución Argentina	13.148	12.603	4,3%	4.634	4.427	4,7%	17,5%	18,4%
Segmento de Distribución Brasil	59.655	60.026	(0,6%)	19.697	20.008	(1,6%)	13,2%	13,0%
Segmento de Distribución Colombia	11.222	10.783	4,1%	3.804	3.735	1,8%	7,5%	7,6%
Segmento de Distribución Perú	6.195	6.061	2,2%	2.049	2.004	2,2%	8,6%	8,4%
Total	90.220	89.473	0,8%	30.184	30.174	0,0%	12,8%	12,8%

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

Empresa	Clientes (miles)		
	sep-22	sep-21	Var %
Segmento de Distribución Argentina	2.588	2.538	1,9%
Segmento de Distribución Brasil	18.702	18.338	2,0%
Segmento de Distribución Colombia	3.772	3.686	2,3%
Segmento de Distribución Perú	1.522	1.481	2,8%
Total	26.584	26.043	2,1%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



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 30 de septiembre de 2022 y 2021:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado															
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Generación	153	165	940	1.692	1.020	909	500	396	210	136	2.823	3.298	(577)	(604)	2.246	2.694
Cientes Regulados	-	-	319	263	405	556	264	201	155	98	1.143	1.119	(394)	(604)	749	514
Cientes no Regulados	-	-	603	540	379	304	180	147	-	-	1.162	991	(16)	-	1.146	991
Ventas de Mercado Spot	153	165	18	889	236	49	54	43	55	38	516	1.184	(167)	-	349	1.184
Otros Clientes	-	-	-	-	-	-	2	5	-	-	2	5	-	-	2	5
Distribución	620	536	4.391	4.841	658	634	713	631			6.382	6.642	(2)	(3)	6.380	6.639
Residenciales	256	225	2.543	2.720	345	378	671	592	-	-	3.815	3.915	-	-	3.815	3.915
Comerciales	170	149	1.125	1.076	186	147	27	26	-	-	1.508	1.398	(2)	(3)	1.506	1.395
Industriales	114	101	325	309	80	65	1	1	-	-	520	476	-	-	520	476
Otros Consumidores	80	61	398	736	47	44	14	12	-	-	539	853	-	-	539	853
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(233)	(231)	(197)	(270)	(149)	(106)	-	-	(579)	(607)	579	607	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	773	700	5.098	6.302	1.481	1.273	1.064	921	210	136	8.625	9.333	-	-	8.625	9.333
Variación en millones de US\$ y %	72	(10,2%)	(1.204)	(19,1%)	208	16,3%	143	15,5%	74	56,0%	(708)	(7,6)	-	-	(708)	(7,6%)

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



Tercer Trimestre

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	3T		3T		3T		3T		3T		3T		3T		3T	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Generación	53	60	307	1.000	350	327	176	143	70	71	956	1.601	(177)	(224)	779	1.377
Clientes Regulados	-	-	85	92	132	213	92	68	53	54	362	427	(94)	(224)	268	203
Clientes no Regulados	-	-	219	309	129	107	64	50	-	-	412	466	(4)	-	408	466
Ventas de Mercado Spot	53	60	3	599	89	7	19	21	17	17	181	704	(79)	-	102	704
Otros Clientes	-	-	-	-	-	-	1	4	-	-	1	4	-	-	1	4
Distribución	232	204	1.516	2.058	196	221	237	199	-	-	2.181	2.683	(2)	(3)	2.179	2.681
Residenciales	101	92	907	1.114	116	128	222	361	-	-	1.346	1.695	-	-	1.346	1.695
Comerciales	67	61	370	494	50	52	9	(18)	-	-	496	589	(2)	(3)	494	586
Industriales	45	41	112	51	22	23	-	(92)	-	-	179	23	-	-	179	23
Otros Consumidores	19	11	127	399	8	18	6	(51)	-	-	160	376	-	-	160	377
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(58)	(88)	(71)	(102)	(50)	(37)	-	-	(179)	(226)	179	227	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	285	264	1.765	2.970	475	446	363	305	70	71	2.958	4.058	-	-	2.958	4.058
Variación en millones de US\$ y %	21	(7,2%)	(1.205)	(40,6%)	29	6,1%	58	18,7%	(1)	(0,5%)	(1.100)	(27,1%)	-	.	(1.100)	(27,1%)

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado al 30 de septiembre de 2022 fue de una pérdida de **US\$ 103 millones**, lo que representa una disminución de **116,6%** con respecto al resultado positivo de **US\$ 622 millones** registrado en el mismo período del año anterior. Este resultado se ve fuertemente influenciado por el reconocimiento de pérdidas no recurrentes asociadas a los procesos de venta de **Enel Distribución Goiás** y **Enel Generación Fortaleza**, por **US\$786 millones** y a **US\$198 millones**.

Durante el tercer trimestre de 2022, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó a una pérdida de **US\$ 680 millones**, presentando una disminución de **US\$ 944 millones** respecto al tercer trimestre de 2021, equivalente a una disminución de **357,7%**, influenciada por efectos generados por los procesos de ventas indicados anteriormente.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados consolidados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	%	3T2022	3T2021	Variación	%
Ingresos	11.619	11.680	(61)	(0,5%)	3.871	4.930	(1.059)	(21,5%)
Ingresos de actividades ordinarias	10.176	10.596	(420)	(4,0%)	3.469	4.487	(1.018)	(22,7%)
Otros ingresos de explotación	1.443	1.084	359	33,1%	403	444	(41)	(9,2%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(6.835)	(7.511)	676	9,0%	(2.360)	(3.365)	1.006	29,9%
Compras de energía	(4.353)	(5.529)	1.176	21,3%	(1.473)	(2.625)	1.152	43,9%
Consumo de combustible	(119)	(89)	(30)	(34,0%)	(42)	(26)	(16)	(59,6%)
Gastos de transporte	(899)	(799)	(100)	(12,5%)	(332)	(253)	(79)	(31,2%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.464)	(1.095)	(370)	(33,8%)	(512)	(460)	(52)	(11,3%)
Margen de Contribución	4.784	4.169	615	14,7%	1.512	1.565	(53)	(3,4%)
Gastos de personal	(415)	(398)	(17)	(4,3%)	(134)	(126)	(8)	(6,2%)
Otros gastos por naturaleza	(944)	(846)	(98)	(11,6%)	(318)	(298)	(20)	(6,9%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	3.425	2.926	499	17,1%	1.060	1.141	(81)	(7,1%)
Depreciación y amortización	(828)	(713)	(115)	(16,1%)	(281)	(256)	(25)	(9,9%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(1.139)	(248)	(891)	(360,0%)	(848)	(133)	(715)	n.a.
Resultado de Explotación (EBIT)	1.458	1.965	(507)	(25,8%)	(69)	753	(822)	(109,2%)
Resultado Financiero	(492)	(394)	(98)	(24,9%)	(164)	(173)	9	5,0%
Ingresos financieros	393	208	186	89,5%	128	90	37	41,2%
Gastos financieros	(1.188)	(714)	(474)	(66,4%)	(405)	(266)	(139)	(52,2%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	262	95	167	175,2%	115	51	64	126,2%
Diferencia de cambio	41	17	24	136,4%	(2)	(48)	46	96,4%
Otros Resultados distintos de la operación	(125)	1	(126)	n.a.	(129)	-	(129)	n.a.
Otras Ganancias (pérdidas)	(126)	-	(126)	n.a.	(129)	-	(129)	n.a.
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	1	1	-	-	-	-	-	-
Resultado Antes de Impuestos	841	1.573	(731)	(46,5%)	(362)	580	(942)	(162,5%)
Impuesto sobre sociedades	(612)	(659)	48	7,2%	(212)	(211)	(1)	(0,2%)
Resultado después de impuestos	230	913	(683)	(74,9%)	(574)	369	(943)	(255,6%)
Resultado del Período	230	913	(683)	(74,9%)	(574)	369	(943)	(255,6%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	(103)	622	(725)	(116,6%)	(680)	264	(944)	(357,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	333	291	42	14,3%	106	105	1	0,8%
Utilidad por acción USD (*)	(0,00096)	0,00641	(0,00737)	(115,0%)	(0,00634)	0,00246	(0,00879)	(357,7%)

(*) Al 30 de Septiembre de 2022 y 2021, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.889.530 y 96.995.808.491 respectivamente

EBITDA

El **EBITDA** para el período terminado al 30 de septiembre de 2022 fue de **US\$ 3.425 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$ 499 millones**, equivalente a un crecimiento de un **17,1%**, con respecto al **EBITDA** de **US\$ 2.926 millones** de igual período del año anterior.

Durante el tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US\$ 1.060 millones**, presentando una disminución de **US\$ 81 millones** respecto al tercer trimestre de 2021, equivalente a un **7,1%**.

La disminución del **EBITDA** en el tercer trimestre se relaciona con un menor desempeño de las operaciones de Argentina y Brasil, compensadas parcialmente por los mejores resultados alcanzados por las operaciones de Colombia y Perú

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 30 de septiembre de 2022:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	159	168	(9)	(5,2%)	55	62	(7)	(12,0%)
Brasil	1.005	1.741	(736)	(42,3%)	328	1.012	(684)	(67,6%)
Colombia	1.047	931	117	12,6%	368	334	34	10,2%
Perú	523	418	106	25,4%	182	148	34	23,4%
Centroamérica	214	145	69	47,5%	72	78	(6)	(7,7%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	2.949	3.402	(453)	(13,3%)	1.004	1.633	(629)	(38,5%)
Distribución:								
Argentina	670	568	101	17,8%	251	220	31	13,9%
Brasil	6.387	6.418	(31)	(0,5%)	2.137	2.670	(534)	(20,0%)
Colombia	1.366	1.258	108	8,6%	415	424	(9)	(2,0%)
Perú	759	670	90	13,4%	254	212	42	19,7%
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	9.182	8.914	268	3,0%	3.057	3.527	(470)	(13,3%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(512)	(636)	124	19,5%	(189)	(229)	40	17,5%
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	11.619	11.680	(61)	(0,5%)	3.871	4.930	(1.059)	(21,5%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(8)	(13)	5	40,0%	(3)	(5)	2	40,6%
Brasil	(378)	(1.288)	910	70,7%	(117)	(799)	682	85,4%
Colombia	(381)	(296)	(85)	(28,6%)	(145)	(107)	(38)	(36,0%)
Perú	(165)	(128)	(38)	(29,5%)	(63)	(51)	(12)	(23,8%)
Centroamérica	(76)	(23)	(53)	(233,1%)	(16)	(13)	(2)	(17,2%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.008)	(1.748)	740	42,4%	(343)	(974)	631	64,8%
Distribución:								
Argentina	(509)	(386)	(122)	(31,7%)	(192)	(145)	(47)	(32,3%)
Brasil	(4.580)	(4.825)	246	5,1%	(1.609)	(2.082)	473	22,7%
Colombia	(774)	(741)	(32)	(4,3%)	(239)	(256)	17	6,6%
Perú	(506)	(444)	(63)	(14,1%)	(170)	(138)	(33)	(24,0%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(6.368)	(6.396)	29	0,4%	(2.211)	(2.620)	410	15,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	541	634	(93)	(14,7%)	194	229	(35)	(15,5%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(6.835)	(7.511)	676	9,0%	(2.360)	(3.365)	1.006	29,9%

Continuación

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(32)	(26)	(6)	(21,8%)	(12)	(9)	(2)	(26,0%)
Brasil	(14)	(20)	7	33,3%	(5)	(10)	5	51,0%
Colombia	(26)	(21)	(5)	(25,3%)	(9)	(6)	(2)	(36,6%)
Perú	(23)	(21)	(2)	(8,9%)	(7)	(7)	-	(2,5%)
Centroamérica	(10)	(7)	(3)	(35,0%)	(3)	(3)	-	3,3%
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(104)	(95)	(9)	(8,9%)	(35)	(36)	1	1,5%
Distribución:								
Argentina	(93)	(74)	(19)	(25,1%)	(35)	(26)	(9)	(33,9%)
Brasil	(144)	(163)	19	11,7%	(39)	(41)	2	4,1%
Colombia	(25)	(29)	4	15,2%	(7)	(10)	2	24,8%
Perú	(16)	(19)	3	16,8%	(5)	(8)	2	28,4%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(277)	(285)	9	2,8%	(87)	(84)	(3)	(3,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(35)	(18)	(17)	(92,6%)	(12)	(6)	(6)	(91,8%)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(415)	(398)	(17)	(4,3%)	(134)	(126)	(8)	(6,2%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(28)	(27)	(1)	(5,0%)	(10)	(11)	1	2,6%
Brasil	(80)	(41)	(39)	(93,5%)	(33)	(21)	(12)	(56,7%)
Colombia	(36)	(30)	(6)	(20,5%)	(8)	(10)	2	21,4%
Perú	(38)	(38)	(0)	(0,8%)	(12)	(17)	5	29,7%
Centroamérica	(16)	(11)	(5)	(45,0%)	(5)	(7)	1	20,3%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(198)	(147)	(51)	(34,9%)	(69)	(65)	(3)	(4,7%)
Distribución:								
Argentina	(122)	(94)	(28)	(29,9%)	(45)	(37)	(9)	(24,2%)
Brasil	(470)	(439)	(31)	(7,0%)	(146)	(138)	(8)	(5,8%)
Colombia	(63)	(75)	12	15,5%	(21)	(25)	4	17,8%
Perú	(37)	(36)	(1)	(1,5%)	(10)	(13)	3	21,0%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(691)	(643)	(48)	(7,4%)	(222)	(213)	(10)	(4,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(55)	(56)	1	1,2%	(27)	(20)	(8)	(39,4%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(944)	(846)	(98)	(11,6%)	(318)	(298)	(20)	(6,9%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	92	102	(10)	(10,3%)	30	38	(8)	(20,5%)
Brasil	534	391	143	36,6%	173	182	(9)	(4,9%)
Colombia	605	584	21	3,6%	206	210	(5)	(2,1%)
Perú	297	231	66	28,6%	100	73	28	37,7%
Centroamérica	112	104	8	8,1%	48	54	(7)	(12,4%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.640	1.412	228	16,1%	557	558	(0)	(0,1%)
Distribución:								
Argentina	(53)	14	(68)	n.a.	(21)	13	(34)	n.a.
Brasil	1.194	991	203	20,5%	342	410	(67)	(16,4%)
Colombia	505	413	92	22,2%	148	133	15	11,3%
Perú	200	171	29	17,2%	67	54	14	25,4%
EBITDA Segmento de Distribución	1.846	1.590	256	16,1%	537	610	(72)	(11,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(61)	(76)	15	19,6%	(35)	(26)	(9)	(32,9%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	3.425	2.926	499	17,1%	1.060	1.141	(81)	(7,1%)

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	159	168	(9)	(5,2%)	55	62	(7)	(12,0%)
Costos de explotación	(8)	(13)	5	40,0%	(3)	(5)	2	40,6%
Gastos de personal	(32)	(26)	(6)	(21,8%)	(12)	(9)	(2)	(26,0%)
Otros gastos por naturaleza	(28)	(27)	(1)	(5,0%)	(10)	(11)	1	2,6%
Total Segmento Generación Argentina	92	102	(10)	(10,3%)	30	38	(8)	(20,5%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$ 92 millones** a septiembre de 2022, lo que representa una disminución de **US\$ 10 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución de las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 9 millones** al 30 de septiembre de 2022 con respecto a los registrados al 30 de septiembre de 2021. Esta situación se explica por; (i) menores ingresos por **US\$ 78 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y; (ii) menores ingresos de **US\$ 17 millones** por menor volumen de venta (-1.704 GWh) producto de una menor disponibilidad de unidades en Enel Generación Costanera y peores condiciones hídricas que afectaron a Enel Generación El Chocón. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por (i) **US\$ 46 millones** por la aplicación de la **Resolución N° 238/2022**, que incrementó los precios en un 30% retroactivo a partir de febrero de 2022, más un 10% adicional a contar de junio y una mejora en el pago de potencia eliminando el factor de uso y; (ii) **US\$ 35 millones** por efecto de actualización de cifras producto de la hiperinflación en Argentina.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 5 millones** al 30 de septiembre de 2022, explicados principalmente por; (i) **US\$ 2 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y (ii) **US\$ 3 millones** por menor costo de transporte de combustible en 2022 por cesión de contrato con Metrogas 07-21, servicio a cargo de Cammesa.

Los **gastos de personal** aumentan en **US\$ 6 millones** y se explican por incrementos salariales e incrementos por inflación por **US\$ 22 millones**, compensado parcialmente por una disminución de **US\$ 15 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **Otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US\$ 1 millón** producto de mayores costos por contratación de servicios de terceros y mayores costos por hiperinflación por **US\$ 15 millones**, compensados parcialmente por la disminución de **US\$ 14 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2022, el segmento de generación en Argentina alcanzó un **EBITDA de US\$ 30 millones**, inferior en **US\$ 8 millones** el monto en el mismo período de 2021. Esta disminución se explica por; (i) **US\$ 21 millones** de menor **EBITDA** por efecto de conversión originado por la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense; (ii) menores costos de personal por ajustes salariales producto de la hiperinflación en Argentina por **US\$ 8 millones**; (iii) **US\$ 5 millones** de mayores servicios tercerizados productos del mayor valor por hiperinflación. Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos por **US\$ 26 millones** que se componen por (i) mayores ingresos por ingresos de **US\$ 34 millones** por la aplicación de la **Resolución N° 238/2022**, que incrementó los precios en un 30% retroactivo a partir de febrero de 2022, más un 10% adicional a contar de junio y los reajustes por inflación y (ii) **US\$ 8 millones** de menores ingresos por menor volumen de venta (**-672 GWh**) producto de una menor disponibilidad de unidades en **Enel Generación Costanera** y peores condiciones hídricas que afectaron a **Enel Generación El Chocón**.

Brasil

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.005	1.741	(736)	(42,3%)	328	1.012	(684)	(67,6%)
Costos de explotación	(378)	(1.288)	910	70,7%	(117)	(799)	682	85,4%
Gastos de personal	(14)	(20)	7	33,3%	(5)	(10)	5	51,0%
Otros gastos por naturaleza	(80)	(41)	(39)	(93,5%)	(33)	(21)	(12)	(56,7%)
Total Segmento Generación Brasil	534	391	143	36,6%	173	182	(9)	(4,9%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$ 534 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 143 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 736 millones**, equivalentes a un **42,3%**, al 30 de septiembre de 2022. La disminución se explica principalmente por; (i) menor venta de energía por importación de energía desde Argentina y Uruguay, dado el mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil, por **US\$ 780 millones**; y (ii) **US\$ 69 millones** por menores ventas físicas (**-820 GWh**) en energía de origen térmico en **Enel Generación Fortaleza**, motivado por la menor generación propia, lo que impidió generar los excedentes de energía que sí existieron durante el mismo período de 2021, y posterior a ello la venta de dicha subsidiaria materializada durante el mes de agosto del presente. Lo anterior se compensa parcialmente por; (i) mayores ingresos por ventas de energía eléctrica de fuentes renovables por **US\$ 37 millones**, especialmente en las **empresas EGP**, originado por un mayor volumen de ventas (**+4.428 GWh**), efecto que fue parcialmente compensado por menores precios medios de venta; (ii) **US\$ 37 millones** de mayores ingresos producto del incremento en el volumen de intermediación de energía eléctrica (**+9.669 GWh**), parcialmente compensada por menores precios de venta y; (iii) **US\$ 37 millones** de efecto positivo generados en la conversión de cifras, producto de la apreciación experimentada por el real brasilero respecto al dólar estadounidense en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2022.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$910 millones**, o un **70,7%**, principalmente por; **(i) US\$ 798 millones** por menores compras de energía a Argentina y Uruguay dado el mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil; **(ii) US\$ 257 millones** de menor costos de compra de energía, por menor volumen para cumplir con compromisos en el caso de **Enel Generación Fortaleza**, y menores precios de compra en el caso de las **empresas EGP**. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) el incremento de US\$ 14 millones** por el efecto en la conversión de cifras producto de la apreciación experimentada por el real brasileño respecto al dólar estadounidense; **(ii) US\$ 10 millones** por mayores costos en combustibles en **Enel Generación Fortaleza** y; **(iii) US\$ 9 millones** por mayores costos de transporte principalmente en las **empresas EGP** por el incremento en las unidades de generación.

Los **gastos de personal** presentan una disminución de **US\$ 7 millones**, producto de las reestructuraciones ocurridas tras la fusión entre **EGP Brasil** y **Enel Brasil**, hacia fines del año 2021.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 39 millones** principalmente por; **(i) US\$ 32 millones** de mayores servicios tercerizados en las empresas **EGP** y; **(ii) US\$ 4 millones** por el efecto de la conversión de cifras producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

En términos trimestrales, el **EBITDA** fue inferior en **US\$ 9 millones** respecto al alcanzado en el tercer trimestre de 2021, disminución que se explica principalmente por ; **(i) US\$ 63 millones** por menores ventas físicas (**-401 GWh**) en energía de origen térmico en **Enel Generación Fortaleza**, motivado por la menor generación propia, lo que impidió generar los excedentes de energía que sí existieron durante el mismo período de 2021, y posterior a ello la venta de dicha subsidiaria materializada durante el mes de agosto del presente; **(ii) menores ingresos por ventas de energía eléctrica de fuentes renovables**, especialmente en las **empresas EGP**, por **US \$75 millones**, originado por menores precios medios de ventas, parcialmente compensado por un mayor volumen de ventas físicas (**+1.098 GWh**); **(iii) US\$ 101 millones** de menores ingresos producto de menores precios en la venta de energía eléctrica, efecto que fue compensado parcialmente por un incremento en el volumen de intermediación del trimestre terminado al 30 de septiembre de 2022 (**+2.297 GWh**) y; **(iv) mayores gastos por servicios tercerizados principalmente en EGP Brasil por US\$ 17 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$ 236 millones** de menores costos de compra de energía en el caso de **Enel Generación Fortaleza**, y menores precios de compra en el caso de las empresas de generación renovable; y **(ii) US\$ 5 millones** de efecto positivo generados en la conversión de cifras producto de la apreciación experimentada por el real brasileño respecto al dólar estadounidense.

Colombia

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.047	931	117	12,6%	368	334	34	10,2%
Costos de explotación	(381)	(296)	(85)	(28,6%)	(145)	(107)	(38)	(36,0%)
Gastos de personal	(26)	(21)	(5)	(25,3%)	(9)	(6)	(2)	(36,6%)
Otros gastos por naturaleza	(36)	(30)	(6)	(20,5%)	(8)	(10)	2	21,4%
Total Segmento Generación Colombia	605	584	21	3,6%	206	210	(5)	(2,1%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US\$ 605 millones** al 30 de septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 21 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación de Enel Colombia Generación (Ex Emgesa y EGP Colombia)** aumentaron en **US\$ 117 millones**, o un **12,6%** a septiembre de 2022. Este incremento se explica principalmente por; (i) un efecto precio por **US\$ 141 millones**, por mayores precios medio de ventas por mayor IPP; y (ii) **US\$ 68 millones** por mayores volúmenes de venta física (**+1.016 GWh**). Todo lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto de **US\$ 104 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 85 millones** y se explica principalmente por; (i) incremento relacionado con las compras de energía por **US\$ 67 millones**, como consecuencia de mayor precio de compra y mayor volumen de compra para respaldo de proyectos y; (ii) mayores costos de transporte y otros aprovisionamientos por **US\$ 59 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto de **US\$ 38 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$ 5 millones** principalmente por; (i) Mayores costos salariales por integración de personal de **EGP Colombia** y ajustes por inflación e incrementos reales por **US\$ 8 millones**; y; (ii) un efecto positivo de **US\$ 3 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$ 6 millones**, producto principalmente de; (i) incrementos de otros servicios de terceros, mayores primas de seguros y reajustes de IPC colombiano por **US\$ 3 millones** y; (ii) **US\$ 3 millones** por costos de integración en la fusión en el Enel Colombia.

En el tercer trimestre de 2022, el segmento de Generación en Colombia alcanzó un **EBITDA** de **US\$ 206 millones**, disminuyendo en **US\$ 5 millones** respecto al tercer trimestre de 2021. Esta disminución se explica principalmente por; (i) mayores ingresos por **US\$ 59 millones** atribuibles a mayores precios medio de ventas por mayor IPP; y (ii) **US\$ 9 millones** por mayores volúmenes de venta física (**+246 GWh**). Todo lo anterior parcialmente compensado por; (i) mayor costo en compra de energía por **US\$ 25 millones**, compuesto por un mayor precio medio de compra por **US\$ 30 millones** y menores volúmenes de compra por **US\$ 5 millones**; (ii) mayores costos de transporte y otros aprovisionamientos por **US\$ 21 millones** y; (iii) un efecto de **US\$ 29 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Perú

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN PERÚ (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	523	418	106	25,4%	182	148	34	23,4%
Costos de explotación	(165)	(128)	(38)	(29,5%)	(63)	(51)	(12)	(23,8%)
Gastos de personal	(23)	(21)	(2)	(8,9%)	(7)	(7)	0	2,5%
Otros gastos por naturaleza	(38)	(38)	0	(0,8%)	(12)	(17)	5	29,7%
Total Segmento Generación Perú	297	231	66	28,6%	100	73	28	37,7%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Perú alcanzó los **US\$ 297 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 66 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 106 millones**, o **25,4%** a septiembre de 2022. Este incremento se explica por; **(i) US\$ 53 millones** de incremento de ingresos por mayores precios medios de venta, principalmente por indexación de tarifas de clientes libres y regulados; **(ii) US\$ 44 millones** mayores volúmenes clientes regulados, compensados parcialmente por menores volúmenes a clientes libres por vencimiento de contratos **(+289 GWh)** y; **(iii) US\$ 3 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación experimentada por el sol peruano frente al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 38 millones**, principalmente por; **(i) US\$ 27 millones** por mayores compras de energía en el mercado spot; y **(ii) mayores costos de transporte y combustible**, por el incremento en la generación térmica, por **US\$ 10 millones** y; **(iii) , US\$ 1 millón** por efecto de conversión de cifras producto de la apreciación experimentada por el sol peruano frente al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** de Enel Generación Perú aumentaron por **US\$ 2 millones** producto de incrementos salariales.

Los **otros gastos por naturaleza** estuvieron en línea con el mismo período terminado al 30 de septiembre de 2021.

En el tercer trimestre de 2022, el segmento de Generación en Perú alcanzó un **EBITDA** de **US\$ 100 millones**, con un crecimiento de un **37,7%** respecto a los **US\$ 73 millones** registrados en el mismo período de 2021. El incremento de **US\$ 28 millones** de **EBITDA** se explica por; **(i) US\$ 16 millones** por mayor volumen de venta **(+139 GWh)**; **(ii) US\$ 18 millones** de incremento de ingresos por mayores precios medios de venta, principalmente por indexación de tarifas de clientes libres y regulados y; **(iii) menores servicios tercerizados por US\$ 4 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por mayores costos por **US\$ 10 millones**, por mayor compra de energía a un mayor precio spot.

Centroamérica

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	214	145	69	47,5%	72	78	(6)	(7,7%)
Costos de explotación	(76)	(23)	(53)	(233,1%)	(16)	(13)	(2)	(17,2%)
Gastos de personal	(10)	(7)	(3)	(35,0%)	(3)	(3)	0	3,3%
Otros gastos por naturaleza	(16)	(11)	(5)	(45,0%)	(5)	(7)	1	20,3%
Total Segmento Generación Centroamérica	112	104	8	8,1%	48	54	(7)	(12,4%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US\$ 112 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 8 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican este incremento en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** se incrementaron en **US\$ 69 millones**, explicados principalmente por mayores volúmenes de venta de energía producto de comparar **2.484 GWh** equivalentes a nueve meses del año 2022 versus los **1.578 GWh**, de los seis meses correspondientes al 2021.

Los **costos de explotación** se incrementan en **US\$ 53 millones** explicados principalmente por; (i) mayores costos por **US\$ 42 millones**, por mayores compras de energía en mercado spot a precios más altos, para suplir compromisos de venta en contratos PPAs producto de la menor generación de energía de la planta Fortuna en Panamá, debido a menor nivel de agua en el embalse (en los primeros meses del año 2022) ; (ii) **US\$ 4 millones** de mayores costos de transporte en **EGP Guatemala** y; (iii) **US\$ 7 millones** de mayores costos por comparar 9 meses de 2022 con 6 meses del año 2021.

Los **gastos de personal** se incrementan en **US\$ 3 millones** de mayores costos al comparar 9 meses de 2022 con 6 meses del año 2021.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 5 millones** por mayores servicios de terceros, reparaciones y mantenencias asociadas al mayor número de meses incorporados en la consolidación respecto al año 2021, y a la entrada en operación de nuevas unidades productivas.

En el tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** del segmento de generación de Centroamérica alcanzó los **US\$ 48 millones**, inferiores en **US\$ 7 millones** a los registrados en el tercer trimestre de 2021, lo que se explica principalmente por menores volúmenes de ventas físicas (**-26 GWh**) y mayores costos por la entrada en operación de nuevas unidades de generación fotovoltaica en **Panamá**.

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	670	568	101	17,8%	251	220	31	13,9%
Costos de explotación	(509)	(386)	(122)	(31,7%)	(192)	(145)	(47)	(32,3%)
Gastos de personal	(93)	(74)	(19)	(25,1%)	(35)	(26)	(9)	(33,9%)
Otros gastos por naturaleza	(122)	(94)	(28)	(29,9%)	(45)	(37)	(9)	(24,2%)
Total Segmento Distribución Argentina	(53)	14	(68)	n.a.	(21)	13	(34)	n.a.

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto negativo de **US\$ 53 millones** a septiembre de 2022, lo que representa una disminución de **US\$ 68 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 101 millones**, o un **17,8%**, a septiembre de 2022, que se explican fundamentalmente por; (i) **US\$ 352 millones** por los reajustes de cuadros tarifarios aprobados durante el período terminado al 30 de septiembre de 2022 por la autoridad regulatoria en Argentina; y (ii) **US\$ 38 millones** por mayor venta física en el período terminado al 30 de septiembre de 2022 (+ **545 GWh**) y; (iii) otras prestaciones por **US\$ 41 millones**. Los anteriores efectos se compensan parcialmente por **US\$ 331 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** se incrementaron en **US\$ 122 millones** fundamentalmente por; (i) **US\$ 24 millones** por mayor volumen de compra de energía (+**481 GWh**); (ii) **US\$ 321 millones** por mayor precio en la compra de energía; (iii) **US\$ 4 millones** por costos de conexiones y reconexiones y; (iv) **US\$ 25 millones** de incremento por otros aprovisionamientos y servicios variables asociados al incremento de volumen de venta, y a los reajustes de tarifas por inflación y penalizaciones por calidad en la prestación del servicio. Los anteriores efectos fueron parcialmente compensados por **US\$ 251 millones** de efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US\$ 19 millones**, principalmente por aumento de **US\$ 94 millones** por incrementos salariales, explicado principalmente por el reconocimiento de la inflación, efecto que fue parcialmente compensado por; (i) disminución de **US\$ 46 millones** debido a efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y (ii) **US\$ 34 millones** por mayores activaciones de costo de mano de obra en proyectos capitalizables.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron por **US\$ 28 millones** respecto al mismo ejercicio del año anterior básicamente por; **US\$ 88 millones** por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados, reparaciones, mantenciones de operaciones de red y otros variables, gastos que fueron parcialmente compensado por **US\$ 60 millones** por efecto de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto negativo de **US\$ 21 millones**, inferior en **US\$ 34 millones** al **EBITDA** alcanzado en el mismo período del año anterior. Este menor **EBITDA**, se explica principalmente por; (i) mayores costos en compras de energía por **US\$128 millones**, por mayor volumen **US\$ 20 millones** y mayores precios medios de compra por **US\$ 100 millones**; (ii) mayores gastos de personal por **US\$ 36 millones**, originados principalmente por los ajustes por inflación y (iii) **US\$ 26 millones** de mayores costos por servicios tercerizados y otros aprovisionamientos afectados por la hiperinflación. Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas por **US\$ 159 millones**, producto de un mayor volumen de energía por **US\$ 25 millones (+207 GWh)**, mejores precios medios de venta por **US\$ 134 millones** por incrementos tarifarios autorizados por la regulación Argentina.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-22	sep-21	Variación puntos porcentuales (p.p.)	sep-22	sep-21	Var
Segmento de Distribución Argentina	17,5%	18,4%	(0,9 p.p.)	2,59	2,54	1,9%
Total Segmento Distribución Argentina	17,5%	18,4%	(0,9 p.p.)	2,59	2,54	1,9%

Brasil:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	6.387	6.418	(31)	(0,5%)	2.137	2.670	(534)	(20,0%)
Costos de explotación	(4.580)	(4.825)	246	5,1%	(1.609)	(2.082)	473	22,7%
Gastos de personal	(144)	(163)	19	11,7%	(39)	(41)	2	4,1%
Otros gastos por naturaleza	(470)	(439)	(31)	(7,0%)	(146)	(138)	(8)	(5,8%)
Total Segmento Distribución Brasil	1.194	991	203	20,5%	342	410	(67)	(16,4%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US\$ 1.194 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 203 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** en el segmento de distribución de Brasil disminuyeron en **US\$ 31 millones**, o un **0,5%** a septiembre de 2022, y se explican fundamentalmente por; (i) **US\$ 468 millones** por menores precios medios de venta, por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas registradas durante 2022 sumado a un menor volumen de venta física (**-371 GWh**), efectos que fueron parcialmente compensados por los reajustes tarifarios aprobados en las distribuidoras brasileras y un; (ii) incremento de otros ingresos de explotación por **US\$ 228 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (en adelante “CINIIF 12”); (iii) **US\$ 49 millones** de menores ingresos por actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12 al registrarse una deflación en los últimos meses en Brasil; (iv) **US\$ 24 millones** por mayores ingresos por multas a clientes por pagos atrasados y; (v) **US\$ 238 millones** de efecto por conversión de cifras, originada por la apreciación del real brasileiro con respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 246 millones**, o **5,1%**, a septiembre de 2022, y se explican principalmente por **US\$ 700 millones** por menores costos en compra de energía, dada la rebaja de los precios spot producto del mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) **US\$ 171 millones** por conversión de cifras, producto de la apreciación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (ii) mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 228 millones**, debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12; y (iii) **US\$ 57 millones** por mayores costos variables asociados a cortes y reconexiones y servicios de transporte de electricidad.

Los **gastos de personal** disminuyen en **US\$ 19 millones**, principalmente explicado por mayores costos registrados en 2021 y vinculados al plan de reestructuración asociado la estrategia de digitalización impulsada por Grupo.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 31 millones**, principalmente por **US\$ 56 millones** de mayores servicios contratados con terceros para atender situaciones de emergencia producto de situaciones climáticas, compensados parcialmente por **US\$ 22 millones** por capitalización de materiales y servicios por proyectos en ejecución.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó los **US\$ 342 millones**, inferior en **US\$ 67 millones** a la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2021. Esta disminución se debe principalmente a; **(i) US\$ 498 millones** por menores precios medios de venta, por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas registradas durante 2022 sumado a un menor volumen de venta **(-311 GWh)**, todo ello parcialmente compensado por los reajustes tarifarios aprobados en las distribuidoras brasileras; **(ii) US\$ 120 millones** de menores ingresos por actualización de activos financieros asociados a CINIIF 12, al registrarse una deflación durante el tercer trimestre de 2022 en Brasil; **(iii) US\$ 613 millones** por menores costos en compra de energía dada la rebaja de los precios spot en compra de energía, producto del mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil y; **(iv) mayores costos de transporte de electricidad por US\$ 65 millones**.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-22	sep-21	Variación puntos porcentuales (p.p.)	3T2022	3T2021	Var %
Enel Distribución Rio	20,0%	21,1%	(1,1 p.p.)	3,07	3,02	1,7%
Enel Distribución Ceará	15,8%	16,0%	(0,2 p.p.)	4,11	4,04	1,6%
Enel Distribución Goiás	12,2%	11,3%	0,9 p.p.	3,35	3,27	2,5%
Enel Distribución Sao Paulo	11,0%	10,4%	0,6 p.p.	8,17	8,01	2,1%
Total Segmento Distribución Brasil	13,2%	13,0%	0,2 p.p.	18,70	18,34	2,0%

Colombia

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.366	1.258	108	8,6%	415	424	(9)	(2,0%)
Costos de explotación	(774)	(741)	(32)	(4,3%)	(239)	(256)	17	6,6%
Gastos de personal	(25)	(29)	4	15,2%	(7)	(10)	2	24,8%
Otros gastos por naturaleza	(63)	(75)	12	15,5%	(21)	(25)	4	17,8%
Total Segmento Distribución Colombia	505	413	92	22,2%	148	133	15	11,3%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US\$ 505 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 92 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** en el segmento de distribución en Colombia aumentaron en **US\$ 108 millones**, o un **8,6%**, a septiembre de 2022, y se explican principalmente por; (i) mayores ingresos por **US\$ 111 millones** por mejores precios medios de venta (explicado por los índices de reajustabilidad aplicables); (ii) **US\$ 29 millones** por mayor volumen físico de venta de energía (+ **439 GWh**); (iii) mayores ingresos por **US\$ 18 millones**, debido a mayor ingreso por reconocimiento de inversiones, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos; (iv) **US\$ 11 millones** de mayores ingresos, por operación de cuatro patios e-buses a partir del mes de marzo de 2022; (v) **US\$ 9 millones** de mayores ingresos por alumbrado público en Bogotá, por actualización de parámetros de remuneración y alumbrado público en municipios de Cundinamarca y; (vi) **US\$ 10 millones** por mayores ingresos por otras prestaciones. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 80 millones**, por efecto de conversión de cifras producto de la devaluación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 32 millones**, o **4,3%**, a septiembre de 2022 y se explican principalmente por; (i) mayores costos de compras de energía por **US\$ 16 millones**, debido a mayores precios medios de ventas y mayor volumen de compra y; (ii) mayores gastos de transporte de energía por **US\$ 66 millones** y; (iii) incremento de otros aprovisionamientos y servicios por **US\$ 27 millones**. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 77 millones**, debido al efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 4 millones** principalmente por; (i) la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense y; (ii) capitalización de mano de obra asociada a la construcción de proyectos.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 12 millones**, principalmente por; (i) menores servicios contratados a terceros por **US\$ 6 millones** y; (ii) la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 6 millones**.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$145 millones**, aumentando en **US\$15 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2021. Este incremento se explica principalmente por; **(i) US\$ 33 millones** por mayores ventas de energía por incremento de precios medio de venta y un mayor volumen de energía vendida **(+69 GWh)**; **(ii) mayores ingresos por peajes US\$ 6 millones** y; **(iii) menores costos de transporte de energía por US\$ 13 millones**. Todo ello fue parcialmente comenzado por; **(i) mayores costos de compras de energía por US\$ 11 millones**, debido a mayores precios medios de ventas y menor volumen de compra y; **(ii) US\$ 24 millones**, debido al efecto negativo por conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-22	sept-21	Variación puntos porcentuales (p.p.)	sep-22	sept-21	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,6%	(0,1 p.p.)	3,77	3,69	2,3%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,6%	(0,1 p.p.)	3,77	3,69	2,3%

Perú

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN PERÚ (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos de explotación	759	670	90	13,4%	254	212	42	19,7%
Costos de explotación	(506)	(444)	(63)	(14,1%)	(170)	(138)	(33)	(24,0%)
Gastos de personal	(16)	(19)	3	16,8%	(5)	(8)	2	28,4%
Otros gastos por naturaleza	(37)	(36)	(1)	(1,5%)	(10)	(13)	3	21,0%
Total Segmento Distribución Perú	200	171	29	17,2%	67	54	14	25,4%

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Perú alcanzó un monto de **US\$ 200 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 29 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** del segmento de distribución de Perú aumentaron en **US\$ 90 millones**, principalmente explicados por; **(i) US\$ 53 millones** por mayores ventas de energía por incremento de un **8,2%** en los precios medios de ventas; **(ii) US\$ 25 millones** por mayores ventas físicas de energía **(+ 134 GWh)**; **(iii) US\$ 10 millones** principalmente por mayores ingresos asociados a peajes por el incremento de clientes libres y; **(iv) US\$ 4 millones** por conversión de cifras, producto de la apreciación del sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 63 millones** fundamentalmente por; (i) **US\$ 40 millones** por mayores precios medios en la compra de energía; (ii) mayores volúmenes de compra física de energía por **US\$ 17 millones** y; (iii) **US\$ 2 millones** por el efecto negativo en conversión de cifras producto de la apreciación del sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** disminuyen en **US\$ 3 millones** producto de mayores capitalizaciones de mano de obra por proyectos en ejecución.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 1 millón**, principalmente por conversión de cifras producto de la apreciación del sol peruano respecto al dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2022, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Perú alcanzó los **US\$67 millones**, aumentando en **US\$14 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2021. Este incremento se explica principalmente por; (i) **US\$ 20 millones** por mayores ventas de energía por incremento de un **7,3%** en los precios medios de ventas; (ii) **US\$ 7 millones** por mayores ventas físicas de energía (+ **45 GWh**); (iii) **US\$ 4 millones** principalmente por mayores ingresos de peaje y otros servicios; (iv) **US\$ 3 millones** por mayor capitalización de mano de obra por proyectos en ejecución y; (v) **US\$ 3 millones** por menores costos de mantención. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 24 millones** por mayores costos originados en un mayor volumen de compra a mayores precios spot.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-22	sep-21	Variación puntos porcentuales (p.p.)	sep-22	sep-21	Var %
Segmento de Distribución Perú	8,6%	8,4%	0,2 p.p.	1,52	1,48	2,8%
Total Segmento Distribución Perú	8,6%	8,4%	0,2 p.p.	1,52	1,48	2,8%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



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 periodos terminados al 30 de septiembre de 2022 y 2021:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	sep-22			sep-21		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	92	(67)	25	102	(69)	33
Brasil	534	(177)	357	391	(69)	322
Colombia	605	(50)	555	584	(53)	531
Perú	297	(48)	250	231	(44)	188
Centroamérica	112	(31)	81	104	(19)	85
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.640	(372)	1.267	1.412	(253)	1.159
Distribución:						
Argentina	(53)	(86)	(139)	14	(60)	(45)
Brasil	1.194	(1.311)	(117)	991	(499)	492
Colombia	505	(108)	396	413	(99)	314
Perú	200	(55)	145	171	(49)	122
Total Segmento de Distribución	1.846	(1.560)	286	1.590	(706)	884
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(61)	(34)	(95)	(76)	(2)	(78)
Total Consolidado Enel Américas	3.425	(1.967)	1.458	2.926	(960)	1.965

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	3T2022			3T2021		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	30	(31)	(1)	38	(22)	16
Brasil	173	(33)	140	182	(37)	145
Colombia	206	(15)	191	210	(18)	192
Perú	100	(18)	83	73	(14)	59
Centroamérica	48	(12)	35	54	(9)	45
Total Segmento de Generación y Transmisión	557	(109)	448	558	(100)	457
Distribución:						
Argentina	(21)	(33)	(54)	13	(14)	(2)
Brasil	342	(938)	(595)	410	(224)	186
Colombia	148	(34)	114	133	(32)	101
Perú	67	(18)	49	54	(17)	37
Total Segmento de Distribución	537	(1.023)	(486)	610	(288)	322
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(35)	3	(32)	(26)	(1)	(27)
Total Consolidados Enel Américas	1.060	(1.129)	(69)	1.141	(389)	753

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US\$ 1.967 millones** a septiembre de 2022, aumentando en **US\$ 960 millones** con respecto a igual período del año 2021.

La depreciación y amortización fue de **US\$ 828 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 115 millones** con respecto a septiembre de 2021. Lo anterior se explica fundamentalmente por los siguientes incrementos; (i) **US\$ 52 millones** Sociedades **EGP Américas** incorporadas al perímetro de consolidación de Enel Américas el 1 de abril de 2021, por lo cual este año se comparan nueve meses versus los seis incorporados en el año 2021; (ii) **Enel Distribución Río** por **US\$ 14 millones**, compuesta por **US\$ 12 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones y **US\$ 2 millones** de incremento por apreciación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (iii) **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 19 millones**, compuesta por **US\$ 14 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones y **US\$ 5 millones** de incremento por apreciación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (iv) **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 8 millones**, compuesta por **US\$ 5 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones y **US\$ 3 millones** de incremento por apreciación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (v) **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 5 millones**, compuesta por **US\$ 3 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones y **US\$ 2 millones** de incremento por apreciación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense; (vi) **Edesur** por **US\$ 14 millones**, compuesta por **US\$ 49 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones y **US\$ 35 millones** de disminución por devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron al **30 de septiembre de 2022** un monto de **US\$ 1.193 millones** con un incremento total de **US\$ 891 millones** que se compone de la siguiente manera:

Las pérdidas por deterioro por aplicación de **NIIF 9 sobre activos financieros** dan cuenta de **US\$ 256 millones** del saldo de cierre al 30 de septiembre de 2022, con un incremento de **US\$ 8 millones** con respecto a igual período del año anterior. Lo anterior se explica principalmente por incrementos en las sociedades de Distribución, principalmente de Argentina y Colombia, por **US\$ 30 millones**, parcialmente compensadas por reversos de provisiones por deterioros en términos netos en las sociedades de distribución de Brasil, principalmente **Enel Distribución Río** y **Enel Distribución Ceará**. Dentro del deterioro asociado a las Sociedades Colombianas se incluyen los deterioros sobre los activos de las Sociedades **USME** y **Fontibón** por **US\$ 13 millones**, ajuste que fue necesario realizar para reducir el valor contable de los activos financieros a su valor de venta¹.

Los **US\$ 883 millones** restantes corresponden a pérdidas por deterioro en activos de larga vida. Dentro de este monto destacan (i) el reconocimiento de una pérdida por deterioro relacionada al del goodwill sobre **Enel Generación el Chocón** por **US\$ 18 millones**; (ii) una pérdida por deterioro por **US\$ 77 millones** relacionada a los activos de **Enel Generación Fortaleza**, sociedad que, en el contexto del plan de transición energética de la Compañía, fue vendida durante el mes de agosto del presente y; (iii) una pérdida por deterioro de **US\$ 786 millones** relacionada a los activos de **Enel Distribución Goiás**. De las condiciones económicas establecidas en los acuerdos de venta de **Enel Generación Fortaleza y Enel Distribución Goiás**, surgió la necesidad de reducir el valor contable de sus activos de larga vida hasta el valor recuperable², en el momento que dichas sociedades cumplieron los requisitos para clasificar como activos disponibles para la venta.

¹ Para mayor información ver Nota N° 6.2 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2022.

² Para mayor información ver Notas N° 6.1 y 33 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2022.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2022



El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales por ejercicios finalizados al 30 septiembre de 2022 y 2021:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-22	sep-21	Variación	Var %	3T2022	3T2021	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	78	63	15	24,0%	36	23	13	56,4%
Brasil	270	129	141	110,0%	72	62	10	16,8%
Colombia	29	10	19	180,6%	16	4	12	314,0%
Perú	12	4	8	209,4%	3	1	2	133,1%
Centroamérica	3	2	2	97,6%	1	1	-	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	-	1	154,6%	-	-	-	-
Total Ingresos Financieros	393	208	186	89,5%	128	90	37	41,2%
Gastos Financieros:								
Argentina	(256)	(168)	(87)	(51,9%)	(104)	(64)	(41)	(64,3%)
Brasil	(746)	(410)	(336)	(82,1%)	(241)	(149)	(92)	(61,9%)
Colombia	(108)	(81)	(27)	(32,7%)	(29)	(30)	1	2,1%
Perú	(33)	(23)	(10)	(43,0%)	(12)	(7)	(4)	(57,0%)
Centroamérica	(5)	(4)	(1)	(33,5%)	(2)	(2)	-	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(40)	(27)	(13)	(46,5%)	(16)	(14)	(2)	(17,3%)
Total Gastos Financieros	(1.188)	(714)	(474)	(66,4%)	(405)	(266)	(139)	(52,2%)
Diferencias de cambio:								
Argentina	47	10	37	379,6%	15	(0)	15	n.a.
Brasil	83	(7)	90	n.a.	(11)	(75)	64	85,5%
Colombia	(27)	(4)	(23)	n.a.	(9)	(1)	(8)	n.a.
Perú	6	(8)	14	182,3%	(0)	(3)	3	98,8%
Centroamérica	2	(0)	2	n.a.	1	-	1	225,6%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(70)	26	(96)	(368,0%)	3	31	(29)	(91,1%)
Total Diferencias de Cambio	41	17	24	136,4%	(2)	(48)	46	96,4%
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	262	95	167	175,2%	115	51	64	126,2%
Total Resultado Financiero Enel Américas	(492)	(394)	(98)	(24,9%)	(164)	(173)	9	5,0%
Otras ganancias (pérdidas):								
Brasil	(31)	-	(31)	n.a.	(34)	-	(34)	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(94)	-	(94)	n.a.	(94)	-	(94)	n.a.
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	(126)	-	(126)	n.a.	(129)	-	(129)	n.a.
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Argentina	1	1	-	-	-	-	-	-
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	1	1	-	-	-	-	-	-
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	(125)	1	(126)	n.a.	(129)	-	(129)	n.a.
Resultado Antes de Impuesto	841	1.573	(731)	(46,5%)	(362)	580	(942)	(162,5%)
Impuestos:								
Argentina	(28)	(143)	115	80,5%	(46)	(24)	(22)	(91,4%)
Brasil	(143)	(154)	11	7,3%	(18)	(55)	37	67,0%
Colombia	(311)	(245)	(66)	(27,1%)	(104)	(96)	(8)	(8,1%)
Perú	(116)	(95)	(21)	(21,8%)	(41)	(27)	(14)	(52,3%)
Centroamérica	(19)	(22)	3	15,7%	(6)	(10)	5	44,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	4	(1)	5	n.a.	3	1	2	178,4%
Total Impuesto sobre Sociedades	(612)	(659)	48	7,2%	(212)	(211)	(1)	(0,2%)
Resultado después de impuestos	230	913	(684)	(74,9%)	(574)	369	(943)	(255,6%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	(103)	622	(725)	(116,6%)	(680)	264	(944)	(357,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	333	291	42	14,3%	106	105	1	0,8%

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de **US\$ 492 millones** a septiembre de 2022, lo que representa un incremento de **US\$ 98 millones** respecto a la pérdida de igual período del año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

(a) **Mayores ingresos financieros por US\$ 186 millones**, principalmente explicados por; (i) **US\$ 114 millones** atribuibles a la mayor actualización de los activos y pasivos sectoriales en las Sociedades de Distribución de Brasil, destacando **Enel Distribución Sao Paulo con US\$ 49 millones; Enel Distribución Ceará con US\$ 28 millones y Enel Distribución Goiás con US\$ 34 millones** y; (ii) mayores intereses ganados por mantención de saldos en efectivos y efectivos equivalentes por **US\$ 69 millones**, principalmente en Brasil, Colombia y Argentina.

Durante el tercer trimestre de 2022, los ingresos financieros se incrementaron en **US\$ 37 millones** respecto al mismo período del año 2021, principalmente por; (i) **US\$ 25 millones** de actualización de activos y pasivos regulatorios en las sociedades de Distribución en Brasil y; (ii) **US\$ 12 millones** por mayores intereses ganados por mantención de saldos en efectivos y efectivos equivalentes y otras actualizaciones, principalmente en las sociedades de Distribución de Brasil.

(b) **Mayores gastos financieros por US\$ 474 millones** explicados principalmente por; (i) actualización financiera por deuda con proveedor de compras de energía (CAMMESA) en **Edesur por US\$ 106 millones**; (ii) mayor gasto financiero por préstamos bancarios por **US\$ 24 millones**; (iii) Mayor gasto financiero por obligaciones con el público por **US\$ 74 millones**; (iv) **US\$ 201 millones** por mayores costos financieros por valoración de operaciones de derivados tomados por las sociedades de distribución en Brasil; (v) **US\$ 58 millones** de mayores costos financieros por mayores créditos otorgados principalmente a Sociedades Brasileñas por **EFI** y; (vi) actualización de otras obligaciones financieras netas de intereses capitalizados por **US\$ 11 millones**.

En el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2022 se registró un incremento de **US\$ 139 millones** y se explica principalmente por; (i) actualización financiera por deuda con CAMMESA por **US\$ 49 millones**; (ii) Mayor gasto financiero por obligaciones con el público por **US\$ 27 millones**; (iii) **US\$ 78 millones** por mayores costos financieros por valoración de operaciones de derivados en sociedades de Distribución en Brasil. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por menores gastos bancarios en el trimestre por **US\$ 15 millones**.

(c) Los **resultados por reajustes aumentan en US\$ 167 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.

En el tercer trimestre de 2022, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó un incremento de **US\$ 64 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(d) Mayores resultados **por diferencias de cambio** por **US\$ 24 millones**, respecto del año anterior, debido principalmente a; (i) mayores utilidades por **US\$ 51 millones** por diferencias de cambio correspondientes a deudas de sociedades brasileras con empresas relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas, por apreciación del real brasiler de cierre frente al dólar estadounidense y ; (ii) **US\$ 33 millones** de utilidades por actualización de crédito **VOSA** en las sociedades Argentinas **Enel Generación El Chocón** y **Enel Generación Docksud** producto de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) **US\$ 21 millones** de pérdidas por actualización en **Colombia** de deudas con empresas relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas y por dividendos a recibir de subsidiarias de Centroamérica, producto de la devaluación del peso colombiano con respecto al dólar estadounidense y; (ii) **US\$ 40 millones** de pérdidas por diferencias de cambio registradas por Enel Américas como sociedad holding, por dividendos declarados en Colombia y aún no recibidos.

En términos trimestrales las diferencias de cambio registran una mayor utilidad de **US\$ 46 millones**, originada básicamente por utilidades en la actualización de cuentas por pagar de subsidiarias en Brasil con sociedades relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas, en un escenario de estabilidad del real brasiler durante el tercer trimestre de 2022 comparado con un período de devaluación en el tercer trimestre de 2021.

Otras ganancias (pérdidas) registran en términos acumulados una mayor pérdida por **US\$ 126 millones** al 30 de septiembre de 2022 y de **US\$ 129 millones** en el tercer trimestre terminado en la misma fecha. En ambos casos la cifra se explica en el reconocimiento de **US\$ 131 millones** originadas por la pérdida en la venta de **Enel Generación Fortaleza**.

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los **US\$ 612 millones** al 30 de septiembre de 2022, lo que representa una disminución de gastos por **US\$ 48 millones** respecto de igual período del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por; (i) menores impuestos **US\$ 123 millones** en los primeros meses del año 2022, dado que durante el mismo período del año anterior se efectuó reconocimiento de mayores gastos en impuestos a la renta e impuestos diferidos en las subsidiarias en Argentina, por la adaptación 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**, compensados por **Enel Generación El Chocón** por **US\$ 7 millones**; y (ii) Menores impuestos por **US\$ 10 millones** en Brasil por pérdidas reconocidas en la venta de **Enel Generación Fortaleza**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por; (i) mayores impuestos a la renta por **US\$ 62 millones** en **Enel Colombia**, compuestos por un mejor resultado de la operación, el cual adicionalmente fue gravado con una tasa de un 35% en el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2022, respecto a la tasa del 31% que afectaba a los resultados en el mismo período del año anterior; (ii) Mayores impuestos por **US\$ 17 millones** por la incorporación de las sociedades **EGP** por nueve meses en 2022 y solo 6 en el año 2021.

En el tercer trimestre de 2022 los impuestos a las ganancias estuvieron en línea con los registrados en el mismo período de 2021, alcanzando los **US\$ 212 millones**.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	sep-22	dic-21	Variación	Var %
Activos Corrientes	9.368	7.062	2.307	32,7%
Activos No Corrientes	26.625	27.897	(1.271)	(4,6%)
Total Activos	35.994	34.959	1.035	3,0%

El total de activos de Enel Américas al 30 septiembre de 2022 se incrementaron en **US\$ 1.035 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2021, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un aumento de **US\$ 2.307 millones**, equivalente a un **32,7%**, principalmente explicado por:
 - **Aumento del Efectivo y efectivo equivalente** por **US\$ 102 millones**, compuesto principalmente por: (1) **Ingreso neto de flujos operacionales por US\$ 2.544 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\$ 195 millones**, que corresponden a; (i) obtención de financiamiento por préstamos bancarios por **US\$ 2.008 millones**; y (ii) obtención de Prestamos de empresas relacionadas por **US\$ 681 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) pagos de préstamos y obligaciones con el público por **US\$ 1.453 millones**; (ii) pago de dividendos por **US\$ 531 millones**; (iii) pago de intereses por **US\$ 379 millones**; (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros de **US\$ 47 millones**; (v) **pago de préstamos a empresas relacionadas por US\$ 359 millones** y; (vi) otras salidas de efectivo por **US\$ 115 millones**; (3) **salidas netas de flujos por actividades de inversión por US\$ 2.200 millones**, que corresponden a; (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 1.266 millones**, (ii) pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$ 976 millones**; (iii) pagos inversiones a más de 90 días por **US\$ 794 millones** y; (iv) otras inversiones netas por **US\$ 33 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por; (i) Intereses recibidos por **US\$ 51 millones**; (ii) recaudación de préstamos de empresas relacionadas de **US\$ 45 millones** y; (iii) rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 773 millones**; y (4) **disminución de US\$ 26 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, neto de **US\$ 21 millones** segregado en activos disponibles para la venta.

- **Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 603 millones**, que se explica principalmente por; (i) disminución de **US\$ 508 millones** por reclasificación de las cuentas por cobrar de **Enel Distribución Goiás** a activos disponibles para la venta; (ii) disminución por reconocimiento de provisiones y castigos por incobrabilidad sobre la cartera de clientes en las sociedades de distribución en Brasil por **US\$93 millones**; (iii) disminución neta de **US\$ 42 millones** por amortización de activos regulatorios (CVA), principalmente en **Enel Distribución Sao Paulo**. Todos estos efectos fueron parcialmente compensados por (i) efectos de conversión de cifras por **US\$ 68 millones**, originados por la apreciación del real brasileño respecto del dólar estadounidense y; (ii) **US\$ 35 millones** de mayores clientes por mejores condiciones tarifarias respecto al 31 de diciembre de 2021 en las sociedades de distribución de Brasil.
 - **Aumento de Inventarios por US\$ 23 millones**, que se explica principalmente por mayor stock de materiales eléctricos al cierre, principalmente en las filiales de Brasil y Colombia, compensados parcialmente por una disminución de **US\$ 159 millones** en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación efectuada a activos disponibles para la venta.
 - **Activos disponibles para la venta por US\$ 3.083 millones**, corresponden a los activos de **Enel Distribución Goiás** en Brasil por **US\$ 2.919 millones** y a las Sociedades de transporte eléctrico **USME, Fontibon, Colombia ZE y Bogota ZE** por **US\$ 164 millones**, todas compañías que al 30 de septiembre de 2022 cumplieron las condiciones para ser clasificadas en esta condición³.
- **Disminución de los Activos No Corrientes por US\$ 1.271 millones, equivalente a un 4,6% principalmente por:**
- **Aumento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 406 millones**, principalmente explicado por; (i) **Grupo Enel Brasil** por **US\$ 83 millones**, debido a los efectos de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense, que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la **CINIIF12** en las sociedades de distribución; (ii) **US\$ 441 millones** por mayores inversiones netas **CINIIF 12** en las sociedades de distribución en Brasil y ; (iii) incremento de **US\$ 83 millones** por actualización de los activos financieros **CINIIF 12** en Brasil. Todo lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 133 millones** de disminución en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación efectuada a activos disponibles para la venta.
 - **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 942 millones**, que se explica principalmente por los; (i) disminución de **US\$ 875 millones** en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación efectuada a activos disponibles para la venta y; (ii) menores impuestos por recuperar de PIS y COFINS por **US\$ 210 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) mayores activos en construcción de acuerdo a **CINIIF 12** por **US\$ 80 millones** e; (ii) incrementos de **US\$ 63 millones** por efecto de conversión en sociedades brasileñas, dada la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

³ Para mayor información ver Nota N° 6 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2022.

- **Aumento de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 98 millones** corresponde básicamente al incremento de activos sectoriales en las sociedades de distribución en Brasil.
- **Disminución de Activos Intangibles distintos de la plusvalía por US\$ 1.275 millones** compuesto principalmente por; (i) disminución de **US\$ 821 millones** en Enel Distribución Goiás, por reclasificación efectuada a activos disponibles para la venta; y (ii) amortización del período por **US\$ 376 millones**.
- **Aumento de Plusvalía por US\$ 10 millones;** (i) incremento por **US\$ 21 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial; (ii) aumento **US\$ 7 millones** por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para plusvalías en sociedades argentinas y; (iii) **reducción de US\$ 18 millones** por una pérdida por deterioro registrada sobre el goodwill en **Enel Generación El Chocón**.
- **Aumento de Propiedades, plantas y equipos por US\$ 548 millones** compuesto principalmente por; (i) aumento por **US\$ 998 millones** por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas y; (ii) aumento de **US\$ 1.179 millones** por nuevas inversiones. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) depreciación del período por **US\$ 434 millones;** (ii) disminución por **US\$ 1.051 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial y; (iii) otras disminuciones, reconocimientos de deterioros y reclasificaciones efectuadas a activos a disponibles para la venta por **US\$ 144 millones**.
- **Disminución de Activos por Impuestos Diferidos por US\$ 120 millones**, explicado principalmente por **US\$ 223 millones** en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación efectuadas a activos disponible, efecto que fue compensado parcialmente por el incremento de otros activos por conversión de cifras, producto de la apreciación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	sep-22	dic-21	Variación	Var %
Pasivo Corriente	9.635	7.796	1.839	23,6%
Pasivo No Corriente	11.338	12.133	(795)	(6,6%)
Patrimonio Total	15.021	15.030	(9)	(0,1%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	12.476	12.833	(357)	(2,8%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.545	2.197	349	15,8%
Total patrimonio y Pasivos	35.994	34.959	1.035	3,0%

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de septiembre de 2022 aumentaron en **US\$ 1.035 millones** respecto de diciembre 2021, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes aumentan en US\$ 1.839 millones**, equivalentes a un **23,6%** explicado principalmente por:

- **Aumento de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US\$ 387 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por; (i) aumento en **Enel Américas** por US\$ 236 millones, por obtención de préstamos netos de reembolsos; (ii) aumento de **US\$ 111 millones** en **Enel Colombia**, por obtención de créditos netos de reembolsos; (iii) Aumento de **US\$ 82 millones** en **EGP Perú**, por obtención de préstamos bancarios netos de reembolsos. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 45 millones** en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación efectuada a pasivos disponibles para la venta.
 - **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 764 millones**, explicado principalmente por; (i) disminución de **US\$ 571 millones** en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación efectuada a pasivos disponibles para la venta y; (ii) disminución de **US\$193 millones** en cuentas por pagar por materiales y servicios y facturas por transporte de energía en **Enel Green Power Cachoeira Dourada**.
 - **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 162 millones**, principalmente por aumentos de **US\$ 601 millones** correspondiente a préstamo obtenidos por **Enel Américas y sus subsidiarias** de **EFI**. Lo anterior parcialmente compensados por; (i) **US\$ 245 millones** de menores cuentas por pagar a entidades relacionadas por traspasos al rubro **Pasivos disponibles para la venta** por provenir de la subsidiaria **Enel Distribución Goiás** y; (ii). menor dividendo pendiente de pago a **Enel S.P.A.** por **US\$ 183 millones**.
 - **Pasivos disponibles para la venta por US\$ 2.061 millones**, corresponden a los pasivos de **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 1.994 millones** y de las Sociedades de transporte eléctrico **USME, Fontibon, Colombia ZE y Bogota ZE por US\$ 67 millones**, todas compañías que al 30 de septiembre de 2022 cumplieron las condiciones para ser clasificadas en esta condición⁴.
- **Los Pasivos No Corrientes disminuyeron en US\$ 795 millones**, equivalente a un **6,6%**, y se explica principalmente por:
- **Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US\$ 268 millones**, fundamentalmente explicado por; (i) aumento en **Grupo Enel Brasil** por **US\$ 76 millones**, principalmente producto de los efectos de conversión de cifras por apreciación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; (ii) incrementos de pasivos por operaciones de derivados en las sociedades de distribución de Brasil por **US\$ 78 millones** y; (iii) mayor endeudamiento de **EGP Perú** en **US\$ 90 millones**.
 - **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 250 millones**; principalmente por disminución de **US\$ 552 millones** en **Enel Distribución Goiás**, por reclasificación a pasivos disponibles para la venta. Lo anterior parcialmente compensado por: (i) incremento de **US\$ 199 millones** de pasivos sectoriales en las sociedades de distribución en Brasil y; (ii) aumento en el Grupo Enel Brasil por **US\$ 88 millones**, debido a la apreciación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

⁴ Para mayor información ver Nota N° 6 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2022.

- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 202 millones**, que se explica principalmente por la reclasificación a pasivos disponibles para la venta de las provisiones no corrientes de **Enel Distribución Goiás**.
- **Aumento de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US\$ 25 millones**, aumento que se explica principalmente por; (i) incremento por efecto de conversión del dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial por **US\$ 53 millones**; (ii) incremento de **US\$ 116 millones** por devengamiento de intereses y; (iii) **US\$ 156 millones** de incremento por el financiamiento mínimo requerido por la **CINIIF 14** en subsidiarias en **Brasil**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; (i) incremento por rendimiento y cambios de límite de activos por **US\$ 35 millones** en subsidiarias en Brasil; (ii) disminución por aportaciones efectuadas en el período por **US\$ 160 millones**; y (iii) reclasificación de provisiones de **Enel Distribución Goiás** a pasivos disponibles para la venta por **US\$ 104 millones**.
- **El Patrimonio Total disminuyó en US\$ 9 millones, explicado por:**

El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en **US\$ 357 millones** principalmente por disminución de; (i) otras reservas por **US\$ 230 millones**, principalmente por; (a) diferencias de conversión negativas por **US\$ 177 millones**; (b) reservas de cobertura de flujo de efectivo negativas por **US\$ 81 millones**; y (c) reservas positivas por **US\$ 28 millones**, por el efecto positivo de **US\$ 534 millones** por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina, compensado parcialmente por el efecto negativo de la fusión de los negocios de Colombia y Centroamérica en Enel Colombia por **US\$ 506 millones**, compensados; (ii) disminución por la pérdida del período por **US\$ 103 millones**; y (iii) por disminución de ganancias actuariales por **US\$ 24 millones**.

Las participaciones no controladoras aumentaron en **US\$ 349 millones** y se explican principalmente por; (i) aumento por la utilidad del período por **US\$ 333 millones**; y (ii) aumento de otras reservas varias por **US\$ 679 millones**, explicado principalmente por otras reservas por **US\$ 1.179 millones** por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina, compensado parcialmente por el efecto de fusión de Enel Colombia por **US\$ 506 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por; (i) pago de dividendos por **US\$ 471 millones** y; (ii) disminución de **US\$ 192 millones** en los resultados integrales principalmente por diferencias de conversión.

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	Sep-22	dic-21	Sep-21	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,97	0,91		0,07	7,3%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,91	0,84		0,08	9,2%
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(266)	(733)		467	(63,7%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,40	1,33		0,07	5,3%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	45,9%	39,1%		6,8%	-
	Deuda Largo Plazo (5)	%	54,1%	60,9%		(6,8%)	-
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	3,87		4,59	(0,72)	(15,7%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	12,5%		15,6%	(3,1%)	-
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	0,1%		9,0%	(8,9%)	-
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	1,3%		6,2%	(4,9%)	-

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

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

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

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

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

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

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del período atribuible a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio y al fin del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia total período por 12 meses móviles al 30 de septiembre y (ii) el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

-La **liquidez corriente al 30 de septiembre de 2022** alcanzó **0,97 veces**, superior en un **7,3%** respecto al indicador al 31 diciembre de 2021. Esta variación se origina principalmente por la reclasificación de los activos y pasivos de **Enel Distribución Goiás** a activos y pasivos disponibles para la venta, respectivamente.

- La **razón ácida al 30 de septiembre de 2022** alcanzó **0,91 veces**, superior en un **9,2%** respecto al indicador al 31 diciembre de 2021, por reclasificación de los activos y pasivos de **Enel Distribución Goiás** explicada previamente.

-El **capital de trabajo al 30 de septiembre de 2022** corresponde a un valor negativo de **US\$ 266 millones**, lo que representa un incremento del capital de trabajo de **US\$ 467 millones** respecto a **diciembre de 2021**. Dicha variación se explica principalmente a la reclasificación de los activos y pasivos de **Enel Distribución Goiás**.

-La **razón de endeudamiento se sitúa en 1,40 veces al 30 de septiembre de 2022**, que representa un aumento de un **5,3%** respecto del 31 de diciembre de 2021, explicado por un mayor nivel de obligaciones financieras respecto al 31 de diciembre de 2021.

-La **cobertura de costos financieros por el período terminado al 30 de septiembre de 2022** fue de **3,87 veces**, lo cual representa una disminución de **15,7%** comparado con el mismo período del año anterior, debido a un incremento en los costos financieros, por mayores tasas de interés en el período actual respecto de las vigentes en el año anterior.

-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un **12,5%** al **30 de septiembre de 2022** disminuyendo 3.1 p.p. respecto al **15,6%** registrado al **30 de septiembre de 2021**, la disminución se debe principalmente a las pérdidas reconocidas en los procesos de ventas de las subsidiarias **Enel Generación Fortaleza** y **Enel Distribución Goiás** por un monto total de **US\$ 863 millones**.

Aislando los efectos extraordinarios reconocidos en el período 2022, el índice de rentabilidad se habría incrementado en 4,4 p.p. llegando a un 20,0%.

-La rentabilidad **del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un **0,1%**, lo que se compara negativamente con el **9,0%** registrado en el mismo período del año anterior. Dicha rentabilidad se ve afectada por el reconocimiento de pérdidas extraordinarias asociadas a los procesos de venta de **Enel Distribución Goiás** y **Enel Generación Fortaleza**, por **US\$786 millones** y **US\$198 millones**, respectivamente.

Aislado los efectos de las pérdidas extraordinarias señaladas anteriormente dentro del período terminado al **30 de septiembre de 2022**, la rentabilidad sobre el patrimonio habría ascendido a **7,9%** levemente inferior a la registrada en el mismo período terminado al 30 de septiembre de 2021, básicamente por el incremento patrimonial originado en la Sociedad tras la fusión con **EGP Américas** a contar del 01 de abril de 2021.

-La **rentabilidad de los activos** fue de un **1,3%** al **30 de septiembre de 2022**, lo que representa una disminución respecto al **6,2%** presentado en el mismo período de 2021. Esta caída se relaciona con las pérdidas extraordinarias explicadas anteriormente.

Aislado los efectos de las pérdidas extraordinarias señaladas anteriormente dentro del período terminado al **30 de septiembre de 2022**, la rentabilidad sobre el total de activos habría ascendido a **4,0%**.

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto del período fue positivo al 30 de septiembre de 2022 por **US\$ 148 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 63 millones** con respecto al mismo período del año anterior.

Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto, comparado con septiembre 2021, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	sep-22	sep-21	Variación	Var %
Flujo de la Operación	2.544	1.398	1.146	82,0%
Flujo de Inversión	(2.200)	(927)	(1.274)	137,3%
Flujo de Financiamiento	(195)	(386)	191	49,4%
Flujo neto del período	148	85	63	74,1%

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron **US\$ 2.544 millones** a septiembre de 2022, representando un incremento de **82,0%** con respecto a septiembre del año anterior. La variación se explica por un incremento neto en las actividades de operación por **US\$ 1.146 millones**, principalmente en; (i) mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por **US\$ 1.243 millones**; (ii) otros cobros por actividades de operación por **US\$ 42 millones** y (iii) menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por **US\$ 351 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado con; (i) mayores pagos a y por cuenta de los empleados por **US\$ 123 millones** y; (ii) mayores pagos por otras actividades de la operación por **US\$ 368 millones**.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión generaron una mayor salida neta por **US\$ 1.274 millones** a septiembre de 2022, que se explica principalmente por; (i) mayores desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 114 millones**; (ii) mayores incorporaciones de activos intangibles por **US\$ 163 millones**; (iii) menores recepciones de efectivo por **US\$ 1.012 millones** correspondientes a la caja recibida en la fusión con **EGP Américas** durante el período 2021. Lo anterior parcialmente compensado por la recepción de **US\$ 15 millones** por otras actividades de inversión.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación generaron una mayor entrada de efectivo por **US\$ 191 millones** a septiembre 2022, originados principalmente por; (i) menores reembolsos de préstamos y obligaciones con el público por **US\$ 810 millones**; (ii) menores pagos de dividendos producto del cambio de política adoptado por el grupo durante el año 2022 por **US\$ 233 millones**. Lo anteriormente parcialmente compensado por; (i) mayores pagos de intereses por **US\$ 202 millones**; (ii) menores financiamientos recibidos por **US\$ 465 millones** compuesto por **US\$ 257 millones** con instituciones financieras y **US\$ 208 millones** con empresas relacionadas y; (iii) otras salidas de efectivo por **US\$ 185 millones**.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a septiembre de 2022 y 2021.

Información Propiedades, Planta y Equipos

(en millones de US\$)

EMPRESA	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
	sep-22	sep-21	Var %	sep-22	sep-21	Var %
Enel Generación Chocón S.A.	-	-	n.a.	14	12	14,4%
IEnel Generación Costanera S.A.	26	14	81,7%	32	32	1,6%
Enel Colombia Segmento de Generación	113	66	71,7%	49	50	(0,7%)
Enel Generación Perú S.A.	34	39	(13,8%)	27	27	(2,1%)
Chinango	2	3	(25,0%)	3	3	1,6%
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	281	278	1,2%	61	54	14,0%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	-	n.a.	9	8	2,9%
EGP Volta Grande	1	2	(45,5%)	-	-	n.a.
Enel Generación Fortaleza	-	4	n.a.	8	8	(0,9%)
Enel Cien S.A.	3	1	146,5%	4	4	6,7%
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	254	191	32,8%	130	111	17,1%
Edesur S.A.	130	149	(13,1%)	71	57	24,4%
Enel Distribución Perú S.A.	129	116	11,5%	48	44	8,3%
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	203	146	39,1%	78	63	22,8%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	232	129	80,3%	51	46	12,0%
Enel Colombia Segmento de Distribución	233	249	(6,3%)	93	91	1,8%
Central Dock Sud S.A.	1	1	(13,6%)	20	23	(14,9%)
Enel Generación Piura S.A.	8	11	(30,2%)	7	8	(9,6%)
Enel X Brasil	4	2	142,0%	-	-	n.a.
Enel Green Power Brasil	442	390	13,2%	81	43	90,4%
Enel Green Power Colombia	42	77	(45,6%)	1	2	(66,1%)
Enel Green Power Perú	83	1	n.a.	9	6	51,7%
Enel Green Power Centroamérica	17	23	(27,7%)	28	18	57,0%
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión	4	72	(94,6%)	3	3	25,4%
Total	2.242	1.964	14,1%	828	713	16,1%

(*) 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.

POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de 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, monitoreo 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 Control y Gestión de Riesgos dentro de la 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 de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; compliance; y operacional; y 38 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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 30.09.2022	al 31.12.2021
	%	%
Tasa de interés fija	23%	31%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

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.

Como es de conocimiento público, la LIBOR será descontinuada paulatinamente, con una fecha límite del 30 de junio de 2023, y el consenso de mercado es que ésta sea sustituida por la tasa de referencia SOFR, correspondiente a una tasa libre de riesgos.

El Grupo Enel Américas ha desarrollado un análisis sobre los potenciales impactos de esta reforma, lo que incluye una identificación de los contratos afectados, un análisis de las cláusulas relevantes y un plan de trabajo con el fin de adaptar y actualizar dicha documentación a los nuevos estándares de mercado.

Sin embargo, lo anterior no elimina algunos potenciales riesgos propios del proceso de adaptación a la nueva tasa de referencia, como lo son un posible aumento o disminución de tasa de interés post cambio de tasa de referencia, riesgo relacionado a la disponibilidad de datos de la nueva tasa, riesgo operacional derivado de la necesidad de adaptar nuestros sistemas a la nueva referencia, entre otros.

Al 30 de septiembre de 2022, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US\$ 698 millones de las cuales incluyen provisiones para la transición del LIBOR a una tasa de referencia alternativa.

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 para 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.

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 tercer trimestre de 2022, 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.

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.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del tercer trimestre de 2022.

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 30 de septiembre de 2022, 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 2021, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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 septiembre de 2022, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

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 y derivados financieros ver Notas 20 y 23.

Al 30 de septiembre de 2022, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.497.943 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 536.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. 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.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, 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 plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. 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 período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, la actividad retornó a la normalidad en marzo del 2022, y solo persisten algunas restricciones puntuales a considerar según el Decreto 311/2020 de 24 marzo de 2020 y la resolución 58/2021. En Brasil, la actividad retornó a la normalidad en agosto de 2020, salvo en Rio de Janeiro, donde se volvieron 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 31 de diciembre de 2021, dificultando la recuperación de la deuda de este periodo. En Colombia y en Perú, las actividades de corte de suministro volvieron a la normalidad a partir de octubre y agosto de 2020, respectivamente.

La cartera del Grupo ha demostrado, hasta la fecha, resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Todo esto gracias a un fortalecimiento de los canales de cobranza digital y una sólida diversificación de clientes comerciales que han tenido una baja exposición a los impactos del COVID.

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).

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:

- 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\$ 801.255.

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

Otros riesgos.

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción 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.

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.