ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO DE 2023

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO DE 2023
(cifras expresadas en millones de US$)

- **Al cierre del primer trimestre de 2023, Enel Américas está llevando a cabo importantes avances tendientes a concretar la venta de todas sus subsidiarias operativas en Perú, en los diferentes negocios donde el Grupo está presente. Esta situación implica que, considerando las directrices establecidas en la normativa contable internacional, los resultados después de impuestos de todas dichas subsidiarias se presentan, en términos comparativos, como un único importe en los estados de resultados consolidados de Enel Américas, como operaciones discontinuadas[1].**

- **En el primer trimestre de 2023 los ingresos alcanzaron US$ 3.140 millones, lo que representa una disminución de un 8,2% respecto a igual periodo del año anterior. Esto se explica por cambios en el perímetro de consolidación, principalmente explicados porque en 2023 ya no se consolidan los resultados de Enel Generación Fortaleza ni de Enel Distribución Goiás. Aislando los efectos de cambio de perímetro, los ingresos hubiesen aumentado en un 7,6%, explicados por mayores ingresos en Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará y EGP Brasil.**

- **El EBITDA en el primer trimestre del año disminuyó en 6,0% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando los US$ 945 millones. Aislando el efecto perímetro antes mencionado, el EBITDA hubiese aumentado en 1,3%. Asimismo, si consideramos además las operaciones discontinuadas en ambos períodos y aislamos el impacto negativo de US$ 86 millones producto del tipo de cambio, llegamos a que el EBITDA hubiese crecido un 12% respecto al mismo período del año anterior[2].**

	EBITDA OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)		
	Primer Trimestre		
País	**mar-23**	**mar-22**	**Var %**
Argentina	(36)	22	(263,9%)
Brasil	623	602	3,4%
Colombia	326	362	(10,1%)
EGP Centroamérica	40	26	52,5%
Enel Américas (*)	**945**	**1.006**	**(6,0%)**

(*) Incluye Holding y Eliminaciones

El Resultado de Explotación (EBIT) cayó en 2,6% en el período. Aislando el efecto de cambio de perímetro, el EBIT se incrementa en 4,0% explicado por mejores resultados operacionales y menor depreciación y pérdidas por deterioro.

[1] Para mayor información ver nota 6 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de marzo de 2023.
[2] Ver conciliación de EBITDA reportado versus EBITDA ajustado en Anexo I a)

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO DE 2023

- **El Resultado Neto atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó US$ 307 millones en este trimestre, lo que representa una caída de 16,0%. Sin considerar Enel Generación Fortaleza y Enel Distribución Goiás en 2022, el resultado neto hubiese caido en 14,6%, explicado principalmente por mayores gastos financieros.**

- **La deuda financiera neta, considerando los activos disponibles para la venta, alcanzó los US$ 5.593 millones, lo cual representa un 18,6% menos respecto al cierre de diciembre 2022, explicado principalmente por una mayor caja en Enel Brasil producto de la venta de Enel Distribución Goiás y menor deuda en Enel Colombia. Sin considerar los activos disponibles para la venta, la deuda alcanzó los US$ 4.681 millones, lo cual representa una disminución de 31,8% respecto al cierre de 2022.**

- **El CAPEX en el primer trimestre de 2023, considerando aquellos incurridos por sociedades clasificadas como disponible para la venta, ascendió a US$ 622 millones, lo que representa un aumento de 10,6% respecto al primer trimestre de 2022. Esto se explica principalmente por mayores inversiones en Enel Colombia y en el negocio renovable en Brasil. Aislando las inversiones clasificadas como disponibles para la venta, el CAPEX alcanzó US$ 579 millones, lo cual representa un aumento de 10,0% respecto a igual período del año anterior.**

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE MARZO DE 2023

Información relevante para el análisis de los presentes estados financieros

I. Cambios de perímetro de consolidación por simplificación societaria del Grupo Enel Américas

A fines del año 2022, Enel Américas informó su plan estratégico para el periodo 2023-2025, en el cual anunció la simplificación societaria del Grupo. Este plan considera concentrar las operaciones en aquellos países que permitan **acelerar la transición energética en la región**, buscando enajenar las operaciones en **Argentina y Perú**. Del mismo modo y en linea con el foco de la Compañía de estar presente en áreas urbanas con alto potencial para desarollar la infraestructura y digitalización, el plan contempla la venta de la subsidiaria brasilera **Enel Distribución Ceará**.

Las ventas previstas en el plan estrategico 2023-2025, se sumarían a las enajenaciones ya concretadas durante 2022 de las subsidiarias brasileras **Enel Generación Fortaleza** y **Enel Distribución Goiás**.

A continuación se describen los principales procesos de venta que Enel Américas ha venido ejecutando desde 2022 a la fecha:

a) Venta Central Geradora Thermoelétrica Fortaleza S.A. (CGTF), (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 con el grupo **ENEVA S.A.**, por la venta del 100% de las acciones de **CGTF** que eran propiedad de la subsidiara **Enel Brasil**. Producto de lo anterior, durante el segundo trimestre de 2022, los activos y pasivos de **CGTF** fueron reclasificados disponibles para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por **BRL 395 millones,** equivalentes a **US$ 77 millones,** durante el segundo trimestre de 2022.

Luego de cumplir con todas las condiciones precedentes, el acuerdo con ENEVA S.A. se materializó con fecha **23 de agosto de 2022.** Como contraprestación por la venta de las acciones emitidas por CGTF, la subsidiaria Enel Brasil recibió un pago de **BRL 490 millones,** equivalentes a **US$ 96 millones,** generando una pérdida en la venta por **US$ 131 millones**, de los cuales **US$ 94 millones** correspondían a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **CGTF** en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

b) Venta de CELG DISTRIBUIÇÃO S.A (comercialmente conocida como "Enel Distribución Goiás")

Con fecha **23 de septiembre de 2022,** nuestra subsidaria 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 enajenaría el **99,9%** de las acciones emitidas por **Enel Distribución Goiás**, propiedad de Enel Brasil S.A. (la "Compraventa").

Conforme a lo anterior, durante el tercer trimestre de 2022, los activos y pasivos de **Enel Distribución Goiás** fueron reclasificados como disponibles para la venta, ajustando los primeros al menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por **US$ 786 millones.**

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

Hacia fines del año 2022, se cumplieron las condiciones previas establecidas en la Compraventa, y con fecha **29 de diciembre de 2022,** Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del **99,9%** de las acciones emitidas por **Enel Distribución Goiás S.A.** a Equatorial. Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, Enel Brasil recibió en esta fecha el pago de **BRL 1.513 millones,** equivalentes a **US$ 293 millones**, generando una pérdida en la ventapor **US$ 219 millones,** de los cuales **US$ 216 millones** correspondían a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **Enel Distribución Goiás** en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

c) Venta de Enel Generación Costanera y Central Dock Sud

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantenía avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en las subsidiarias argentinas que operan el negocio de generación térmica: **Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud**, sociedad matriz de **Central Dock Sud.**

La Administración de Enel Américas estimó que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en estas subsidiarias se materializará durante el ejercicio 2023.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al cierre del ejercicio 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de **Enel Generación Costanera** e **Inversora Docksud** como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por **US$166 millones** para el caso de **Enel Generación Costanera** y de **US$ 150 millones** para el caso de **Inversora Dock Sud**.

Posteriormente, con **fecha 17 de febrero de 2023,** Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó un acuerdo de venta a la empresa energética **Central Puerto S.A.** del **75,7%** de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica **Enel Generación Costanera**. El valor de la enajenación ascendió a **US$ 48 millones,** generando una pérdida en la venta por **US$ 86 millones,** pérdida que fue registrada durante primer trimestre de 2023 y que se explica fundamentalmente por las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **Enel Generación Costanera** en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

En la misma fecha, Enel Américas firmó un acuerdo con **Central Puerto** para la venta del **41,2%** de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica **Central Dock Sud**. Esta venta quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, entre las cuales se incluía que la operación se efectuaría solo si los restantes accionistas minoritarios en Central Dock Sud, directos e indirectos, no ejercieran su derecho de compra preferente.

Con fecha **17 de marzo de 2023**, YPF Luz, la empresa de energía eléctrica de YPF, notificó a Enel Américas su intención de ejercer su derecho de compra preferente de la totalidad de las acciones que la misma posee en **Inversora Dock Sud S.A**., haciendo el mismo extensivo a las acciones que Enel Américas poseía en **Central Dock Sud S.A**. a través d**e Enel Argentina.** Asimismo, en la misma fecha, **Pan American Sur S.A.** comunicó a **Enel Argentina** su intención de ejercer su derecho de compra preferente sobre las acciones que esta poseía en **Central Dock Sud**. El acuerdo con los accionistas minoritarios de Dock Sud, directos e indirectos, estableció como valor de venta una suma total de **US$ 52 millones** y quedó supeditado al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes.

Hechos posteriores

Con fecha 14 de abril de 2023, habiendose cumplido todas las condiciones precedentes, se perfección la venta de la participación que el Grupo ostentaba en **Central Dock Sud**. Producto de esta operación, se generó una pérdida de **US$ 193 millones**, la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de **Central Dock Sud** en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enejenación, y será registrada integramente durante el segundo trimestre del presente.

d) Proceso de venta de subsidiarias en Perú

Al cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía mantiene avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en el 100% de sus subsidiarias operativas en Perú. Estas subsidiaras operan en los negocios de distribución y generación de energía eléctrica, y de soluciones energéticas avanzadas.

La Administración de Enel Américas estima que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en estas subsidiarias se materializará durante los próximos 12 meses.

El detalle de las empresas en proceso de venta es el siguiente:

Empresa	Negocio
Enel Distribución Perú S.A.A.	Distribución de energía eléctrica
Enel X Peru S.A.C.	Soluciones energéticas avanzadas
Enel Generacion Perú S.A.	Generacion de energía eléctrica
Chinango S.A.	Generacion de energía eléctrica
Enel Generación Piura S.A.	Generacion de energía eléctrica
Enel Green Power Perú S.A.	Generacion de energía eléctrica
Empresa De Generacion Eléctrica Los Pinos S.A.	Generacion de energía eléctrica
Empresa De Generacion Eléctrica Marcona S.A.C.	Generacion de energía eléctrica
Energética Monzón S.A.C.	Generacion de energía eléctrica
SL Energy S.A.C.	Generacion de energía eléctrica

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" (NIIF 5) y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos vinculados a los negocios en Perú como mantenidos para la venta. El valor previsto para cada activos supera a sus correspondientes valores contables.

Adicionalmente, considerando que Enel Américas con una alta probabilidad dejará de operar en Perú, en cada uno de los negocios en los que hoy está presente, y a lo establecido en la NIIF 5, los resultados después de impuestos de las subsidiarias operativas en Perú se presentan como un importe único y separado en los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 31 de marzo de 2023, como ganancias en operaciones discontinuadas. Para efectos comparativos, los resultados de las subsidiarias operativas en Perú correspondientes al primer trimestre de 2022, han sido reexpresados y también clasificados como operaciones discontinuadas.

Hechos posteriores

Con fecha 7 de abril de 2023, la filial de Enel Américas, Enel Perú S.A.C. celebró un contrato denominado "Share Purchase Agreement", en virtud del cual acordó vender a China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd., la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social (la "Compraventa").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Perú S.A.C. .emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A. y por Enel X Perú S.A.C., quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) de la República del Perú y la aprobación de las autoridades chinas competentes en materia de inversiones directas de salida (outbound direct investments - OID). La adquisición se materializará en forma directa, no obstante lo cual, el comprador deberá realizar una oferta pública de adquisición (OPA) sobreviniente de acuerdo con la legislación peruana.

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. 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 en operaciones continuadas

En el primer trimestre de 2023, el **EBITDA** en el negocio de generación y transmisión disminuyó en **3,9%** comparado con igual período de 2022, llegando a **US$ 401 millones**. Esto se explica por la venta de **Enel Generación Fortaleza**, la cual aportó **US$ 25 millones** el primer trimestre de 2022. Sin este efecto, el **EBITDA** en el negocio de generación hubiese aumentado en **2,3%**, explicado principalmente por mejores resultados en el negocio de generación renovable en Brasil.

Las ventas de energía de operaciones cayeron un **15,9%** en el trimestre, debido principalmente a la venta de **Enel Generación Fortaleza**. Sin este efecto, las ventas hubiesen caído un **11,0%,** fundamentalmente explicado por menores ventas en Enel Trading Brasil. Por otro lado, la generación de energía de operaciones continuadas estuvo en línea con la del año anterior.

Generación de operaciones continuadas

	Primer Trimestre		
Información Física	**mar-23**	**mar-22**	**Var %**
Total Ventas (TWh)	16,6	19,7	(15,9%)
Total Generación (TWh)	**10,8**	**10,8**	**(0,1%)**

Distribución de operaciones continuadas

En distribución, el **EBITDA** disminuyó un **4,0%** en este primer trimestre de 2023 comparado con el mismo período del año anterior, alcanzando los **US$ 579 millones**. Lo anterior se explica principalmente por la venta de Enel Distribución Goiás que aportó **US$ 47 millones** en 2022. Aislando este impacto, el **EBITDA** en el negocio de distribución hubiese aumentado en **4,1%**, explicado principalmente por mejores resultados en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Distribución Ceará**.

Al cierre de marzo 2023, el número de clientes consolidado mostró una disminución de **2,9 millones** debido a la venta de **Enel Distribución Goiás**, perfeccionada el 29 de diciembre de 2022. Aislando este efecto, los clientes hubiesen aumentado en **378 mil** o **1,8%**, en comparación con el año anterior. Al 31 de marzo de 2023, los clientes de operaciones continuadas alcanzan a **21,9 millones**.

Por otro lado, las ventas físicas cayeron un **8,2%** en el trimestre, también explicado por la venta de **Enel Distribución Goiás**. Sin este efecto, las ventas hubiesen aumentado en **5,1%.**

Distribución de operaciones continuadas

	Primer Trimestre		
Información Física	**mar-23**	**mar-22**	**Var %**
Total Ventas (TWh)	26,1	28,4	(8,2%)
Número de clientes (miles)	**21.882**	**24.815**	**(11,8%)**

RESUMEN FINANCIERO

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

- Caja y caja equivalente (*) US$ 2.672 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días (*) US$ 2.725 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles (**) US$ 1.281 millones

(*) Incluye US$ 296 millones de caja de compañías clasificadas como disponibles para la venta. Estas empresas son: USME, Fontibón, Bogotá, Colombia ZE, Docksud, Chinango, Enel Gx Perú, Enel Dx Perú, Enel Gx Piura, Enel X Perú, EGP Perú, Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos, Empresa de Generación Eléctrica Marcona, Energética Monzon, SL Energy y Transmisora de Energía Renovable.

(**) 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$ 364 millones y otra de Enel Brasil por un saldo disponible de US$ 110 millones.

El incremento de las tasas de interés en Enel Américas (9,8% en Dic-22 vs 11,9% en Mar-23) se debe principalmente por las subidas de las tasas monetarias en Brasil (CDI) y Colombia (IBR).

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$ 2.148 millones y forwards por US$ 1.028 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$ 798 millones.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos seis países. Adicionalmente se cuenta con operaciones de generación y distribución en Perú, las cuales de acuerdo a la NIIF5 han sido clasificadas como disponibles para la venta y, además, considerando que implican dejar de operar en todos los negocios donde el Grupo está actualmente presente, también cumplen con las condiciones para ser clasificadas como operaciones discontinuadas en la presentación de los resultados consolidados del Grupo.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **14.012 MW** al 31 de marzo de 2023, compuesta por **11.757 MW** de capacidad instalada de operaciones continuadas y **2.255 MW** de operaciones discontinuadas correspondientes al **Segmento de Generación de Perú**. Posterior a la venta de **Enel Generación Costanera,** concretada el 17 de febrero de 2023, la capacidad total instalada (considerando operaciones continuadas y discontinuadas) de fuentes renovables asciende a **82,5%.** Dicho porcentaje se eleva a **88,9%** al aislar las operaciones en Perú.

En función de la estrategia de Enel Américas, se espera que la incorporación de capacidad de generación eléctrica provenientes de fuentes limpias siga aumentando en el futuro, y la capacidad instalada de fuentes térmicas disminuya producto de la simplificación societaria anunciada en el Plan Estratégico anunciado a fines del año 2022. En el marco de la mencionada estrategia, durante 2022 la Compañía ya redujo la capacidad instalada proveniente de fuentes térmicas, con la venta de **Enel Generación Fortaleza** en Brasil, materializada en agosto de 2022, transformando a Brasil en el primer país del grupo con un 100% de capacidad instalada sobre fuentes renovables y en la misma línea durante el primer trimestre del presente año se concretó la venta de **Enel Generación Costanera.**

El Grupo está presente en el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera (hasta el 17 de febrero de 2023 fecha de su enajenación), Enel Generación el Chocón, Central Dock Sud y Enel Green Power Argentina S.A. en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, Enel Generación Fortaleza (hasta el 24 agosto de 2022, fecha de su enajenación), 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..

Las subsidiarias del **Segmento de Generación en Perú**; Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, y Enel Green Power Perú S.A.C. en Perú, si bien permanecen en operación, de acuerdo a la NIIF 5 han cumplido las condiciones para ser declaradas como disponibles para la venta y además como operaciones discontinuadas, por lo cual tanto su información física como financiera se excluyen de los períodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022.

El siguiente cuadro resume la información física de las operaciones continuadas del segmento de generación por área geográfica al 31 de marzo de 2023 y 2022:

		Ventas de Energía (TWh)(*)			Participación de mercado (%)	
		Primer Trimestre				
Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas	**Mercados en que participa**	**mar-23**	**mar-22**	**Var %**	**mar-23**	**mar-22**
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	2,3	3,5	(32,5%)	5,9%	9,3%
Segmento de Generación Brasil (**)	SICN Brasil	8,5	11,1	(23,8%)	6,6%	8,8%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	5,2	4,6	13,5%	27,2%	24,3%
Segmento Generación Centroamérica	(***)	0,6	0,6	0,5%	7,1%	6,6%
Total operaciones continuadas		**16,6**	**19,7**	**(15,9%)**		

(*) Se incorporan las ventas efectuadas por los segmentos de generación de cada país a terceros, se han eliminado la totalidad de las compras y ventas de energía intrasegmento entre sociedades relacionadas.

(**) Dentro de los volúmenes de venta de energía de Brasil, se incorpora la energía comercializada 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.

(***) 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 9 países de Centroamérica.

En anexo I b) del presente documento, se incluye información física **proforma** de ventas del segmento de generación por área geográfica incluyendo las operaciones continuadas y discontinuadas.

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 (hasta el 29 de diciembre de 2022, fecha se su enajenación) y Enel Distribución São Paulo en Brasil y Enel Colombia S.A. ESP (nueva sociedad que fusionó las operaciones de Codensa) en Colombia. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de **21,8 millones** de clientes.

La subsidiaria del **Segmento de Distribución en Perú**; Enel Distribución Perú, si bien permanece en operación, de acuerdo a la NIIF 5 han cumplido las condiciones para ser declarada como disponible para la venta y además como una operación discontinuada, por lo cual tanto su información física como financiera se excluye de los períodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución de operaciones continuadas por área geográfica al 31 de marzo de 2023 y 2022:

	Ventas de Energía (TWh) (*)			Pérdidas de energía (%)	
	Primer Trimestre				
Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	**mar-23**	**mar-22**	**Var %**	**mar-23**	**mar-22**
Segmento de Distribución Argentina	4,9	4,2	17,7%	17,8%	17,7%
Segmento de Distribución Brasil	17,5	20,6	(15,1%)	13,3%	13,2%
Segmento de Distribución Colombia	3,7	3,7	1,2%	7,5%	7,5%
Total	**26,1**	**28,4**	**(8,2%)**	**13,3%**	**13,1%**

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

	Clientes (miles)		
Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas	**mar-23**	**mar-22**	**Var %**
Segmento de Distribución Argentina	2.611	2.560	2,0%
Segmento de Distribución Brasil	15.457	18.528	(16,6%)
Segmento de Distribución Colombia	3.813	3.727	2,3%
Total	**21.882**	**24.815**	**(11,8%)**

En anexo I b) del presente documento, se incluye información física **proforma** de ventas del segmento de distribución por área geográfica incluyendo las operaciones continuadas y descontinuadas.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio de operaciones continuadas por categoría de clientes y país, en términos acumulados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	PRIMER TRIMESTRE													
	Argentina		Brasil		Colombia		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	Marzo		Marzo		Marzo		Marzo		Marzo		Marzo		Marzo	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Generación	**37**	**46**	**254**	**307**	**348**	**329**	**62**	**65**	**701**	**747**	**(39)**	**(141)**	**662**	**606**
Clientes Regulados	-	-	69	293	143	143	48	51	260	487	(6)	(121)	254	366
Clientes no Regulados	-	-	170	11	121	119	2	-	293	130	-	-	293	130
Ventas de Mercado Spot	37	46	15	3	84	67	12	14	148	130	(33)	(20)	115	110
Otros Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución	**219**	**174**	**1.257**	**1.505**	**208**	**234**	**-**	**-**	**1.684**	**1.913**	**-**	**-**	**1.684**	**1.913**
Residenciales	86	73	701	867	112	96	-	-	899	1.036	-	-	899	1.036
Comerciales	57	49	316	379	50	78	-	-	423	506	-	-	423	506
Industriales	38	33	92	103	20	33	-	-	150	169	-	-	150	169
Otros Consumidores	38	19	148	156	26	27	-	-	212	202	-	-	212	202
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(6)	(83)	(33)	(58)	-	-	(39)	(141)	39	141	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	**256**	**220**	**1.505**	**1.729**	**523**	**505**	**62**	**65**	**2.346**	**2.519**	**-**	**-**	**2.346**	**2.519**
Variación en millones de US$ y %	**36**	**(16,4%)**	**(224)**	**(13,0%)**	**18**	**3,6%**	**(3)**	**(4,6%)**	**(173)**	**(6,9%)**	**-**	**-**	**(173)**	**(6,9%)**

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado al 31 de marzo de 2023 fue de una utilidad de **US$ 307 millones**, lo que representa una disminución de **16,0%** con respecto a la utilidad de **US$ 366 millones** registrada al cierre del año 2022. La disminución del resultado del primer trimestre 2023, respecto al mismo período del año anterior, se explica principalmente por un incremento de las pérdidas por resultados financieros por **US$ 88 millones** compensados parcialmente por menores impuestos a la renta por **US$ 35 millones**.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados consolidados, en términos acumulados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	PRIMER TRIMESTRE			
	mar-23	mar-22 (*)	Variación	%
Ingresos	**3.140**	**3.422**	**(282)**	**(8,2%)**
Ingresos de actividades ordinarias	2.803	2.986	(183)	(6,1%)
Otros ingresos de explotación	337	435	(98)	(22,6%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(1.810)**	**(2.016)**	**206**	**10,2%**
Compras de energía	(1.207)	(1.348)	141	10,5%
Consumo de combustible	(10)	(21)	11	52,5%
Gastos de transporte	(264)	(243)	(20)	(8,3%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(329)	(404)	74	18,4%
Margen de Contribución	**1.330**	**1.406**	**(75)**	**(5,4%)**
Gastos de personal	(120)	(118)	(2)	(1,7%)
Otros gastos por naturaleza	(265)	(282)	17	5,9%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**945**	**1.006**	**(61)**	**(6,0%)**
Depreciación y amortización	(222)	(237)	15	6,3%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(65)	(93)	28	30,5%
Resultado de Explotación (EBIT)	**658**	**675**	**(17)**	**(2,6%)**
Resultado Financiero	**(184)**	**(96)**	**(88)**	**(91,3%)**
Ingresos financieros	168	103	64	62,1%
Gastos financieros	(430)	(336)	(95)	(28,2%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	61	57	4	6,4%
Diferencia de cambio	18	79	(61)	(77,8%)
Otros Resultados distintos de la operación	**18**	**0**	**17**	**n.a.**
Otras Ganancias (pérdidas)	18	0	17	n.a.
Resultado Antes de Impuestos	**491**	**579**	**(88)**	**(15,2%)**
Impuesto sobre sociedades	(154)	(189)	35	18,4%
Resultado después de impuestos	**337**	**390**	**(53)**	**(13,7%)**
Resultado de operaciones discontinuadas	73	82	(9)	(11,0%)
Resultado del Período	**410**	**473**	**(62)**	**(13,2%)**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**307**	**366**	**(59)**	**(16,0%)**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	103	107	(4)	(3,6%)
Utilidad por acción USD (**) Operaciones Continuadas	**0,00234**	**0,00277**	**(0,00042)**	(15,3%)
Utilidad por acción USD (**) Operaciones discontinuadas	**0,00052**	**0,00064**	**(0,00012)**	(19,2%)
Utilidad por acción USD (**)	**0,00286**	**0,00341**	**(0,00055)**	**(16,0%)**

(*) El estado de resultados correspondiente al período terminado al 31 de marzo de 2022, ha sido reexpresado, producto de la declaración de las operaciones de Perú como discontinuadas, y siguiendo las directrices de la NIIF 5, los ingresos y costos y demás cuentas de resultados asociadas a estas operaciones se han clasificado en una línea neta de impuestos como operaciones discontinuadas. Por lo tanto para efectos comparativos, este estado de resultados no coincidirá con el reportado al 31 de marzo de 2022.

(**) Al 31 de Marzo de 2023 y 2022, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 107.279.880.530.

EBITDA

El EBITDA para las operaciones continuadas del período terminado al 31 de marzo de 2023 fue de **US$ 945 millones**, lo que presenta una disminución de **US$ 61 millones**, equivalente a una baja de un **6.0%** respecto a los **US$ 1.006** del mismo período del año anterior.

La disminución del **EBITDA** en el primer trimestre de 2023 se relaciona con menores resultados provenientes de las operaciones de **Argentina** y **Colombia**, influenciados por la fuerte devaluación experimentada por las monedas locales de dichos paises frente al dólar estadounidense, parcialmente compensados por mejores resultados en las operaciones de **Brasil,** especialmente en el segmento de distribución por la aplicación de reajustes tarifarios.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones continuadas que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación, en términos acumulados al 31 de marzo de 2023:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Generación y Transmisión:				
Argentina	42	47	(5)	(10,9%)
Brasil	271	323	(52)	(16,1%)
Colombia	358	336	22	6,6%
Centroamérica	63	66	(3)	(5,3%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**734**	**772**	**(38)**	**(5,0%)**
Distribución:				
Argentina	229	189	40	21,3%
Brasil	1.790	2.125	(335)	(15,8%)
Colombia	425	463	(38)	(8,3%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	**2.444**	**2.777**	**(333)**	**(12,0%)**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(38)	(127)	89	70,3%
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	**3.140**	**3.422**	**(282)**	**(8,2%)**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(2)	(3)	1	27,8%
Brasil	(93)	(131)	39	29,4%
Colombia	(145)	(115)	(29)	(25,4%)
Centroamérica	(13)	(32)	19	60,0%
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**(252)**	**(282)**	**29**	**10,4%**
Distribución:				
Argentina	(211)	(130)	(81)	(62,3%)
Brasil	(1.131)	(1.469)	337	23,0%
Colombia	(258)	(273)	16	5,6%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	**(1.600)**	**(1.872)**	**272**	**14,5%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	43	137	(95)	(69,0%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	**(1.810)**	**(2.016)**	**206**	**10,2%**

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS OPERACIONES CONTINUADAS (en millones de US$)	PRIMER TRIMESTRE mar-23	mar-22	Variación	Var %
Generación y Transmisión:				
Argentina	(6)	(9)	3	32,0%
Brasil	(5)	(4)	(1)	(22,2%)
Colombia	(10)	(8)	(2)	(25,4%)
Centroamérica	(3)	(3)	(0)	(5,4%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	**(24)**	**(24)**	**(0)**	**(0,5%)**
Distribución:				
Argentina	(30)	(24)	(6)	(25,3%)
Brasil	(44)	(50)	6	11,2%
Colombia	(8)	(9)	1	10,8%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	**(83)**	**(84)**	**1**	**0,5%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(13)	(10)	(2)	(22,3%)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	**(120)**	**(118)**	**(2)**	**(1,7%)**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(17)	(9)	(8)	(90,0%)
Brasil	(25)	(22)	(2)	(10,8%)
Colombia	(9)	(14)	5	34,2%
Centroamérica	(6)	(5)	(2)	(35,6%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	**(56)**	**(49)**	**(7)**	**(14,8%)**
Distribución:				
Argentina	(40)	(39)	(1)	(2,3%)
Brasil	(122)	(159)	37	23,5%
Colombia	(21)	(21)	0	1,2%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	**(182)**	**(219)**	**37**	**16,8%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(27)	(14)	(13)	(89,2%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	**(265)**	**(282)**	**17**	**5,9%**
Generación y Transmisión:				
Argentina	17	27	(9)	(35,1%)
Brasil	149	165	(17)	(10,0%)
Colombia	195	199	(4)	(2,2%)
Centroamérica	40	26	14	52,5%
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	**401**	**417**	**(16)**	**(3,9%)**
Distribución:				
Argentina	(52)	(4)	(48)	n.a.
Brasil	493	448	45	10,1%
Colombia	138	159	(22)	(13,6%)
EBITDA Segmento de Distribución	**579**	**603**	**(24)**	**4,0%**
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(35)	(14)	(20)	(140,8%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	**945**	**1.006**	**(61)**	**(6,0%)**

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN ARGENTINA (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	42	47	(5)	(10,9%)
Costos de explotación	(2)	(3)	1	27,8%
Gastos de personal	(6)	(9)	3	32,0%
Otros gastos por naturaleza	(17)	(9)	(8)	(90,0%)
Total Segmento Generación Argentina	**17**	**27**	**(9)**	**(35,1%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US$ 17 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de **US$ 9 millones** respecto al cierre del primer trimestre de 2022. 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$ 5 millones** al 31 de marzo de 2023 con respecto a igual periodo del año anterior. Esta disminución se explica por; **(i)** menores ingresos por **US$ 15 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$ 5 millones** por menor volumen de venta de energía **(-1,1 TWh)** producto de la mantención en **Central Dock Sud** y al menor aporte de **Enel Generación Costanera, sociedad que fue vendida** el 17 de febrero de 2023. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US$ 9 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. Además, el 14 de diciembre de 2022 se publicó en el boletín oficial la **Resolución 826/22,** la cual actualizó los precios mencionados con un incremento retroactivo a Septiembre de un 20%, junto con un 10% adicional en diciembre; lo que generó mayores ingresos respecto al año anterior y; **(ii) US$ 6 millones** por reconocimiento de cobro de multa a **General Electric**, quien estaba a cargo de la mantención de la planta de Central Dock Sud.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 1 millón** al cierre del primer trimestre de 2023 explicados principalmente por el efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** disminuyen en **US$ 3 millones** y se explican principalmente por el efecto positivo en conversión de cifras por **US$ 2 millones,** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **Otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US$ 8 millones** producto de mayores costos de servicios a terceros por efecto del reajuste de servicios.

Brasil:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN BRASIL (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	271	323	(52)	(16,1%)
Costos de explotación	(93)	(131)	39	29,4%
Gastos de personal	(5)	(4)	(1)	(22,2%)
Otros gastos por naturaleza	(25)	(22)	(2)	(10,8%)
Total Segmento Generación Brasil	**149**	**165**	**(17)**	**(10,0%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US$ 149 millones** al cierre del primer trimestre de 2023, lo que representa una disminución de **US$ 17 millones** respecto al mismo 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** disminuyeron en **US$ 52 millones**, equivalentes a un **16,1%**, al 31 de marzo de 2023. La disminución se explica principalmente por; **(i) US$ 60 millones** de menores ventas físicas **(-1,1 TWh)** efectuadas solo en el primer trimestre de 2022 por **Enel Generación Fortaleza,** dado que dicha compañía fue vendida con fecha 24 de agosto de 2022 y; **(ii) US$ 14 millones** de menores ingresos por venta reconocidos por Enel Trading, por menores volúmenes y precios medios spot de venta originado por el mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil. Lo anterior se compensa parcialmente por mayores ingresos por ventas de energía eléctrica de fuentes renovables por **US$ 15 millones**, especialmente en las **empresas EGP**, originado por un mayor volumen de ventas de energía **(+0,2 TWh),** efecto que fue parcialmente compensado por menores precios medios de venta.

Los **costos de explotación** disminuyeron **en US$39 millones,** o un **29,4%**, principalmente por; **(i) US$ 33 millones** por costos de explotación registrados solo en el primer trimestre de 2022 por **Enel Generación Fortaleza** y; **(ii) US$ 14 millones** de menor costo de compra de energía por parte de **Enel Trading**, por menores precios medios de venta y menores volúmenes de compra. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos de transporte registrados en **las empresas EGP** por **US$ 5 millones,** producto del incremento de unidades productivas agregadas posterior al cierre de marzo de 2022 hasta el 31 de marzo de 2023.

Los **gastos de personal** presentan un incremento de **US$ 1 millón**, producto de incrementos salariales y menor activación de mano de obra a proyectos en ejecución.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US$ 2 millones** principalmente por mayores servicios tercerizados en las empresas **EGP**.

Colombia:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN COLOMBIA (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	358	336	22	6.6%
Costos de explotación	(145)	(115)	(29)	(25.4%)
Gastos de personal	(10)	(8)	(2)	(25.4%)
Otros gastos por naturaleza	(9)	(14)	5	34.2%
Total Segmento Generación Colombia	**195**	**199**	**(4)**	**(2.2%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia alcanzó los **US$ 195 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de **US$ 4 millones** respecto al mismo período terminado al 31 de marzo de 2022. Las principales variables que explican esta disminución 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$ 22 millones**, o un **6,6%,** respecto a los ingresos reconocidos al cierre del período terminado el 31 de marzo de 2022. Este incremento se explica principalmente por; **(i)** un efecto precio por **US$ 56 millones**, por mayores precios medio de ventas establecidos por contrato; y **(ii) US$ 37 millones** por mayores volúmenes de venta física **(+0,62 TWh).** Todo lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto negativo de **US$ 71 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US$ 29 millones** y se explica principalmente por; **(i)** incremento relacionado con un mayor de compra de energía física por **US$ 33 millones** y; **(ii)** mayor costo en compra de energía por **US$ 20 millones** por aumento en el precio medio de venta por incremento del IPP. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por un efecto de **US$ 24 millones** en conversión de cifras, relacionado con la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** se incrementaron en **US$ 2 millones** principalmente por; **(i)** Mayores costos salariales por mayor dotación en áreas de crecimiento e incrementos salariales por inflación por **US$ 5 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** disminuyen en **US$ 5 millones** al cierre del primer trimestre de 2023 respecto del mismo período del año anterior, originado principalmente en el efecto positivo en conversión de cifras producto de la devaluación del peso colombiano respecto al dolar estadounidense.

Centroamérica:

EBITDA SEGMENTO GENERACIÓN CENTROAMÉRICA (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	63	66	(3)	(5,3%)
Costos de explotación	(13)	(32)	19	60,0%
Gastos de personal	(3)	(3)	(0)	(5,4%)
Otros gastos por naturaleza	(6)	(5)	(2)	(35,6%)
Total Segmento Generación Centroamérica	**40**	**26**	**14**	**52,5%**

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Centroamérica alcanzó los **US$ 40 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa un incremento de **US$ 14 millones** respecto al mismo período del trimestre 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$ 3 millones** originados por menores precios medios de venta, por mejora en las condiciones hidrológicas. En términos de volúmenes de venta de energía física estuvieron en línea registrando **0,6 TWh** al cierre de ambos trimestres.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 19 millones** principalmente por mayores costos registrados en el primer trimestre del año anterior originadas en costo de 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 **Enel Fortuna en Panamá**. La mencionada situación no se repite en el primer trimestre del año 2023, dado que la mejora en las condiciones hidrológicas que se mantienen durante el primer trimestre del año 2023 han permitido a **Enel Fortuna** producir **0,4 TWh** comparados con los **0,3 TWh** registrados en el primer trimestre del año 2022.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea con los registrados en el mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US$ 2 millones** por mayores servicios de terceros, reparaciones y mantenciones.

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN ARGENTINA (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	229	189	40	21,3%
Costos de explotación	(211)	(130)	(81)	(62,3%)
Gastos de personal	(30)	(24)	(6)	(25,3%)
Otros gastos por naturaleza	(40)	(39)	(1)	(2,3%)
Total Segmento Distribución Argentina	**(52)**	**(4)**	**(48)**	**n.a.**

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó un monto negativo de **US$ 52 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de **US$ 48 millones** respecto al cierre del mismo período 2022. Las principales variables que explican la disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US$ 40 millones**, o un **21,3%,** respecto al mismo período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2022, que se explican fundamentalmente por; **(i) US$ 183 millones** mayores ingresos por los reajustes de cuadros tarifarios aprobados por la autoridad regulatoria en Argentina; **(ii) US$ 56 millones** por mayor venta física en el período terminado al 31 de marzo de 2023 **(+ 0,74 TWh)** y; **(iii)** otras prestaciones por **US$ 3 millones**. Los anteriores efectos se compensan parcialmente por **US$ 202 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$ 81 millones** fundamentalmente por; **(i) US$ 226 millones** por mayores costos en compra de energía, compuesta por **US$ 63 millones** por un mayor volumen de energía comprada y **US$ 163 millones** por mayores precios medios de venta en la compra de energía; **(ii) US$ 33 millones** por incremento de otros aprovisionamientos y servicios variables asociados al incremento de volumen de venta e impuestos variables asociados al negocio y; **(iii) US$ 8 millones** asociados a penalizaciones por calidad en la prestación del servicio. Los anteriores efectos fueron parcialmente compensados por **US$ 186 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$ 6 millones,** principalmente por aumento de **US$ 42 millones** por incrementos salariales, explicado principalmente por el reconocimiento de la inflación, efecto que fue parcialmente compensado por; **(i)** disminución de **US$ 27 millones** debido a efecto positivo en conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y **(ii) US$ 9 millones** por mayores activaciones de costo de mano de obra en proyectos capitalizables.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US$ 1 millón** respecto al mismo período del año anterior básicamente por; **US$ 36 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$ 35 millones** por efecto de conversión de cifras, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	mar-23	mar-22	Var p.p.	mar-23	mar-22	Var p.p.
Edesur	17,8%	17,7%	0,1	2,61	2,56	2,0%
Total Segmento Distribución Argentina	**17,8%**	**17,7%**	**0,1**	**2,61**	**2,56**	**2,0%**

Brasil:

	Primer Trimestre			
EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN BRASIL (en millones de US$)	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	1.790	2.125	(335)	(15,8%)
Costos de explotación	(1.131)	(1.469)	337	23,0%
Gastos de personal	(44)	(50)	6	11,2%
Otros gastos por naturaleza	(122)	(159)	37	23,5%
Total Segmento Distribución Brasil	**493**	**448**	**45**	**10,1%**

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Brasil alcanzó un monto de **US$ 493 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa un incremento de **US$ 45 millones** respecto al primer trimestre del año anterior. Las principales variables que explican este aumento 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$ 335 millones**, o un **15,8%** al 31 de marzo de 2023, y se explican fundamentalmente por disminución de **US$ 443 millones** por los ingresos reconocidos solo en el primer trimestre de 2022 por **Enel Distribución Goiás,** dado que dicha empresa de distribución fue vendida con fecha 29 de diciembre de 2022. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$ 1 millón** de mejores precios medios de venta compuesto por; **(a) US$ 212 millones** de mayores ingresos producto de los reajustes tarifarios aprobados anualmente para cada distribuidora en Brasil, **(b) US$ 10 millones** de mayores ingresos por encargos sectoriales y; **(c)** menores ingresos por **US$ 221**

millones por efecto de ajustes tarifarios asociados a los activos regulatorios, producto de las mejores condiciones hídricas registradas durante los últimos meses en Brasil; **(ii) US$ 68 millones** de mayores ingresos por incremento de volumen en laa venta física de energía **(+0,31 TWh)**, **(iii) US$ 25 millones,** explicado principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" (en adelante "CINIIF 12") y; **(iv) US$ 14 millones** de efecto por conversión de cifras, originada por la apreciación del real brasilero con respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 337 millones**, o un **23,0%,** al 31 de marzo de 2023 respecto al primer trimestre del año anterior, y se explican principalmente por **(i) US$ 337 millones** por los costos de venta reconocidos solo en el primer trimestre de 2022 por **Enel Distribución Goiás** y; **(ii)** menores costos por **US$ 84 millones** en compra de energía, dada la rebaja de los precios spot producto del mejoramiento de las condiciones hídricas en Brasil. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US$ 25 millones** debido a mayores costos de construcción por aplicación CINIIF 12, **(ii) US$ 43 millones** de mayores costos de transporte, **(iii) US$ 7 millones** de otros costos de conexión y reconexión y; **(iv) US$ 9 millones** por efecto negativo en conversión de cifras, producto de la apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US$ 6 millones,** principalmente explicado por los costos de personal reconocidos en el primer trimestre de 2022 por **Enel Distribución Goiás.**

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US$ 37 millones**, principalmente por **US$ 52 millones** reconocidos en el primer trimestre de 2022 por **Enel Distribución Goiás**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i) US$ 8 millones** de mayores costos de servicios tercerizados dado el mayor volumen de operación en las sociedades de distribución en Brasil, **(ii) US$ 4 millones** de mayores costos de reparaciones y mantenciones de emergencia dado eventos climáticos adversos**, (iii)** mayores contingencias laborales por **US$ 2 millones** y; **(iv)** efecto negativo de conversión de cifras por **US$ 1 millón** dada la apreciación experimentada por el real brasileño respecto al dólar estadounidense.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
SUBSIDIARIA	mar-23	mar-22	Var p.p.	mar-23	mar-22	Var %
Enel Distribución Rio	19,5%	20,6%	-1,2	3,1	3,1	0,2%
Enel Distribución Ceará	15,3%	16,3%	-1,0	4,1	4,1	1,6%
Enel Distribución Goiás	-	11,2%	-11,2	-	3,3	n.a.
Enel Distribución Sao Paulo	10,7%	10,6%	0,1	8,3	8,1	2,1%
Total Segmento Distribución Brasil	**13,3%**	**13,2%**	**0,2**	**15,5**	**18,5**	**(16,6%)**

Colombia:

EBITDA SEGMENTO DISTRIBUCIÓN COLOMBIA (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos de explotación	425	463	(38)	(8,3%)
Costos de explotación	(258)	(273)	15	5,6%
Gastos de personal	(8)	(9)	1	10,8%
Otros gastos por naturaleza	(21)	(21)	-	1,2%
Total Segmento Distribución Colombia	**138**	**159**	**(22)**	**(13,6%)**

El **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó un monto de **US$ 138 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de **US$ 22 millones** respecto al cierre al 31 de marzo de 2022. Las principales variables que explican esta disminución en las partidas que componen el **EBITDA**, se explican a continuación:

Los ingresos de explotación disminuyeron en **US$ 38 millones**, o una disminución de **8,3%,** al 31 de marzo de 2023, con respecto al mismo período del año anterior, y se explican principalmente por el efecto negativo de **US$ 90 millones** producto de la conversión de cifras, como consecuencia de la devaluación experimentada por el peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US$ 44 millones** por mayores ingresos por venta de energía física producto de un incremento en los precios medios de venta producto del reajuste de tarifas por IPP y; **(ii)** mayores ingresos por **US$ 8 millones** correspondientes a cobro de peajes a clientes libres.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US$ 15 millones**, o un **5,6%,** al cierre del período al 31 de marzo de 2023 respecto al primer trimestre del año 2022 y se explican principalmente por; **US$ 54 millones** de efecto positivo por conversión de cifras originado por la devaluación del peso colombiano respecto al dolar estadounidense. Lo anterior, parcialmente compensado por; **(i)** mayores costos de compras de energía por **US$ 30 millones** debido a mayores precios medios de ventas y**; (ii)** mayores gastos de transporte de energía por **US$ 9 millones.**

Los **gastos de personal** disminuyen en **U$ 1 millón**, principalmente por un efecto positivo de **US$ 4 millones** por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, el cual se compensa parcialmente por **US$ 3 millones** de mayores costos de personal originados por incrementos de dotación y reajustes de salario por inflación.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea con respecto al mismo período del año anterior.

	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	mar-23	mar-22	Var p.p.	mar-23	mar-22	Var %
Segmento de Distribución Colombia	7,5%	7,5%	0,1	3,81	3,73	2,3%
Total Segmento Distribución Colombia	**7,5%**	**7,5%**	**0,1**	**3,81**	**3,73**	**2,3%**

Depreciación, Amortización y Deterioro

A continuación, se muestra por segmento y país de operaciones continuadas, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas por los períodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

	Primer Trimestre (en millones de US$)					
	mar-23			mar-22		
SEGMENTO DE NEGOCIO OPERACIONES CONTINUADAS	**EBITDA**	**Depreciación, Amortización y Deterioro**	**EBIT**	**EBITDA**	**Depreciación, Amortización y Deterioro**	**EBIT**
Generación y Transmisión:						
Argentina	17	(6)	11	27	(22)	5
Brasil	149	(32)	117	165	(33)	132
Colombia	195	(15)	179	199	(18)	181
Centroamérica	40	(12)	29	26	(10)	17
Total Segmento de Generación y Transmisión	**401**	**(64)**	**336**	**417**	**(82)**	**336**
Distribución:						
Argentina	(52)	(26)	(77)	(4)	(28)	(32)
Brasil	493	(164)	329	448	(182)	265
Colombia	138	(31)	107	159	(36)	123
Total Segmento de Distribución	**579**	**(220)**	**359**	**603**	**(247)**	**356**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(35)	(3)	(38)	(14)	(2)	(16)
Total Consolidado Enel Américas	**945**	**(287)**	**658**	**1,006**	**(330)**	**675**

La **depreciación, amortización y deterioro** de las operaciones continuadas ascendieron a **US$ 287 millones** al 31 de marzo de 2023, disminuyendo en **US$ 43 millones** con respecto del cierre del mismo período de 2022.

La **depreciación y amortización** ascendieron a **US$ 222 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de **US$ 15 millones** con respecto al 31 de marzo de 2022. Lo anterior se explica fundamentalmente por **(i)** disminuciones de **US$ 31 millones** en el reconocimiento de depreciación por sociedades vendidas, con anterioridad a la fecha de cierre: **Enel Distribución Goiás** con **US$ 20 millones** (vendida en diciembre de 2022), **Enel Generación Fortaleza** con **US$ 3 millones** (vendida en agosto de 2022), **Enel Generación Costanera** con **US$ 8 millones** vendida en febrero de 2023; **(ii)** Disminución de **US$ 8 millones** de reconocimiento de depreciación en **Central Dock Sud**, al suspenderse su depreciación en diciembre de 2022, al ser declarada disponible para la venta de acuerdo a la disposiciones establecidas en NIIF 5. Todo ello compensado parcialmente por mayores depreciaciones asociadas a incrementos de inversiones en las sociedades de distribución en Brasil por **US$ 22 millones**, destacando **Enel Distribución Rio** con **US$ 8 millones**, **Enel Distribución Ceará** con **US$ 8 millones** y **Enel Distribución Sao Paulo** con **US$ 6 millones**.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** alcanzaron al 31 de marzo de 2023 a un monto de **US$ 65 millones, evidenciando** una disminución de **US$ 28 millones** respecto a igual periodo de 2022. Esta disminución se explica principalmente por un menor reconocimiento de pérdidas por deterioro de activos financieros por la aplicación de **NIIF 9**, destacando; **(i) US$ 6 millones** reconocidos en el primer trimestre de 2022 **por Enel Distribución Goiás**, y; **(ii) US$ 25 millones** de menor reconocimiento de deterioro por activos financieros en **Enel Distribución Rio**, por una mejor perspectiva de cobro de sus cuentas por cobrar.

Resultado no Operacional

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de los períodos finalizados al 31 de marzo de 2023 y 2022.

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US$)	Primer Trimestre			
	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Ingresos Financieros:				
Argentina	22	17	5	31,0%
Brasil	128	71	57	80,2%
Colombia	16	5	11	228,1%
Centroamérica	2	1	1	42,9%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	10	(10)	(99,4%)
Total Ingresos Financieros	**168**	**103**	**64**	**62,1%**
Gastos Financieros:				
Argentina	(68)	(72)	4	5,3%
Brasil	(274)	(215)	(58)	(27,2%)
Colombia	(63)	(35)	(28)	(81,5%)
Perú	(1)	(0)	(1)	(265,3%)
Centroamerica	(4)	(1)	(3)	(215,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(20)	(12)	(8)	(65,4%)
Total Gastos Financieros	**(430)**	**(336)**	**(95)**	**(28,2%)**
Diferencias de cambio:				
Argentina	68	13	55	410,9%
Brasil	(12)	144	(157)	n.a.
Colombia	12	(2)	14	n.a.
Perú	1	0	1	n.a.
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(52)	(77)	25	(32,5%)
Total Diferencias de Cambio	**18**	**79**	**(61)**	**77,8%**
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	**61**	**57**	**4**	**(6,4%)**
Total Resultado Financiero Enel Américas	**(184)**	**(96)**	**(88)**	**(91,3%)**
Otras ganancias (pérdidas):				
Argentina	(85)	-	(85)	n.a.
Brasil	103	-	102	n.a.
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	**18**	**-**	**17**	**n.a.**
Resultado Antes de Impuesto	**491**	**579**	**(88)**	**(15,2%)**
Impuestos:				
Argentina	53	6	46	(716,6%)
Brasil	(120)	(107)	(13)	(12,2%)
Colombia	(88)	(94)	5	5,8%
Centroamérica	(11)	(5)	(6)	(117,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	12	10	2	20,7%
Total Impuesto sobre Sociedades	**(154)**	**(189)**	**35**	**18,4%**
Resultado después de impuestos	**337**	**390**	**(53)**	**(13,7%)**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**307**	**366**	**(59)**	**(16,0%)**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	103	107	(4)	(3,6%)

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de **US$ 184 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa un incremento de **US$ 88 millones** respecto a la pérdida registrada en el período 2022. Esta variación se explica de la siguiente forma:

(a) **Mayores ingresos financieros** por **US$ 64 millones**, principalmente explicados por; **(i) US$ 23 millones** atribuibles a reajustes e intereses asociados a la cuenta por cobrar que mantiene **Enel Brasil** por la venta de Enel Distribución Goiás**; (ii) 35 millones** mayores intereses ganados por mantención de saldos en efectivo y efectivos equivalentes, principalmente **Enel Brasil, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Colombia** y; **(iii) US$ 10 millones** por mayor actualización de los activos regulatorios reconocidos por las sociedades de distribución en Brasil.

(b) **Mayores gastos financieros por US$ 95 millones** explicados principalmente por; **(i)** Mayor gasto financiero por obligaciones con el público por **US$ 30 millones,** principalmente en las sociedades de distribución de Brasil; **(ii) US$ 13 millones** por mayores costos financieros por actualización de pasivos regulatorios en Brasil; **(iii)** mayores costos financieros por **US$ 18 millones** reconocidos por descuentos otorgados por la cancelación anticipada de deudas de **Enel Distribución Goiás**; **(iv) US$ 22 millones** de actualización de provisiones y otras cuentas por pagar en las sociedades de distribución en Brasil y; **(v)** mayor gasto financiero por menor capitalización de intereses a los proyectos de construcción del Grupo por **US$ 5 millones**.

(c) Los **resultados por reajustes aumentan en US$ 4 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 aplicarinflación 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.

(d) Menores resultados por **diferencias de cambio** por **US$ 61 millones**, respecto al mismo trimestre del año anterior, debido principalmente a; **(i)** en un entorno de menor apreciación del real brasilero respecto al dólar estadounidense durante el primer trimestre de 2023 respecto al mismo período de 2022, se registraron menores utilidades por **US$ 44 millones** por diferencias de cambio , principalmente generadas por cuentas por pagar adeudadas a empresas relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas y; **(ii) US$ 11 millones** de pérdidas en Enel Américas, sociedad matriz, por actualización de dividendos y otras cuentas por cobrar en moneda extranjera.

Las Otras ganancias (pérdidas) registran una mayor utilidad de **US$ 17 millones** al 31 de marzo de 2023, que se explican principalmente por; **(i) US$ 102 millones** de utilidad por una indemnización recibida por el término del contrato de concesión vinculado a las líneas de transmisión que gestionaba de **Enel CIEN** y; **(ii) US$ 85 millones** de pérdida por la enajenación de **Enel Generación Costanera,** que corresponde fundamentalmente al registro en resultados del efecto por conversión que surgió en el proceso de consolidación de dichas subsidiarias y que hasta la fecha de venta formaba parte de los otros resultados integrales de Enel Américas.

El **Impuesto a las Ganancias** Sobre Sociedades alcanzó los **US$ 154 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución gastos por **US$ 35 millones** respecto al mismo período de 2022. Esta disminución se explica principalmente por; **(i)** Efecto positivo de **US$ 62 millones** por reconocimiento de impuestos

diferidos en la subsidiaria argentina **Edesur**, producto del beneficio tributario establecido por la Ley N°27.701 que permite diferir hasta por tres períodos los ajustes por inflación positivos originados en la mayor compra de propiedad, planta y equipo y; **(ii) US$ 29 millones** de menor gasto por de impuestos por menores resultados en las empresas **EGP** en Brasil. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US$ 36 millones** de mayor impuesto por utilidad por indemnización asociada al termino del contrato de concesion de **Enel CIEN en Brasil**; **(ii)** mayor impuestos por mejores resultados en las sociedades de distribución en Brasil por **US$ 14 millones** y; **(iii)** mayor impuesto de **US$ 6 millones** en la venta de **Enel Generación Costanera** en Argentina.

La **ganancia por operaciones discontinuadas** alcanzó los **US$ 73 millones** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución gastos por **US$ 9 millones** respecto al mismo período de 2022. Las ganancias por operaciones discontinuadas están asociadas integramente a los resultados de las subsidiarias operativas en Perú y su disminución se explica fundamentalmente por mayor gasto por impuestos **por US$ 43 millones**, de los cual **US$ 23 millones** se originaron por el desreconocimiento de activos por impuestos diferidos en **EGP Perú**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por un mejor resultado operacional por un monto de **US$ 30 millones**, que se explica fundamentalmente por **(i)** un mayor **EBITDA** en el negocio de generación por **US$ 11 millones** y en el negocio de distribucion por **US$ 20 millones**; y **(ii)** mejor resultado financiero por **US$ 3 milllones**.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US$)	mar-23	dic-22	Variación	Var %
Activos Corrientes	11.409	7.764	3.645	47,0%
Activos No Corrientes	24.945	27.010	(2.065)	(7,6%)
Total Activos	**36.354**	**34.774**	**1.580**	**4,5%**

El total de activos de Enel Américas al 31 marzo de 2023 se incrementaron en **US$ 1.580 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2022, principalmente como consecuencia de:

> Los **Activos Corrientes** presentan un aumento de **US$ 3.645 millones**, equivalente a un **47,0%,** principalmente explicado por:

- Incremento del **efectivo y efectivo equivalente** por **US$ 1.250 millones**, compuesto principalmente por: **(1) Ingreso neto de flujos operacionales** por **US$ 725 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros; **(2) Ingreso neto por flujos de actividades de inversión** por **US$ 761 millones**, que corresponden a entradas de flujo de efectivo por; **(i) US$ 1.246 millones** por cobros de recaudaciones de préstamos a **Enel Distribución Goiás; (ii)** recaudación por rescate de inversiones a más de 90 días por **US$ 255 millones; (iii) US$ 170 millones** de recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo, que corresponden básicamente a la venta de los activos de **Enel CIEN** en Brasil; **(iv) US$ 33 millones** de recaudaciones procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios, básicamente por la venta de **Enel Generación Costanera; (v)** recaudación de intereses por **US$ 37 millones**; y **(vi)** recaudación por otras actividades de inversión por **US$ 4 millones.** Estas entradas de efectivo se ven compensadas parcialmente por salidas de efectivo relacionadas con desembolsos relacionados con; **(i)** por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US$ 491 millones**; **(ii)** pagos por incorporaciónde activos intangibles por **US$ 245 millones**; **(iii)** pagos inversiones a más de 90 días por **US$ 234 millones** y; **(iv)** otras salidas de efectivo por actividades de inversión por **US$ 14 millones**; **(3) Uso neto de flujos de actividades de financiamiento** por **US$ 47 millones** que se relacionan con usos de efectivo relacionadas con; **(i)** desembolsos para el pago de préstamos bancarios y obligaciones con el público por **US$ 515 millones**; **(ii)** desembolsos efectuados para el pago de préstamos de empresas relacionadas por **US$ 203 millones**; **(iii)** desembolsos para el pago de intereses por obligaciones bancarias, obligaciones con el público, préstamos de empresas relacionadas y operaciones de derivados por **US$ 154 millones** y; **(iv)** erogaciones efectuadas para el pago de arrendamientos financieros por **US$ 11 millones.** Los anteriores usos de efectivo y efectivo equivalente por actividades de financiamiento se compensan parcialmente por recepción de fondos relacionados con; **(i) US$ 677 millones** de recepciones de financiamientos por parte de instituciones financieras, obligaciones con el público y otros financiamientos, siendo **US$ 291 millones** de vencimientos de corto plazo y **US$ 386 millones** restante con vencimiento en el largo; **(ii)** recepción de fondos por préstamos recibidos de empresas relacionadas por **US$ 154 millones** y; **(iii) US$ 5 millones** de recepción de fondos por otras actividades de financiamiento; e **(4)** incremento de **US$ 637 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, neto de la variación de **US$ 256 millones** de activos disponibles para la venta al inicio y al final del período reportado.

- Disminución de **otros activos financieros corrientes** por **US$ 79 millones,** que se explican principalmente por disminuciones en instrumentos financieros con cambios en resultados y valoración de instrumentos derivados en las sociedades del Grupo **Enel Brasil** por **US$ 45 millones** y en **Edesur** por **US$ 30 millones**.

- Disminución de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US$ 1.104 millones**, que se explica principalmente por; **(i)** disminución de **US$ 1.246 millones** de cuentas por cobrar a **Enel Distribución Goiás, por pagos efectuados durante el periodo**; **(ii)** disminución de **US$ 220 millones** vinculados a subsidiarias peruanas, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** incremento de activos sectoriales por reclasificaciones del no corriente y actualizaciones monetarias por **US$ 215 millones** y; **(ii)** el efecto neto positivo de conversión de **US$ 65 millones,** por la apreciación del real brasileño y el peso colombiano y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

- Disminución de **inventarios corrientes** por **US$ 13 millones,** básicamente por menores inventarios por **US$ 53 millones** vinculados a subsidiarias peruanas, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US$ 39 millones** de mayores stocks de material eléctrico en las subsidiarias de Distribución en Argentina y Colombia.

- Aumento de a**ctivos disponibles para la venta** por **US$ 3.591 millones**, se origina principalmente porque durante el primer trimestre de 2023 fueron clasificados como disponibles los activos vinculados a las subsidiarias operativas en Perú y de la subsidiaria guatemalteca **Transmisora de Energía Renovable**, por un importe total de **US$ 3.917 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por el efecto de la venta de **Enel Generación Costanera** y el término del contrato de concesión de **Enel CIEN**, por tu monto total de **US$ 326 millones.**

> Disminución de los Activos No Corrientes por **US$ 2.065 millones**, equivalente a un **7,6%** principalmente por:

- Aumento de **otros activos financieros no corrientes** por **US$ 336 millones**, principalmente explicado por; **(i)** Grupo Enel Brasil por **US$ 118 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 CINIIF 12 en las sociedades de distribución; **(ii) US$ 104 millones** por mayores inversiones netas CINIIF 12 en las sociedades de distribución en Brasil; **(iii)** incremento de **US$ 72 millones** por actualización de los activos financieros CINIIF 12 en Brasil; **(iv)** incremento por **US$ 28 millones** por reclasificación desde los activos no financieros corrientes e; **(v)** incremento en inversiones financieras medidas a costo amortizado por **US$ 19 millones**.

- Disminución de **otros activos no financieros no corrientes** por **US$ 122 millones**, que se explica principalmente por los; **(i)** menores impuestos por recuperar de PIS y COFINS por **US$ 41 millones**; **(ii)** menores activos en construcción de acuerdo a CINIIF 12 por **US$ 29 millones**; **(iii)** menores saldos vinculados a las subsidiarias operativas en Perú, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023, por **US$ 41 millones**.

- Disminución de **cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por **US$ 81 millones**, que se explica principalmente por **US$ 78 millones** Enel Distribución Sao Paulo, por mayores recaudaciones.

- Incremento de **activos intangibles** distintos de la plusvalía por **US$ 125 millones** compuesto principalmente por; **(i)** aumento por reconocimiento de nuevos intangibles por **US$ 263 millones**; **(ii)** aumento por **US$ 139 millones** relacionados con el efecto de conversión e hiperinflación en sociedades argentinas; **(iii)** disminución por amortización del ejercicio por **US$ 126 millones**; **(iv) US$ 95 millones** vinculados a las subsidiarias operativas en Perú, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023 y; **(v)** disminución por otros movimientos por **US$ 56 millones**.

- Disminución de **plusvalía** por **US$ 26 millones**; **(i)** incremento por **US$ 52 millones**, explicado principalmente porlos efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiara relacionada ; **(ii)** aumento **US$ 1 millón** por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para plusvalías en sociedades argentinas y; **(iii)** reducción de **US$ 79 millones** vinculados a las subsidiarias operativas en Perú, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023.

- Disminución de **propiedades, plantas y equipos** por **US$ 2.097 millones** compuesto principalmente por; **(i)** aumento por **US$ 379 millones** por inflación producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas; **(ii)** aumento de **US$ 380 millones** por nuevas inversiones y**; (iii)** aumento por efecto conversión de monedas por **US$ 55 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por; **(i)** depreciación del período por **US$ 122 millones**; **(ii) US$ 2.776 millones** de disminución de los saldos por la venta de subsidiarias o clasificación como mantenidas para la venta y; **(iii) US$ 13 millones** asociados a pérdidas por deterioros y otras disminuciones.

- Disminución por activos derechos de uso por **US$ 169 millones**, que se originan en la reclasificación del saldo de **US$ 167 millones** vinculados a las subsidiarias operativas en Perú, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023.

- Disminución de **activos por impuestos diferidos** por **US$ 29 millones**, explicado principalmente por **US$ 43 millones** vinculados a las subsidiarias operativas en Perú, que fueron clasificados como mantenidos para la venta durante el primer trimestre de 2023, compensadas parcialmente por incrementos de **US$ 13 millones** en los activos por impuestos diferidos reconocidos en Enel Américas (sociedad matriz) individual.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US$)	mar-23	dic-22	Variación	Var %
Pasivo Corriente	9.951	7.927	2.024	25,5%
Pasivo No Corriente	10.251	11.400	(1.148)	(10,1%)
Patrimonio Total	16.152	15.447	705	4,6%
Atribuible a los propietarios de la controladora	13.794	12.957	837	6,5%
Participaciones no controladoras	2.358	2.490	(132)	(5,3%)
Total Patrimonio y Pasivos	**36.354**	**34.774**	**1.580**	**4,5%**

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 31 de marzo de 2023 aumentó en **US$ 1.580 millones** respecto de diciembre 2022, principalmente como consecuencia de:

> Los **Pasivos Corrientes** aumentan en **US$ 2.024 millones**, equivalentes a un **25,5%** explicado principalmente por:

- Disminución de **otros pasivos financieros corrientes** por **US$ 156 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por; **(i)** disminución por **US$ 282 millones** registrados en subsidiarias peruanas al 31 de diciembre de 2022 que al cierre del trimestre del 31 de marzo de 2023 se encuentran reclasificados al rubro otros pasivos disponibles para la venta y; **(ii)** disminución de obligaciones financieras en **Enel Colombia** por **US$ 62 millones.** Lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** incrementos de **US$ 79 millones** en obligaciones financieras por parte de **Enel Américas** individual y; **(ii) US$ 109 millones** de incrementos subsidiarias de **Enel Brasil**, principalmente **Enel Distribución Sao Paulo** con **US$ 80 millones** y **Enel Distribución Rio** con **US$ 22 millones**.

- Incremento de las **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por **US$ 330 millones**, explicado principalmente; **(i) US$ 150 millones** de incrementos de pasivos regulatorios en Brasil; **(ii) US$ 274 millones** de dividendos por pagar a terceros por declaración de dividendos de **Enel Colombia** y; **(iii)** incremento de cuentas por pagar por compras de propiedad, planta y equipo, compra de energía y otros servicios por **US$ 188 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por la disminución de **US$ 282 millones** de los saldos por pagar de las subsidiarias peruanas al 31 de diciembre de 2022, que al cierre del 31 de marzo de 2023 se encuentran reclasificadas como pasivos disponibles para la venta.

- Aumento de **cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes** por **US$ 158 millones**, principalmente por incrementos de financiamientos de **Enel Américas y sus subsidiarias** con **EFI.**

- Disminución de **pasivos por impuestos corrientes** por **US$ 148 millones** por; **(i) US$ 138 millones** menor provisión de impuestos en Brasil y Colombia y; **(ii) US$ 30 millones** de pasivos por impuestos corrientes presentados por las sociedades peruanas al 31 de diciembre de 2022 que hoy se presentan en pasivos disponibles para la venta.

- Disminución de **otros pasivos no financieros corrientes** por **US$ 33 millones**, básicamente originados por **US$ 38 millones** presentados en este rubro por sociedades peruanas al 31 de diciembre de 2022 que hoy se presentan en pasivos disponibles para la venta.

- Aumento de **pasivos disponibles para la venta** por **US$ 1.908 millones**, se origina principalmente porque durante el primer trimestre de 2023 fueron clasificados como disponibles los activos vinculados a las subsidiarias operativas en Perú y de la subsidiaria guatemalteca **Transmisora de Energía Renovable**, por un importe total de **US$ 2.006 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por el efecto de la venta de **Enel Generación Costanera** por un monto de **US$ 98 millones**.[3].

> Los **Pasivos No Corrientes** disminuyeron en **US$ 1.148 millones**, equivalente a un **10,1%,** y se explica principalmente por:

- Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por **US$ 524 millones**, fundamentalmente explicado por disminución de saldos al 31 de diciembre de 2022 de subsidiarias peruanas por **US$ 611 millones** que han sido reclasificados a pasivos disponibles para venta al 31 de marzo de 2023, lo cual se compensa parcialmente con el incremento de **US$ 75 millones** en los pasivos no financieros no corrientes de Brasil producto de la apreciación del Real Brasilero respecto al dólar estadounidense.

- Disminución de las **cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes** por **US$ 66 millones**; principalmente por disminución de **US$ 102 millones** de pasivos regulatorios en Brasil, compensados parcialmente por **US$ 44 millones** de incremento por créditos Pis/Cofins por cuenta de terceros en las sociedades de distribución de Brasil.

- Disminución de **cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes** por **US$ 202 millones** la disminución se explica por la baja de **US$ 200 millones** que mantenía **Enel Américas y subsidiarias** con **EFI.**

- Disminución de **otras provisiones no corrientes** por **US$ 14 millones**, que se explica principalmente por la disminución de provisiones de desmantelamientos registradas en Colombia y Brasil.

- Disminución de **pasivo por impuestos diferidos** por **US$ 341 millones** se relacionan con; disminución por saldos presentados al 31 de diciembre de 2022 por subsidiarias peruanas, que han sido reclasificados a pasivos disponibles para la venta por **US$ 280 millones** y disminución de impuestos diferidos por efectos en propiedad, planta y equipo en la subsidiaria Edesur de Argentina por **US$ 72 millones.**

[3] Para mayor información ver Nota N° 6 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas al 31 de marzo de 2023.

- El **Patrimonio total** aumentó en **US$ 705 millones**, explicado por:

  El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumentó en **US$ 837 millones** principalmente por aumento de; **(i)** aumento por la utilidad del período por **US$ 307 millones;** aumento de otras reservas por **US$ 530 millones,** principalmente por; **(a)** diferencias de conversión positivas por **US$ 386 millones; (b)** disminución de otras reservas de cobertura de flujo de efectivo y valoración de instrumentos financieros con cambios en patrimonio por **US$ 28 millones; (c)** reservas positivas por **US$ 177 millones,** por el efecto positivo por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina y **(d)** disminución por actualización de cálculos actuariales por beneficios a los empleados por **US$ 5 millones.**

  Las **participaciones no controladoras** disminuyeron en **US$ 132 millones** y se explican principalmente por disminución por declaración de dividendos por **US$ 313 millones,** lo cual fue parcialmente compensado por; **(i)** aumento por la utilidad del período por **US$ 103 millones**; **(ii)** aumento de otras reservas varias por **US$ 75 millones**, explicado principalmente por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina; **(iii)** aumento en otros resultados integrales principalmente por el reconocimiento de diferencias de conversión por **US$ 3 millones**.

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	mar-23	dic-22	mar-22	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente **(1)**	Veces	1,15	0,98		0,17	17,1%
	Razón Ácida **(2)**	Veces	1,09	0,91		0,18	20,0%
	Capital de Trabajo	MMUS$	1.458	(163)		1.621	n.a.
Endeudamiento	Razón de endeudamiento **(3)**	Veces	1,25	1,25		(0,00)	(0,0%)
	Deuda Corto Plazo **(4)**	%	49,3%	41,0%		8,2 p.p.	-
	Deuda Largo Plazo **(5)**	%	50,7%	59,0%		(8,2 p.p).	-
	Cobertura Costos Financieros **(6)**	Veces	2,68		5,03	(2,35)	(46,7%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	21,0%		19,7%	1,2 p.p.	
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)**(7)**	%	(0,8%)		6,8%	(7,5 p.p.)	
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)**(8)**	%	0,7%		3,5%	(2,8 p.p.)	

(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 los doce meses móviles al 31 de marzo de 2023 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 por los doce meses móviles al 31 de marzo de 2023 y **(ii)** el promedio del total de activos al inicio y al fin del período.

- La liquidez corriente al 31 de marzo de 2023 alcanzó **1,15 veces**, superior en un **17,1%** respecto al indicador al 31 diciembre de 2022. Esta variación se origina principalmente por los pagos efectuados por Equatorial por la compra de **Enel Distribución Goiás**, por **USS$1.246 millones**.

- La **razón ácida al** 31 de marzo de 2023 alcanzó **1,09 veces**, superior en un **20,0%** respecto al indicador al 31 diciembre de 2022, por las mismas razones indicadas en el indicador de liquidez corriente.

- El **capital de trabajo** al 31 de marzo de 2023 **asciende a US$ 1.458 millones** lo que representa un incremento del capital de trabajo de **US$1.621 millones** respecto a diciembre de 2022. Dicha variación se explica principalmente por la recaudación en el año 2023, de la venta de Enel Distribución Goiás hacia el final del año 2022.

- La **razón de endeudamiento** se sitúa en **1,25 veces** en línea con la registrada al 31 de diciembre de 2022.

- La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al **31 de marzo de 2023** fue de **2,68 veces**, lo cual representa una disminución de **46,7%** comparado con el mismo período del año anterior, debido a un incremento de los costos financieros y una disminución del **EBITDA.**

- La rentabilidad del **patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un monto negativo de **0,8%** al 31 de marzo de 2023, lo que se compara negativamente con el **6,8%** 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, Enel Generación Fortaleza, **Enel Generación Costanera y Central Docksud** y el reconocimiento de pérdidas por deterioros en **Enel**

Generación el Chocón y **Central Cartagena,** por un monto total de **US$ 1.416 millones**.

Aislando los efectos de las pérdidas extraordinarias señaladas anteriormente dentro del período terminado al 31 de diciembre de 2022, la rentabilidad sobre el patrimonio habría ascendido a **9,8%**, superando en **3 p.p.** la rentabilidad del mismo período del año anterior.

- La rentabilidad de los activos fue de un **0,7%** al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución respecto al **2,8%** presentado en el mismo período de 2022. Esta caída se relaciona con las pérdidas extraordinarias explicadas anteriormente.

  Aislando los efectos de las pérdidas extraordinarias señaladas anteriormente dentro del período terminado al 31 de diciembre de 2022, la rentabilidad sobre el total de activos al 31 de marzo de 2023 habría ascendido a un **4,2%,** superando en **0,7 p.p.** la rentabilidad de activos registrada en el primer trimestre del año anterior.

Principales flujos de efectivo:

El **flujo de efectivo neto del período** fue un monto positivo de **US$ 1.440 millones** en el período de tres meses terminado al **31 de marzo de 2023**, lo que representa un incremento de **US$ 1.250 millones** con respecto al mismo período del año anterior.

Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican este incremento en los flujos de efectivo neto, comparado con marzo de 2022, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US$)	mar-23	mar-22	Variación	Var %
Flujo de la Operación	725	201	524	260,8%
Flujo de Inversión	761	(694)	1.455	(209,7%)
Flujo de Financiamiento	(47)	682	(729)	106,8%
Flujo neto del período	**1.440**	**190**	**1.250**	**n.a.**

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron los **US$ 725 millones** por los tres meses terminados al 31 de marzo de 2023, representando un incremento de **260,8%** , equivalentes a un aumento de **US$ 524 millones** con respecto al mismo período reportado al cierre del año anterior. El incremento neto en flujos provenientes de las actividades de la operación, se explica principalmente por **(i) US$ 469 millones** de menores pagos por otras acividades de operación; **(ii) US$ 342 millones** de menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios; **(iii) US$ 18 millones** de menores pagos a y por cuenta de los empleados; **(iv) US$ 26 millones** de menores pagos de impuestos y; **(v) US$ 23 millones** de incremento de otros flujos de actividades de la operación. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US$ 353 millones** de menores cobros procedentes de la venta de productos y prestación de servicios y; **(ii) US$ 1 millon** de menores cobros de otras actividades de la operación.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una mayor recaudación de flujos de **US$ 1.455 millones** al 31 de marzo de 2023 , al compararlo con el mismo período de tres meses cerrado al 31 de marzo de 2022, que se explica principalmente por; **(i) US$ 1.246 millones** mayores recaudaciones por cobros de recaudaciones de préstamos concedidos a terceros correspondiente a la recaudación procedente de la venta de Enel Distribución Goiás **; (ii) US$ 170 millones** de mayores recaudaciones por venta de propiedad planta y equipo, que corresponden básicamente a la venta de los activos de Enel Cien en Brasil ; **(iii) US$ 66 millones** de menores desembolsos por compras de intangibles**; (iv) US$ 24 millones** de mayores recaudaciones por otras actividades de inversión; **(v) US$ 33 millones** de mayores recaudaciones procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios, básicamente por la venta de **Enel Generación Costanera** y; **(vi) US$ 62 millones** de recaudaciones de otros flujos de inversión. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i) US$ 100 millones** por compras de propiedad, planta y equipo y otros activos de largo plazo**; (ii) US$ 30 millones** de menores recaudaciones por inferior cobro de prestamos a empresas relacionadas y; **(iii) US$ 15 millones** de mayores desembolosos por otras actividades de inversión.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron una mayor utilización de efectivo por **US$ 729 millones** al 31 de marzo de 2023, originados principalmente por; **(i)** menores obtenciones de préstamos y obligaciones con el público por **US$ 381 millones**; **(ii)** menores obtenciones de préstamos con empresas relacionadas por **US$ 481 millones**; **(iii)** mayores pagos de préstamos a empresas relacionadas por **US$ 190 millones**; **(iv) US$ 53 millones** de mayores pagos de obligaciones con el público y prestamos bancarios y; **(v) US$ 27 millones** de mayores desembolsos por pago de intereses. Todo lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** mayores recaudaciones por **US$276 millones** por conceto de obtención de préstamos de instituciones financieras **(ii) US$ 92 millones** de menores pagos de dividendos; **(iii) US$ 5 millones** por menores pagos de pasivos por arrendamientos y; **(iv)** menores desembolsos por otras actividades de financiamiento por **US$ 30 millones**.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a marzo de 2023 y 2022.

	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US$)					
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
EMPRESA	mar-23	mar-22	Var %	mar-23	mar-22	Var %
Enel Generación Chocon S.A.	-	0	n.a.	5	4	15,2%
Enel Generación Costanera S.A.	-	16	n.a.	-	8	(100,0%)
Enel Colombia Segmento de Generación	58	25	131,3%	15	27	(45,1%)
Enel Generación Perú S.A.	16	16	2,4%	-	-	n.a.
Chinango	3	1	159,6%	-	-	n.a.
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	-	111	n.a.	-	20	(100,0%)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	0	0	n.a.	3	3	(3,5%)
EGP Volta Grande	1	0	n.a.	-	-	n.a.
Enel Generación Fortaleza	-	0	n.a.	-	3	(100,0%)
Enel Cien S.A.	-	2	(100,0%)	-	1	(100,0%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	90	66	35,7%	50	41	23,0%
Edesur S.A.	31	34	(10,2%)	21	21	3,8%
Enel Distribución Perú S.A.	59	47	24,7%	-	-	n.a.
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	58	57	1,5%	31	25	25,0%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	95	68	39,0%	24	16	47,8%
Enel Colombia Segmento de Distribución	79	90	(12,2%)	27	21	29,1%
Central Dock Sud S.A.	2	1	66,5%	-	8	(100,0%)
Enel Generación Piura S.A.	3	4	(33,8%)	-	-	n.a.
Enel X Brasil	3	1	244,2%	-	-	n.a.
Enel Green Power Brasil	189	119	58,9%	34	26	31,2%
Enel Green Power Colombia	-	43	(100,0%)	-	1	(100,0%)
Enel Green Power Perú	51	3	n.a.	-	-	n.a.
Enel Green Power Centroamérica	1	3	(66,7%)	11	9	26,5%
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión			n.a.	-	4	n.a.
Total	**736**	**707**	**4,2%**	**222**	**237**	**(6,6%)**

(*) 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 hidroeléctricadel 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.

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.

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 31.03.2023 %	al 31.12.2022 %
Tasa de interés fija	22%	24%

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 31 de marzo de 2023, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US$ 462 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 primer trimestre de 2023, 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 primer trimestre de 2023.

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

Al 31 de marzo de 2023, 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 2022, 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 marzo de 2023, 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 31 de marzo de 2023, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 2.376.031 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 161.405 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.121.693 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 765.000 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. A la fecha, se están realizando las actividades de corte de suministro con normalidad en todos los países que opera Enel Américas.

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$ 843.908.

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.

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 delmismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que locomponen 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 contingentesy 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. Encaso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dichoactivo 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 Internacionalesde Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.

ANEXO I

a) Conciliación entre EBITDA reportado versus EBITDA Ajustado

El siguiente cuadro muestra la conciliación del EBITDA reportado con el EBITDA ajustado, que persigue homologar las operaciones de los períodos trimestrales terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

CONCILIACIÓN EBITDA VERSUS EBITDA AJUSTADO
(en millones de US$)

	Primer Trimestre		Variación
	mar-23	mar-22	%
EBITDA REPORTADO	**945**	**1.006**	**(6,0%)**
Eliminación 2022 Goiás y CGTF para equiparar perímetro (1)	-	(72)	n.a.
Ebitda sin Goiás y CGTF	**945**	**933**	**1,3%**
Incorporación operaciones discontinuadas Perú (2)	191	160	19,2%
Ebitda con Perú y sin Goiás y CGTF	**1.136**	**1.093**	**3,9%**
Depuración efecto conversión (3)	86	-	n.a.
EBITDA AJUSTADO	**1.222**	**1.093**	**11,7%**

(1) Eliminación del Ebitda generado por US$ 72 millones por Enel Distribución Goiás y Enel Generación Fortaleza en el primer trimestre de 2022, los cuales no tienen base de comparación en el primer trimestre de 2023, dado que dichas compañías fueron enajenadas durante el año 2022.

(2) Incorporación de los Ebitda de las operaciones de Generación y Distribución de Perú que al cierre del trimestre terminado al 31 de marzo de 2023, fueron excluidos de las líneas tradicionales de resultados de los períodos 2023 y 2022 para ser incorporadas en una sola línea neta de impuestos al final del estado de resultados de acuerdo a las directrices de la NIIF 5 para operaciones discontinuadas.

(3) Incorpora el efecto de conversión de monedas locales a US$ dólares, por las devaluaciones experimentadas principalmente por el peso argentino y el peso colombiano.

b) Incorporación de operaciones Discontinuadas

En los siguientes cuadros se muestran cifras operativas y de Ebitda, efectuando una presentación proforma, tendiente a exponer como se habrían dado las cifras, si los segmentos de Generación y Distribución no se hubiesen clasificado como operaciones discontinuadas:

EBITDA OPERACIONES CONTINUADAS Y DISCONTINUADAS (PROFORMA)
(en millones de US$)

	Primer Trimestre		
País	mar-23	mar-22	Var %
Argentina	(36)	22	(263,9%)
Brasil	623	602	3,4%
Colombia	326	362	(10,1%)
Perú	191	160	19,2%
EGP Centroamérica	40	26	52,5%
Enel Américas	**1.136**	**1.166**	**(2,6%)**

PROFORMA

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas y discontinuadas	Generación de Energía (TWh) Primer Trimestre mar-23	mar-22	Var %
Segmento de Generación Argentina	2,3	3,5	(32,5%)
Segmento de Generación Brasil	3,8	3,3	16,0%
Segmento de Generación Colombia	4,1	3,7	12,7%
Segmento de Generación Perú	2,4	2,2	6,6%
Segmento Generación Centroamérica	0,6	0,4	27,3%
Total	**13,2**	**13,1**	**1,0%**

PROFORMA

Segmento Generación por área geográfica operaciones continuadas y discontinuadas	Mercados en que participa	Ventas de Energía (TWh) Primer Trimestre mar-23	mar-22	Var %	Participación de mercado (%) mar-23	mar-22
Segmento de Generación Argentina	SIN Argentina	2,3	3,5	(32,5%)	5,9%	9,3%
Segmento de Generación Brasil	SICN Brasil	8,5	11,1	(23,8%)	6,6%	8,8%
Segmento de Generación Colombia	SIN Colombia	5,2	4,6	13,5%	27,2%	24,3%
Segmento de Generación Perú	SICN Peru	3,1	3,1	(0,8%)	21,0%	22,7%
Segmento Generación Centroamérica	(*)	0,6	0,6	0,5%	7,1%	6,6%
Total		**19,6**	**22,8**	**(13,9%)**		

(*) 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 9 países de Centroamérica.

PROFORMA

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas y discontinuadas	Ventas de Energía (TWh) (*) Primer Trimestre mar-23	mar-22	Var %	Pérdidas de energía (%) mar-23	mar-22
Segmento de Distribución Argentina	4,9	4,2	17,7%	17,8%	17,7%
Segmento de Distribución Brasil	17,5	20,6	(15,1%)	13,3%	13,2%
Segmento de Distribución Colombia	3,7	3,7	1,2%	7,5%	7,5%
Segmento de Distribución Perú	2.2	2,1	5,0%	8,1%	8,7%
Total	**28,3**	**30,5**	**(7,3%)**	**12,9%**	**12,8%**

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

PROFORMA

Segmento de distribución por área geográfica de operaciones continuadas y discontinuadas	**Clientes (miles)**		
	mar-23	**mar-22**	**Var %**
Segmento de Distribución Argentina	2.611	2.560	2,0%
Segmento de Distribución Brasil	15.457	18.528	(16,6%)
Segmento de Distribución Colombia	3.813	3.727	2,3%
Segmento de Distribución Perú	1.544	1.502	2,8%
Total	**23.426**	**26.318**	**(11,0%)**