



**ANUNCIO DE RESULTADOS**  
4° Trimestre y año 2023

**YPF**  
LUZ



## YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 452,7 millones en el año 2023

Buenos Aires, 5 de marzo de 2024 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para del año 2023 terminado el 31 de diciembre de 2023.

### Principales Métricas

#### Resultado Financiero y Operativo<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
<b>Ingresos (k USD)</b>	<b>116.593</b>	<b>116.121</b>	<b>0,4%</b>	<b>490.125</b>	<b>471.116</b>	<b>4,0%</b>
<b>EBITDA normalizado (k USD)<sup>2</sup></b>	<b>87.319</b>	<b>89.962</b>	<b>(2,9)%</b>	<b>383.145</b>	<b>389.281</b>	<b>(1,6)%</b>
<b>EBITDA (k USD)</b>	<b>87.319</b>	<b>89.962</b>	<b>(2,9)%</b>	<b>452.650</b>	<b>389.281</b>	<b>16,3%</b>
<b>Margen EBITDA (%)</b>	<b>74,9%</b>	<b>77,5%</b>	<b>(3,3)%</b>	<b>92,4%</b>	<b>82,6%</b>	<b>11,8%</b>
<b>Resultado del Ejercicio(k USD)</b>	<b>(106.525)</b>	<b>13.645</b>	<b>n.a.</b>	<b>1.465</b>	<b>133.696</b>	<b>(98,9)%</b>
<b>Inversiones (k USD)</b>	<b>110.956</b>	<b>53.475</b>	<b>107,5%</b>	<b>235.146</b>	<b>163.347</b>	<b>44,0%</b>
<b>Capacidad Instalada EoP<sup>3</sup> (MW)</b>	<b>3.174</b>	<b>2.483</b>	<b>27,8%</b>	<b>3.174</b>	<b>2.483</b>	<b>27,8%</b>
<b>Energía Vendida (GWh)<sup>4</sup></b>	<b>3.151</b>	<b>2.446</b>	<b>28,8%</b>	<b>12.261</b>	<b>9.702</b>	<b>26,4%</b>
Energía Térmica	2.637	1.945	35,6%	10.292	7.883	30,6%
Energía Renovable	514	501	2,6%	1.969	1.819	8,2%
<b>Producción de Vapor (k tn.)</b>	<b>709</b>	<b>673</b>	<b>5,3%</b>	<b>3.014</b>	<b>2.611</b>	<b>15,4%</b>
<b>Disponibilidad Energía Térmica <sup>4</sup></b>	<b>78,3%</b>	<b>82,2%</b>	<b>(4,8)%</b>	<b>79,1%</b>	<b>89,1%</b>	<b>(11,2)%</b>
<b>Factor de Carga Energía Renovable<sup>5</sup></b>	<b>45,8%</b>	<b>57,4%</b>	<b>(20,1)%</b>	<b>46,9%</b>	<b>52,7%</b>	<b>(10,9)%</b>

1 Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. La reconciliación del EBITDA normalizado se encuentra en la página 8 del reporte. | 3. Incluye el 100% de CDS desde 2T23, en virtud de la combinación de negocios concretada en dicho trimestre e incluye la participación indirecta del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, en 4T22, 12M22 y 1T23. | 4. Incluye CDS al 100% desde 2T23 | 5. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

### Highlights

- Los ingresos del 2023 fueron de USD 490,1 millones, +4% vs 2022.
- Se adquirió una participación adicional del paquete accionario de CDS que permitió tomar el control de la misma en abril 2023.
- El EBITDA anual fue 16,3% superior al de 2022, alcanzando 452,7 MMUSD.
- Se incrementó la capacidad instalada a 3,2 GW, que posiciona a YPF Luz como la tercera generadora del país.

### CALL DE RESULTADOS 4T23

#### Conference Call

6 de marzo de 2024 9 a.m. (US EST) | 11 a.m. (hora Bs. As.)

Desde Argentina: +5411 3984-5677

Desde Estados Unidos: +1 (844) 204-8586

Desde otros países: +1 (412) 317-6346

Conference ID: YPF LUZ

Webcast: <https://bit.ly/49Kcl3f>

#### Relación con Inversores

Milagros Grande

Teléfono: +54911 3811-5406

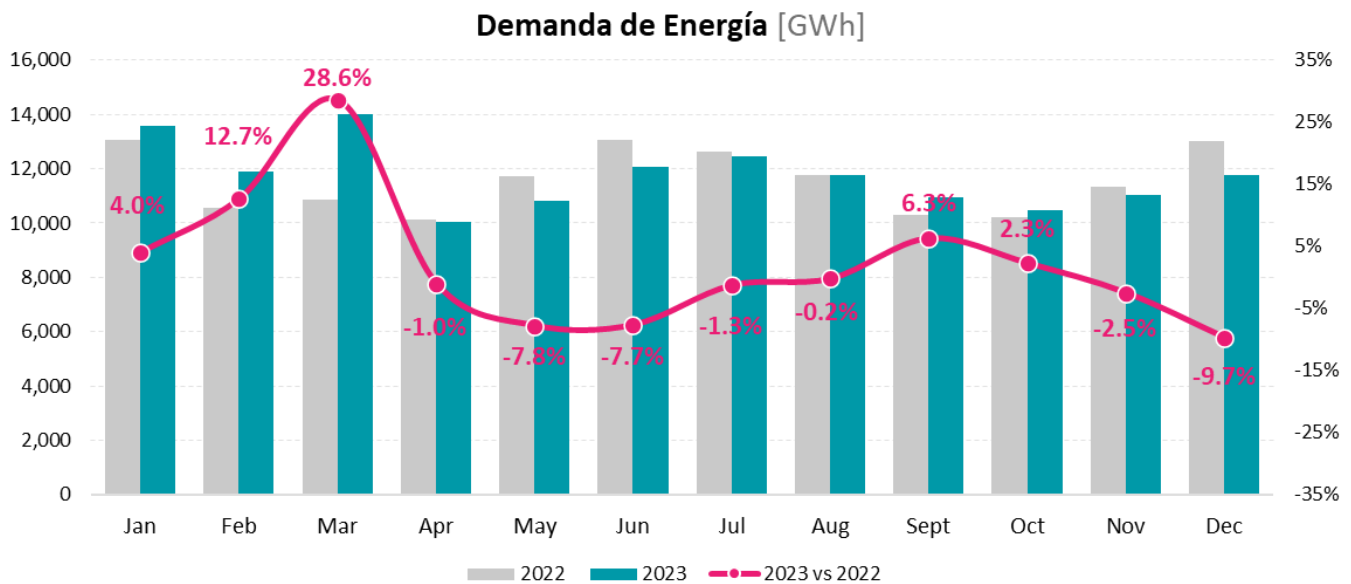
Email: [m.delosmilagros.grande@ypf.com](mailto:m.delosmilagros.grande@ypf.com)

[inversores.ypfee@ypf.com](mailto:inversores.ypfee@ypf.com)

Web: [ypfluz.com/RI](http://ypfluz.com/RI)

## Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el cuarto trimestre de 2023, la demanda de energía eléctrica alcanzó 33.257 GWh<sup>1</sup>. Esto significó una caída de 3,8% respecto al mismo período de 2022 (34.569 GWh) explicado por una disminución en todos los segmentos de la demanda. La caída de la demanda trimestral se debió principalmente a las bajas temperaturas de noviembre y diciembre 2023. A nivel anual, la demanda eléctrica de 2023 ascendió a 140.883 GWh, 1,5% más que el año anterior, principalmente por las altas demandas de los meses de verano 2023.



Fuente: CAMMESA

La demanda residencial (14.665 GWh) representó 44% de la demanda total y presentó en el cuarto trimestre una caída de 5,5%, principalmente por las bajas temperaturas de noviembre y diciembre en comparación con el mismo trimestre del año anterior. La demanda comercial (9.593 GWh) representó 29% de la demanda del trimestre y cayó 1% respecto al mismo período del año anterior. La demanda industrial (9.000 GWh) representó 26% de la demanda total del trimestre y cayó 3,9% respecto al 4T22. De forma anual, la demanda residencial alcanzó 65.268 GWh, con un incremento de 3,4%, la demanda comercial fue de 38.921 GWh y creció 1%, y la demanda industrial alcanzó 36.694 GWh, con una caída del 1,1% respecto de 2022.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) representaron 15% del total de la demanda, con una caída de 2,2% en el 4T23 comparado al 4T22.

Al 31 de diciembre de 2023 Argentina cuenta con una potencia instalada de 43.774 MW, habiendo aumentado un 2,0% en el último año móvil y 0,7% respecto al tercer trimestre de 2023. El 58,1% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 24,8% a fuentes de generación hidroeléctrica, 13,1% a fuentes de origen renovable no convencional ("ENRC") y 4% a centrales nucleares.

Durante el 4T23 se incorporaron al sistema 258 MW de origen renovable, 112,5 MW del parque eólico San Luis Norte, 51,6 MW del parque eólico De La Buena Ventura, 35,5 MW del parque eólico Arauco II etapa 3 y 4, 32,4 MW del parque solar Las Lomas, 22 MW del parque solar Tocota II y 3,5 MW de centrales Biogás. También se incorporaron al sistema 52,2 MW de potencia térmica correspondiente al cierre de ciclo de la central térmica Ezeiza (Res. 287/17).

<sup>1</sup> De acuerdo con la última información disponible de CAMMESA, publicada en el Informe de diciembre de 2023. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

La generación en el cuarto trimestre de 2023 cayó 0,6% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 34.861 GWh. La caída en la generación eléctrica se debe principalmente a la menor demanda, amortiguado por una disminución de los volúmenes de importación respecto al mismo trimestre del año anterior.

Para completar la oferta energética, durante 4T23 se importaron 33 GWh (20.6 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones, 9,4 GWh de Uruguay y 2,9 GWh de Brasil), cayendo 97% las importaciones respecto a 4T22. A su vez, durante el cuarto trimestre de 2023 hubo exportaciones de energía por 64 GWh principalmente a Brasil. Finalmente, el balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 2,5 millones el último trimestre y USD 422 millones de dólares en todo el año.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 4T23, con una participación del 40,6% y 34,7% respectivamente. La generación hidroeléctrica aumentó 17,3% respecto 4T22. La energía nuclear representó 8,1% de la generación de 4T23, con un incremento del 467% respecto a 4T22 debido a que, durante el cuarto trimestre del 2022, Atucha I y Embalse estuvieron parcialmente indisponibles por mantenimiento programado y Atucha II estuvo fuera de servicio por indisponibilidad forzada.

Las Energías Renovables no convencionales ("ERNC") representaron 17,4% de la generación, aumentando 10,4% la energía generada respecto a 4T22. De ellas, la generación eólica es la principal fuente del país (69,4%), seguida por la solar (18,5%), la hidroeléctrica renovable (7,0%) y los biocombustibles (5,1%). El factor de capacidad medio país fue de 47,7% para el eólico y 29,6% para el solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando 97,1% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 4T23 (86,8% durante el 4T22). El consumo alcanzó 32,3 MMm3/d, una caída del 21,6% respecto al mismo período del año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 1 MMm3/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone un decrecimiento del 84,7% respecto al 4T22, principalmente por mayor disponibilidad de gas natural para usinas y menor generación térmica.

El costo medio de generación del sistema durante 4T23 alcanzó 50,8 USD/MWh<sup>3</sup>; un 24% o 15,8 USD/MWh menor al costo del mismo período del año anterior. De forma anual, el costo medio de generación para el año 2023 fue de 71,7 USD/MWh, 17,2% menor que el costo de 2022. Esto se dio principalmente por el menor consumo de combustibles líquidos y mayor generación hidroeléctrica y renovable.

El precio estacional fue de 26,5 USD/MWh en 4T23, y el precio promedio residencial fue de 17,9 USD/MWh. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue de 49,1% para 4T23 (vs. 50,9% en 4T22). El precio estacional medio de 2023 fue de 35 USD/MWh y el precio medio de la demanda residencial fue de 24,4 USD/MWh.

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se ajustó el último trimestre mediante la Resolución 884/2023) el precio en el 4T23 fue 49,1 USD/MWh, un 1,9% por debajo del precio monómico del mismo trimestre del 2022.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el cuarto trimestre del año representó aproximadamente 36,3% del costo del sistema, alcanzando USD 597 millones<sup>4</sup>. Los subsidios durante 2023 alcanzaron USD 4.190 millones, 33,4% menos que en 2022.

<sup>3</sup> Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

<sup>4</sup> Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en diciembre 2023. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

## Novedades Regulatorias del trimestre:

### RESOLUCIÓN N° 869/2023:

Se actualiza un **28%** todos los conceptos de remuneración de la generación no contractualizada (generación spot) a partir de la transacción económica de **noviembre 2023**.

### RESOLUCIÓN N° 884/2023:

Se actualiza el precio de referencia de la potencia (POTREF) y el precio estabilizado de la energía (PEE) para todos los segmentos de la demanda, con vigencia a partir de **noviembre 2023**.

- **GUDIs: -9%**
- **No Residencial: 0%**
- **Residencial:**
  - Nivel 1 (mayores ingresos): **-9%**
  - Nivel 2 (bajos ingresos): **0%**
  - Nivel 3 (ingreso promedio): **0%**

Se actualiza el precio de referencia de la potencia (POTREF) y el precio estabilizado de la energía (PEE) para todos los segmentos de la demanda, con vigencia a partir de **febrero 2024**.

- **GUDIs: +21%**
- **No Residencial: 0%**
- **Residencial:**
  - Nivel 1 (mayores ingresos): **+21%**
  - Nivel 2 (bajos ingresos): **0%**
  - Nivel 3 (ingreso promedio): **0%**

### RESOLUCIÓN N° 906/2023:

Se convoca a interesados a realizar **manifestaciones de interés** para incorporar, gestionar y financiar sistemas de **almacenamiento de energía eléctrica** (AlmaMDI) con el objetivo de optimizar el despacho de generación y aportar servicios de reserva de potencia en el MEM. Los interesados podrán acompañar la propuesta con mecanismos de comercialización de energía y potencia asociada al almacenamiento propuesta y condiciones que permitan instrumentar las manifestaciones de interés propuestas.

### RESOLUCIÓN N° 976/2023:

Establece un **mecanismo de compensación** que iguala las tarifas de remuneración de los GUDI a la de los GUMA/GUME, mediante el pago de dos cargos adicionales: el cargo estabilizado GUDI y el ajuste complementario de potencia GUDI. Estos cargos tendrán validez a partir de las transacciones económicas de **febrero 2024**.

### RESOLUCIÓN N° 02/2024:

Se extienden las concesiones hidroeléctricas vigentes un período de **60 días corridos** desde:

- El 19/01/2024 para las centrales **Alicurá, Chocón Arroyito y Cerros Colorados**.
- El 28/02/2024 para la central hidroeléctrica **Piedra del Águila**.

**RESOLUCIÓN SE-MEC N° 9/2024:**

Con fecha 8 de febrero de 2024 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 9/2024 de la Secretaría de Energía, la cual establece adecuar la remuneración establecida en la Resolución 869/2023 en un 74% con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2024.

## EBITDA

EBITDA por Clase de Activos <sup>1</sup> (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
De Energía Térmica	51.376	53.073	(3,2)%	234.081	229.399	2,0%
De Energía Renovables	28.406	27.823	2,1%	104.197	117.630	(11,4)%
De Cogeneración	14.208	15.613	(9,0)%	67.778	58.048	16,8%
De Generación de Energía Distribuida	1.489	1.736	(14,2)%	7.830	9.064	(13,6)%
<b>Subtotal</b>	<b>95.479</b>	<b>98.245</b>	<b>(2,8)%</b>	<b>413.886</b>	<b>414.141</b>	<b>(0,1)%</b>
Corporación y eliminaciones <sup>2</sup>	(8.160)	(8.283)	(1,5)%	38.764	(24.860)	n.a.
<b>Total</b>	<b>87.319</b>	<b>89.962</b>	<b>(2,9)%</b>	<b>452.650</b>	<b>389.281</b>	<b>16,3%</b>

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye principalmente gastos corporativos y el resultado de 69,5 millones por adquisición de participación en sociedades 12M23.

Las ventas totales de la compañía en 2023 alcanzaron USD 490,1 millones, aumentando 4% comparado con 2022. Esto se explica principalmente por los siguientes factores operativos: (i) a partir del segundo trimestre del año 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron mediante la consolidación los ingresos por ventas correspondientes a esta sociedad, (ii) se registraron los ingresos por el Parque Solar Fotovoltaico Zonda luego de su habilitación comercial por 100MW el 31 de mayo de 2023, (iii) mayores ingresos por La Plata Cogeneración I por la mayor energía generada, potencia y vapor debido a cuestiones de demanda de la Refinería y debido a mantenimientos en diferentes procesos de la misma y a la operación a menor carga en el mismo el año anterior, (iv) siendo todos estos mayores ingresos parcialmente compensados por los menores ingresos de Loma Campana I y II dado que las Centrales estuvieron fuera de servicio durante gran parte del año.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones y gastos de combustible), se incrementaron aproximadamente 23% en el año, explicado principalmente por los incrementos de sueldos y cargas sociales, costos de conservación, reparación y mantenimiento y el hecho de que a partir del segundo trimestre de 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron mediante la consolidación los costos operativos correspondientes a esta sociedad.

A su vez es importante mencionar que en 2022 se firmaron dos acuerdos conciliatorios mediante los cuales GE reconoció a favor del Grupo un monto de USD 24,1 millones, compuestos conforme a lo detallado a continuación: (i) USD 4,2 millones por las salidas intempestivas y reiteradas de servicio de las centrales Loma Campana I y Loma Campana II; (ii) USD 9,9 millones en concepto de penalidades por la demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial comprometida del Parque Eólico Los Teros I y (iii) USD 10 millones como compensación por el lucro cesante incurrido en el Parque Eólico Cañadón León por la demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial comprometida. Finalmente, también es importante recordar que durante abril de 2023, como consecuencia de la adquisición de la participación accionaria IDS (controlante de CDS) se reconoció una ganancia por 69,5 MM de USD, como resultado del pago de un valor inferior al valor razonable determinado de los activos y pasivos adquiridos y de la remediación de la tenencia preexistente.

En consecuencia, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 452,7 millones en 2023, el cual fue 16,3% superior al año anterior.

El EBITDA generado por los activos térmicos (Complejo Generación Tucumán, Central Térmica el Bracho, Loma Campana I Loma Campana II y Central Dock Sud) aumentó 2% comparado con el año anterior. Si bien el resultado por la compra de paquete accionario de IDS sumado al resultado operativo de CDS produjo un impacto positivo

importante, el mismo fue parcialmente disminuido por el menor ingreso causado por la indisponibilidad de Loma Campana I y II, por mantenimiento forzados por fallas en el supercore y power turbine.

En el caso de los activos renovables (el Parque Eólico Manantiales Behr, el Parque Eólico Cañadón León, Parque Eólico Los Teros y Parque Solar Fotovoltaico el Zonda), alcanzaron un EBITDA de 104,2 USD millones, que implicó una reducción del 11,4% con relación al año anterior, el cual estuvo impactado por la compensación de USD19,9 millones por los acuerdos alcanzados en el 2022, descriptos previamente.

A su vez, sin considerar el mencionado efecto, en 2023 se registró un mayor resultado por el ingreso en operaciones del Parque Solar Fotovoltaico Zonda en el segundo trimestre por 100MW el cual fue parcialmente compensado principalmente por la menor performance del parque eólico Los Teros.

Con relación a los activos de cogeneración (La Plata I y II) totalizaron un EBITDA de 67,7 USD millones, un 16,8% superior al 2022 debido fundamentalmente a los mayores volúmenes de energía y de vapor registrados en la Plata I por mayor demanda de la refinería y por ciertos mantenimientos programados en ambos activos en el 2022.

El EBITDA generado por los activos de energía distribuida (Central Térmica Manantiales Behr y Loma Campana Este) fue de 7,8 USD millones, registrando una caída del 13,6% principalmente por la menor disponibilidad de la Central Térmica Manantiales Behr.

### Reconciliación del EBITDA normalizado<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
EBITDA	87.319	89.962	(2,9)%	452.650	389.281	16,3%
Resultado por Compra IDS/CDS	-	-	n.a	(69.505)	-	n.a.
EBITDA normalizado	87.319	89.962	(2,9)%	383.145	389.281	(1,6)%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

## Operaciones y Ventas

En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada por planta y total de la Compañía:

### Capacidad Instalada <sup>1</sup>(MW) (cifras no auditadas)

	4T23	4T22
Complejo Tucumán	829	829
El Bracho TG + TV	473	473
Loma Campana Este	17	17
Loma Campana I	105	105
Loma Campana II	107	107
La Plata Cogeneración I	128	128
La Plata Cogeneración II	90	90
CT Manantiales Behr	58	58
Central Dock Sud <sup>1</sup>	870	279
<b>Total Energía Térmica</b>	<b>2.677</b>	<b>2.086</b>
PE Manantiales Behr	99	99
PE Los Teros I	175	175
PE Cañadón León	123	123
PS Zonda I	100	-
<b>Total Energía Renovable</b>	<b>497</b>	<b>397</b>
<b>Total</b>	<b>3.174</b>	<b>2.483</b>

1. A partir del 2T23 se incluye participación de control indirecto en CDS en la capacidad instalada habilitada. Previamente, Incluía participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente.



En las siguientes dos tablas se detallan las unidades vendidas por central en GWh, MW-mes y en miles de toneladas de vapor según corresponda:

Datos Operativos Despacho (cifras no auditadas)							
	Unidad	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	244,6	372,3	(34,3)%	1.354,7	1.518,1	(10,8)%
El Bracho TG	GWh	451,3	521,2	(13,4)%	1.962,1	2.035,0	(3,6)%
El Bracho TV	GWh	297,7	379,8	(21,6)%	1.359,0	1.414,6	(3,9)%
Loma Campana Este	GWh	19,5	17,5	11,6%	72,2	69,5	4,0%
Loma Campana I	GWh	-	134,7	(100,0)%	282,5	660,8	(57,3)%
Loma Campana II	GWh	0,6	80,1	(99,3)%	146,4	542,2	(73,0)%
La Plata Cogeneración I	GWh	203,9	207,1	(1,5)%	885,5	673,4	31,5%
	k Tn	362,7	360,5	0,6%	1.572,2	1.225,1	28,3%
La Plata Cogeneración II	GWh	158,4	141,3	12,1%	606,0	587,7	3,1%
	k Tn	346,1	312,5	10,8%	1.441,7	1.385,5	4,1%
CT Manantiales Behr	GWh	98,8	91,2	8,3%	329,7	381,7	(13,6)%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	127,1	136,0	(6,5)%	508,4	509,5	(0,2)%
Parque Eólico Los Teros	GWh	191,7	216,1	(11,3)%	754,5	797,1	(5,3)%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	122,5	148,9	(17,8)%	547,6	512,1	6,9%
Parque Eólico Zonda I	GWh	72,2	-	n.a.	158,4	-	n.a.
Central Dock Sud <sup>1</sup>	GWh	1.162,5	-	n.a.	3.293,8	-	n.a.
<b>Total</b>	<b>GWh</b>	<b>3.150,8</b>	<b>2.446,1</b>	<b>28,8%</b>	<b>12.260,8</b>	<b>9.701,7</b>	<b>26,4%</b>
	<b>k Tn</b>	<b>708,9</b>	<b>673,0</b>	<b>5,3%</b>	<b>3.013,9</b>	<b>2.610,6</b>	<b>15,4%</b>
Central Dock Sud <sup>2</sup>	GWh	-	117,2	n.a.	639,3	3.880,5	n.a.

1. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS.

2. Corresponde a la generación del 1T23 considerando el 30% de participación previa a la toma de control por parte de la Compañía.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)							
	Unidad	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	635,6	654,5	(2,9)%	701,2	755,7	(7,2)%
El Bracho TG	MW-mes	231,7	244,6	(5,3)%	243,7	249,5	(2,3)%
El Bracho TV	MW-mes	169,4	193,3	(12,4)%	187,7	193,5	(3,0)%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	8,0	-	8,0	8,0	-
Loma Campana I	MW-mes	0,0	66,4	(100,0)%	32,6	76,8	(57,5)%
Loma Campana II	MW-mes	10,5	82,4	(87,2)%	22,1	96,5	(77,1)%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	100,2	88,9	12,6%	104,5	76,0	37,6%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	80,5	75,7	6,3%	80,3	77,7	3,3%
CT Manantiales Behr	MW-mes	35,0	36,5	(4,1)%	35,8	38,1	(6,0)%
Central Dock Sud <sup>1</sup>	MW-mes	790,9	0,0	n.a.	667,5	0,0	n.a.
<b>Total</b>	<b>MW-mes</b>	<b>2.061,9</b>	<b>1.450,5</b>	<b>42,1%</b>	<b>2.083,4</b>	<b>1.571,7</b>	<b>32,6%</b>
Central Dock Sud <sup>1</sup>	MW-mes	-	535,20	n.a.	-	660,28	n.a.

1. Se considera el 100% de CDS.

En la siguiente tabla se detallan la disponibilidad comercial de energía térmica por central:

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica <sup>1</sup> (%) (cifras no auditadas)						
	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	76,6%	78,9%	(2,9)%	84,6%	91,1%	(7,2)%
El Bracho TG	88,7%	93,6%	(5,3)%	93,3%	95,5%	(2,3)%
El Bracho TV	85,6%	97,6%	(12,4)%	94,8%	97,7%	(3,0)%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	0,0%	63,2%	(100,0)%	31,1%	73,2%	(57,5)%
Loma Campana II	10,0%	78,3%	(87,2)%	21,0%	91,7%	(77,1)%
La Plata Cogeneración I	78,3%	69,5%	12,6%	81,7%	59,3%	37,6%
La Plata Cogeneración II	111,9%	105,3%	6,3%	111,6%	108,0%	3,3%
CT Manantiales Behr	60,7%	63,3%	(4,1)%	62,0%	65,9%	(6,0)%
Central Dock Sud <sup>1</sup>	91,0%	-	n.a.	76,8%	-	n.a.
<b>Total<sup>2</sup></b>	<b>78,3%</b>	<b>82,2%</b>	<b>(4,8)%</b>	<b>79,1%</b>	<b>89,1%</b>	<b>(11,2)%</b>
Central Dock Sud <sup>1</sup>	-	61,6%	n.a.	-	76%	n.a.

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada. Es decir, no incluye derrateo ni afectación por condiciones de temperatura. | 2. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS.

En las siguientes dos tablas se detalla el desglose de ventas por contraparte y su ponderación:

Desglose de Ventas por Contraparte <sup>1</sup> (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Ingreso por Energía Base	13.245	11.326	16,9%	61.627	51.788	19,0%
Ingreso por combustible y transporte	2.107	3.694	(43,0)%	14.059	14.311	(1,8)%
PPA con CAMMESA	59.851	54.457	9,9%	240.697	228.938	5,1%
PPA con YPF S.A.	25.292	31.023	(18,5)%	115.894	126.874	(8,7)%
PPA con otros privados	16.064	13.367	20,2%	57.364	45.555	25,9%
<b>Subtotal</b>	<b>116.559</b>	<b>113.867</b>	<b>2,4%</b>	<b>489.641</b>	<b>467.466</b>	<b>4,7%</b>
Otros ingresos por servicios	34	2.254	(98,5)%	484	3.650	(86,7)%
<b>Total</b>	<b>116.593</b>	<b>116.121</b>	<b>0,4%</b>	<b>490.125</b>	<b>471.116</b>	<b>4,0%</b>

1 Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Ingreso por Energía Base	11,4%	9,8%	16,5%	12,6%	11,0%	14,4%
Ingreso por combustible y transporte	1,8%	3,2%	(43,2)%	2,9%	3,0%	(5,6)%
PPA con CAMMESA	51,3%	46,9%	9,5%	49,1%	48,6%	1,1%
PPA con YPF S.A.	21,7%	26,7%	(18,8)%	23,6%	26,9%	(12,2)%
PPA con otros privados	13,8%	11,5%	19,7%	11,7%	9,7%	21,0%
<b>Subtotal</b>	<b>100,0%</b>	<b>98,1%</b>	<b>1,9%</b>	<b>99,9%</b>	<b>99,2%</b>	<b>0,7%</b>
Otros ingresos por servicios	0,0%	1,9%	(98,5)%	0,1%	0,8%	(87,3)%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

En la siguiente tabla se detalla el factor de carga y disponibilidad por parque eólico:

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga <sup>1</sup>	57,9%	63,6%	(8,9)%	58,7%	59,8%	(1,8)%
	Factor de disponibilidad	96,9%	95,3%	1,7%	95,6%	96,6%	(1,0)%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga <sup>1</sup>	50,5%	56,9%	(11,3)%	50,0%	52,6%	(4,9)%
	Factor de disponibilidad	91,5%	96,1%	(4,8)%	95,5%	95,8%	(0,3)%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga <sup>1</sup>	40,0%	52,9%	(24,4)%	48,8%	47,1%	3,7%
	Factor de disponibilidad	98,3%	98,1%	0,2%	98,3%	82,5%	19,2%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga <sup>1</sup>	32,7%	n.a	n.a.	27,5%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	98,7%	n.a.	n.a.	87,1%	n.a.	n.a.

1. Corresponde a la energía generada.

En la siguiente tabla muestra la capacidad instalada total en el Mercado a Término de Energía Renovable Argentino (MATER), la energía vendida en el MATER y la cuota de mercado por capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)						
	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	1.489	852	74,8%	1489	852	74,8%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	1.305	973	34,1%	4.324	3.690	17,2%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	27%	35%	(22,9)%	27%	35%	(22,9)%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	31%	38%	(18,4)%	35%	38,0%	(7,9)%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 2023 para toda la Compañía alcanzó 79,1%, 11,2% menor que en 2022. En tanto, la energía vendida fue 26,4% superior y el vapor entregado 15,4% mayor al año anterior.

El Complejo Tucumán disminuyó la energía vendida 10,8% en 2023, principalmente debido a que la misma disminuyó su disponibilidad durante el 4T23 por problemas técnicos que requirieron ciertos mantenimientos adicionales. A su vez la mayor disponibilidad de recurso hídrico en el país generó menor demanda de generación térmica sobre todo en el norte del país.

La Central Térmica El Bracho disminuyó 3,7% su generación en el año, en tanto, la disponibilidad comercial del ciclo combinado se redujo 2,7% en relación al 2022. Esta disminución se produjo principalmente en la turbina de vapor durante el último trimestre debido a problemas con la caldera que fueron solucionados durante el mismo período.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida fue de 72,2 GWh, levemente superior a la del año anterior con igual potencia.

Las centrales Loma Campana I ("LCI") y Loma Campana II ("LCII") no estuvieron disponibles gran parte de 2023 debido a las salidas por mantenimiento forzado. En términos de días de indisponibilidad los mismos fueron de 237 y 286 días, respectivamente.

La Plata Cogeneración I aumentó su nivel de disponibilidad y despacho respecto del 2022 dado que en 2022 tuvo un mantenimiento programado durante el segundo trimestre principalmente. A su vez, la energía vendida aumentó 31,5% y el vapor vendido se incrementó 28,3%.

La Plata Cogeneración II mantuvo su disponibilidad comercial levemente superior al año anterior. En tanto las ventas de energía fueron superiores a las registradas en 2022 en 3,1% y 4,1% para las ventas de vapor.

En la Central Térmica Manantiales Behr la energía vendida fue de 329,7 GWh 2023, 13,6% inferior a 2022, debido principalmente a pequeñas salidas forzadas en los motores de manera rotativa en el tercer trimestre.

El Parque Eólico Manantiales Behr alcanzó un factor de carga del 58,7% promedio en el año, en línea con lo registrado en 2022.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía 4,9% inferior a la registrada en 2022 dado que su factor de carga disminuyó en proporción similar, y mantuvo una disponibilidad también similar al año anterior.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en 2023 un factor de disponibilidad del 98,3%, siendo 19,2% mayor a 2022, ya que se fue ajustando su puesta a punto, permitiendo que su mejora fuera significativa en el año completo. Sin perjuicio de esto, el parque se vio afectado al igual que Manantiales Behr por ciertas restricciones en las líneas de transmisión ajenas al mismo alcanzando un factor de carga del 48,8%, lo que igualmente fue levemente superior al 2022.

El Parque Solar Zonda tuvo un factor de carga del 27,5% y una disponibilidad del 87,1%. Cabe recordar que su habilitación comercial por el total de la capacidad instalada fue el 31 de mayo 2023.

Por último, Central Dock Sud registró una potencia similar al año anterior, mientras que la energía generada fue inferior debido a la indisponibilidad algunos días del tercer trimestre por actividades de mantenimiento.

La participación de YPF Luz en la energía vendida del MATER alcanzó el 35% en 2023, 7,9% inferior a 2022, y 27% de la capacidad instalada, 22,9% inferior a 2022. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de nuevos parques en Argentina, mencionados en “Situación del Mercado Eléctrico Argentino”.

## CAPEX

### Proyectos en Construcción

Plantas	Ubicación	Capacidad		Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX (MM USD)	Avance <sup>1</sup> (%)
		Instalada (MW)	Contraparte				
	Provincia de						
Parque General Levalle	Córdoba	155	Privado	Eólica	4T24	262	70,25%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de diciembre del 2023.

#### Parque General Levalle:

Al cierre del año 2023 se destacan las siguientes actividades:

- Grado de avance general del proyecto: 70.25%.
- Las cimentaciones del sitio 1 están concluidas y en el sitio 2 se ejecutaron en un 45%. Se avanzó en un 60% en las fundaciones de postes de las Líneas de Media Tensión (Colectores y Ramales) .
- En lo referido a la Estación Transformadora se avanzó con la obra civil de los edificios de Operaciones del Parque y de interconexión a la red pública.
- Al cierre del año todos los componentes principales, palas, bridas, chapas y sistema de control han sido nacionalizados y se están alistando para su traslado a sitio.
- Durante diciembre se iniciaron también actividades de movilización del equipo de montaje del tecnólogo, recibándose los útiles para montaje y los primeros equipos de izaje.



## Deuda

### Deuda Financiera<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2023			31.12.2022			Var. a/a		
	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Var. a/a (a)	Var. a/a (b)	Var. a/a (c)
Corto Plazo <sup>2</sup>	177.659	5.759	183.418	140.896	7.006	147.902	26,1%	(17,8)%	24,0%
Largo Plazo	651.341	62.344	713.685	643.915	66.233	710.148	1,2%	(5,9)%	0,5%
Deuda Bruta	828.999	68.103	897.102	784.811	73.239	858.050	5,6%	(7,0)%	4,6%
Caja y Equivalentes	108.435	5.907	114.342	81.212	13.020	94.232	33,5%	(54,6)%	21,3%
Deuda Neta	720.564	62.196	782.760	703.598	60.219	763.817	2,4%	3,3%	2,5%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM <sup>3</sup>	2,03x	n.a.	2,08x	1,97x	n.a.	1,96x			

1 Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de cierre.

2. Incluye al 31/12/2022 61 de pasivos por arrendamiento.

3. Corresponde al ratio de apalancamiento relacionado con las obligaciones negociables.

A nivel consolidado (sin subsidiarias no restringidas) el monto la deuda neta aumentó en USD 17 millones.

Sin embargo, a pesar de haber incrementado levemente la deuda neta, el aumento del EBITDA ajustado como resultado de la adquisición de la participación accionaria de IDS y control de CDS, sumado al nuevo parque solar El Zonda, permitió mantener el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado en niveles similares al 2022.

El incremento de la deuda bruta se debió principalmente a la emisión en el mercado local de las Obligaciones Negociables Clase XI Adicionales y Clase XIII por un monto total entre ambas de 150 millones de dólares, cuyo destino de fondos se aplicó principalmente al proyecto eólico General Levalle y al pago de ciertos vencimientos de deuda de la primera mitad del año 2023.

Durante el resto del año 2023, el Grupo canceló las Obligaciones Negociables Clase VI y la Clase V en su totalidad según los términos y condiciones de cada una.

## Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

### Ambiental

	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	499	495	0,8%	1945	1.812	7,3%
ERNC/Total de energía generada <sup>1</sup> (%)	15,8%	20,2%	(21,8)%	15,8%	18,6%	(15,1)%
Emisiones directas GEI (tCO <sub>2</sub> e) <sup>2</sup>	1.102.374	881.548	25,0%	4.439.269	3.577.707	24,1%
Intensidad emisiones GEI <sup>3</sup>	0,292	0,293	(0,3)%	0,298	0,300	(0,7)%
Ahorro de emisiones (tCO <sub>2</sub> ) <sup>4</sup>	214.580	233.704	(8,2)%	902.667	881.423	2,4%
Extracción de agua (ktn) <sup>2</sup>	64.690	2.502,0	2485,5%	189.905	9.682,0	1861,4%
Vertido total de efluente liquido (ktn) <sup>2</sup>	63.024	537,0	11636,3%	182.220	2.245,0	8016,7%
Residuos (ton)	226.472	126.980	78,4%	697.900	519.819	34,3%

1. Incluye Central Dock Sud a partir de 2T23 | 2. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO<sub>2</sub> e)/energía eléctrica producida (MWh). | 4. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO<sub>2</sub> y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT y, PECL.

## Ambiental

La incorporación de CDS (Central Dock Sud) desde el segundo trimestre impactó tanto en la generación de energía eléctrica como en las emisiones totales de la compañía. Explica también el incremento en la captación y el vertido de agua, ya que la central tiene un sistema de refrigeración sin recirculación. Por otra parte, se registró un incremento en la generación de residuos totales, producto de los mantenimientos programados.

A nivel Compañía se alcanzó una valorización del 17% del total de residuos generados

El aumento en el ahorro de emisiones se debe a la generación renovable adicional del Parque Solar Zonda y al buen desempeño de los parques eólicos.

## Social

	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Horas de formación de empleados	8.652	9.813	(11,8) %	31.892	27.588	15,6%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) <sup>1</sup>	0,73	0,27	170,4%	0,73	0,27	170,4%
Horas de voluntariado	223	127	75,6%	780	573	36,1%

1. IFA= (accidentes computables por pérdidas de días x 10<sup>6</sup>)/horas hombre trabajadas

## Social

En el trimestre organizamos 12 actividades de inversión social, incluyendo jornadas de huerta, armado de juegos, pintura de murales, visitas educativas y jornadas de forestación. Organizamos 2 talleres educativos de transición energética junto a Fundación YPF en Capital Federal y Comodoro Rivadavia. Alcanzamos 223 horas de voluntariado, 75% más que el mismo período del año anterior, en las que participó el 46% de nuestros colaboradores. Realizamos una capacitación a proveedores sobre "Sostenibilidad en la cadena de valor de la generación eléctrica" junto a Pacto Global Argentina, con más de 70 representantes de las empresas que nos acompañan en el desarrollo, construcción y operación de nuestras centrales térmicas y parques renovables.

En 4T23, lanzamos el Programa de Bienestar YPF Luz para potenciar experiencias positivas que mejoren la calidad de vida nuestros colaboradores. El programa tiene cuatro pilares (Físico y Emocional, de Desarrollo Personal, Financiero y de Comunidad). Además, presentamos el programa "Mi referido" que permite a los colaboradores de YPF Luz recomendar colegas externos para que apliquen a nuestras vacantes.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en 4T23 se registraron 2 accidentes computables con pérdida de días ocurridos en noviembre.

## Gobernanza

En 4T23, en el marco del Programa Integral de Compliance, se realizó la auditoría externa de la certificación ISO 37001:2016 (Sistema de Gestión Antisoborno), y se logró el mantenimiento de la certificación para el 100% de nuestras operaciones sin no conformidades. Esto da muestras de los altos estándares con los que YPF Luz administra su sistema de gestión.

En materia de gestión de riesgos, se revisó y actualizó la Matriz Integral de Riesgos de la Compañía, y se identificaron nuevos controles y acciones mitigantes. Se adecuó la documentación de soporte para asegurar la trazabilidad, el respaldo y la integridad de cada proceso. Este hito permite una mayor visibilidad, gestión y mitigación de los riesgos y procesos críticos de la Compañía.

Se completó el plan de auditoría interna y se implementaron el 100% de los planes de mitigación acordados. Ello permitió validar los procesos de las áreas críticas e identificar oportunidades de mejora, para reforzar los mecanismos de control y los procesos que se ejecutan a diario.

Respecto del Programa de Capacitaciones de Compliance, brindamos entrenamientos de Prevención de Corrupción, a más del 80% de los empleados. Además, se capacitó al 46% de los terceros críticos con foco en nuestro Código de Ética y Conducta, Política Antisoborno y Programa de Compliance. Mediante el plan de comunicaciones seguimos promoviendo la cultura de integridad a toda la Compañía y terceros relacionados.

Por último, en el marco de la mejora continua del Programa de Compliance, se implementó un nuevo sistema para el control de terceros, que permite mejorar la interacción con otras aplicaciones de la Compañía. A través de distintos workflows, agilizamos y profundizamos los controles, y logramos mayor interacción entre las distintas áreas intervinientes.

## Hechos Relevantes del Período

---

### **Renuncia CFO**

El 31 de octubre de 2023 el señor Luis Miguel Sas presentó su renuncia al cargo de Chief Financial Officer de la Sociedad, por motivos personales.

### **Recompra obligaciones negociables en el mercado local**

El día 28 de diciembre 2023 la compañía adquirió 2.500.000 VN de Obligaciones Negociables Clase XI (YFCBO).

## Hechos Posteriores del Período

---

### **Programa Global de Obligaciones Negociables**

Con fecha 27 de febrero de 2024, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clases XIV y XV a un valor nominal de US\$ 18.043.469 y US\$ 11.287.656, a una tasa del 3% y 6%, respectivamente. El vencimiento final para ambas clases de obligaciones negociables es el 27 de febrero de 2027. Los fondos obtenidos serán aplicados al desarrollo del Parque Eólico Levalle y capital de trabajo entre otros usos.

### **Incremento de capacidad instalada de Central Dock Sud**

Con fecha 29 de febrero de 2024, Central Dock Sud S.A., subsidiaria de la Sociedad, recibió la notificación de Cammesa informando que aprobó la habilitación comercial del incremento de potencia del Ciclo Combinado de la Central Térmica Dock Sud. De esta manera quedó habilitada la Operación Comercial en el MEM del Ciclo Combinado de la Central Térmica Dock Sud por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 839,80 MW a partir del 1 de marzo de 2024.

## Anexo: Balance<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2023	31.12.2022	Var. a/a
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo no corriente</b>			
Propiedades, planta y equipo	2.008.894	1.696.032	18,4%
Activos intangibles	8.144	7.866	3,5%
Activos por derecho de uso	14.821	17.138	(13,5)%
Inversiones en negocios conjuntos	11	74.586	(100,0)%
Otros créditos	44.802	12.355	262,6%
Activos por impuesto diferido, netos	24.868	30.857	(19,4)%
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>2.101.540</b>	<b>1.838.834</b>	<b>14,3%</b>
<b>Activo corriente</b>			
Otros créditos	38.643	37.472	3,1%
Créditos por ventas	113.644	140.772	(19,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	11.903	11.903	0,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo	102.439	82.329	24,4%
<b>Total del activo corriente</b>	<b>266.629</b>	<b>272.476</b>	<b>(2,1)%</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>2.368.169</b>	<b>2.111.310</b>	<b>12,2%</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	(0,0)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	528.480	580.109	(8,9)%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	<b>980.960</b>	<b>1.032.589</b>	<b>(5,0)%</b>
Interés no controlante	132.171	-	n.a.
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO</b>	<b>1.113.131</b>	<b>1.032.589</b>	<b>7,8%</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Pasivo no corriente</b>			
Provisiones	2.885	3.124	(7,6)%
Pasivos por impuesto diferido, netos	175.538	93.471	87,8%
Pasivos por arrendamientos	6.712	10.839	(38,1)%
Préstamos	713.685	710.148	0,5%
Pasivos por contratos	20.652	-	n.a.
Otros pasivos	4.210	-	n.a.
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>923.681</b>	<b>817.582</b>	<b>13,0%</b>
<b>Pasivo corriente</b>			
Previsiones	10	-	n.a.
Cargas fiscales	1.218	3.193	(61,8)%
Impuesto a las ganancias a pagar	7.240	5.828	24,2%
Remuneraciones y cargas sociales	11.652	10.027	16,2%
Pasivos por arrendamientos	4.738	2.340	102,5%
Préstamos	183.418	147.841	24,1%
Otros pasivos	774	-	n.a.
Cuentas por pagar	122.307	91.910	33,1%
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>331.357</b>	<b>261.139</b>	<b>26,9%</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO</b>	<b>1.255.038</b>	<b>1.078.721</b>	<b>16,3%</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>2.368.169</b>	<b>2.111.310</b>	<b>12,2%</b>

<sup>1</sup> Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de cierre cada ejercicio.



## Anexo: Estado de Resultados Consolidados<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
Ingresos por ventas	116.593	116.121	0,4%	490.125	471.116	4,0%
Costos de producción	(65.127)	(51.777)	25,8%	(239.791)	(203.008)	18,1%
<b>Resultado bruto</b>	<b>51.466</b>	<b>64.344</b>	<b>(20,0)%</b>	<b>250.334</b>	<b>268.108</b>	<b>(6,6)%</b>
Gastos de administración y comercialización	(11.838)	(10.978)	7,8%	(46.696)	(35.992)	29,7%
Otros resultados operativos, netos <sup>2</sup>	12.327	10.033	22,9%	70.004	9.247	657,0%
<b>Resultado operativo</b>	<b>51.955</b>	<b>63.399</b>	<b>(18,1)%</b>	<b>273.642</b>	<b>241.363</b>	<b>13,4%</b>
Resultado por participación en sociedades	-	(2.271)	100,0%	(590)	(6.077)	(90,3)%
Resultados financieros, netos	12.664	(37.678)	n.a.	(80.672)	(89.349)	(9,7)%
<b>Resultado neto antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>64.619</b>	<b>23.450</b>	<b>175,6%</b>	<b>192.380</b>	<b>145.937</b>	<b>31,8%</b>
Impuesto a las ganancias	(171.144)	(9.805)	1645,5%	(190.915)	(12.241)	1459,6%
<b>Resultado neto del período/ejercicio</b>	<b>(106.525)</b>	<b>13.645</b>	<b>n.a.</b>	<b>1.465</b>	<b>133.696</b>	<b>(98,9)%</b>
Atribuible a los accionistas	<b>(92.691)</b>	<b>13.645</b>	<b>n.a.</b>	<b>17.292</b>	<b>133.696</b>	<b>87,1%</b>
Interés no controlante	<b>(13.834)</b>	<b>-</b>	<b>n.a.</b>	<b>(15.827)</b>	<b>-</b>	<b>n.a.</b>

<sup>1</sup> Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

<sup>2</sup> Incluye resultado por compra IDS/CDS por 69,5 millones de dólares y el resultado por deterioro de propiedad, planta y equipo por 46,8 millones de dólares al 12M23.

## Anexo: Estado de Flujo de Efectivo<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T23	4T22	Var. a/a	12M23	12M22	Var. a/a
<b>ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>						
<b>Resultado neto del período/ejercicio</b>	(106.525)	13.646	n.a.	1.465	133.696	(98,9)%
<b>Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:</b>						
Resultados por participación en sociedades	-	2.271	(100,0)%	590	6.077	(90,3)%
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	-	n.a.	(69.505)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	34.720	25.923	33,9%	129.630	104.912	23,6%
Depreciación de activos por derecho de uso	580	574	1,0%	2.317	2.084	11,2%
Amortización de activos intangibles	66	66	-	262	262	-
Baja de propiedades, planta y equipo	2.506	1.171	114,0%	6.788	3.986	70,3%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	-	-	n.a.	46.800	40.660	15,1%
Resultados financieros, netos	(12.664)	37.678	n.a.	80.672	89.349	(9,7)%
Movimiento de provisiones del pasivo	(489)	174	n.a.	(415)	233	n.a.
Aumento provisión por obsolescencia de materiales y repuestos	1	-	n.a.	78	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	171.144	9.804	1645,7%	190.915	12.241	1459,6%
Multas contractuales	(2.054)	-	n.a.	(12.958)	(25.190)	(48,6)%
<b>Cambios en activos y pasivos operativos:</b>						
Créditos por ventas	(1.210)	(1.902)	(36,4)%	(68.955)	(64.294)	7,2%
Otros créditos	(24.384)	(26.156)	(6,8)%	1.937	(10.492)	n.a.
Inventarios	(4)	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	10.646	13.126	(18,9)%	(6.267)	46.640	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	13.700	3.750	265,3%	17.236	4.870	253,9%
Cargas fiscales	(6.741)	9.884	n.a.	858	(19.043)	n.a.
Otros pasivos	4.981	-	n.a.	4.981	-	n.a.
Pasivos por contratos	-	-	n.a.	20.652	-	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(329)	(17.418)	(98,1)%	(8.744)	(76.716)	(88,6)%
Intereses cobrados	5.472	3.621	51,1%	21.667	10.068	115,2%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>89.416</b>	<b>76.212</b>	<b>17,3%</b>	<b>360.004</b>	<b>259.343</b>	<b>38,8%</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(110.956)	(49.206)	125,5%	(217.915)	(153.469)	42,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	-	n.a.	(34.122)	(5.913)	477,1%
Adquisición de activos Intangibles	-	(1.269)	100,0%	(270)	(1.269)	(78,7)%
Otros activos financieros	-	(2.696)	-	-	(2.696)	-
Adquisición de participaciones de sociedades neta del efectivo y equivalente de efectivo	-	(304)	100,0%	16.867	-	n.a.
Inversión otros activos financieros	-	-	n.a.	294	-	-
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(110.956)</b>	<b>(53.475)</b>	<b>107,5%</b>	<b>(235.146)</b>	<b>(163.347)</b>	<b>44,0%</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>						
Préstamos obtenidos	-	-	n.a.	157.324	169.862	(7,4)%
Pago de dividendos	-	(34.081)	100,0%	(35.156)	(34.081)	3,2%
Cancelación de préstamos	(26.528)	(44.058)	(39,8)%	(128.928)	(148.907)	(13,4)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(689)	(785)	(12,2)%	(2.780)	(3.586)	(22,5)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(2.605)	(6.967)	(62,6)%	(62.703)	(71.603)	(12,4)%
<b>Flujo neto efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(29.822)</b>	<b>(85.891)</b>	<b>(65,3)%</b>	<b>(72.243)</b>	<b>(88.315)</b>	<b>(18,2)%</b>
<b>Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(51.362)</b>	<b>(63.154)</b>	<b>(18,7)%</b>	<b>52.615</b>	<b>7.681</b>	<b>585,0%</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio y resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(26.252)	(3.421)	667,4%	(32.505)	(12.949)	151,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período/ejercicio	180.053	148.903	20,9%	82.329	87.596	(6,0)%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período/ejercicio</b>	<b>102.439</b>	<b>82.328</b>	<b>24,4%</b>	<b>102.439</b>	<b>82.328</b>	<b>24,4%</b>

<sup>1</sup> Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción, excepto los saldos de caja que están al tipo de cambio de cierre de cada momento.



**YPF**  
**LUZ**

[YPFLUZ.COM/RI](http://YPFLUZ.COM/RI)  
[inversores.ypfee@ypf.com](mailto:inversores.ypfee@ypf.com)