



YPF LUZ

ANUNCIO DE RESULTADOS
4° Trimestre 2024

YPF
LUZ

Sólido resultado operativo junto con un flujo de fondos positivo, creciendo de manera continua

Buenos Aires, 5 de Marzo, 2025 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa argentina líder en generación de energía eléctrica, anunció hoy sus resultados correspondientes al cuarto trimestre de 2024 finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Principales Métricas

KPI		4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Datos financieros	Ingresos (k USD)	137.185	116.593	17,7%	524.225	490.125	7,0%
	EBITDA ajustado (k USD) ²	98.742	87.319	13,1%	360.583	383.145	-5,9%
	EBITDA (k USD)	98.742	87.319	13,1%	360.583	452.650	-20,3%
	Margen EBITDA ajustado (%)	72,0%	74,9%	-3,9%	68,8%	78,2%	-12,0%
	Resultado neto del Período (k USD)	99.221	(106.525)	>200%	263.124	1.465	>200%
	Inversiones (k USD)	149.835	165.783	-9,6%	210.085	265.638	-20,9%
	Flujo de caja libre (k USD)	(43.710)	(51.086)	7.376	57.522	(18.948)	76.470
Datos operativos	Deuda Neta (k USD)	714.480	782.761	-8,7%	714.480	782.761	-8,7%
	Ratio apalancamiento neto	2,0x	2,1x	-4,9%	2,0x	2,1x	-4,9%
	Capacidad Instalada ³ (MW)	3.392	3.174	6,9%	3.392	3.174	6,9%
	Energía Vendida (GWh) ⁴	3.618	3.151	14,8%	14.176	12.261	15,6%
	Energía Térmica	2.994	2.637	13,5%	12.037	10.292	17,0%
	Energía Renovable	624	514	21,4%	2.139	1.969	8,6%
	Producción de Vapor (k tn.)	730	709	3,0%	3.010	3.014	-0,1%
	Disponibilidad Energía Térmica	80,3%	78,3%	2,6%	81,6%	79,1%	3,2%
	Factor de Carga Energía Eólica	51,4%	49,1%	4,7%	51,4%	51,8%	-0,8%
	Factor de Carga Energía Solar	38,1%	32,7%	16,6%	30,0%	27,5%	8,8%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 7 de este informe. | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS. | 4. No incluye la energía vendida en CDS en el 1T23. | 5. Incluye flujo de caja de operaciones menos CAPEX y M&A (actividades de inversión), pagos de dividendos, intereses y arrendamientos (actividades de financiación).

1. Principales Hitos

El **EBITDA ajustado** alcanzó los USD 360,6 millones, un -5,9% por debajo de 2023 impulsado principalmente por el deterioro crediticio de las cuentas por cobrar de CAMMESA registrado en la primera mitad del año, los menores intereses comerciales de CAMMESA y menores precios en el marco del PPA vigente de la central térmica Bracho, parcialmente compensado por mayores precios spot, los nuevos activos renovables en operación y la reanudación de las operaciones en las centrales térmicas de Loma Campana.

En el 4T 2024, el EBITDA ascendió a USD 98,7 millones, un 13% por encima del mismo período del año anterior, gracias a la vuelta a la operación de las centrales térmicas Loma Campana I y II, el COD de nuestro nuevo parque eólico General Levalle y el mejor desempeño de los activos renovables y de las centrales térmicas de cogeneración de La Plata.

La **generación de energía térmica** ascendió a 12.037 GWh (+17,0% vs 2023), explicada por la mayor generación de la central térmica Loma Campana II y la consolidación del año completo de CDS.

La **generación de energía renovable** aumentó un 8,6%, explicada principalmente por el COD del parque eólico General Levalle y la generación del año completo del parque solar El Zonda.

Las **inversiones** ascendieron a USD 210,1 millones (-20,9% frente a 2023), destinados principalmente al parque eólico de General Levalle, plenamente operativo a finales de año, y a la construcción del parque eólico de Cementos Avellaneda y del parque solar El Quemado, este último, el primer proyecto RIGI aprobado en Argentina.

El **flujo de caja libre** fue positivo durante el año, totalizando USD 57,5 millones, reduciendo la deuda neta a USD 714 millones y situando el ratio de apalancamiento neto en 2,0x.

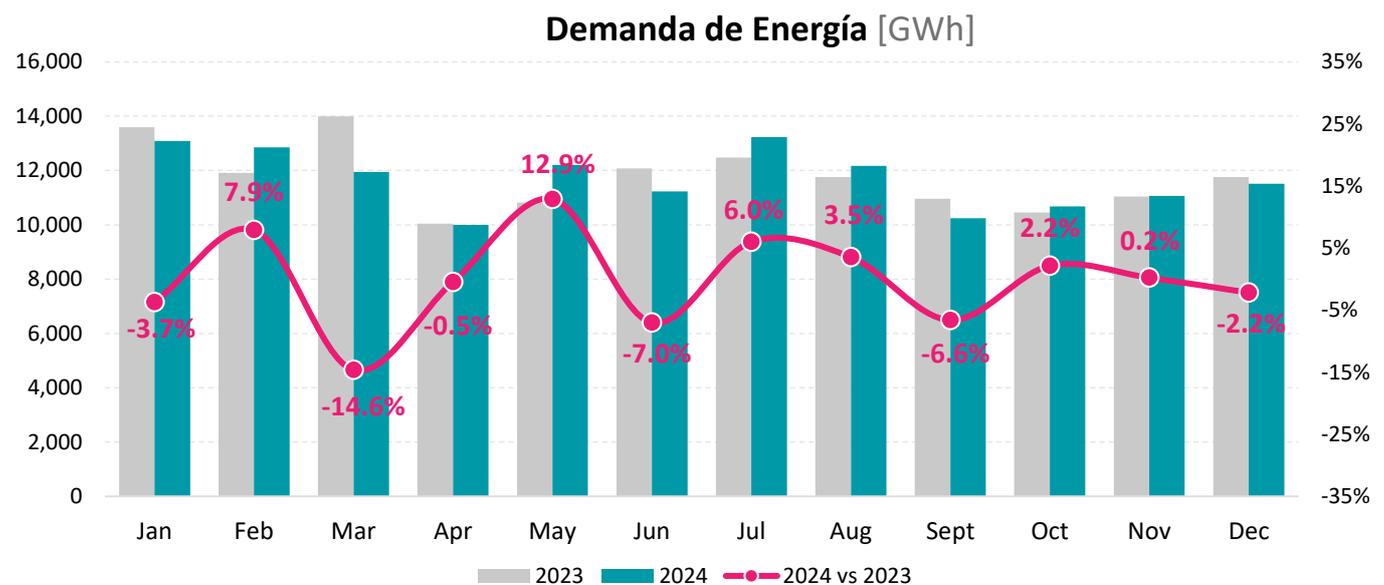
2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Demanda de energía (GWh)	33.250	33.258	0,0%	140.201	140.883	-0,5%
Residencial	14.551	14.665	-0,8%	65.367	65.268	0,2%
Comercial	9.626	9.593	0,3%	38.692	38.921	-0,6%
Industrial	9.073	9.000	0,8%	36.142	36.694	-1,5%
Generación de energía (GWh)	34.150	34.862	-2,0%	142.130	141.396	0,5%
Térmica	17.632	14.166	24,5%	75.388	73.016	3,2%
Hidráulica	8.513	12.114	-29,7%	33.425	39.332	-15,0%
Nuclear	1.472	2.811	-47,6%	10.449	8.963	16,6%
Renovable	6.533	5.771	13,2%	22.868	20.085	13,9%
Capacidad Instalada (MW)	43.350	43.773	-1,0%	43.350	43.773	-1,0%
Térmica	25.284	25.437	-0,6%	25.284	25.437	-0,6%
Hidráulica	9.639	10.834	-11,0%	9.639	10.834	-11,0%
Nuclear	1.755	1.755	0,0%	1.755	1.755	0,0%
Renovable	6.672	5.747	16,1%	6.672	5.747	16,1%

Demanda de Energía

En el cuarto trimestre de 2024, la demanda eléctrica alcanzó los 33.250 GWh, manteniéndose estable con respecto al año pasado. El descenso del 0,8% de la demanda residencial en el trimestre, explicado principalmente por las temperaturas más bajas en comparación con el cuarto trimestre de 2023, se vio compensado por un aumento del 0,3% de la demanda comercial y del 0,8% de la demanda industrial.

En términos anuales, la demanda de electricidad ascendió a 140.201 GWh en 2024, un 0,5% menos que el año anterior, debido principalmente al descenso de la actividad económica e industrial.



Fuente: CAMMESA

Generación de Energía

En el cuarto trimestre, la generación disminuyó un 2,0% hasta 34.150 GWh en comparación con el mismo periodo del año anterior. La disminución de la generación se debe principalmente a los mayores volúmenes de importación.

La generación térmica e hidroeléctrica siguieron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda en el 4T24, con una cuota del 51,6% y el 24,9% respectivamente. La generación hidráulica disminuyó un 29,7% con respecto al 4T23. La energía nuclear representó el 4,3% de la generación en el 4T24, un 47% menos que en el 4T23, ya que las centrales nucleares Atucha I y Atucha II estuvieron fuera de servicio por mantenimiento programado en el 4T24, destacando que la central Atucha II retomó operaciones a mediados de diciembre de 2024.

Las energías renovables no convencionales («ERNC») representaron el 19,1% de la generación, un 13,2% más que en el 4T23. De esta cifra, la generación eólica es la principal fuente del país (67,6%), seguida de la solar (20,3%), la hidráulica renovable (7,3%) y los biocombustibles (4,8%). El factor de capacidad medio nacional fue del 47% para la eólica y del 29% para la solar.

Para completar el suministro energético, en el 4T24 se importaron 704 GWh. Por otro lado, se registraron exportaciones de energía de 207,8 GWh en el 4T24, principalmente a Brasil. Finalmente, el saldo entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de alrededor de USD 33 millones en el último trimestre y USD 325 millones para todo el año, un 23% por debajo del 2023.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando el 99,3% del total del combustible consumido por las centrales térmicas en el 4T24 (97,1% en el 4T23). El consumo alcanzó los 43,1 MMm³/d, con un aumento del 29,4% respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a un menor consumo de combustibles líquidos (0,3 MMm³/d de gas equivalente), un 70% inferior al del 4T23.

Capacidad Instalada

A 31 de diciembre de 2024, Argentina cuenta con una capacidad instalada de 43.350 MW, un 1,0% inferior comparado con el 2023 y un 1,0% superior a la del tercer trimestre de 2024. De la capacidad instalada, el 58,3% proviene de fuentes térmicas, el 22,2% de fuentes hidroeléctricas, el 15,4% de ERNC y el 4,0% de centrales nucleares.

La disminución anual de la capacidad instalada total se explica principalmente por un cambio de criterio en los registros públicos de CAMMESA, donde antes se incluía el 100% de la capacidad instalada de la central hidroeléctrica de Yacretá, y desde agosto de 2024, CAMMESA sólo considera la porción que corresponde a la capacidad argentina.

Costos de Energía

El costo medio de generación del sistema en el 4T24 ascendió a 62,7 USD/MWh, lo que supone un aumento del 25%, o 12,7 USD/MWh, en comparación con el mismo periodo del año anterior. En términos anuales, el costo medio de generación para 2024 ascendió a 71,4 USD/MWh, un 0,3% menos que el año pasado. Esto se debió principalmente a un menor consumo de combustibles líquidos en el año y a una mayor generación renovable.

El precio estacional fue de 54,8 USD/MWh en el 4T24, y el precio medio residencial fue de 45,1 USD/MWh en este periodo. En consecuencia, el nivel de subsidio para esta demanda promedió 28% en el 4T24, significativamente menor contra el subsidio de 61% registrado en el 4T23. El precio medio estacional para 2024 ascendió a 44 USD/MWh y el precio medio para la demanda residencial fue de 32,1 USD/MWh.

El precio pagado por los GUDI (grandes consumidores industriales) en el 4T24 fue de 62,7 USD/MWh, igual que el precio de la energía en el mismo periodo, sin subsidio.

En consecuencia, el subsidio total de la energía (excluido el transporte) en el 4T24 representó aproximadamente el 6,5% del costo del sistema, un 77% menos que el año anterior, alcanzando los 137 millones USD. Sobre una base

anual, los subsidios totalizaron 3.017 millones de USD, lo que representa una contracción del 30% con respecto al 2023.

Novedades Regulatorias

RESOLUCIÓN N° 285, 20, 387, 603/2024, 27 y 113/2025

Actualizar todos los conceptos retributivos de generación no contratada (generación spot) considerando los siguientes ajustes:

- Resolución 285 / 2024: +2,7% a partir de octubre de 2024
- Resolución 20 / 2024: +6% a partir de noviembre 2024
- Resolución 387 / 2024: +5% a partir de diciembre de 2024
- Resolución 603 / 2024: +4% a partir de enero de 2025
- Resolución 27 / 2025: +4% a partir de febrero de 2025
- Resolución 113 / 2025: +1,5% a partir de marzo de 2025

RESOLUCIÓN N°294/2024

- Instruye a CAMMESA a realizar todas las acciones necesarias para habilitar la importación de energía eléctrica y potencia de países limítrofes durante las horas pico de los días críticos.
- Introduce un esquema de compensación adicional, complementario y excepcional basado en la potencia y generación disponible para las centrales térmicas de generación durante los meses y horas críticas, aplicable únicamente para las centrales térmicas sin contrato de CAMMESA y que no hayan participado previamente de la Resolución 59/2023.
- Se implementará un mecanismo de gestión de la demanda dirigido a las GUMAS del MEM cuyos requerimientos declarados superen los 10 MW de potencia.
- Instruye a las distribuidoras a elaborar planes de contingencia para evitar problemas de abastecimiento de energía en días críticos.

RESOLUCIÓN N°21/2025

- Los proyectos de generación hidroeléctrica, térmica, renovable o nuclear que se encuentren habilitados comercialmente a partir de enero de 2025 podrán firmar PPA con agentes demandantes, distribuidores o grandes usuarios del MEM (GUMA/GUME).
- Deroga la Resolución 354/2020 (establecía los distintos órdenes de prioridad para el abastecimiento de gas de CAMMESA).
- A partir de marzo de 2025, se habilita a los generadores térmicos spot a gestionar su propio combustible y podrán ser abastecidos por CAMMESA como proveedor de último recurso.
- Los contratos bajo el esquema «Energía Plus» vencen en octubre de 2025.

RESOLUCIÓN N°67/2025

Autoriza la licitación nacional e internacional 'Almacenamiento AlmaGBA' a fin de celebrar contratos de suministro (PPA) con EDENOR y EDESUR y con la garantía de pago de CAMMESA para la instalación de Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías para una potencia objetivo de 500 MW.

- Duración de los PPAs: 15 años
- Fecha límite de presentación de ofertas: 19 de mayo
- La potencia mínima a ofertar será de 10 MW y la máxima dependerá del nodo de conexión, con un máximo de 150 MW.
- Remuneración de la energía: el valor máximo a ofertar será de 15.000 USD/MW-mes
- El PPA contempla un pago por energía suministrada de 10 USD/MWh

3. Análisis de Resultados

Ingresos por ventas

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

Desglose de Ventas por Contraparte ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	18.703	13.245	41,2%	73.141	61.627	18,7%
PPA con CAMMESA	59.075	59.851	-1,3%	245.931	240.697	2,2%
PPA con YPF S.A.	32.549	25.292	28,7%	118.560	115.894	2,3%
PPA con otros privados	23.900	16.064	48,8%	69.890	57.364	21,8%
Ingreso por combustible y transporte	2.797	2.107	32,7%	16.091	14.059	14,5%
Subtotal	137.024	116.559	17,6%	523.613	489.641	6,9%
Otros ingresos por servicios	161	34	373,5%	612	484	26,4%
Total	137.185	116.593	17,7%	524.225	490.125	7,0%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Desglose de Ventas por Contraparte ² (%) (cifras no auditadas)						
	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	13,6%	11,4%	2,3%	14,0%	12,6%	1,4%
PPA con CAMMESA	43,1%	51,3%	-8,3%	46,9%	49,1%	-2,2%
PPA con YPF S.A.	23,7%	21,7%	2,0%	22,6%	23,6%	-1,0%
PPA con otros privados	17,4%	13,8%	3,6%	13,3%	11,7%	1,6%
Ingreso por combustible y transporte	2,0%	1,8%	0,2%	3,1%	2,9%	0,2%
Subtotal	99,9%	100,0%	-0,1%	99,9%	99,9%	0,0%
Otros ingresos por servicios	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%
Total	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%

2. La variación a/a se calcula como la diferencia entre el porcentaje por contraparte de cada período.

Los ingresos totales en 2024 alcanzaron los 524 millones de USD, un 7,0% más que en el mismo periodo de 2023, debido principalmente a los siguientes efectos

- (i) Consolidación durante todo el año de la central térmica de Dock Sud;
- (ii) Mayor generación de energía debido a los nuevos activos en operación; parque eólico General Levalle COD y parque solar Zonda en operación durante todo el año;
- (iii) Mayores ingresos impulsados por la reanudación de las operaciones de la central térmica Loma Campana II;
- (iv) Aumento de los precios spot en dólares;
- (v) Disminución en la generación de energía del parque eólico Los Teros debido a palas fuera de servicio y menor recurso eólico;
- (vi) Reducción del precio de la energía en la central El Bracho y Loma Campana II, según los PPA vigentes.

Costos y Otros resultados operativos

Los costos operativos (excluidas las amortizaciones) aumentaron un 8% con respecto al año anterior, debido principalmente al incremento de los costos de transporte, que se trasladan a los ingresos. Excluyendo este efecto, los costos operativos habrían aumentado un 4% explicado principalmente por la consolidación en el ejercicio

completo de la central térmica Dock Sud y la evolución de las variables macro de Argentina, particularmente en salarios y costos operativos en pesos.

Los otros resultados operativos disminuyeron, explicados principalmente por los menores intereses comerciales de CAMMESA debido a la mejora en los días de cobranza y a la reducción de las tasas de interés respecto del año anterior.

EBITDA

Como resultado, la empresa alcanzó un EBITDA de 360,6 millones de USD en el 2024. Las siguientes tablas detallan la conciliación para alcanzar el EBITDA Ajustado y el desglose del EBITDA por clase de activo:

Reconciliación del EBITDA normalizado ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
EBITDA	98.742	87.319	13,1%	360.583	452.650	-20,3%
Resultado por Compra IDC/CDS	-	-	n.a	-	(69.505)	100,0%
EBITDA ajustado	98.742	87.319	13,1%	360.583	383.145	-5,9%

EBITDA por Clase de Activos ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Energía Térmica	51.801	51.376	0,8%	206.311	234.081	-11,9%
Energía Renovable	38.075	28.406	34,0%	115.221	104.197	10,6%
Cogeneración	14.468	14.208	1,8%	58.287	67.778	-14,0%
Generación de Energía Distribuida	3.086	1.489	107,3%	9.994	7.830	27,6%
Subtotal	107.430	95.479	12,5%	389.813	413.886	-5,8%
Corporación y eliminaciones ²	(8.688)	(8.160)	6,5%	(29.230)	38.764	n.a.
Total	98.742	87.319	13,1%	360.583	452.650	-20,3%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos. Para 2023, incluye resultado de adquisición IDS/CDS.

El EBITDA generado por los activos térmicos totalizó USD 206,3 millones en 2024, un 11,9% por debajo de 2023, impulsado principalmente por menores intereses de CAMMESA debido a la reducción de los días de cobro y menores tasas de interés, la reducción de precios bajo el PPA con CAMMESA de Bracho, parcialmente compensado por la reanudación de las operaciones de las centrales térmicas Loma Campana I y II, la consolidación del año completo de la Central Térmica Dock Sud y el ajuste de precios spot.

El EBITDA generado por los activos renovables alcanzó los 115,2 millones de dólares este año, un 10,6% más que el año anterior, gracias a la entrada en operación del parque eólico de General Levalle y al funcionamiento durante todo el año del parque solar de Zonda.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración ascendió a 58,3 millones de USD, un 14% menos que en 2023, afectado por el mantenimiento mayor de LPC II durante el periodo. El EBITDA generado por los activos de energía distribuida totalizó USD 10,0 millones, 27,6% superior debido a menores gastos de mantenimiento en la central Manantiales Behr y mayor generación en la central Loma Campana Este.

Por último, la compañía registró un cargo por deterioro no recurrente de 49 millones de dólares netos en el cuarto trimestre de 2024 relacionado con nuestra central térmica Loma Campana 1, impulsado principalmente por cambios en la estimación de generación y precio esperados, considerando el potencial ejercicio del derecho a rescindir el PPA por parte de YPF SA, el offtaker del contrato, tras la intempestiva y prolongada parada de 481 días registrada entre mayo de 2023 y agosto de 2024, aunque esta rescisión aún no se ha materializado.

4. Operaciones

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

Capacidad Instalada ¹ (MW) (cifras no auditadas)			
	4T24	4T23	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	199	-
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	-
Motores Manantiales Behr	58	58	-
Central Dock Sud ¹	933	870	7,3%
Total Energía Térmica	2.740	2.677	2,4%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
PE General Levalle	155	-	n.a.
PS Zonda I	100	100	-
Total Energía Renovable	652	497	31,2%
Total	3.392	3.174	6,9%

1. Incluye el 100% de CDS.

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	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	84	245	-65,5%	1.122	1.355	-17,2%
El Bracho TG	GWh	519	451	15,0%	1.916	1.962	-2,4%
El Bracho TV	GWh	346	298	16,3%	1.257	1.359	-7,5%
Loma Campana Este	GWh	22	19	11,0%	82	72	13,1%
Loma Campana I	GWh	171	-	n.a.	231	283	-18,4%
Loma Campana II	GWh	150	1	>200%	496	146	>200%
La Plata Cogeneración I	GWh	191	204	-6,2%	844	885	-4,7%
	k Tn	367	363	1,2%	1.621	1.572	3,1%
La Plata Cogeneración II	GWh	143	158	-9,5%	580	606	-4,2%
	k Tn	363	346	4,9%	1.388	1.442	-3,7%
Motores Manantiales Behr	GWh	115	99	16,8%	428	330	29,8%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	128	127	0,8%	496	508	-2,5%
Parque Eólico Los Teros	GWh	185	192	-3,4%	706	755	-6,4%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	133	122	8,6%	556	548	1,6%
Parque Eólico General Levalle	GWh	94	-	n.a.	118	-	n.a.
Parque Solar Zonda I	GWh	84	72	16,5%	263	158	65,9%
Central Dock Sud ¹	GWh	1.252	1.162	7,7%	5.083	3.294	54,3%
Total	GWh	3.618	3.151	14,8%	14.176	12.261	15,6%
	k Tn	730	709	3,0%	3.010	3.014	-0,1%
Central Dock Sud ²	GWh	-	-	n.a.	-	639	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 Sociedad.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	633	636	-0,5%	708	701	1,0%
El Bracho TG	MW-mes	240	232	3,7%	246	244	0,8%
El Bracho TV	MW-mes	188	169	11,2%	190	188	1,1%
Loma Campana Este	MW-mes	9	8	6,3%	8	8	6,2%
Loma Campana I	MW-mes	86	-	n.a.	29	33	-12,5%
Loma Campana II	MW-mes	88	11	>200%	85	22	>200%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	89	100	-10,9%	104	105	-0,4%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	88	81	8,8%	78	80	-2,5%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	58	35	64,9%	56	36	57,7%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	694	791	-12,2%	731	809	-9,6%
Total	MW-mes	2.173	2.062	5,4%	2.236	2.225	0,5%

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

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica¹ (%) (cifras no auditadas)

	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	76%	77%	-0,5%	85%	85%	1,0%
El Bracho TG	92%	89%	3,7%	90%	93%	-3,9%
El Bracho TV	95%	86%	11,2%	95%	95%	0,5%
Loma Campana Este	100%	100%	0,0%	100%	100%	0,0%
Loma Campana I	82%	0%	n.a.	27%	31%	-12,4%
Loma Campana II	83%	10%	>200%	80%	21%	>200%
La Plata Cogeneración I	70%	78%	-10,9%	81%	82%	-0,4%
La Plata Cogeneración II	110%	112%	-2,1%	87%	112%	-22,1%
Central Térmica Manantiales Behr	100%	61%	64,9%	97%	62%	57,0%
Central Dock Sud	74%	91%	-18,2%	78%	77%	2,1%
Total	80%	78%	2,6%	82%	79%	3,2%

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.

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	60%	58%	4,0%	58%	59%	-1,7%
	Factor de disponibilidad	97%	97%	-0,3%	93%	96%	-2,5%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	49%	51%	-3,6%	47%	50%	-5,1%
	Factor de disponibilidad	90%	91%	-1,5%	88%	96%	-7,8%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	48%	40%	20,6%	52%	49%	6,4%
	Factor de disponibilidad	98%	98%	-0,5%	99%	98%	0,4%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	44%	n.a.	n.a.	37%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	71%	n.a.	n.a.	64%	n.a.	n.a.
Total Parques Eólicos¹	Factor de carga	51%	49%	4,7%	51%	52%	-0,8%
	Factor de disponibilidad	94%	95%	-0,9%	93%	96%	-3,9%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga	38%	33%	16,6%	30%	28%	8,8%
	Factor de disponibilidad	100%	99%	1,4%	100%	87%	14,8%

1. No incluye al parque eólico General Levalle

La disponibilidad comercial térmica agregada de la Compañía alcanzó el 82% en 2024, un 3,2% más que en 2023. Por el lado de la energía eólica, el factor de carga eólica medio (General Levalle no incluido) alcanzó el 51% en 2024, un 0,8% inferior al del año pasado.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la generación y disponibilidad de energía por activo:

- En el Complejo Tucumán, el factor de disponibilidad de las centrales estuvo en línea comparando con 2023 y la generación de energía disminuyó casi un 17% como consecuencia de la menor demanda de la región impactada por la menor disponibilidad de gas natural.
- La generación y la disponibilidad comercial de la central térmica El Bracho disminuyeron interanualmente, impulsadas por un mantenimiento mayor de 25 días ejecutado en el segundo trimestre de 2024 contra una parada de mantenimiento de 12 días registrada el año pasado.
- En la central térmica Manantiales Behr, la disponibilidad aumentó un 57%, debido a breves paradas forzadas registradas en 2023 por la falta de disponibilidad de gas natural.
- En la central térmica Loma Campana Este, la energía despachada aumentó un 13% respecto del año pasado debido a la mayor demanda de YPF.
- La central Loma Campana I reanudó operaciones en septiembre y, en términos anuales, la generación disminuyó 18% debido a la salida de servicio registrada entre mayo de 2023 y agosto de 2024. Sin embargo, en el cuarto trimestre la planta térmica ha estado disponible y operó con un factor de disponibilidad promedio de 82%.
- La central Loma Campana II alcanzó una disponibilidad comercial del 80%, pasando de un factor de disponibilidad del 21% en 2023, ya que la central térmica estuvo mayormente indisponible durante el año pasado.
- La Plata Cogeneración I mantuvo similares niveles de disponibilidad comercial durante el año en comparación con 2023. La producción de vapor aumentó levemente 3%.
- La Plata Cogeneración II disminuyó un 22% su disponibilidad comercial durante 2024 debido a una parada por mantenimiento mayor. Como resultado, la producción de vapor disminuyó 4% año tras año.
- Los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León alcanzaron factores de carga del 58% y 49% respectivamente, niveles similares a los registrados en 2023. Sin embargo, en el cuarto trimestre de 2024 los parques eólicos de Manantiales Behr y Cañadón León alcanzaron un factor de carga medio del 58% y del 52% respectivamente, significativamente superior al del año pasado. Además, el parque eólico Cañadón León registró en 2024 su mejor rendimiento anual desde el COD.
- El parque eólico Los Teros generó un 6,0% menos de energía que en 2023 debido a problemas técnicos en 4 palas que quedaron fuera de servicio durante el año, sumado a un menor recurso eólico.
- El parque solar Zonda, que empezó a funcionar en abril de 2023, consolidó un factor de carga del 30% en 2024, casi un 9% más que en 2023. Al completar el primer año operativo completo en 2024, la energía generada aumentó un 66%.
- La central térmica Dock Sud aumentó la generación de energía un 54% respecto al año anterior debido a la ampliación de capacidad completada en el 1T24 (habilitada comercialmente a partir del 1 de marzo de 2024) y a la consolidación del año completo.

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)						
	4T24	4T23	Var. a/a ⁽¹⁾	12M24	12M23	Var. a/a ⁽¹⁾
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	2.307	1489	54,9%	2.307	1489	54,9%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.093	1305	60,4%	6.580	4324	52,2%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	24%	27%	-3,0%	24%	27%	-3,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	25%	31%	-6,0%	26%	35%	-9,0%

1. La variación de la cuota de mercado es calculada como la diferencia entre la cuota de mercado de cada período

La cuota de mercado de YPF Luz sobre la energía vendida en el MATER asciende al 26% en 2024, por debajo del 35% registrado en 2023 debido principalmente a la entrada en funcionamiento de otros parques renovables en el mercado.

5. Inversiones

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada		Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
		(MW)	Contraparte				
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Privados	Eólica	4T24 ²	250	100%
Parque Eólico Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	1S26	80	36%
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	305	Privados	Solar	1Q26/2Q26	210	14%
Totales		523				540	

1. Corresponde al grado de avance físico al 31 de diciembre de 2024.

2. Recibió la habilitación comercial complete a fines de diciembre 2024.

Parque eólico General Levalle

Durante 2024, la compañía alcanzó el COD de su quinto activo renovable, el parque eólico General Levalle, cuya puesta en marcha se realizó en varias fases a partir de agosto y estuvo plenamente operativo a finales de diciembre. El nuevo parque eólico, ubicado en la provincia de Córdoba y compuesto por 25 aerogeneradores de tecnología Vestas, supuso una inversión total de 250 millones de dólares, de los cuales 76 millones se desembolsaron en 2024.

Además, antes de su habilitación comercial, la compañía logró contratar el 100% de la capacidad instalada con más de 27 empresas privadas que involucran a firmas de primer nivel de diversos sectores de actividad.

Parque eólico Cementos Avellaneda

En el cuarto trimestre de 2024, la empresa avanzó en la construcción del parque eólico Cementos Avellaneda, alcanzando un grado de avance del 36% y destacando los siguientes progresos:

- Se completaron cuatro de las nueve fundaciones.
- Se inició el proceso de relleno de las fundaciones.

- La construcción de las líneas de media tensión y la ampliación de la subestación eléctrica continuaron avanzando según lo previsto.

Parque solar El Quemado

Durante 2024 se ha avanzado en la construcción del parque solar El Quemado, alcanzando un grado de ejecución en torno al 14% a finales de 2024, destacando los siguientes avances:

- Se completó la preparación del sitio.
- Llegaron todos los inversores al sitio.
- Comenzó la recepción de contenedores de paneles.

Desde el punto de vista regulatorio, el 8 de enero de 2025, el proyecto fue formalmente aprobado por el gobierno como el primer proyecto RIGI en Argentina, y el nuevo SPV comenzó a recibir los beneficios impositivos establecidos bajo el nuevo esquema de inversión.

6. Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Efectivo al inicio del período	223.952	180.053	24,4%	102.439	82.329	24,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	120.498	89.416	34,8%	360.304	360.004	0,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(96.841)	(110.956)	-12,7%	(254.878)	(235.146)	8,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(38.845)	(29.822)	30,3%	(11.031)	(72.243)	-84,7%
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	4.368	(26.252)	n.a.	16.298	(32.505)	n.a.
Efectivo al cierre del período	213.132	102.439	108,1%	213.132	102.439	108,1%
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido	88.506	11.903	>200,0%	88.506	11.903	>200,0%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período	301.638	114.342	163,8%	301.638	114.342	163,8%

El **flujo de fondos neto de las actividades operativas** alcanzó los USD 360 millones en 2024, manteniéndose estable interanualmente, pero si sumamos la cobranza de bonos soberanos por las transacciones de CAMMESA de diciembre 2023 y enero 2024, llegamos a un flujo de fondos operativo acumulado de alrededor de USD 395 millones, 10% por encima del año anterior, ya que la mejora en los días de cobranza de las cuentas a cobrar de CAMMESA fue superior al impacto por deterioro de las transacciones de CAMMESA cobradas a través de bonos soberanos.

El **flujo de fondos neto de las actividades de inversión** totalizó USD 255 millones en 2024, un 8% superior al del año anterior debido al despliegue de la cartera de proyectos en construcción en 2024.

El **flujo de caja neto de las actividades de financiación** fue negativo en 11 millones de USD en 2024, compuesto en su mayor parte por 50 millones de USD en pago de dividendos, pagos de intereses y otros costes financieros parcialmente compensados por una financiación neta de 130 millones de USD obtenida durante el año.

Como resultado, el **flujo de caja libre neto** fue positivo en 59 millones de USD para todo el año 2024, ya que la fuerte generación de efectivo permitió a la empresa compensar el despliegue de nuestro plan de inversiones y nuestros pagos regulares de intereses.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** se situaron en 302 millones de USD a finales de año, casi triplicando la liquidez registrada el año pasado y cubriendo cómodamente 14 meses de vencimientos financieros. Además, la empresa continuó con una estrategia activa de gestión de la liquidez para minimizar la exposición al riesgo de tipo de cambio, terminando el trimestre con una cobertura neta consolidada de tipo de cambio de alrededor del 75% de la liquidez total.

7. Deuda Financiera

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	Var. a/a
Corto Plazo	288.457	183.418	57,3%
Largo Plazo	727.661	713.685	2,0%
Deuda Bruta	1.016.118	897.103	13,3%
Caja y Equivalentes ²	301.638	114.342	163,8%
Deuda Neta	714.480	782.761	-8,7%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA ³	2,0x	2,1x	-4,9%
Costo promedio de la deuda	5,10%	6,00%	-14,9%

1. Expresados en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio al cierre del período.
2. Incluye Efectivo y equivalentes de efectivo, Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos y Otros activos financieros, neto de cauciones.
3. Expresados en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Al 31 de diciembre de 2024, la deuda neta consolidada de YPF Luz ascendía a 714 millones de USD, disminuyendo en 69 millones de USD interanuales, en línea con el FCF positivo registrado durante 2024. La menor deuda neta permitió a la compañía disminuir levemente el ratio de apalancamiento neto de 2,1x a diciembre de 2023 a 2,0x a diciembre de 2024.

En términos de financiación, durante 2024 la empresa pudo captar más de 280 millones de USD, excluida la refinanciación anticipada internacional de las obligaciones negociables 2026. Aproximadamente el 85% de esta cantidad provino del mercado de capitales local y el 15% de préstamos financieros y representó una nueva financiación neta de casi 130 millones de USD una vez deducidas las amortizaciones de deuda pagadas durante el periodo.

En cuanto a los mercados de capitales locales, en 2024 la empresa se mostró muy activa al emitir con éxito seis nuevos bonos por un importe de 240 millones USD a un tipo medio muy competitivo del 2,9%. En particular, en noviembre de 2024, la empresa emitió dos obligaciones negociables en dólares en el mercado local por un importe de 100 millones USD. La clase XIX a 2 años se emitió por un importe de 49 millones de USD y un tipo de interés del 5,25%, mientras que la clase XX a 4 años se emitió por 51 millones de USD y un tipo de interés del 6,75%.

En cuanto al mercado internacional de capitales, a principios de octubre, la empresa refinanció con éxito las obligaciones negociables Clase II de 400 millones de USD con vencimiento en julio de 2026 mediante la Clase XVIII por 420 millones de USD. Las nuevas obligaciones negociables tienen una vida media de 7 años y se amortizará en tres cuotas consecutivas con vencimiento final el 16 de octubre de 2032. Además, el nuevo bono internacional 2032 se emitió con un rendimiento del 8,20% y un cupón del 7,87%.

Como resultado, la empresa consiguió mejorar significativamente su perfil de endeudamiento, ampliando la vida media de la deuda de 2,7 años a finales de 2023 a 4,1 años a finales de 2024 y reduciendo la tasa de interés media anual del 6,0% al 5,1%.

En cuanto a las obligaciones financieras a corto plazo, el total de vencimientos financieros consolidados para 2025 asciende a 276 millones de USD.

Por último, es importante destacar que, a raíz de la mejora en la calificación soberana, entre enero y febrero de 2025, dos agencias calificadoras globales subieron dos escalones la calificación crediticia de YPF Luz con perspectiva estable:

- Moody's ratings y Moody's local Argentina mejoraron la calificación global de Caa3 a Caa1 y la calificación local de AA a AAA, respectivamente.
- S&P Global ratings elevó la calificación internacional de YPF Luz de CCC a B-.

8. Ambiental, Social y Gobierno Corporativo (ESG)

Ambiental ⁵						
	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	624	514	21,5%	2.139	1.969	8,6%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	17,3%	16,3%	5,8%	15,1%	16,1%	-6,0%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.239.571	1.105.686	12,1%	5.113.180	4.459.388	14,7%
Intensidad emisiones GEI ³	0,284	0,293	-3,1%	0,295	0,300	-1,7%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	277.907	214.580	29,5%	962.954	902.667	6,7%
Consumo de agua (ktn) ²	1.749	1.669	4,8%	7.122	7.706	-7,6%
Intensidad de uso de agua (ktn) ²	0,40	0,44	-9,7%	0,41	0,52	-20,7%

1. No incluye Central Dock Sud. | 2. Datos estadísticos internos de la compañía. | 3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂ e)/energía eléctrica producida (MWh). | 4. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO₂ y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT, PECL y PSZ. | 5. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Informe de Sostenibilidad 2023.

En 2024, YPF Luz alcanzó una generación renovable de 2.139 GWh/año, un 8,6% superior a la de 2023, gracias al pleno funcionamiento del parque solar de Zonda, el COD del parque eólico General Levalle y el excelente desempeño de los activos renovables en operación. Este incremento se repite año tras año a medida que la compañía continúa aumentando su capacidad renovable instalada con altos estándares de eficiencia y factores de carga por encima de la media nacional.

Por otra parte, las emisiones directas totales de gases de efecto invernadero (GEI) aumentaron un 14,7% respecto de 2023, debido principalmente a la consolidación en el año completo de la central térmica Dock Sud y al reinicio de las operaciones en las centrales térmicas de Loma Campana. A pesar de este incremento, la intensidad de emisiones de GEI, KPI que la compañía se compromete a reducir en el largo plazo, disminuyó 1,7% en 2024, a través de la incorporación de activos renovables y la eficiencia de sus activos térmicos. Fiel reflejo de ello fue la actualización tecnológica llevada a cabo en la central térmica Dock Sud, que permitió a la compañía alcanzar una capacidad de potencia adicional a partir de marzo de 2024 consumiendo menos gas natural, posicionando al ciclo combinado como uno de los más eficientes del país.

Social						
	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	-	n.a.	0,77	0,73	5,5%
Porcentaje de voluntariado ²	13,8%	17,0%	-18,8%	57,0%	43,0%	32,6%
Horas de voluntariado	326	223	46,0%	1.078	780	38,2%

1. IFA = (accidentes computables por pérdidas de días x 10⁶)/horas hombre trabajadas. | 2. Incluye empleados de CDS desde el 1T24.

En cuanto a la inversión social, en el 4T24 la empresa realizó 26 actividades con comunidades locales, entre infraestructuras y actividades educativas, en las que participaron 67 empleados, alcanzando el 57% de participación en actividades de voluntariado en 2024.

En materia de seguridad, registramos un incidente en octubre de 2024 y cerramos el año con un Índice de Frecuencia de Accidentes (IFA) de 0,77, prácticamente estable frente a 2023.

Gobierno Corporativo

En 2024, YPF Luz ejecutó una auditoría interna para la recertificación de la norma ISO 37001:2016, superando con éxito el proceso de auditoría para el 100% de los activos operativos.

Además, la compañía continuó avanzando con el programa de capacitación en compliance, con foco en temas de integridad de riesgos, corrupción y conflictos de interés, y la realización de talleres en todos los sitios operativos para reforzar las políticas de integridad y compliance.

Anexo: Balance ¹ (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.976.843	2.008.894	-1,6%
Activos intangibles	7.850	8.144	-3,6%
Activos por derecho de uso	13.322	14.821	-10,1%
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	43.154	44.802	-3,7%
Inversiones en activos financieros	3.775	-	n.a.
Activos por impuesto diferido, netos	101.573	24.868	<200%
Total del activo no corriente	2.146.528	2.101.540	2,1%
Activo corriente			
Otros créditos	52.905	38.644	36,9%
Créditos por ventas	129.412	113.644	13,9%
Inversiones en activos financieros	61.603	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	26.903	11.903	126,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo	213.132	102.439	108,1%
Total del activo corriente	483.955	266.630	81,5%
TOTAL DEL ACTIVO	2.630.483	2.368.170	11,1%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	714.075	528.480	35,1%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.166.555	980.960	18,9%
Interés no controlante	159.700	132.171	20,8%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.326.255	1.113.131	19,1%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	4.087	2.885	41,7%
Pasivos por impuesto diferido, netos	16.728	175.538	-90,5%
Pasivos por arrendamientos	8.037	6.712	19,7%
Préstamos	727.661	713.685	2,0%
Pasivos por contratos	35.548	20.652	72,1%
Otros pasivos	7.383	4.210	75,4%
Cuentas por pagar	994	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	800.438	923.682	-13,3%
Pasivo corriente			
Provisiones	-	10	-100,0%
Cargas fiscales	5.476	1.218	<200%
Impuesto a las ganancias a pagar	33.403	7.240	<200%
Remuneraciones y cargas sociales	14.033	11.652	20,4%
Pasivos por arrendamientos	2.227	4.738	-53,0%
Préstamos	288.457	183.418	57,3%
Otros pasivos	4.931	774	<200%
Cuentas por pagar	149.161	122.307	22,0%
Pasivos por contratos	6.102	-	n.a.
Total del pasivo corriente	503.790	331.357	52,0%
TOTAL DEL PASIVO	1.304.228	1.255.039	3,9%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.630.483	2.368.170	11,1%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio cierre del ejercicio o período.

Anexo: Estado de Resultado Netos Consolidados ¹ (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
Ingresos por ventas	137.185	116.593	17,7%	524.225	490.125	7,0%
Costos de producción	(75.336)	(65.127)	15,7%	(281.372)	(239.791)	17,3%
Resultado bruto	61.849	51.466	20,2%	242.853	250.334	-3,0%
Gastos de administración y comercialización	(12.514)	(11.838)	5,7%	(45.377)	(46.696)	-2,8%
Otros resultados operativos netos ⁽¹⁾	(73.069)	12.327	n.a.	(38.175)	70.004	n.a.
Deterioro de activos financieros	-	-	n.a.	(33.990)	-	n.a.
Resultado operativo	(23.734)	51.955	n.a.	125.311	273.642	-54,2%
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a.	-	(590)	100,0%
Resultados financieros, netos	(17.918)	12.664	n.a.	(37.070)	(80.672)	-54,0%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(41.652)	64.619	n.a.	88.241	192.380	-54,1%
Impuesto a las ganancias	140.873	(171.144)	n.a.	174.883	(190.915)	n.a.
Resultado neto del período	99.221	(106.525)	>200,0	263.124	1.465	>200,0
Atribuible a los accionistas	93.223	(92.691)	>200,0	235.594	17.292	>200,0
Interés no controlante	5.998	(13.834)	n.a.	27.530	(15.827)	n.a.

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

Anexo: Estado de Flujos de Efectivo ¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T24	4T23	Var. a/a	12M24	12M23	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	99.221	(106.525)	n.a.	263.124	1.467	17836,2%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	-	-	n.a.	-	590	-100,0%
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	-	n.a.	-	(69.505)	100,0%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	46.176	34.720	33,0%	157.039	129.630	21,1%
Depreciación de activos por derecho de uso	582	580	0,3%	2.319	2.317	0,1%
Amortización de activos intangibles	98	66	48,5%	294	262	12,2%
Baja de propiedades, planta y equipo	(171)	2.506	n.a.	9.478	6.788	39,6%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	75.620	-	n.a.	75.620	46.800	61,6%
Resultados financieros, netos	17.918	(12.664)	n.a.	37.070	80.672	-54,0%
Movimiento de provisiones del pasivo	(312)	(489)	>200%	(453)	(415)	9,2%
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	-	n.a.	33.990	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	(140.873)	171.144	n.a.	(174.883)	190.914	n.a.
Aumento Previsión por obsolescencia	-	1	-100,0%	-	78	-100,0%
Multas contractuales	(1.188)	(2.054)	-42,2%	(4.160)	(12.958)	-67,9%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(9.063)	(1.210)	<200%	(101.903)	(68.954)	47,8%
Otros créditos	(10.471)	(24.384)	>200%	3.529	1.937	82,2%
Inventarios	-	(4)	100,0%	-	-	n.a.
Cuentas por pagar	28.921	10.646	>200%	20.594	(6.267)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	4.402	13.700	-67,9%	4.998	17.236	-71,0%
Cargas fiscales	2.468	(6.741)	n.a.	4.241	858	>200%
Otros pasivos	7.213	4.981	44,8%	7.213	4.984	44,7%
Pasivos de contratos	(645)	-	n.a.	20.999	20.652	1,7%
Pago de impuesto a las ganancias	(51)	(329)	-84,5%	(8.444)	(8.744)	-3,4%
Intereses cobrados	653	5.472	-88,1%	9.639	21.667	-55,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	120.498	89.416	34,8%	360.304	360.004	0,1%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(88.481)	(110.956)	-20,3%	(196.822)	(217.915)	-9,7%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(4.270)	-	n.a.	(12.202)	(34.122)	-64,2%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a.	(270)	(270)	0,0%
Cobranzas por otros activos financieros	7.665	-	n.a.	14.179	-	n.a.
Adquisición de participación en sociedades, neto del efectivo y equivalente de efectivo adquiridos	-	-	n.a.	-	294	-100,0%
Adquisición en otros activos financieros	(11.755)	-	n.a.	(71.557)	-	n.a.
Liquidación de otros activos financieros	-	-	n.a.	36.394	16.867	115,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	-	-	n.a.	(15.000)	-	n.a.
Préstamos (otorgados) / cobrados a partes relacionadas	-	-	n.a.	(9.600)	-	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(96.841)	(110.956)	-12,7%	(254.878)	(235.146)	8,4%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	539.083	-	n.a.	724.289	157.324	>200%
Pago de dividendos	(37.500)	-	n.a.	(37.500)	(35.156)	6,7%
Cancelación de préstamos	(507.685)	(26.528)	>200%	(606.140)	(128.928)	<200%
Pago de pasivos por arrendamientos	(806)	(689)	17,0%	(3.088)	(2.780)	11,1%
Pago de intereses y otros costos financieros	(31.937)	(2.605)	1126,0%	(88.592)	(62.703)	41,3%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(38.845)	(29.822)	30,3%	(11.031)	(72.243)	-84,7%
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(15.188)	(51.362)	-70,4%	94.395	52.615	79,4%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	4.368	(26.252)	n.a.	16.298	(32.505)	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	223.952	180.053	24,4%	102.439	82.329	24,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	213.132	102.439	108,1%	213.132	102.439	108,1%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción, excepto por los saldos de efectivo, que están al tipo de cambio de cierre de cada fecha.



YPF
LUZ

YPFLUZ.COM/RI
inversores.ypfee@ypf.com