

A large white wind turbine stands against a clear blue sky. The nacelle, the central part of the turbine, is prominently displayed and features the 'YPF LUZ' logo in teal. The blades are also white and extend from the nacelle. In the background, a vast agricultural landscape with brown and green fields stretches to the horizon.

YPF LUZ

ANUNCIO DE RESULTADOS
3° Trimestre 2024

YPF
LUZ

Sólidos resultados operativos trimestrales gracias al excelente rendimiento de los renovables y flujo de caja positivo

Buenos Aires, 6 de noviembre de 2024 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el tercer trimestre de 2024 finalizado el 30 de septiembre de 2024.

Principales Métricas

	KPI	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Datos financieros	Ingresos (k USD)	142.186	131.919	7,8%	387.040	373.531	3,6%
	EBITDA ajustado (k USD) ²	98.403	100.856	-2,5%	261.841	295.826	-11,5%
	Margen EBITDA ajustado (%)	69,2%	76,5%	-9,5%	67,7%	79,2%	-14,6%
	Resultado neto del Período (k USD)	93.372	1.820	>200%	163.903	107.992	51,8%
	Inversiones (k USD)	34.974	59.710	-41,4%	95.224	99.855	-4,6%
	Flujo de caja libre ⁵ (k USD)	34.541	37.719	-8,4%	101.232	32.138	>200%
	Deuda Neta (k USD)	670.977	719.557	-6,8%	670.977	719.557	-6,8%
	Ratio Endeudamiento Neto	1,8x	1,7x	4,9%	1,8x	1,7x	4,9%
	Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	3.299	3.174	4,0%	3.299	3.174	4,0%
Datos operativos	Energía Vendida (GWh) ⁴	3.543	3.238	9,4%	10.559	9.110	15,9%
	Energía Térmica	2.986	2.739	9,0%	9.044	7.655	18,1%
	Energía Renovable	557	499	11,6%	1.515	1.455	4,1%
	Producción de Vapor (k tn.)	717	751	-4,5%	2.280	2.305	-1,1%
	Disponibilidad Energía Térmica	87,9%	82,4%	6,7%	83,5%	85,7%	-2,6%
	Factor de Carga Energía Eólica	54,7%	50,2%	8,9%	50,7%	52,7%	-30,6%
	Factor de Carga Energía Solar	26,6%	25,8%	3,2%	27,2%	25,0%	9,1%

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 98,4 millones, -2,5% por debajo del 3T2023 debido a menores precios en el marco del PPA vigente de la central térmica Bracho y a la reducción de los intereses devengados de CAMMESA, parcialmente compensados por el sólido desempeño operativo en toda nuestra cartera de activos.

La **generación de energía térmica** ascendió a 2.986 GWh en el 3T2024 (+9,0% vs. 3T2023), explicada principalmente por la vuelta en servicio de las centrales térmicas Loma Campana I y II.

La **generación de energía renovable** aumentó un 11,6%, apalancada por factores de carga récord en los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León durante septiembre, y la puesta en operación comercial de la primera parte del parque eólico General Levalle entre agosto y septiembre.

Las **inversiones** ascendieron a 35 millones de USD, destinados en su mayor parte a la fase final del parque eólico General Levalle, cuya finalización está prevista para el cuarto trimestre de este año, la construcción del parque eólico de Cementos Avellaneda y el parque solar de El Quemado.

El **flujo de caja libre** finalizó en terreno positivo, alcanzando los 34,5 millones de dólares, impulsado por una fuerte generación de caja que permitió a la Compañía compensar el plan de inversiones y los pagos regulares de intereses, reduciendo la deuda neta a 671 millones de dólares, por debajo del trimestre anterior y del tercer trimestre del año pasado, y uno de los niveles más bajos jamás registrados, y reduciendo el ratio de apalancamiento neto a 1,8x.

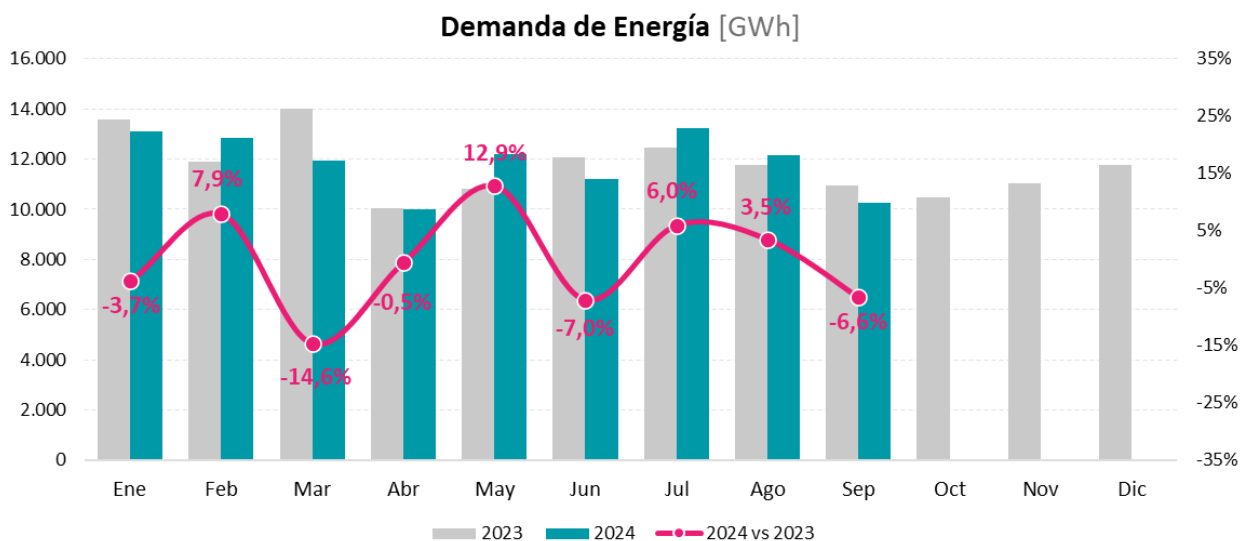
2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	3T24	2T24	3T23	Var. a/a
Demanda de energía (GWh)	35.635	33.434	35.196	1,2%
Residencial	17.031	15.544	16.696	2,0%
Comercial	9.458	9.108	9.435	0,2%
Industrial	9.146	8.782	9.065	0,9%
Generación de energía (GWh)	34.888	33.810	35.861	-2,7%
Térmica	18.782	17.620	16.557	13,4%
Hidráulica	8.017	7.839	12.026	-33,3%
Nuclear	2.378	3.373	2.233	6,5%
Renovable	5.711	4.978	5.045	13,2%
Capacidad Instalada (MW)	42.919	43.602	43.452	-1,2%
Térmica	25.165	25.112	25.405	-0,9%
Hidráulica	9.639	10.834	10.834	-11,0%
Nuclear	1.755	1.755	1.755	0,0%
Renovable	6.360	5.901	5.458	16,5%

Demanda de energía

Durante el tercer trimestre de 2024, la demanda eléctrica alcanzó los 35.635 GWh aumentando un 1,2% en comparación con el mismo periodo de 2023, debido principalmente a una mayor demanda residencial que aumentó un 2,0%, además de un ligero aumento de la demanda comercial e industrial. La expansión de la demanda residencial se explica principalmente por las temperaturas más bajas que el año anterior registradas durante los meses de invierno.

La demanda residencial (17.031 GWh) representó el 48% de la demanda total, la demanda comercial (9.458 GWh) representó el 26% de la demanda total y la demanda industrial (9.146 GWh) representó el 26% de la demanda total.



Fuente: CAMMESA

Generación de energía

La generación en el tercer trimestre de 2024 disminuyó un 2,7% en comparación con el mismo periodo del año anterior, alcanzando los 34.888 GWh. La menor generación del sistema se explicó principalmente por una contracción en la generación hidroeléctrica que redujo su actividad para generar reservas de cara a la temporada de verano, lo que resultó en mayores volúmenes de importación en comparación con el tercer trimestre de 2023.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía durante el 3T24, con 54% y 23% de participación de mercado, respectivamente, destacándose la disminución de la generación hidroeléctrica en 33% en comparación con el mismo período del año anterior. La energía nuclear representó el 7% del mercado de generación, con un salto del 6,5% frente al 3T23 debido a la mayor disponibilidad de las centrales nucleares durante el trimestre.

Las fuentes renovables no convencionales («ERNC») representaron el 16,4% de la generación, presentando un aumento del 13,2% respecto al 3T23, debido principalmente a la mayor capacidad instalada renovable. La generación eólica se mantuvo como la principal fuente renovable del país (72,9%), seguida por la solar (15,4%), la hidroeléctrica renovable (5,1%) y los biocombustibles (6,6%). El factor de carga medio del país en el tercer trimestre fue del 46,8% para la eólica y del 25,9% para la solar.

El consumo total de combustible para abastecer la generación térmica alcanzó los 44,5 MMm3/d, lo que representa un aumento del 12,2% respecto al mismo periodo del año anterior. El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación de energía, representando el 84,4% del total de combustible consumido por las centrales térmicas durante el 3T24 (86,8% durante el 3T23). Durante el trimestre, se consumieron 7,0 MMm3/d de gas natural equivalente de combustibles líquidos y carbón, lo que representa un aumento del 33,3% en comparación con el 3T23.

Para completar el abastecimiento energético, durante el 3T24 se importaron 2.298 GWh, aumentando un 88% respecto al 3T23. Por otra parte, las exportaciones de energía ascendieron a 94 GWh, principalmente al mercado brasileño. El saldo entre importaciones y exportaciones de energía a nivel argentino representó un margen negativo de aproximadamente 165 millones de dólares.

Capacidad instalada

Al 30 de septiembre de 2024, Argentina alcanzó una capacidad instalada de 42.920 MW, disminuyendo un 1,2% respecto al mismo trimestre del año anterior. El 58,6% de la capacidad instalada proviene de fuentes térmicas, el 22,5% de fuentes de generación hidroeléctrica, el 14,8% de ERNC y el 4,1% de centrales nucleares.

La disminución de la capacidad instalada total se explica principalmente por un cambio en el criterio utilizado 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'24, CAMMESA sólo considera la porción que corresponde a la capacidad argentina.

Costos de Energía

El costo medio de generación del sistema durante el 3T24 alcanzó los 85,2 USD/MWh, un 19,5% por encima del mismo periodo del año anterior, debido principalmente a un mix diferente de combustibles consumidos, con un mayor consumo de combustibles líquidos.

El precio medio equivalente residencial ascendió a 51,9 USD/MWh en el 3T2024, que incluye un subsidio del 43,3% (frente al 57,2% en el 3T23).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa fue ajustada por la Resolución 612/2023), el precio en el 3T24 ascendió a 85,2 USD/MWh, igual al precio monómico del trimestre, que no incluye subsidio.

El subsidio total a la electricidad (excluido el transporte) en el tercer trimestre del año representó el 24,1% de los costes del sistema, alcanzando los 766 millones de USD. De forma acumulada, las subvenciones alcanzaron los 2.753 millones en 2024, un 23,4% menos que en 2023.

Novedades Regulatorias

RESOLUCIÓN N°192, 234 y 283

Actualizar el precio de referencia de la potencia (POTREF) y el precio estabilizado de la energía (PEE) para todos los segmentos de demanda, considerando los siguientes ajustes:

- Resolución 192 / 2024: +4% a partir de agosto de 2024
- Resolución 234 / 2024: +5% a partir de septiembre de 2024
- Resolución 283 / 2024: +2,7% a partir de octubre de 2024

RESOLUCIÓN N°19/2024

Mantiene el precio de referencia de la potencia (POTREF) y el precio estabilizado de la energía (PEE) para todos los segmentos de demanda, como el establecido para octubre de 2024 (RESOLUCIÓN N°283/2024) para el período comprendido entre **noviembre de 2024 y abril de 2025**.

RESOLUCIÓN N°193, 233, 285 y 20 /2024

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

- Resolución 193 / 2024: +3% a partir de agosto de 2024
- Resolución 233 / 2024: +5% a partir de septiembre 2024
- Resolución 285 / 2024: +2,7% a partir de octubre 2024
- Resolución 20 / 2024: +6% a partir de noviembre de 2024

DECRETO N°713/2024

Prorroga por un año más las concesiones hidroeléctricas vigentes.

Dentro de los 180 días hábiles de publicado el decreto, la Secretaría de Energía llamará a licitación pública internacional con el objeto de vender la participación mayoritaria o de control de cada uno de los complejos hidroeléctricos (Cerro Colorado, Chocón Arroyito, Alicurá y Piedra del Águila).

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.

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)	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	20.985	17.457	20,2%	54.438	48.382	12,5%
PPA con CAMMESA	66.442	63.510	4,6%	186.856	180.847	3,3%
PPA con YPF S.A.	32.587	28.672	13,7%	86.011	90.602	-5,1%
PPA con otros privados	16.658	15.949	4,4%	45.990	41.297	11,4%
Ingreso por combustible y transporte	5.356	6.331	-15,4%	13.294	11.953	11,2%
Subtotal	142.028	131.919	7,7%	386.589	373.081	3,6%
Otros ingresos por servicios	158	-	n.a.	451	450	0,2%
Total	142.186	131.919	7,8%	387.040	373.531	3,6%

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)						
	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	14,8%	13,2%	1,5%	14,1%	13,0%	1,1%
PPA con CAMMESA	46,7%	48,1%	-1,4%	48,3%	48,4%	-0,1%
PPA con YPF S.A.	22,9%	21,7%	1,2%	22,2%	24,3%	-2,0%
PPA con otros privados	11,7%	12,1%	-0,4%	11,9%	11,1%	0,8%
Ingreso por combustible y transporte	3,8%	4,8%	-1,0%	3,4%	3,2%	0,2%
Subtotal	99,9%	100,0%	-0,1%	99,9%	99,9%	0,0%
Otros ingresos por servicios	0,1%	-	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%
Total	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%	

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

Los ingresos totales en el tercer trimestre de 2024 alcanzaron los 142 millones de dólares, un 7,8% más que en el mismo periodo de 2023, debido principalmente a los siguientes efectos

- (i) Mayor generación de energía por factores de carga récord en los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León;
- (ii) Mayor generación de energía debido a la inauguración parcial del parque eólico General Levalle;
- (iii) Mayores ingresos impulsados por la reanudación de las operaciones de las centrales térmicas Loma Campana I y II;
- (iv) Aumento en dólares del precio del programa Energía Base denominado en pesos;
- (v) Menor generación de energía debido a las obras de mantenimiento mayor de LPC II durante el período;
- (vi) Disminución en la generación de energía del parque eólico Los Teros debido a palas fuera de servicio y menor recurso eólico;
- (vii) Reducción del precio de la energía establecido en el PPA vigente de CAMMESA para la central El Bracho.

Costos y Otros resultados operativos

Los costos operativos (excluidas las amortizaciones) aumentaron un 10% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente al incremento de los costos de transporte, que se trasladan a los ingresos. Excluyendo este efecto, los costos operativos hubieran aumentado un 5% debido a la mayor actividad de

mantenimiento en el parque eólico de Los Teros y a la evolución de las variables macro de Argentina, especialmente en salarios y los costos operativos en pesos.

Los otros resultados operativos disminuyeron a 3,7 MMUSD este trimestre, un 69% inferior respecto al 3T 2023, explicado principalmente por menores intereses comerciales de CAMMESA debido a la mejora en los días de cobranza y a una reducción en las tasas de interés respecto al año anterior.

EBITDA

Como resultado, la empresa alcanzó un EBITDA de 98,4 millones de USD en el 3T24. 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)	3T24	3T23	Var a/a	9M24	9M23	Var a/a
EBITDA	98.403	100.856	-2,5%	261.841	365.331	-28,3%
Resultado por participación en negocios conjuntos	-	-	n.a	-	(590)	100,0%
Resultado por Compra IDC/CDS	-	-	n.a	-	(69.505)	100,0%
EBITDA ajustado	98.403	100.856	-2,5%	261.841	295.826	-11,5%

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

EBITDA por Clase de Activos ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
De Energía Térmica	60.413	62.875	-3,9%	154.510	182.705	-15,4%
De Energía Renovable	25.903	26.260	-1,4%	77.146	75.791	1,8%
De Cogeneración	16.372	19.481	-16,0%	43.819	53.570	-18,2%
De Generación de Energía Distribuida	2.345	1.455	61,2%	6.908	6.341	8,9%
Subtotal	105.033	110.070	-4,6%	282.383	318.408	-11,3%
Corporación y eliminaciones ²	(6.630)	(9.214)	-28,0%	(20.542)	46.924	n.a.
Total	98.403	100.856	-2,5%	261.841	365.331	-28,3%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos. No incluye resultado de adquisición IDS/CDS.

El EBITDA generado por los activos térmicos totalizó USD 60,4 millones en el 3T24, un 3,9% por debajo del 3T23, impulsado principalmente por menores intereses de CAMMESA debido a la reducción de días de cobro y menores tasas de interés, la reducción de precios bajo el PPA El Bracho con CAMMESA, parcialmente compensado por la reanudación de las operaciones de las centrales térmicas Loma Campana I y II y el ajuste de precios del programa Energía Base denominado en pesos.

El EBITDA generado por los activos renovables alcanzó los USD 25,9 millones en el trimestre, un 1,4% menos que en el mismo período del año anterior, como consecuencia de la disminución en el parque eólico Los Teros debido a las palas fuera de servicio y al menor recurso eólico, parcialmente compensado por los factores de carga récord en los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León durante septiembre y el inicio de la operación comercial de la primer parte del parque eólico General Levalle.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración ascendió a 16,4 millones de USD, un 16% inferior al del 3T23 afectado por el mantenimiento mayor de LPC II durante el período.

El EBITDA generado por los activos de energía distribuida totalizó 2,3 millones de USD, un 61,2% superior al del 3T23 debido a menores gastos de mantenimiento en la central Manantiales Behr.

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)			
	Sep-24	Sep-23	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	62	-	n.a.
PS Zonda I	100	100	-
Total Energía Renovable	559	497	12,5%
Total	3.299	3.174	4,0%

1. A partir del 2T23 se incluye en la capacidad instalada habilitada el 100% de la participación en CDS. 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	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	23	213	-89,2%	1.037	1.110	-6,6%
El Bracho TG	GWh	554	536	3,3%	1.397	1.511	-7,6%
El Bracho TV	GWh	353	349	1,2%	911	1.061	-14,2%
Loma Campana Este	GWh	23	18	29,3%	60	53	13,9%
Loma Campana I	GWh	60	-	n.a.	60	283	-78,8%
Loma Campana II	GWh	182	-	n.a.	346	146	137,3%
La Plata Cogeneración I	GWh	220	242	-9,3%	653	682	-4,2%
	k Tn	428	422	1,5%	1.254	1.209	3,7%
La Plata Cogeneración II	GWh	129	136	-4,8%	437	448	-2,4%
	k Tn	289	329	-12,3%	1.025	1.096	-6,4%
Motores Manantiales Behr	GWh	87	73	20,2%	313	231	35,4%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	132	112	17,6%	368	381	-3,5%
Parque Eólico Los Teros	GWh	181	211	-14,3%	521	563	-7,4%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	161	120	34,0%	423	425	-0,4%
Parque Eólico General Levalle	GWh	24	-	n.a.	24	-	n.a.
Parque Solar Zonda I	GWh	59	55	6,1%	179	86	107,1%
Central Dock Sud ¹	GWh	1.354	1.173	15,5%	3.831	2.132	79,7%
Total	GWh	3.543	3.238	9,4%	10.559	9.110	15,9%
	k Tn	717	751	-4,5%	2.280	2.305	-1,1%
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	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	730	708	3,1%	725	723	0,2%
El Bracho TG	MW-mes	257	253	1,7%	247	248	-0,1%
El Bracho TV	MW-mes	192	195	-1,3%	190	194	-1,8%
Loma Campana Este	MW-mes	8	8	0,0%	8	8	0,0%
Loma Campana I	MW-mes	28	-	n.a.	9	43	-78,8%
Loma Campana II	MW-mes	89	-	n.a.	84	26	>200,0%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	108	96	13,0%	109	106	2,9%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	78	81	-3,2%	78	80	-2,6%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	56	32	73,4%	56	36	55,4%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	831	797	4,2%	780	818	-4,7%
Total	MW-mes	2.378	2.170	9,6%	2.287	2.282	0,2%
Central Dock Sud ²	MW-mes	-	-	n.a.	-	243	-100,0%

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.

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)						
	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	88%	85%	3,1%	87%	87%	0,2%
El Bracho TG	99%	97%	1,7%	90%	95%	-4,7%
El Bracho TV	97%	98%	-1,3%	96%	98%	-2,2%
Loma Campana Este	100%	100%	0,0%	100%	100%	0,0%
Loma Campana I	26%	0%	n.a.	9%	41%	-78,8%
Loma Campana II	85%	0%	n.a.	79%	25%	>200,0%
La Plata Cogeneración I	85%	75%	13,0%	85%	83%	2,9%
La Plata Cogeneración II	98%	113%	-12,9%	87%	111%	-22,1%
Central Térmica Manantiales Behr	98%	56%	73,4%	97%	62%	54,7%
Central Dock Sud ¹	89%	92%	-2,9%	84%	94%	-11,2%
Total²	88%	82%	6,7%	84%	86%	-2,6%
Central Dock Sud ²	-	-	n.a.	-	13,9%	-100,0%

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	61%	52%	17,7%	57%	59%	-3,6%
	Factor de disponibilidad	93%	96%	-3,0%	92%	95%	-3,2%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	49%	56%	-12,6%	47%	50%	-5,5%
	Factor de disponibilidad	86%	97%	-11,6%	86%	97%	-11,1%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	59%	42%	41,0%	51%	52%	-1,9%
	Factor de disponibilidad	98%	98%	0,5%	99%	98%	0,4%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	25%	n.a.	n.a.	25%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	55%	n.a.	n.a.	55%	n.a.	n.a.
Total Parques Eólicos¹	Factor de carga	55%	50%	8,9%	51%	53%	-3,9%
	Factor de disponibilidad	92%	97%	-5,7%	92%	97%	-5,5%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga	27%	26%	3,2%	27%	25%	9,1%
	Factor de disponibilidad	100%	97%	3,1%	100%	81%	23,0%

1. No incluye al parque eólico General Levalle

La disponibilidad comercial térmica agregada de la Compañía alcanzó el 88% en el 3T24, un 6,7% más que en el 3T23. En cuanto a la energía eólica, el factor de carga eólica medio (sin General Levalle) alcanzó el 55% en el 3T24, un 8,9% más que en el mismo periodo del año anterior. En consecuencia, la energía vendida fue un 9,4% superior a la del mismo periodo del año anterior.

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)						
	3T24	3T23	Var. a/a ¹	9M24	9M23	Var. a/a ¹
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	2.012	1.239	62,4%	2.012	1.239	62,4%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	1.718	1.120	53,4%	4.490	3.019	48,7%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	23%	32%	-9,0%	23%	32%	-9,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	25%	35%	-10,0%	26%	36%	-10,0%

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

El market share de YPF Luz sobre la energía vendida de MATER ascendió al 25% en el 3T24, inferior al 35% registrado en el 3T23 debido principalmente a la entrada en operación de otros parques renovables en el mercado.

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 fue mayor durante el tercer trimestre 2024 que en el mismo período del año anterior y la generación de energía disminuyó casi un 90% como consecuencia de la menor demanda en la región impactada por la menor disponibilidad de gas natural.
- La generación y disponibilidad comercial de la central térmica El Bracho estuvo en línea con el mismo período del año anterior.
- En la central térmica Manantiales Behr, la disponibilidad fue un 73% superior, impulsada por las paradas forzadas menores registradas durante el tercer trimestre del año pasado, como consecuencia de la falta de disponibilidad de gas natural.
- En la central térmica de Loma Campana Este, la energía vendida aumentó un 29% frente al año pasado debido a la mayor demanda de YPF.
- La planta Loma Campana I reanudó sus operaciones durante la primera semana de septiembre.
- La planta Loma Campana II alcanzó una disponibilidad comercial del 85%, mientras que durante el mismo período del año pasado no estuvo disponible.
- La Plata Cogeneración I mantuvo mayores niveles de disponibilidad comercial durante el trimestre en comparación con el 3T23. En términos de producción de vapor, se mantuvo en niveles similares contra el 3T23.
- La Plata Cogeneración II mantuvo niveles similares de disponibilidad comercial durante el trimestre en comparación con el 3T23. En términos de producción de vapor, disminuyó 12% consecuencia del mantenimiento mayor ocurrido durante el presente trimestre.
- Los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León alcanzaron un factor de carga de 61% y 59% respectivamente, significativamente superiores al 3T23. Como resultado, la generación de energía aumentó un 18% en Manantiales Behr y un 34% en Cañadón León durante el 3T24 en comparación con el 3T23.
- El parque eólico Los Teros generó un 14% menos de energía que en el 3T23 debido a palas fuera de servicio y menor recurso eólico.
- Central Dock Sud incrementó la generación de energía en un 15% respecto del año anterior debido a la ampliación de capacidad finalizada durante el 1T24 (habilitada comercialmente a partir del 1 de marzo de 2024).

5. CAPEX

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ² (%)
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	155 ¹	Privados	Eólica	4T24	260	92%
Parque Eólico Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	1S26	80	12%
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	200	Privados	Solar	1S26	170	4%
Totales		418				510	

1. 62 MW ya se encuentran en operación, con inicio de operación comercial ocurrido entre agosto y septiembre.

2. Corresponde al grado de avance físico al 30 de septiembre del 2024.

Parque eólico General Levalle:

La construcción del proyecto de General Levalle avanzó a su etapa final, destacándose los siguientes avances:

- Finalización de la instalación, comisionado y puesta en marcha de las obras electromecánicas.
- Energización de todo el equipamiento de la subestación Gral Levalle y su conexión a la subestación Levalle, propiedad de EPEC, con las recepciones provisionales asociadas.
- Se recibieron in situ todos los componentes principales y las secciones de torre, completando así la fase de transporte terrestre.
- Se montaron 18 de las 25 unidades.
- A mediados de septiembre se logró la habilitación comercial de 62 MW (10 aerogeneradores).

Parque eólico Cementos Avellaneda:

La construcción del proyecto Cementos Avellaneda continuó durante el tercer trimestre, destacando los siguientes avances:

- Se completó el terraplén para el campo de la nueva estación transformadora y está listo para iniciar la excavación de los cimientos del edificio de celdas.
- Se recibieron 6 de las 9 unidades de limpieza de hormigón y se avanzó en los caminos de acceso a la obra.
- Avanza la preparación de los cimientos para la línea de media tensión que conectará los aerogeneradores. Ya se ha hormigonado el 30% de los cimientos.

Parque solar El Quemado I

El 15 de julio de 2024, el Directorio de la Sociedad aprobó la construcción de la primera fase de su segundo parque solar, «El Quemado 1», situado en la provincia de Mendoza.

Nos encontramos en una fase inicial con un avance del 4%, las actividades iniciales del proyecto han comenzado, destacando los siguientes avances:

- Se completó la ingeniería de los trackers.
- El contratista de la BoS ha establecido el primer equipo en el emplazamiento, trabajó en el calendario detallado y ha contratado a un subcontratista para la limpieza superficial del emplazamiento.
- Se realizó el relevamiento topográfico y replanteo de la zona del proyecto in situ.

6. Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Efectivo al inicio del período	233.010	152.368	52,9%	102.439	82.329	24,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	95.655	109.847	-12,9%	239.806	270.591	-11,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(47.382)	(36.686)	29,2%	(158.037)	(124.191)	27,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(62.125)	(36.837)	68,6%	27.814	(42.423)	n.a.
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	4.794	(8.639)	n.a.	11.930	(6.253)	n.a.
Efectivo al cierre del período	223.952	180.053	24,4%	223.952	180.053	24,4%
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido, neto de Repos	56.139	11.903	>200,0%	56.139	11.903	>200,0%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período (neto de Repos)	280.091	191.956	45,9%	280.091	191.956	45,9%

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó los 96 millones de dólares en el 3T24, un 13% inferior al del mismo período del año anterior, debido principalmente a pagos anticipados recibidos el año pasado de los clientes por ingresos en concepto de PPA. En términos acumulados, durante los nueve meses del año, el flujo de caja de las actividades operativas ascendió a 240 millones de dólares (-11% a/a), pero si sumamos el cobro de bonos soberanos por las operaciones de CAMMESA, llegamos a un flujo de caja operativo acumulado de casi 275 millones de dólares, 1,5% por encima del año anterior, ya que la mejora en los días de cobro de los créditos de CAMMESA compensó el impacto por deterioro de las cobranzas de CAMMESA de diciembre 2023 y enero 2024.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de inversión** totalizó 47 millones de dólares en el 3T24, un 29% más que hace un año, consecuencia de la creciente cartera de proyectos en construcción en 2024.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de financiación** fue negativo en 62 millones de dólares en el 3T24, como consecuencia de los vencimientos de deuda y el pago de intereses del trimestre, principalmente de bonos locales, mientras que no se registró ningún nuevo endeudamiento significativo en el trimestre, ya que en el 2T la empresa había prefinanciado parte del plan financiero del año con la emisión del bono local dólar linked por 100 millones de dólares a un año y medio con una rentabilidad del -1%.

Como resultado, el flujo de efectivo libre neto fue positivo en 35 millones de dólares en el trimestre y en 101 millones de dólares en los primeros nueve meses del año, ya que la fuerte generación de caja permitió a la empresa compensar el despliegue del plan de capex y los pagos regulares de intereses.

El rubro **efectivo e inversiones corrientes**, netas de cauciones, se situó en 280 millones de USD al final del trimestre, por encima del nivel de liquidez registrado el año pasado y cubriendo cómodamente los vencimientos financieros a corto plazo y las actividades de inversión comprometidas. Además, la empresa continuó con una estrategia activa de gestión de la liquidez para minimizar la exposición al riesgo de tipo de cambio, finalizando el trimestre con una cobertura neta consolidada de tipo de cambio del 73% de la liquidez total.

7. Financial Debt

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	30 de septiembre de 2024	30 de septiembre de 2023	Var. a/a
Corto Plazo	242.749	136.724	77,5%
Largo Plazo	708.319	774.789	-8,6%
Deuda Bruta	951.068	911.513	4,3%
Caja y Equivalentes, neta de Repos	280.091	191.956	45,9%
Deuda Neta	670.977	719.557	-6,8%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM ²	1,8x	1,7x	4,9%
Costo promedio de la deuda	5,7%	5,9%	-3,3%

1. Expresados en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio al cierre del período.

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

3. Incluye Efectivo y equivalentes de efectivo, Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos y Otros activos financieros, neto de cauciones.

Al 30 de septiembre de 2024, la deuda neta consolidada de YPF Luz asciende a 671 millones de USD, con una disminución de 46 millones de USD versus mismo trimestre del año pasado y de 49 millones de USD interanuales. La menor deuda neta y el menor EBITDA ajustado móvil de 12 meses resultaron en un leve aumento del ratio de apalancamiento neto frente al año pasado hasta 1,8x.

Durante el tercer trimestre, la Sociedad ha cancelado al vencimiento las ONs XIII y IX por 48,1 millones de USD, entre otros préstamos y deuda a corto plazo, reduciendo la deuda neta consolidada de manera interanual.

En términos de costos de financiación, el tipo de interés medio de la deuda financiera ascendió al 5,7%, ligeramente por debajo de la media registrada el año pasado.

En cuanto al perfil de vencimientos, la Compañía afronta vencimientos de deuda por 76 millones de dólares para el cuarto trimestre de 2024 y 238 millones de dólares para 2025, procedentes en su mayoría de ONs locales.

Por último, a principios de octubre, la compañía refinanció con éxito las ONs Clase II existentes de 400 millones de dólares con vencimiento en julio de 2026 a través de la emisión en el mercado internacional de las nuevas ONs Clase XVIII por 420 millones de dólares. La nueva ON tiene una vida media de 7 años y se amortizará en tres cuotas consecutivas con vencimiento final el 16 de octubre de 2032, extendiendo significativamente la vida media de nuestra deuda financiera de 2,1 años a 4,4 años. Además, la nueva ON 2032 se emitió a una tasa del 8,20% con un cupón del 7,87%, reduciendo la tasa de interés media de nuestra deuda financiera del 5,7% al 4,9%.

8. Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental ⁵						
	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	557	499	11,6%	1.515	1.455	4,1%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	15,7%	15,4%	2,0%	14,3%	16,0%	-10,2%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.268.804	1.170.116	8,4%	3.836.392	3.353.702	14,4%
Intensidad emisiones GEI ³	0,294	0,300	-2,0%	0,296	0,302	-2,0%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	244.139	225.932	8,1%	671.250	688.087	-2,4%
Consumo de agua (ktn) ²	1.578	1.825	-13,5%	5.374	6.036	-11,0%
Intensidad de uso de agua (ktn) ²	0,366	0,468	-10,1%	0,414	0,405	2,2%

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 y PECL. | 5. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Informe de Sostenibilidad 2023.

En este trimestre, la intensidad de las emisiones fue ligeramente inferior a la del mismo trimestre del año anterior, mientras que la producción de energía y las emisiones directas aumentaron. Esto se debe principalmente al mayor despacho de CDS y al retorno a operación de las centrales térmicas Loma Campana I y II.

Por otra parte, en lo que respecta a la seguridad de nuestros empleados y de los contratistas, en el 3T24 se produjo un accidente con días perdidos. El accidente ocurrió en el parque eólico Los Teros y no hubo heridos de consideración.

Social						
	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Horas de formación de empleados	8.087	10.252	-21,1%	22.135	23.240	-4,8%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,51	-	n.a.	0,51	-	n.a.
Porcentaje de voluntariado ²	23,0%	16,0%	43,8%	52,0%	33,0%	57,6%
Horas de voluntariado	309	275	12,4%	811	557	45,6%

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

En inversión social, en el 3T24 la Compañía realizó 22 actividades con comunidades locales, incluyendo actividades de infraestructura y educativas, en las que participaron 115 empleados, alcanzando el 52% de participación en actividades de voluntariado en los primeros nueve meses de 2024.

Gobierno Corporativo

Este año YPF Luz realizó una auditoría interna para la recertificación de la norma ISO 37001:2016, superando con éxito el proceso de auditoría para el 100% de nuestros activos.

Continuamos con el programa de capacitación en compliance, enfocado en temas de integridad de riesgos, corrupción y conflictos de interés. Además, realizamos talleres presenciales e interactivos sobre cumplimiento normativo en todos nuestros centros para reforzar nuestras políticas de integridad y cumplimiento normativo.

9. Hechos Relevantes del Período

Nuevo Parque Solar

El 15 de julio de 2024, el Directorio de YPF Luz aprobó la construcción de la primera etapa de su segundo parque solar, «El Quemado 1», ubicado en la localidad de Las Heras, provincia de Mendoza.

En su primera etapa, el predio tendrá una potencia total instalada de 200 MW y abastecerá la demanda industrial del Mercado a Término de Energías Renovables «MATER». La inversión estimada en esta etapa es de 170 millones de dólares.

Nombramiento de Responsable de Relaciones con el Mercado

El 10 de octubre de 2024, el Directorio de YPF Luz nombró al Sr. Leonardo Limoli como Responsable de Relaciones con el Mercado titular y al Sr. Pedro Kearney como Responsable de Relaciones con el Mercado suplente.

Anexo: Balance ¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30 de septiembre de 2024	31 de diciembre de 2023	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.983.605	2.008.894	-1,3%
Activos intangibles	7.948	8.144	-2,4%
Activos por derecho de uso	13.084	14.821	-11,7%
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	42.692	44.802	-4,7%
Inversiones en activos financieros	3.782	-	n.a.
Activos por impuesto diferido, netos	37.823	24.868	52,1%
Total del activo no corriente	2.088.945	2.101.540	-0,6%
Activo corriente			
Otros créditos	47.543	38.644	23,0%
Créditos por ventas	122.779	113.644	8,0%
Inversiones en activos financieros	51.470	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	26.903	11.903	126,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo	223.952	102.439	118,6%
Total del activo corriente	472.647	266.630	77,3%
TOTAL DEL ACTIVO	2.561.592	2.368.170	8,2%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	670.851	528.480	26,9%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.123.331	980.960	14,5%
Interés no controlante	153.703	132.171	16,3%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.277.034	1.113.131	14,7%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	4.180	2.885	44,9%
Pasivos por impuesto diferido, netos	115.939	175.538	-34,0%
Pasivos por arrendamientos	7.508	6.712	11,9%
Préstamos	708.319	713.685	-0,8%
Pasivos por contratos	36.331	20.652	75,9%
Otros pasivos	4.210	4.210	0,0%
Cuentas por pagar	994	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	877.481	923.682	-5,0%
Pasivo corriente			
Provisiones	130	10	>200%
Cargas fiscales	2.383	1.218	95,6%
Impuesto a las ganancias a pagar	21.234	7.240	193,3%
Remuneraciones y cargas sociales	10.393	11.652	-10,8%
Pasivos por arrendamientos	2.395	4.738	-49,5%
Préstamos	264.983	183.418	44,5%
Otros pasivos	1.036	774	33,9%
Cuentas por pagar	98.559	122.307	-19,4%
Pasivos por contratos	5.964	-	n.a.
Total del pasivo corriente	407.077	331.357	22,9%
TOTAL DEL PASIVO	1.284.558	1.255.039	2,4%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.561.592	2.368.170	8,2%

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)

(En miles de USD)	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
Ingresos por ventas	142.186	131.919	7,8%	387.040	373.531	3,6%
Costos de producción	(71.387)	(63.743)	12,0%	(206.036)	(174.663)	18,0%
Resultado bruto	70.799	68.176	3,8%	181.004	198.868	-9,0%
Gastos de administración y comercialización	(10.496)	(13.323)	-21,2%	(32.863)	(34.857)	-5,7%
Otros resultados operativos netos ⁽¹⁾	3.743	12.242	-69,4%	34.894	57.677	-39,5%
Deterioro de activos financieros	-	-	n.a	(33.990)	-	n.a.
Resultado operativo	64.046	67.095	-4,5%	149.045	221.688	-32,8%
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a	-	(590)	100,0%
Resultados financieros, netos	(11.983)	(33.235)	-63,9%	(19.152)	(93.336)	-79,5%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	52.063	33.860	53,8%	129.893	127.762	1,7%
Impuesto a las ganancias	41.309	(32.040)	n.a.	34.010	(19.770)	n.a.
Resultado neto del período	93.372	1.820	>200,0	163.903	107.992	51,8%
Atribuible a los accionistas	82.081	6.836	>200,0	142.371	109.985	29,4%
Interés no controlante	11.291	(5.016)	n.a.	21.532	(1.993)	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)	3T24	3T23	Var. a/a	9M24	9M23	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	93.372	1.820	5030,3%	163.903	107.992	51,8%
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	33.713	33.117	1,8%	110.863	94.910	16,8%
Depreciación de activos por derecho de uso	579	579	0,0%	1.737	1.737	0,0%
Amortización de activos intangibles	65	65	0,0%	196	196	0,0%
Baja de propiedades, planta y equipo	4.799	1.882	155,0%	9.649	4.282	125,3%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	-	-	n.a	-	46.800	-100,0%
Resultados financieros, netos	11.983	33.235	-63,9%	19.152	93.336	-79,5%
Movimiento de provisiones del pasivo	108	10	>200%	(141)	74	n.a
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	-	n.a	33.990	-	n.a
Cargo por impuesto a las ganancias	(41.309)	32.040	n.a	(34.010)	19.770	n.a
Aumento Previsión por obsolescencia	-	-	n.a	-	77	-100,0%
Multas contractuales	(2.972)	(4.037)	-26,4%	(2.972)	(10.904)	-72,7%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(9.940)	(19.706)	-49,6%	(92.840)	(67.744)	37,0%
Otros créditos	13.216	800	>200%	14.000	26.265	-46,7%
Inventarios	-	1	-100,0%	-	5	-100,0%
Cuentas por pagar	(7.794)	(2.051)	>200%	(8.327)	(16.857)	-50,6%
Remuneraciones y cargas sociales	1.437	3.483	-58,7%	596	3.536	-83,1%
Cargas fiscales	(3.611)	(1.387)	160,3%	1.773	7.599	-76,7%
Pasivos de contratos	992	20.652	-95,2%	21.644	20.652	4,8%
Pago de impuesto a las ganancias	-	(505)	100,0%	(8.393)	(8.415)	-0,3%
Intereses cobrados	1.017	9.849	-89,7%	8.986	16.195	-44,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	95.655	109.847	-12,9%	239.806	270.591	-11,4%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(35.331)	(36.686)	-3,7%	(108.341)	(106.960)	1,3%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(4.281)	-	n.a	(7.932)	(34.122)	-76,8%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a	(270)	(270)	0,0%
Cobranzas por otros activos financieros	6.514	-	n.a	6.514	-	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	(14.284)	-	n.a	(59.802)	-	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	(47.382)	(36.686)	29,2%	(158.037)	(124.191)	27,3%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	23.810	-	n.a	185.206	157.324	17,7%
Pago de dividendos	-	-	n.a	-	(35.156)	100,0%
Cancelación de préstamos	(58.873)	(10.034)	>200%	(98.455)	(102.400)	-3,9%
Pago de pasivos por arrendamientos	(873)	(693)	26,0%	(2.282)	(2.091)	9,1%
Pago de intereses y otros costos financieros	(26.189)	(26.110)	0,3%	(56.655)	(60.100)	-5,7%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(62.125)	(36.837)	68,6%	27.814	(42.423)	n.a
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo						
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	4.794	(8.639)	n.a	11.930	(6.253)	n.a
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	233.010	152.368	52,9%	102.439	82.329	24,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	223.952	180.053	24,4%	223.952	180.053	24,4%

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