



ANUNCIO DE RESULTADOS
1° Trimestre 2025

YPF
LUZ

Sólidos resultados operativos y financieros, mientras se avanza en los proyectos de crecimiento y se obtiene un flujo de caja positivo

Buenos Aires, 6 de mayo de 2025 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el primer trimestre de 2025 finalizado el 31 de marzo de 2025.

Principales Métricas

KPI		1T25	1T24	Var y/y
Datos financieros	Ingresos (k USD)	148.989	120.325	23,8%
	EBITDA ajustado (k USD) ²	103.647	69.049	50,1%
	Margen EBITDA ajustado (%)	69,6%	57,4%	21,2%
	Resultado neto del Período (k USD)	43.441	30.648	41,7%
	Inversiones (k USD)	72.763	32.215	125,9%
	Flujo de caja libre ³ (k USD)	12.309	(9.427)	21.736
	Deuda Neta (k USD)	710.626	781.084	-9,0%
Ratio Endeudamiento Neto		1,8x	2,2x	-16,5%
Capacidad Instalada EoP ² (MW)		3.392	3.237	4,8%
Datos operativos	Energía Vendida (GWh)	4.345	3.982	9,1%
	Energía Térmica	3.719	3.477	7,0%
	Energía Renovable	626	505	24,0%
	Producción de Vapor (k tn.)	827	738	12,1%
	Disponibilidad Energía Térmica	86,7%	78,3%	10,7%
	Factor de Carga Energía Eólica	47,1%	51,5%	-8,6%
	Factor de Carga Energía Solar	35,1%	32,6%	7,8%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS. | 3. 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 103,6 millones, 50% por encima del 1T24 impulsado principalmente por una mayor generación renovable tras la puesta en marcha del nuevo parque eólico Levalle, una mayor disponibilidad térmica, mejores precios spot medidos en dólares y el impacto negativo registrado el año pasado relacionado con el deterioro de las cuentas por cobrar de CAMMESA.

La **capacidad instalada** se incrementó un 5% respecto del año anterior, alcanzando los 3.392 MW explicado por el la incorporación de 155 MW del nuevo parque eólico General Levalle.

La **generación de energía** creció 9% interanual apoyada principalmente por la mayor disponibilidad en Central Dock Sur, la nueva generación renovable de Levalle y la vuelta en servicio de la central térmica Loma Campana I.

Las **inversiones** ascendieron a USD 72,8 millones (+126% vs 1T24) mayormente destinados a los 2 proyectos en construcción, el parque eólico Cementos Avellaneda y el parque solar El Quemado, cuyas puesta en marcha se esperan entre el 1er y 2do trimestre de 2026.

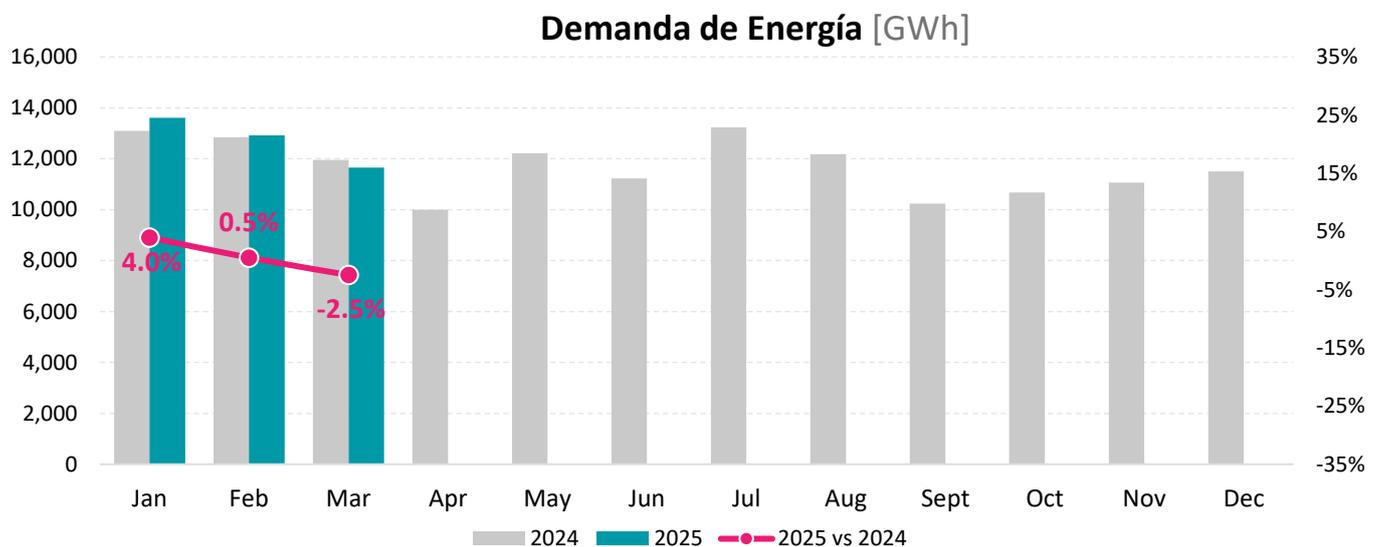
El **flujo de caja libre** se situó en terreno positivo durante el trimestre, ascendiendo a USD 12 millones, ya que nuestro flujo de caja operativo fue más que suficiente para compensar el plan de inversiones y los pagos regulares de intereses, reduciendo nuestra deuda neta a USD 711 millones y situando nuestro ratio de apalancamiento neto en 1,8x.

2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	1T25	1T24	Var y/y
Demanda de energía (GWh)	38.170	37.884	0,8%
Residencial	18.204	18.242	-0,2%
Comercial	10.709	10.500	2,0%
Industrial	9.257	9.142	1,3%
Generación de energía (GWh)	38.751	39.283	-1,4%
Térmica	23.342	21.355	9,3%
Hidráulica	6.613	9.055	-27,0%
Nuclear	2.580	3.226	-20,0%
Renovable	6.216	5.647	10,1%
Capacidad Instalada (MW)	43.555	43.874	-0,7%
Térmica	25.224	25.448	-0,9%
Hidráulica	9.640	10.835	-11,0%
Nuclear	1.755	1.755	0,0%
Renovable	6.936	5.836	18,8%

Demanda de energía

En el primer trimestre de 2025, la demanda de electricidad alcanzó los 38.170 GWh, un 0,8% más que el año anterior. El descenso del 0,2% de la demanda residencial en el trimestre motivada a temperaturas más bajas que el año anterior, fue más que compensado por la demanda comercial e industrial, que aumentaron un 2,0% y un 1,3% respectivamente, gracias a una mayor actividad económica en comparación con el año pasado.



Fuente: CAMMESA

Generación de energía

En el 1T25, la generación cayó un 1,4% respecto al mismo periodo del año anterior, totalizando 38.751 GWh, explicado principalmente por una contracción de la generación hidroeléctrica y nuclear parcialmente compensada por una mayor generación térmica y renovable.

La generación térmica e hidroeléctrica se mantuvieron como las principales fuentes de energía durante el 1T25, con 60,2% y 17,1% de participación de mercado, respectivamente. La generación hidroeléctrica disminuyó un 27,0%

respecto al 1T24 debido a menores caudales de los ríos y niveles de los embalses principalmente en las represas de Salto Grande y Comahue. La energía nuclear representó el 6,7% de la generación en 1T25, un 20% menos que en 1T24, ya que la central nuclear Atucha I estuvo fuera de servicio por mantenimiento programado, mientras que la central Atucha II volvió a entrar en servicio a mediados de diciembre de 2024.

Las energías renovables no convencionales («ERNC») representaron el 16,0% de la generación, un 10,1% más que en 1T24 impulsadas por los nuevos parques puestos en funcionamiento en los últimos 12 meses. La generación eólica se mantuvo como la principal fuente renovable del país (68,6%), seguida de la solar (19,8%), la hidráulica renovable (6,5%) y los biocombustibles (5,1%). Además, el factor de capacidad medio nacional fue del 45,6% para la eólica y del 31,4% para la solar en el primer trimestre de 2025.

En el primer trimestre del año, las importaciones de energía ascendieron a 1.006 GWh, un 77% más que el año pasado. Por otra parte, las exportaciones de energía ascendieron a 207 GWh, principalmente a Uruguay. En consecuencia, el saldo comercial de CAMESA entre importaciones y exportaciones de energía representó un margen negativo de USD 49 millones.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica representando el 97,8% del total de combustible consumido por las centrales térmicas en 1T25 representando un consumo de 56 MMm³/d, un 8,8% más que en el mismo periodo del año anterior, compensando un menor uso de combustibles líquidos.

Capacidad instalada

A 31 de marzo de 2025, Argentina registró una capacidad instalada de 43.555 MW, 0,7% por debajo de 1T24, donde la capacidad térmica disminuyó un 0,9% debido a la salida del sistema de activos antiguos, mientras que la capacidad renovable aumentó un 19%. Del total de la capacidad instalada, el 57,9% procede de fuentes térmicas, el 22,1% procede de fuentes hidroeléctricas, 15,9% de ERNC y 4,0% de centrales nucleares.

Costos de Energía

El costo medio de generación del sistema durante 1T25 ascendió a 64,4 USD/MWh, un 8% más que en el mismo periodo del año anterior.

El precio estacional totalizó 54,3 USD/MWh en 1T25, mientras que el precio medio residencial ascendió a 47,3 USD/MWh, lo que representa un nivel de subsidio del 26,6% en 1T25, significativamente inferior frente al subsidio del 75,5% registrada en 1T24.

Por otra parte, el precio de la energía para los grandes consumidores industriales (GUDI) cubrió totalmente el costo de generación del sistema en el 1T25, lo que significa que no se subsidió a este segmento de la demanda.

En consecuencia, el subsidio total a la electricidad (excluido el transporte) en el primer trimestre del año representó aproximadamente el 9% del costo del sistema, 78,3% por debajo del año anterior, alcanzando los USD 223 millones.

Novedades Regulatorias

RESOLUCION N° 603/2024, 27, 113, 143 y 177/2025

Actualiza todos los conceptos remunerativos de la generación no contractualizada (generación spot) considerando los siguientes ajustes:

- Resolución 603/2024: +4,0% desde enero 2025.
- Resolución 27/2025: +4,0% desde febrero 2025
- Resolución 113/2025: +1,5% desde marzo 2025
- Resolución 143/2025: +1,5% desde abril 2025
- Resolución 177/2025: +2,0% desde mayo 2025

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 PPAs con agentes de la demanda, 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 la opcionalidad a los generadores térmicos del mercado spot a gestionar su propio combustible y en caso de no ejercer dicha opcionalidad, pueden mantener el esquema de abastecimiento por CAMMESA como proveedor de último recurso.
- Los contratos bajo el esquema «Energía Plus» vencen en octubre de 2025.

RESOLUCIÓN N°67/2025

Autorizar la licitación nacional e internacional “AlmaGBA Almacenamiento” para celebrar contratos de suministro (PPA) con EDENOR y EDESUR y con la garantía de pago de CAMMESA por hasta 12 meses para la instalación de Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) para una potencia objetivo de 500 MW.

- Duración de PPAs: 15 años.
- Plazo de presentación de ofertas: 19 de mayo (prorrogado hasta el 10 de junio).
- 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 (USD): el valor máximo a ofertar será de 15.000 USD/MW-mes.
- El PPA contempla un pago por energía suministrada de 10 USD/MWh.

2. Resultados Económicos

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)	1T25	1T24	Var y/y
CAMMESA Energía Base	25.565	15.568	64,2%
PPA con CAMMESA	61.679	61.094	1,0%
PPA con YPF S.A.	32.630	26.489	23,2%
PPA con otros privados	24.808	14.760	68,1%
Ingreso por combustible y transporte	4.147	2.284	81,6%
Subtotal	148.829	120.195	23,8%
Otros ingresos por servicios	160	130	23,1%
Total	148.989	120.325	23,8%

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)			
	1T25	1T24	Var y/y
CAMMESA Energía Base	17,2%	12,9%	4,2%
PPA con CAMMESA	41,4%	50,8%	-9,4%
PPA con YPF S.A.	21,9%	22,0%	-0,1%
PPA con otros privados	16,7%	12,3%	4,4%
Ingreso por combustible y transporte	2,8%	1,9%	0,9%
Subtotal	99,9%	99,9%	0,0%
Otros ingresos por servicios	0,1%	0,1%	0,0%
Total	100,0%	100,0%	

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

Los ingresos por ventas totales en el primer trimestre de 2025 alcanzaron los USD 149 millones, 23,8% superiores en comparación con el mismo período de 2024, debido principalmente a los siguientes efectos:

- (i) Mayor generación de energía de nuestro nuevo parque eólico renovable General Levalle y la reanudación de las operaciones de la central térmica Loma Campana I.
- (ii) Aumento en dólares del precio del programa Energía Base denominado en pesos.
- (iii) Mayor producción de vapor en LPC II en la Refinería YPF en La Plata debido a las intensas lluvias y fallas técnicas registradas el año pasado.
- (iv) Mayor disponibilidad y generación de energía en nuestra subsidiaria controlada Central Dock Sud.

Costos y Otros resultados operativos

Los costos operativos (excluidas las depreciaciones y amortizaciones) aumentaron un 34% respecto al año anterior, debido principalmente a los mayores costos de transporte, que se trasladan a los ingresos. Excluyendo este efecto, los costos operativos hubieran aumentado un 20%, que se explica a partir de la evolución de las variables macroeconómicas de Argentina donde la inflación interanual del orden del 68% en el segmento minorista y del 34% en el mayorista, fue superior a la devaluación interanual de la moneda local, del orden del 28% en el mismo periodo.

Los otros resultados operativos totalizaron USD 1 millón positivo en este trimestre. mientras que el año pasado representaron un cargo negativo de USD 17 millones como consecuencia del deterioro de los créditos de CAMMESA correspondientes a las transacciones de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 e intereses comerciales por dichos períodos.

EBITDA

Como resultado, el EBITDA ascendió a USD 103,6 millones en 1T25. El siguiente cuadro detalla el desglose del EBITDA por clase de activo:

EBITDA por Clase de Activos¹ (cifras no auditadas)			
<i>(En miles de USD)</i>	1T25	1T24	Var y/y
De Energía Térmica	61.965	34.616	79,0%
De Energía Renovable	32.271	26.614	21,3%
De Cogeneración	15.966	12.101	31,9%
De Generación de Energía Distribuida	2.823	2.507	12,6%
Subtotal	113.025	75.838	49,0%
Corporación y eliminaciones ²	(9.378)	(6.789)	38,1%
Total	103.647	69.049	50,1%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos.

El EBITDA generado por los activos térmicos ascendió a USD 62,0 millones, un 79,0% más que en el primer trimestre de 2024, debido principalmente a una mayor disponibilidad, mejores precios en dólares del programa Energía Base denominado en pesos y el cargo negativo contabilizado el año pasado relacionado con el deterioro de las cuentas a cobrar de CAMMESA.

El EBITDA de los activos renovables alcanzó los USD 32,3 millones en el 1T 2025, 21,3% por encima del año anterior, gracias al parque eólico de General Levalle que entró en pleno funcionamiento en diciembre de 2024.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración ascendió a USD 16,0 millones, 31,9% por encima de 2024 impulsado principalmente por una mayor producción de vapor en LPC II.

El EBITDA de los activos de energía distribuida ascendió a USD 2,8 millones, 12,6% superior debido a la mayor disponibilidad en la central Manantiales Behr y a la mayor generación en la central Loma Campana Este.

3. Operaciones

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

Capacidad Instalada ¹ (MW) (cifras no auditadas)			
	1T25	1T24	Var a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho GT	274	274	-
El Bracho ST	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	933	-
Total Energía Térmica	2.740	2.740	-
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	3.237	4,8%

1. Incluye el 100% de la capacidad instalada de la participación indirecta en 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	1T25	1T24	Var a/a
Complejo Tucumán	GWh	669	798	-16,1%
El Bracho TG	GWh	477	489	-2,6%
El Bracho TV	GWh	315	328	-4,1%
Loma Campana Este	GWh	20	18	10,1%
Loma Campana I	GWh	172	-	n.a.
Loma Campana II	GWh	76	58	29,9%
La Plata Cogeneración I	GWh	212	217	-2,5%
	k Tn	408	408	-0,1%
La Plata Cogeneración II	GWh	163	143	14,5%
	k Tn	419	330	27,1%
Motores Manantiales Behr	GWh	107	111	-4,1%
PE Manantiales Behr	GWh	122	135	-10,2%
PE Los Teros	GWh	163	162	0,4%
PE Cañadón León	GWh	129	137	-5,5%
PE General Levalle	GWh	137	-	n.a.
PS Zonda I	GWh	76	71	6,1%
Central Dock Sud ¹	GWh	1.509	1.315	14,8%
Total	GWh	4.345	3.982	9,1%
	k Tn	827	738	12,1%

1. Incluye 100% de CDS.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	1T25	1T24	Var a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	706	705	0,2%
El Bracho TG	MW-mes	236	234	1,1%
El Bracho TV	MW-mes	176	185	-5,0%
Loma Campana Este	MW-mes	10	8	25,0%
Loma Campana I	MW-mes	88	-	n.a.
Loma Campana II	MW-mes	82	73	12,4%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	105	108	-2,7%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	76	77	-2,0%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	56	40	37,4%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	812	710	14,4%
Total	MW-mes	2.347	2.140	9,7%

1. 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)

	1T25	1T24	Var a/a
Complejo Tucumán	85%	85%	0,2%
El Bracho TG	90%	89%	1,1%
El Bracho TV	89%	94%	-5,0%
Loma Campana Este	100%	100%	0,0%
Loma Campana I	84%	0%	n.a.
Loma Campana II	78%	69%	12,4%
La Plata Cogeneración I	82%	84%	-2,7%
La Plata Cogeneración II	95%	100%	-5,0%
Motores Manantiales Behr	96%	70%	37,4%
Central Dock Sud	87%	76%	14,4%
Total	87%	78%	10,7%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada.

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		1T25	1T24	Var a/a
PE Manantiales Behr	Factor de carga	57%	62%	-9,2%
	Factor de disponibilidad	98%	94%	4,0%
PE Los Teros	Factor de carga	44%	44%	-0,2%
	Factor de disponibilidad	90%	90%	0,3%
PE Cañadón León	Factor de carga	50%	53%	-5,5%
	Factor de disponibilidad	98%	99%	-1,1%
PE General Levalle	Factor de carga	42%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	96%	n.a.	n.a.
Total Parques Eólicos	Factor de carga	47%	51%	-8,6%
	Factor de disponibilidad	95%	94%	1,3%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga	35%	33%	7,8%
	Factor de disponibilidad	100%	100%	0,0%

La disponibilidad comercial térmica consolidada de la Compañía alcanzó el 87% en 1T25, un 10,7% superior a la del 1T24. El factor de carga eólico promedio fue del 47% en 1T25, 8,6% inferior al del año pasado, mientras que el factor de carga solar aumentó un 7,8% respecto al mismo periodo del año anterior, totalizando un 35% en el 1T25.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de las variaciones interanuales de generación y disponibilidad de energía por activo:

- En el Complejo Tucumán, el factor de disponibilidad y la generación de energía se mantuvieron en línea con el 1T24.
- En la central térmica El Bracho, la generación de la TG y la disponibilidad comercial se mantuvieron casi sin cambios frente a 1T24, mientras que la disponibilidad de la turbina de vapor disminuyó afectada por problemas técnicos en los transformadores de tensión que provocaron su indisponibilidad durante 5 días en el mes de febrero, ya solucionados.
- En la central térmica Manantiales Behr, la disponibilidad fue 37% mayor respecto al año pasado, impulsada por las paradas forzadas de 1 motor térmico en promedio registradas en el 1T2024.
- En la central térmica Loma Campana Este, la energía generada aumentó 25% respecto al año pasado debido a la mayor demanda de YPF.
- La central Loma Campana I reanudó sus operaciones en septiembre de 2024 mientras que en el 1T 2024 estuvo fuera de servicio. Durante el 1T 2025 la central térmica operó con un factor de disponibilidad normal del 84%.
- La planta Loma Campana II incrementó la generación de energía en alrededor de 30% y alcanzó una disponibilidad comercial de 78%, 12% por encima del año pasado, debido a una indisponibilidad de más de 20 días registrada en el primer trimestre del año pasado.
- La Plata Cogeneración I mantuvo niveles similares de disponibilidad comercial y producción de vapor en comparación con 1T24.
- La producción de vapor de La Plata Cogeneración II aumentó 27% como consecuencia de la mayor demanda de la Refinería YPF debido a las intensas lluvias y fallas técnicas registradas en marzo del año pasado.
- Los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León registraron una disminución en la generación de energía del 10,2% y 5,5% respectivamente, debido a menores factores de carga que fueron parcialmente compensados por una mayor disponibilidad del parque eólico Manantiales Behr.
- La generación del parque eólico Los Teros se mantuvo constante respecto al 1T24, registrando niveles similares de recurso eólico.
- El parque solar Zonda alcanzó un factor de carga promedio del 35%, por encima del primer trimestre de 2024 mostrando un sólido desempeño en generación de energía, que subió un 6% respecto al año pasado, alcanzando, en febrero de 2025, el factor de capacidad más alto de la Argentina según registros públicos de CAMMESA.
- La central térmica Dock Sud incrementó su disponibilidad y generación de energía en más de un 14% respecto del año anterior debido principalmente a la ampliación de capacidad instalada (habilitada comercialmente a partir del 1 de marzo de 2024).

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada total en el Mercado a Término de Energías Renovables de Argentina (MATER), la energía vendida en el MATER y la participación de mercado de YPF Luz en términos de capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)

	1T25	1T24	Var. a/a ⁽¹⁾
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	2.476	1.531	61,7%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.171	1.428	52,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%) ¹	22%	26%	-4,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	24%	27%	-3,0%

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

La participación de mercado de YPF Luz en la energía vendida en el MATER ascendió al 24% en el 1T25, inferior al 27% registrado en el mismo período del año pasado debido principalmente a la entrada en operación de otros parques renovables en el mercado. Sin embargo, YPF Luz se mantuvo como el líder de mercado.

4. Inversiones

Proyectos en Construcción

Proyecto	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones	CAPEX (MMUSD)	Avance (%)
PE Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	1T26	80	~65%
PS El Quemado	Provincia de Mendoza	305	Privados	Solar	1T26/2T26	210	~30%
Total		368				290	

Parque eólico Cementos Avellaneda

En el primer trimestre de 2025, la Compañía continuó avanzando en la construcción del parque eólico Cementos Avellaneda, alcanzando un grado de avance en torno al 65%, destacando los siguientes avances:

- Se completaron las nueve fundaciones.
- La construcción de la torre del aerogenerador alcanzó un avance del 70%.
- Finalizó el proceso de relleno de las fundaciones.
- La construcción de las líneas de media tensión alcanzó un avance del 80%.
- Se instalaron los interruptores de la subestación.

Parque solar El Quemado

En el primer trimestre de 2025, también continuamos con la construcción del parque solar El Quemado, alcanzando un grado de ejecución en torno al 35% a finales de marzo de 2025, destacando los siguientes avances:

- Se completó la limpieza del sitio.
- Llegó a la obra la totalidad de los equipos solares para los primeros 200 MW.
- La obra civil de los edificios y el patio de intemperie avanzó con éxito.

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

5. Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T25	1T24	Var a/a
Efectivo al inicio del período	213.132	102.439	108,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	102.377	51.867	97,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(67.316)	(39.944)	68,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(70.743)	(20.696)	>200,0%
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	4.247	5.872	-27,7%
Efectivo al cierre del período	181.697	99.537	82,5%
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido, neto de Repos	68.403	11.903	>200,0%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período (neto de Repos)	250.100	111.440	124,4%

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó los USD 102,4 millones en 1T25, casi duplicando el 1T24, considerando la mejora en los días de cobro de CAMMESA, la mayor generación y los mejores precios spot en dólares.

El **flujo neto de efectivo de las actividades de inversión** totalizó USD 67,3 millones, 68% superior al de hace un año gracias al avance de los dos proyectos en construcción.

El **flujo neto de efectivo de las actividades de financiación** fue negativo en 70,7 millones de dólares en 1T25, debido principalmente a una amortización de bonos locales de USD 65 millones que tuvo lugar en febrero de 2025 y al pago de intereses realizado durante el trimestre.

Como resultado, en el 1T25 el flujo neto de efectivo terminó siendo positivo en USD 12 millones, ya que la fuerte generación de efectivo permitió a la empresa compensar el desarrollo de nuestro plan de inversiones y nuestros pagos regulares de intereses.

En cuanto a la liquidez, nuestro efectivo e inversiones a corto plazo se situaron al final del trimestre en USD 250 millones, más del doble de la liquidez registrada en el mismo trimestre del año anterior, cubriendo cómodamente 17 meses de vencimientos financieros. Por otra parte, la Compañía ha seguido aplicando una estrategia activa de gestión de la liquidez para minimizar la exposición al riesgo de tipo de cambio, cerrando el trimestre con una cobertura neta consolidada de tipo de cambio de alrededor del 60% de la liquidez total.

6. Deuda Financiera

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31 de marzo de 2025	31 de marzo de 2024	Var a/a
Corto Plazo	243.621	231.322	5,3%
Largo Plazo	717.105	661.204	8,5%
Deuda Bruta	960.726	892.526	7,6%
Caja y Equivalentes, neta de Repos	250.100	111.442	124,4%
Deuda Neta	710.626	781.084	-9,0%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM2	1.8x	2.2x	-16,5%
Costo promedio de la deuda	5.45%	5.98%	-8,7%

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. | 3. Expresados en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

A 31 de marzo de 2025, la deuda neta consolidada de YPF Luz ascendió a USD 711 millones, lo que representó una disminución interanual de USD 70 millones, en línea con el FCF positivo registrado durante los últimos doce meses. La menor deuda neta permitió reducir el ratio de endeudamiento neto de 2,2x en marzo de 2024 a 1,8x en marzo de 2025.

En cuanto al perfil de la deuda, la empresa enfrenta un calendario de amortizaciones muy manejable para lo que resta del año y los siguientes años. Para los próximos 9 meses de 2025, los vencimientos de deuda ascienden a USD 187 millones, de los cuales USD 100 millones corresponden a un bono local dólar linked con vencimiento en diciembre de 2025.

Por último, gracias a las tomas de deuda de 2024 y del primer trimestre de 2025, la empresa ha logrado mejorar significativamente su perfil de endeudamiento, alargando la vida media de la deuda de 2,5 años a finales de marzo de 2024 a 4,2 años a finales de marzo de 2025, y reduciendo la tasa de interés media del 6,0% al 5,4% interanual.

7. Ambiental, Social y Gobierno Corporativo (ESG)

Ambiental ⁴			
	1T25	1T24	Var a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	626	505	23,8%
ERNC/Total de energía generada (%)	14,4%	12,7%	13,5%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	1.557.827	1.445.529	7,8%
Intensidad emisiones GEI ²	0.300	0.303	-1,0%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) (tCO ₂) ³	270.961	224.349	20,8%
Consumo de agua (ktn) ¹	2.363	2.202	7,3%
Intensidad de uso de agua (ktn) ¹	0,45	0,46	-1,5%

1. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 2. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂e)/energía eléctrica producida (MWh). | 3. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO₂ y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT, PECL, PEGE y PS Zonda. | 4. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Informe de Sostenibilidad 2024.

En 1T25, YPF Luz alcanzó una generación renovable de 626 GWh, 23,8% superior a la del mismo período del año anterior, principalmente por el COD del parque eólico General Levalle.

Además, en el primer trimestre de 2025, a pesar de que las emisiones de carbono y el consumo de agua aumentaron en términos absolutos debido a la mayor generación térmica, la intensidad de las emisiones de carbono se contrajo ligeramente en un 1% gracias a la nueva generación renovable del parque eólico Levalle y al buen desempeño del resto de parques renovables.

Por último, en términos de seguridad, registramos un incidente durante el trimestre con un empleado de una empresa contratista en el proyecto PECASA, finalizando con un Índice de Frecuencia de Accidentes (IFA) de 1,71.

Gobierno Corporativo

Durante el primer trimestre de 2025 continuamos con el Plan de Cumplimiento y Auditoría Interna. Definimos el plan anual de capacitación en temas a medida de las necesidades de la Compañía. Lanzamos el Programa de Desarrollo de Terceros, invitando a nuestros proveedores a revisar sus programas de cumplimiento de acuerdo a los estándares de YPF LUZ.

Adicionalmente, produjimos y publicamos entrevistas a los miembros del Comité de Dirección promoviendo la cultura de compliance de la Compañía y analizando la matriz de riesgos y controles.

Anexo: Balance ¹ (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.011.356	1.976.843	1,7%
Activos intangibles	7.740	7.850	-1,4%
Activos por derecho de uso	19.814	13.322	48,7%
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	32.647	43.154	-24,3%
Inversiones en activos financieros	6.962	3.775	84,4%
Activos por impuesto diferido, netos	115.270	101.573	13,5%
Total del activo no corriente	2.193.800	2.146.528	2,2%
Activo corriente			
Otros créditos	46.802	52.905	-11,5%
Créditos por ventas	142.231	129.412	9,9%
Inversiones en activos financieros	43.316	61.603	-29,7%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	25.087	26.903	-6,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo	181.697	213.132	-14,7%
Total del activo corriente	439.133	483.955	-9,3%
TOTAL DEL ACTIVO	2.632.933	2.630.483	0,1%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	752.276	714.075	5,3%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.204.756	1.166.555	3,3%
Interés no controlante	164.940	159.700	3,3%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.369.696	1.326.255	3,3%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	4.284	4.087	4,8%
Pasivos por impuesto diferido, netos	20.375	16.728	21,8%
Pasivos por arrendamientos	15.366	8.037	91,2%
Préstamos	717.105	727.661	-1,5%
Pasivos por contratos	37.823	35.548	6,4%
Otros pasivos	7.259	7.383	-1,7%
Cuentas por pagar	1.515	994	52,4%
Impuesto a las Ganancias a pagar	22.520	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	826.247	800.438	3,2%
Pasivo corriente			
Provisiones	-	-	n.a.
Cargas fiscales	11.166	5.476	103,9%
Impuesto a las ganancias a pagar	28.128	33.403	-15,8%
Remuneraciones y cargas sociales	11.070	14.033	-21,1%
Pasivos por arrendamientos	1.566	2.227	-29,7%
Préstamos	243.621	288.457	-15,5%
Otros pasivos	4.862	4.931	-1,4%
Cuentas por pagar	130.418	149.161	-12,6%
Pasivos por contratos	6.159	6.102	0,9%
Total del pasivo corriente	436.990	503.790	-13,3%
TOTAL DEL PASIVO	1.263.237	1.304.228	-3,1%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.632.933	2.630.483	0,1%

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>	1T25	1T24	Var. a/a
Ingresos por ventas	148.989	120.325	23,8%
Costos de producción	(69.607)	(58.824)	18,3%
Resultado bruto	79.382	61.501	29,1%
Gastos de administración y comercialización	(14.398)	(10.712)	34,4%
Otros resultados operativos netos	711	8.385	-91,5%
Deterioro de activos financieros	-	(25.389)	100,0%
Resultado operativo	65.695	33.785	94,5%
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a
Resultados financieros, netos	(14.932)	2.485	n.a.
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	50.763	36.270	40,0%
Impuesto a las ganancias	(7.322)	(5.622)	30,2%
Resultado neto del período	43.441	30.648	41,7%
Atribuible a los accionistas	38.201	26.057	46,6%
Interés no controlante	5.240	4.591	14,1%

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)	1T25	1T24	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado neto del período	43.441	30.648	41,7%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:			
Baja de activos por derecho de uso	(115)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	37.236	34.621	7,6%
Depreciación de activos por derecho de uso	606	579	4,7%
Amortización de activos intangibles	110	65	69,2%
Baja de propiedades, planta y equipo	1.014	2.729	-62,8%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	-	-	n.a.
Resultados financieros, netos	14.932	(2.485)	n.a.
Movimiento de provisiones del pasivo	65	(346)	n.a.
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	25.389	-100,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	7.322	5.622	30,2%
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos por ventas	(14.577)	(82.186)	-82,3%
Otros créditos	2.297	16.442	-86,0%
Inventarios	-	-	n.a.
Cuentas por pagar	3.727	(7.378)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	(2.459)	(2.683)	-8,3%
Cargas fiscales	6.012	4.621	30,1%
Pasivos de contratos	2.332	20.652	-88,7%
Pago de impuesto a las ganancias	-	(115)	100,0%
Intereses cobrados	434	5.692	-92,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	102.377	51.867	97,4%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(76.977)	(24.381)	>200%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	(1.264)	100,0%
Adquisición de activos Intangibles	-	(270)	100,0%
Cobranzas por otros activos financieros	7.142	-	n.a.
Adquisición en otros activos financieros	(13.461)	(14.031)	-4,1%
Liquidación de otros activos financieros	14.164	2	>200%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	1.816	-	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(67.316)	(39.944)	68,5%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Préstamos obtenidos	20.000	29.215	-31,5%
Pago de dividendos	-	-	n.a.
Cancelación de préstamos	(83.847)	(22.689)	>200%
Pago de pasivos por arrendamientos	(685)	(690)	-0,7%
Pago de intereses y otros costos financieros	(6.211)	(26.532)	-76,6%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(70.743)	(20.696)	>200%
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(35.682)	(8.773)	>200%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	4.247	5.872	-27,7%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	213.132	102.439	108,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	181.697	99.538	82,5%

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