

ANUNCIO DE RESULTADOS

4˚ trimestre y año completo 2025

No auditados

YPF LUZ

Sólidos resultados impulsados por el fuerte desempeño de los activos, superando los objetivos anuales

Buenos Aires, 25 de febrero de 2026 – YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF Luz" ó la "Compañía"), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el cuarto trimestre y año completo 2025 finalizados el 31 de diciembre de 2025.

RESUMEN[1]

	KPI	4T25	4T24	*Var.*	12M25	12M24	*Var.*
DATOS FINANCIEROS	Ingresos (k USD)	157.551	137.185	*14,8%*	640.817	524.225	*22,2%*
	EBITDA ajustado (k USD)	116.449	98.743	*17,9%*	427.470	360.584	*18,5%*
	Margen EBITDA ajustado (%)	73,9%	72,0%	*2,7%*	66,7%	68,8%	*-3,0%*
	Resultado neto del Período (k USD)	(22.784)	99.221	*n.a.*	7.363	263.124	*-97,2%*
	Inversiones (k USD)	69.637	114.861	*-39,4%*	280.429	210.085	*33,5%*
	Flujo de caja libre (k USD)[2]	31.969	(4.998)	*n.a.*	48.745	59.329	*-17,8%*
	Deuda Neta (k USD)	755.299	714.480	*5,7%*	755.299	714.480	*5,7%*
	Ratio Endeudamiento Neto	1,77x	1,98x	*-10,8%*	1,77x	1,98x	*-10,8%*
DATOS OPERATIVOS	Capacidad Instalada EoP(MW)[3]	3.497	3.392	*3,1%*	3.497	3.392	*3,1%*
	Energía Vendida (GWh)	3.930	3.618	*8,6%*	15.365	14.176	*8,4%*
	Energía Térmica	*3.179*	*2.994*	*6,2%*	*12.672*	*12.037*	*5,3%*
	Energía Renovable	*751*	*624*	*20,3%*	*2.693*	*2.139*	*25,9%*
	Producción de Vapor (k tn.)	739	730	*1,3%*	2.950	3.010	*-2,0%*
	Disponibilidad Energía Térmica	89,4%	80,3%	*11,4%*	87,4%	82,6%	*5,8%*
	Factor de Carga Energía Eólica	53,8%	51,4%	*4,5%*	49,9%	51,4%	*-2,8%*
	Factor de Carga Energía Solar	37,0%	38,1%	*-2,9%*	30,8%	30,0%	*2,9%*

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye flujo de caja de actividades operativas menos CAPEX y M&A (actividades de inversión), pagos de intereses, costos financieros y arrendamientos (actividades de financiación). | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS.

1. PRINCIPALES HITOS

El **EBITDA ajustado** creció 19% interanual hasta USD 427,5 millones en 2025, impulsado principalmente por la contribución de todo el año del parque eólico General Levalle, que alcanzó la plena operación comercial en 4T24, una mayor disponibilidad y generación en nuestra central térmica Central Dock Sud ("CDS"), una mayor disponibilidad en el Complejo Tucumán, el retorno al servicio de la central térmica Loma Campana I, mayores precios de la energía para nuestros activos térmicos en el mercado spot y un margen adicional derivado del nuevo régimen regulatorio de autoabastecimiento de combustible.

En el 4T25, el EBITDA ajustado creció 18% interanual hasta USD 116,4 millones, explicado por mayor disponibilidad y despacho en CDS y el Complejo Tucumán, y por la contribución del parque eólico General Levalle operando durante todo el trimestre.

La **capacidad instalada** creció 3% interanual hasta 3.497 MW en 2025, principalmente por la habilitación comercial parcial de hasta 100 MW del parque solar El Quemado en diciembre 2025.

La **generación de energía** aumentó 8% interanual en 2025, impulsada principalmente por la contribución de todo el año del parque eólico General Levalle, el retorno a operación de la central térmica Loma Campana I y un mayor despacho de energía en las centrales térmicas CDS y El Bracho. Esto fue parcialmente compensado por un menor despacho en la central térmica Loma Campana II, debido a una menor demanda, y en la planta de Cogeneración La Plata I ("LPC I"), como consecuencia de una menor disponibilidad.

Las **inversiones** totalizaron USD 280,4 millones en 2025, lo que representa un incremento del 34% respecto de 2024, principalmente destinadas a los proyectos en construcción, en línea con el avance a lo largo del año del parque eólico Cementos Avellaneda ("CASA") y del parque solar El Quemado.

En este sentido, en diciembre de 2025, el parque solar El Quemado alcanzó su habilitación comercial parcial por una capacidad neta de hasta 100 MW, sobre una capacidad instalada total esperada de 305 MW, mientras que el parque eólico CASA alcanzó su habilitación comercial en febrero de 2026, con una capacidad instalada de hasta 63 MW.

El **flujo de caja libre** fue positivo por USD 48,7 millones en 2025, en comparación con USD 59,3 millones en 2024, ya que el mayor flujo de caja operativo y los menores pagos de intereses y otros costos financieros fueron más que compensados por un mayor capex. No obstante, el ratio de endeudamiento neto se redujo a 1,77x desde 1,98x en el año anterior, dado que el aumento del EBITDA más que compensó el mayor nivel de deuda neta.

2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

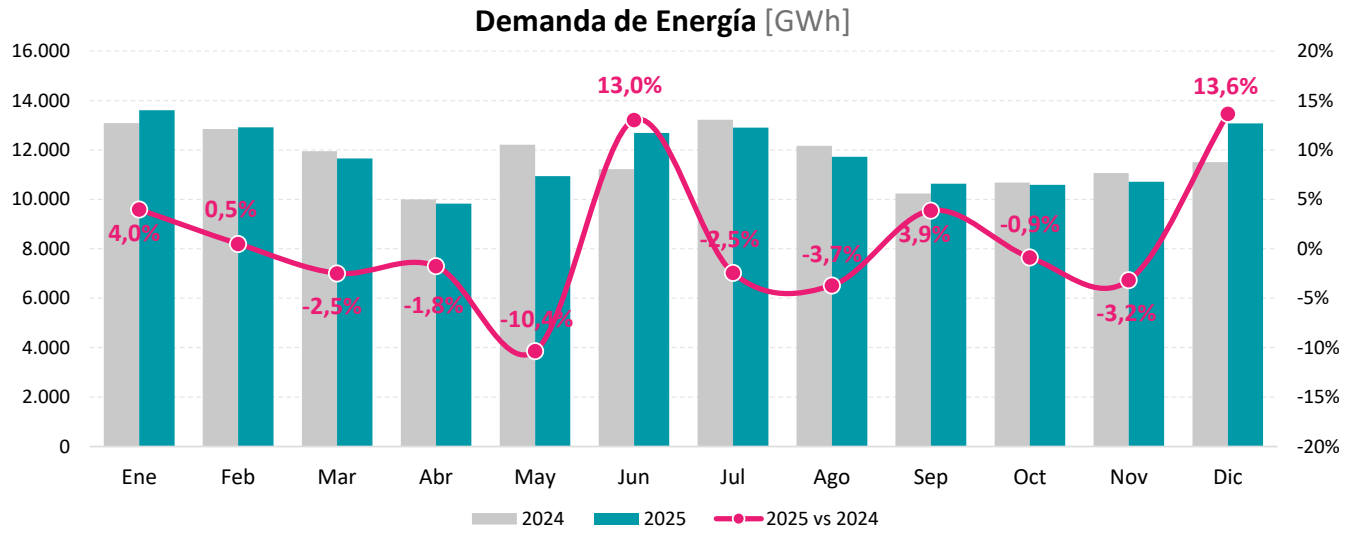
DEMANDA, GENERACIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA

	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Demanda de energía (GWh)	34.373	33.250	3,4%	141.252	140.201	0,7%
Residencial	15.703	14.551	7,9%	66.230	65.367	1,3%
Comercial	9.420	9.626	-2,1%	38.542	38.692	-0,4%
Industrial	9.250	9.073	2,0%	36.480	36.142	0,9%
Generación de energía (GWh)	35.583	34.150	4,2%	142.789	142.130	0,5%
Térmica	16.929	17.632	-4,0%	75.225	75.388	-0,2%
Hidráulica	8.271	8.513	-2,8%	30.144	33.425	-9,8%
Nuclear	2.764	1.472	87,8%	10.761	10.449	3,0%
Renovable	7.620	6.533	16,6%	26.659	22.868	16,6%
Capacidad Instalada (MW)	44.177	43.350	1,9%	44.177	43.350	1,9%
Térmica	25.105	25.284	-0,7%	25.105	25.284	-0,7%
Hidráulica	9.639	9.639	0,0%	9.639	9.639	0,0%
Nuclear	1.755	1.755	0,0%	1.755	1.755	0,0%
Renovable	7.678	6.672	15,1%	7.678	6.672	15,1%

Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

DEMANDA DE ENERGÍA

Durante el cuarto trimestre de 2025, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 34.373 GWh, lo que representa un incremento del 3,4% en comparación con el mismo período de 2024. En el trimestre, la demanda residencial creció 7,9%, acompañada por un aumento del 2,0% en la demanda industrial. En contraste, la demanda comercial se ubicó 2,1% por debajo de los niveles de 4T24. En términos anuales, la demanda de energía aumentó 0,7% en 2025 respecto del año anterior, principalmente como resultado de una mayor demanda residencial e industrial, reflejando una mejora en las condiciones económicas, parcialmente compensada por una menor demanda comercial.



Fuente: CAMMESA

GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía eléctrica durante el 4T25 aumentó 4,2% en comparación con el mismo período del año anterior, alcanzando los 35.583 GWh. Este crecimiento fue impulsado principalmente por una mayor demanda de energía respecto del mismo trimestre del año previo y por el retorno a operación de la central nuclear Atucha II, que se encontraba fuera de servicio en el 4T24 hasta diciembre de 2024.

Las generaciones térmica e hidroeléctrica se mantuvieron como las principales fuentes para cubrir la demanda de energía en el 4T25, con participaciones del 48% y 23%, respectivamente. La generación hidroeléctrica se redujo 2,8% en comparación con el 4T24. La generación nuclear representó el 8% de la producción total en el 4T25, con un incremento interanual del 87,8%, explicado por el ya mencionado retorno a la operación de la central nuclear Atucha II. La central nuclear Atucha I permaneció fuera de servicio durante el trimestre, en el marco de su proceso de extensión de vida útil. En términos anuales, la oferta de energía aumentó 0,5% en 2025 respecto del año anterior, ya que el mayor aporte de generación renovable proveniente de nuevos proyectos que entraron en operación fue parcialmente compensado por una menor generación hidroeléctrica, como consecuencia de menores caudales y niveles de embalse en Salto Grande y las represas del Comahue.

Las energías renovables no convencionales (“ERNC”) representaron el 21% de la generación en el 4T25, lo que implica un incremento del 17% respecto del mismo trimestre del año anterior, impulsado por la nueva capacidad renovable instalada. Dentro de esta participación, la generación eólica se mantuvo como la principal fuente renovable del país (67%), seguida por la solar (23%), los biocombustibles (5%) y la hidráulica renovable (5%). Durante el 4T25, el factor de capacidad promedio a nivel nacional alcanzó el 51,2% para la generación eólica y el 34,3% para la generación solar.

Para completar el abastecimiento de energía, las importaciones totalizaron 196 GWh en el 4T25, lo que representa una caída del 72% en comparación con el mismo período del año anterior. Asimismo, durante el 4T25, las exportaciones de energía alcanzaron los 111 GWh, principalmente destinadas a Uruguay (85 GWh) y Brasil (26 GWh). Como resultado, el balance entre importaciones y exportaciones representó un margen levemente negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 3 millones el cuarto trimestre del 2025.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando el 99,5% del total de combustible consumido por las centrales térmicas en el 4T25 (en comparación con el 99,3% en el 4T24). El consumo total de combustible alcanzó los 38,7 MMm³/d, lo que representa una disminución del 10% respecto del mismo período del año anterior.

CAPACIDAD INSTALADA

Al 31 de diciembre de 2025, la capacidad instalada de Argentina ascendía a 44.177 MW, lo que representa un incremento interanual del 1,9% y un aumento del 0,7% en comparación con el tercer trimestre de 2025. Del total de la capacidad instalada, el 57% corresponde a generación térmica, el 22% a fuentes hidroeléctricas, el 17% a energías renovables no convencionales y el 4% a centrales nucleares.

COSTOS DE ENERGÍA

Durante el 4T25, el precio promedio del mercado spot se ubicó en USD 60,6/MWh, lo que representa una disminución interanual del 11%, explicada principalmente por la implementación de la Resolución N° 400/2025. Dicha resolución reasignó los contratos existentes con CAMMESA, la generación nuclear, la generación hidroeléctrica y las importaciones oportunistas ("Generación Asignada") a la demanda estacionalizada, mientras que los grandes usuarios no contratados quedaron expuestos al precio spot, reflejando de manera más precisa el costo marginal del sistema. Como resultado, esta reasignación derivó en un mayor costo monómico para la demanda estacionalizada, al tiempo que redujo el precio del mercado spot.

En el mismo período, el precio estacional se ubicó en USD 48,8/MWh, mientras que la tarifa residencial promedio fue de USD 40,8/MWh. En consecuencia, según estimaciones de la Compañía, los subsidios ascendieron a USD 481,9 millones para la demanda residencial y a USD 56,5 millones para la demanda comercial, totalizando USD 538,4 millones, equivalentes al 31% de los costos totales del sistema. Esto representa un incremento del 108% en comparación con el 4T24. No obstante, en términos anuales, los subsidios totalizaron USD 2.808,6 millones en 2025, por debajo de los USD 3.208,9 millones registrados en 2024.

NOVEDADES REGULATORIAS

RESOLUCIÓN N° 381/2025

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

- Resolución 381/2025: +0.5% desde octubre 2025

RESOLUCIÓN N° 400/2025

Objetivo de normalizar progresivamente el Mercado Eléctrico Mayorista, fomentando la competencia y la libre contratación entre los participantes del mercado, descentralizando la gestión de combustibles y estableciendo incentivos económicos para la incorporación de nueva capacidad de generación.

Introduce mecanismos para optimizar la gestión de la demanda, diferenciar la remuneración entre generación existente y nueva, y mejorar la transparencia en los cargos y precios del sistema.

Estas medidas buscan garantizar la confiabilidad del suministro, la eficiencia operativa y la sostenibilidad económica del sector eléctrico nacional.

La resolución entró en vigencia el 1 de noviembre de 2025

RESOLUCIÓN N° 483 AND 602/2025

Actualiza todos los conceptos de remuneración de las centrales eléctricas que se encuentren bajo el esquema de 'generación regulada' dentro del marco de la Resolución 400/2025 considerando los siguientes ajustes:

- Resolución 483/2025: +3.5% desde noviembre 2025

- Resolución 602/2025: +2.0% desde diciembre 2025

RESOLUCIÓN N° 384/2025

Adjudica los contratos adicionales resultantes de la licitación para sistemas de almacenamiento en baterías, en el marco del mecanismo de PPA para capacidad de almacenamiento. El acto establece los proyectos seleccionados, sus potencias adjudicadas y las condiciones contractuales aplicables para la firma de los acuerdos con CAMMESA. La medida busca fortalecer la flexibilidad operativa del sistema eléctrico, incrementar la capacidad de respaldo e impulsar inversiones en infraestructura de almacenamiento

RESOLUCIÓN N° 501/2025

Establece los lineamientos y cronograma para la salir del Plan Gas en lo correspondiente a volúmenes regulados, definiendo condiciones para la transición hacia esquemas de abastecimiento gestionados por los generadores. También fija los procedimientos para ofertas, nominaciones y conciliación de consumos en el período posterior a la finalización del régimen

RESOLUCIÓN N° 606/2025

Instruye la desvinculación progresiva de los contratos de suministro gestionados por ENARSA bajo el Plan Gas, transfiriendo a los generadores la responsabilidad de su abastecimiento a partir de la finalización del régimen. Establece procedimientos transitorios, plazos y parámetros de liquidación para el cierre definitivo de dichos contratos

RESOLUCIÓN N° 921/2025

Aprueba la ejecución de un conjunto de ampliaciones en el sistema de transporte eléctrico en alta tensión, incluyendo nuevas líneas, equipamiento de transformación y obras asociadas. Define los plazos de ejecución, mecanismo de asignación de costos y la modalidad de remuneración de las inversiones, orientadas a reforzar la capacidad del sistema y acompañar el crecimiento de la demanda.

3. RESULTADOS CONSOLIDADOS

INGRESOS POR VENTAS

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

VENTAS POR CONTRAPARTE[1]

En miles de USD – cifras no auditadas	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Mercado spot	34.745	18.703	85,8%	135.434	73.141	85,2%
PPAs con CAMMESA	49.972	59.075	-15,4%	245.643	245.931	-0,1%
PPAs con YPF S.A.	31.821	32.549	-2,2%	131.199	118.560	10,7%
PPAs con otros privados	32.736	23.900	37,0%	108.119	69.890	54,7%
Ingreso por combustible y transporte	8.148	2.797	191,3%	19.864	16.091	23,4%
Subtotal	**157.422**	**137.024**	**14,9%**	**640.259**	**523.613**	**22,3%**
Otros ingresos por servicios	129	161	-19,9%	558	612	-8,8%
Total	**157.551**	**137.185**	**14,8%**	**640.817**	**524.225**	**22,2%**

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

VENTAS POR CONTRAPARTE[2]						
En porcentaje – cifras no auditadas	**4T25**	**4T24**	**Var.**	**12M25**	**12M24**	**Var.**
Mercado spot	22,1%	13,6%	8,4%	21,1%	14,0%	7,2%
PPAs con CAMMESA	31,7%	43,1%	-11,3%	38,3%	46,9%	-8,6%
PPAs con YPF S.A.	20,2%	23,7%	-3,5%	20,5%	22,6%	-2,1%
PPAs con otros privados	20,8%	17,4%	3,4%	16,9%	13,3%	3,5%
Ingreso por combustible y transporte	5,2%	2,0%	3,1%	3,1%	3,1%	0,0%
Subtotal	**99,9%**	**99,9%**	**0,0%**	**99,9%**	**99,9%**	**0,0%**
Otros ingresos por servicios	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%
Total	**100,0%**	**100,0%**		**100,0%**	**100,0%**	

2. La variación se calcula como la diferencia entre el porcentaje por contraparte de cada período. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

Los ingresos totales alcanzaron los USD 640,8 millones en 2025, lo que representa un incremento interanual del 22,2%, principalmente atribuible a los siguientes factores:

(i) mayor generación renovable, impulsada por la contribución de todo el año del parque eólico General Levalle;

(ii) reanudación de las operaciones de la central térmica Loma Campana I, mayor disponibilidad y despacho de energía en la central térmica CDS, mayor disponibilidad en el Complejo Tucumán y mayores precios en el mercado spot; e

(iii) ingresos incrementales derivados del reconocimiento de compras de combustible bajo el nuevo régimen opcional de autogestión de combustible.

COSTOS Y OTROS RESULTADOS OPERATIVOS

Excluyendo los costos de gas, combustible y transporte, así como las compras incrementales de gas natural y combustible bajo el nuevo régimen regulatorio de autoabastecimiento, los gastos operativos aumentaron 11,0%, impulsados por mayores gastos administrativos y la operación durante todo el año del parque eólico General Levalle.

Por su parte, otros resultados operativos registraron una ganancia de USD 14,1 millones en 2025, principalmente como resultado de reintegros de seguros vinculados al parque eólico Los Teros y de intereses comerciales de CAMMESA.

EBITDA

Como resultado, el EBITDA totalizó USD 427,5 millones en 2025, lo que representa un incremento del 18,5% respecto de los USD 360,6 millones registrados en 2024, respaldado por el sólido desempeño del portafolio diversificado de la Compañía.

El siguiente cuadro detalla el desglose del EBITDA por clase de activo:

EBITDA POR CLASE DE ACTIVO[1]						
En miles de USD – cifras no auditadas	**4T25**	**4T24**	**Var.**	**12M25**	**12M24**	**Var.**
De Energia Térmica	60.957	51.801	17,7%	246.156	206.311	19,3%
De Energía Renovable	43.832	38.075	15,1%	147.825	115.221	28,3%
De Cogeneración	19.469	14.468	34,6%	63.349	58.287	8,7%
De Generación de Energía Distribuida	2.848	3.086	-7,7%	11.498	9.994	15,0%
Subtotal	**127.106**	**107.430**	**18,3%**	**468.828**	**389.813**	**20,3%**
Corporación y eliminaciones[2]	(10.657)	(8.688)	22,7%	(41.358)	(29.230)	41,5%
Total	**116.449**	**98.742**	**17,9%**	**427.470**	**360.583**	**18,5%**

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

El EBITDA generado por los activos térmicos totalizó USD 246,2 millones en 2025, lo que representa un incremento del 19,3% en comparación con 2024, impulsado principalmente por el retorno a operación de la central térmica Loma Campana I, mayor disponibilidad y despacho de energía en CDS, mayor disponibilidad en el Complejo Tucumán, mayores precios en el mercado spot y la ganancia derivada del nuevo marco regulatorio de autoabastecimiento de combustible.

El EBITDA de los activos renovables alcanzó USD 147,8 millones en 2025, lo que representa un incremento del 28,3% en comparación con 2024, impulsado principalmente por la contribución de todo el año del parque eólico General Levalle, mayor disponibilidad y mejor recurso eólico en los parques Manantiales Behr y Los Teros, así como por los reintegros de seguros vinculados al parque eólico Los Teros. Esto fue parcialmente compensado por una menor disponibilidad en el parque eólico Cañadón León.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración totalizó USD 63,3 millones, lo que representa un incremento interanual del 8,7%, impulsado principalmente por mayores precios de capacidad en LPC I y mayores ventas de vapor a YPF S.A. en La Plata Cogeneración II (“LPC II”).

El EBITDA de los activos de generación distribuida totalizó USD 11,5 millones, lo que representa un incremento del 15,0% en comparación con 2024, explicado por una mayor generación en la central térmica Loma Campana Este y menores gastos operativos en los motores térmicos de Manantiales Behr.

4. OPERACIONES

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

CAPACIDAD INSTALADA[1]			
En MW – cifras no auditadas	**4T25**	**4T24**	**Var.**
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	933	-
Total Energía Térmica	**2.740**	**2.740**	**-**
PE Manantiales Behr	104	99	4,5%
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
PE General Levalle	155	155	-
PS Zonda	100	100	-
PS El Quemado	100	-	n.a.
Total Energía Renovable	**757**	**652**	**16,0%**
Total	**3.497**	**3.392**	**3,1%**

1. Incluye el 100% de la capacidad instalada de la participación indirecta en CDS. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

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	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Complejo Tucumán	GWh	212	84	151,4%	1.086	1.122	-3,1%
El Bracho TG	GWh	518	519	-0,2%	1.997	1.916	4,2%
El Bracho TV	GWh	351	346	1,5%	1.317	1.257	4,8%
Loma Campana Este	GWh	27	22	23,7%	96	82	17,5%
Loma Campana I	GWh	138	171	-19,0%	661	231	186,8%
Loma Campana II	GWh	46	150	-69,0%	299	496	-39,7%
La Plata Cogeneración I	GWh	166	191	-13,4%	778	844	-7,8%
	k Tn	308	367	-16,1%	1.469	1.621	-9,4%
La Plata Cogeneración II	GWh	170	143	18,4%	609	580	4,9%
	k Tn	431	363	18,8%	1.482	1.388	6,7%
Motores Manantiales Behr	GWh	107	115	-7,6%	416	428	-2,8%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	151	128	18,0%	527	496	6,3%
Parque Eólico Los Teros	GWh	199	185	7,2%	747	706	5,8%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	146	133	9,9%	544	556	-2,2%
Parque Eólico General Levalle	GWh	162	94	73,0%	594	118	>200%
Parque Solar Zonda	GWh	82	84	-2,8%	269	263	2,4%
Parque Solar El Quemado	GWh	11	-	n.a.	11	-	n.a.
Central Dock Sud [1]	GWh	1.445	1.252	15,4%	5.412	5.083	6,5%
Total	**GWh**	**3.930**	**3.618**	**8,6%**	**15.365**	**14.176**	**8,4%**
	k Tn	**739**	**730**	**1,3%**	**2.950**	**3.010**	**-2,0%**

1. Incluye el 100% de CDS. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

DATOS OPERATIVOS – POTENCIA

MW-mes, cifras no auditadas	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Complejo Tucumán	745	633	17,8%	737	708	4,2%
El Bracho TG	248	240	3,3%	251	246	2,1%
El Bracho TV	192	188	2,1%	190	190	0,2%
Loma Campana Este	10	9	17,6%	10	8	17,7%
Loma Campana I	82	86	-5,4%	86	29	>200%
Loma Campana II	86	88	-2,2%	87	85	1,4%
La Plata Cogeneración I	79	89	-11,8%	95	104	-8,5%
La Plata Cogeneración II	74	80	-7,7%	74	78	-5,6%
Motores Manantiales Behr	47	58	-18,3%	52	56	-7,7%
Central Dock Sud[1]	859	694	23,6%	784	731	7,2%
Total	**2.421**	**2.165**	**11,8%**	**2.367**	**2.236**	**5,9%**

1. Incluye el 100% de CDS. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

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

DISPONIBILIDAD COMERCIAL ENERGÍA TÉRMICA[1]

En porcentaje – cifras no auditadas	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Complejo Tucumán	89,9%	76,3%	17,8%	88,9%	85,4%	4,1%
El Bracho TG	94,9%	91,9%	3,3%	96,0%	94,0%	2,1%
El Bracho TV	97,1%	95,2%	2,1%	96,0%	95,8%	0,2%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Loma Campana I	77,7%	82,1%	-5,4%	82,2%	27,2%	>200%
Loma Campana II	81,4%	83,3%	-2,2%	82,3%	81,1%	1,5%
La Plata Cogeneración I	61,5%	69,7%	-11,8%	74,5%	81,3%	-8,4%
La Plata Cogeneración II	92,3%	100,0%	-7,7%	92,3%	97,8%	-5,6%
Central Térmica Manantiales Behr	81,8%	100,0%	-18,2%	90,2%	97,8%	-7,8%
Central Dock Sud	92,0%	74,4%	23,6%	84,1%	78,4%	7,3%
Total	**89,4%**	**80,3%**	**11,4%**	**87,4%**	**82,6%**	**5,8%**

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos en el mercado spot, 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

En porcentaje – cifras no auditadas		4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	65,9%	60,3%	9,4%	59,6%	57,7%	3,3%
	Factor de disponibilidad	90,9%	96,6%	-5,9%	95,6%	93,3%	2,5%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	51,4%	48,7%	5,5%	48,8%	47,4%	2,9%
	Factor de disponibilidad	93,9%	90,1%	4,2%	92,2%	88,1%	4,7%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	55,0%	48,2%	13,9%	51,1%	51,9%	-1,6%
	Factor de disponibilidad	86,1%	97,9%	-12,1%	94,8%	98,7%	-4,0%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	47,4%	44,5%	6,5%	43,9%	36,5%	20,1%
	Factor de disponibilidad	93,1%	70,7%	31,7%	93,7%	64,4%	45,5%
Total Parques Eólicos[1]	**Factor de carga**	**53,8%**	**51,4%**	**4,5%**	**49,9%**	**51,4%**	**-2,8%**
	Factor de disponibilidad	**91,4%**	**94,1%**	**-2,9%**	**93,8%**	**92,7%**	**1,2%**
Parque Solar Zonda	Factor de carga	37,0%	38,1%	-2,9%	30,8%	30,0%	2,9%
	Factor de disponibilidad	100,0%	100,0%	0,0%	99,9%	100,0%	-0,1%

1. Se excluye el parque eólico General Levalle de las cifras 2024, dado que alcanzó su habilitación comercial total en el 4T24.

La disponibilidad comercial térmica agregada de la Compañía aumentó a 87,4% en 2025, desde el 82,6% registrado en 2024. El factor de carga promedio de los activos eólicos se ubicó en 49,9% en 2025. Excluyendo el parque eólico General Levalle únicamente a efectos comparativos, dado que alcanzó su habilitación comercial en el 4T24, el factor de carga promedio eólico habría aumentado 1,8%, hasta 52,3% en 2025, desde 51,4% en el año anterior. Por su parte, el factor de carga solar se incrementó levemente a 30,8% en 2025, frente al 30,0% registrado en el ejercicio previo.

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de las variaciones interanuales 2025 de generación y disponibilidad de energía por activo:

- En el Complejo Tucumán, el factor de disponibilidad aumentó a 88,9% desde 85,4%, como resultado de paradas por mantenimiento programadas registradas en el año anterior, mientras que la generación de energía disminuyó 3,1% debido a una menor disponibilidad de gas natural en la región, parcialmente

compensado por las compras de gas natural bajo el nuevo régimen opcional de autogestión de combustibles.

- En la central térmica El Bracho, la disponibilidad comercial mejoró a 96,0% desde 94,8% el año anterior, mientras que la generación aumentó 4,5% como resultado de un mejor desempeño operativo.
- El despacho de energía de la central térmica Loma Campana Este aumentó 17,5% en 2025, como resultado de una mayor demanda por parte de YPF S.A.
- La central térmica Loma Campana I reanudó operaciones en septiembre de 2024 y desde entonces se mantuvo operativa, lo que resultó en un aumento de la generación del 186,8% en comparación con el año anterior.
- En la central térmica Loma Campana II, la disponibilidad comercial se incrementó levemente a 82,3% desde 81,1%, mientras que la generación de energía disminuyó 39,7%, con despacho concentrado mayormente en horas pico de demanda.
- La disponibilidad comercial de LPC I y LPC II se redujo a 74,5% y 92,3%, respectivamente, en 2025, desde 81,3% y 97,8% en 2024, debido a fallas operativas registradas durante el 2T y 3T de 2025, las cuales ya han sido completamente resueltas, así como a paradas por mantenimientos programados que se extendieron más de lo previsto durante el 3T y 4T de 2025. En el caso de LPC I, las interrupciones incluyeron inconvenientes en el terminal de cables de la línea de 132 kV durante el 2T y el 3T de 2025. En LPC II, se registraron eventos en los cables de 33 kV y en las calderas durante el 3T25.
- En la central térmica Manantiales Behr, la disponibilidad se redujo a 90,2% desde 97,8%, mientras que la generación disminuyó 2,8%, principalmente como consecuencia de paradas mayores por mantenimientos programados durante el 3T y 4T de 2025.
- El parque eólico General Levalle, que alcanzó la habilitación comercial total en el 4T24, generó 594 GWh en 2025, con un factor de carga de 43,9% y una disponibilidad de 93,7%.
- Los parques eólicos Manantiales Behr y Los Teros registraron factores de carga más elevados, de 59,6% y 48,8%, respectivamente, junto con mejoras en los niveles de disponibilidad, que alcanzaron 95,6% y 92,2% en 2025, en comparación con factores de carga de 57,7% y 47,4% y disponibilidades de 93,3% y 88,1% en el año anterior. Como resultado, la generación de energía aumentó 6,3% en Manantiales Behr y 5,8% en Los Teros respecto del año previo. Asimismo, en diciembre de 2025, Manantiales Behr alcanzó un factor de carga excepcional del 77,8%, estableciendo un nuevo récord histórico para el parque y posicionándose como el mayor factor de carga mensual entre todos los activos eólicos de Argentina en 2025, según información pública difundida por CAMMESA.
- En el parque eólico Cañadón León, la disponibilidad se redujo a 94,8% en 2025 desde 98,7% en el año anterior, mientras que el factor de carga eólico disminuyó levemente a 51,1% desde 51,9%, lo que resultó en una caída interanual del 2,2% en la energía despachada.
- El factor de carga del parque solar Zonda se incrementó levemente a 30,8% desde 30,0% registrado un año atrás, manteniendo niveles de disponibilidad cercanos al máximo, lo que permitió aumentar la generación de energía en 2,4% en 2025.
- En la central térmica CDS, la disponibilidad comercial aumentó a 84,1% en 2025 desde 78,4% en el año anterior, mientras que la energía despachada se incrementó 6,5%, principalmente como resultado de la contribución de la ampliación de capacidad completada en el 1T24.

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)						
Cifras no auditadas	**4T25**	**4T24**	**Var.(1)**	**12M25**	**12M24**	**Var. 1)**
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	3.344	2.307	45,0%	3.344	2.307	45,0%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.799	2.093	33,7%	9.572	6.580	45,5%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	20%	24%	-4,0%	20%	24%	-4,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	22%	25%	-3,0%	23%	26%	-3,0%

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

YPF Luz alcanzó una participación del 23% en la energía comercializada bajo el MATER en 2025, levemente por debajo del 26% registrado el año anterior, principalmente como consecuencia del ingreso de nuevos proyectos renovables al mercado. A pesar de ello, YPF Luz mantuvo su posición de liderazgo en el segmento de PPAs renovables privados, ubicándose en el primer lugar en participación anual de mercado, y con nuevos proyectos renovables entrando en operación hacia fines de 2025 y comienzos de 2026.

5. INVERSIONES

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN *(al 31 de diciembre de 2025 – cifras no auditadas)*							
Activo	**Ubicación**	**Capacidad Instalada (MW)**	**Contraparte**	**Tecnología**	**Fecha Habilitación Comercial**	**CAPEX (M USD)**	**Avance (%)**
Parque Eólico CASA	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	Feb-26	80	~94%[1]
Parque Solar El Quemado	Provincia de Mendoza	305[2]	Privados	Solar	1T26/2T26[2]	210	~87%
Sistema de Almacenamiento en Baterías	Provincia de Bs. As.	90	Edesur	Baterías	4T26	57	~3%
Total		**458**				**347**	

1. El parque eólico CASA alcanzó habilitación comercial por 63 MW de capacidad en Febrero 2026.
2. El parque solar El Quemado alcanzó habilitación comercial parcial por 100 MW de capacidad en Diciembre 2025, de un total esperado de capacidad instalada de 305 MW.

PARQUE EÓLICO CASA

En febrero de 2026, CAMMESA autorizó el inicio de la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista del parque eólico CASA, por una capacidad neta de hasta 63 MW.

PARQUE SOLAR EL QUEMADO

En diciembre de 2025, CAMMESA autorizó el inicio parcial de la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista del parque solar El Quemado, por una capacidad neta de hasta 100 MW a ser inyectados al Sistema Argentino de Interconexión.

Para la capacidad remanente, continúan los trabajos de ampliación de la subestación, la instalación de paneles y trackers en campo, así como la puesta en servicio de los equipos, previo a la realización de las pruebas requeridas para la autorización comercial.

El parque solar El Quemado fue el primer proyecto aprobado bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI") en Argentina y contará con una capacidad instalada total de 305 MW, con autorizaciones comerciales que continuarán otorgándose de manera escalonada, previéndose su finalización durante el segundo trimestre de 2026.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS ("BESS")

A comienzos de 2025, CAMMESA lanzó un proceso licitatorio para sistemas de almacenamiento de energía en baterías, con el objetivo de incorporar 500 MW de capacidad instalada para mejorar la confiabilidad y las condiciones de abastecimiento eléctrico en el área metropolitana de Buenos Aires.

La licitación pública fue estructurada mediante contratos de PPA a 15 años, celebrados directamente con las distribuidoras EDENOR y EDESUR, e incluye una garantía de pago otorgada por CAMMESA.

Un total de 15 compañías presentaron 27 proyectos, que representaron una capacidad instalada agregada de 1,3 GW, más del doble del volumen objetivo establecido.

Entre agosto y octubre de 2025, se adjudicaron 12 proyectos, por un total de 713 MW de capacidad instalada. En el marco de la Resolución N° 361/2025, YPF Luz, a través de su subsidiaria Central Dock Sud, fue adjudicataria de un proyecto BESS que contempla una capacidad de almacenamiento de 90 MW, una energía almacenada de 450 MWh y un precio de capacidad de USD 12.815 por MW-mes. El capex total estimado asciende a aproximadamente USD 57 millones y se prevé que el proyecto alcance su habilitación comercial hacia fines de 2026.

Durante el 4T25, la Compañía inició la construcción del proyecto BESS en el sitio de CDS, comenzando con la movilización a sitio y el montaje de las instalaciones de construcción, alcanzando un grado de avance aproximado del 3%. El proyecto contempla el suministro, instalación y puesta en servicio de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, así como la instalación del equipamiento eléctrico asociado en alta tensión, las obras civiles complementarias y todas las instalaciones necesarias para su operación.

6. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

RESUMEN CONSOLIDADO DEL FLUJO DE EFECTIVO						
En miles de USD – cifras no auditadas	**4T25**	**4T24**	**Var.**	**12M25**	**12M24**	**Var.**
Efectivo al inicio del período	151.885	223.952	-32,2%	213.132	102.439	108,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	105.584	120.497	-12,4%	386.250	360.304	7,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(54.141)	(96.840)	-44,1%	(253.787)	(254.878)	-0,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(14.318)	(38.845)	-63,1%	(147.264)	(11.031)	>200%
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	2.786	4.368	-36,2%	(6.535)	16.298	n.a.
Efectivo al cierre del período	**191.795**	**213.132**	**-10,0%**	**191.795**	**213.132**	**-10,0%**
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido, neto de Repos	57.252	88.506	-35,3%	57.252	88.506	-35,3%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período	**249.047**	**301.638**	**-17,4%**	**249.047**	**301.638**	**-17,4%**

Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó los USD 386,3 millones en 2025, superando los USD 360,3 millones en 2024, principalmente debido a un mayor EBITDA.

El **flujo neto de efectivo aplicado a actividades de inversión** totalizó USD 253,8 millones en 2025, en niveles relativamente en línea con el año anterior, ya que el mayor capex asociado a los proyectos renovables CASA y El Quemado fue compensado por menores adquisiciones de activos financieros y a la liberación de caja temporalmente restringida.

El **flujo neto de efectivo de las actividades de financiación** fue negativo en USD 147,3 millones en 2025, como consecuencia de repagos de deuda netos de emisiones por USD 24,8 millones, pagos de intereses sobre deuda por USD 59,3 millones y pagos de dividendos —incluyendo dividendos abonados a participaciones minoritarias en la subsidiaria CDS— por USD 59,7 millones.

Finalmente, en el estado de flujo de efectivo, se registró un impacto negativo de USD 6,5 millones, explicado principalmente por la devaluación de la moneda local sobre la posición de liquidez en pesos, neta de los

rendimientos provenientes de inversiones en activos financieros. Este efecto fue parcialmente compensado por los pasivos denominados en pesos.

En materia de liquidez, el **efectivo y las inversiones de corto plazo** ascendieron a USD 249,0 millones al cierre del 4T25, por encima de los USD 198,7 millones registrados en el trimestre anterior, cubriendo los próximos 13 meses de obligaciones financieras. Asimismo, la Compañía continuó implementando una estrategia activa de gestión de liquidez orientada a minimizar la exposición cambiaria, finalizando el año con una exposición neta consolidada al tipo de cambio limitada a aproximadamente el 11% de la liquidez total, en línea con los desembolsos en moneda local previstos para los próximos meses.

7. DEUDA FINANCIERA

DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA[1]

En miles de USD – cifras no auditadas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	Var.
Corto Plazo	232.584	288.457	-19,4%
Largo Plazo	771.762	727.661	6,1%
Deuda Bruta	1.004.346	1.016.118	-1,2%
Caja y Equivalentes[2]	249.047	301.638	-17,4%
Deuda Neta	**755.299**	**714.480**	**5,7%**
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM[3]	***1,77x***	***1,98x***	**-10,8%**
Costo promedio de la deuda	**6,4%**	**5,1%**	**26,2%**

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. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

La **deuda neta** consolidada de YPF Luz totalizó USD 755,3 millones al 31 de diciembre de 2025. A pesar del leve incremento de la deuda neta, el ratio de apalancamiento neto de la Compañía se redujo a 1,77x desde 1,98x interanual, respaldado por un mayor EBITDA anual. Asimismo, considerando el EBITDA de los proyectos actualmente en construcción, ajustado por su grado de avance, el apalancamiento neto pro forma se reduciría a aproximadamente 1,6x.

En materia de **financiamiento**, durante 2025 la Compañía ejecutó exitosamente su plan financiero mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local por aproximadamente USD 178,8 millones, el desembolso de un préstamo a 7 años con respaldo de una agencia de crédito a la exportación (ECA) por USD 30,6 millones y la obtención de préstamos locales por USD 46,0 millones, destacando la capacidad de YPF Luz para acceder a múltiples fuentes de financiamiento.

En cuanto a los **costos de financiamiento**, la tasa de interés promedio de la deuda financiera total se ubicó en 6,4% al cierre de 2025, por encima del 5,1% registrado en 2024, reflejando el vencimiento durante el año de diversas obligaciones negociables del mercado local a tasas más bajas. Por su parte, la vida promedio de la deuda financiera al mes de diciembre de 2025 se situó en 3,5 años, en comparación con una vida promedio de 4,1 años registrada un año atrás.

En cuanto al **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda en 2026 por un total de USD 224 millones, de los cuales aproximadamente USD 195 millones corresponden a obligaciones negociables del mercado local.

8. AMBIENTAL, SOCIAL Y GOBIERNO CORPORATIVO (ESG)

AMBIENTAL						
cifras no auditadas	**4T25**	**4T24**[4]	**Var.**	**12M25**	**12M24**[4]	**Var.**
YPF Luz ERNC (GWh)	751	624	20,3%	2.693	2.139	25,9%
ERNC/Total de energía generada (%)	19,1%	17,3%	10,7%	17,5%	15,1%	16,1%
Emisiones directas GEI (tCO_2 e) [1]	1.303.901	1.240.488	5,1%	5.260.416	5.114.099	2,9%
Intensidad emisiones GEI [2]	0,278	0,284	-2,1%	0,285	0,295	-3,4%
Ahorro de emisiones (tCO_2) [3]	293.854	279.061	5,3%	1.145.883	966.140	18,6%
Consumo de agua (ktn) [1]	1.851	1.751	5,7%	7.282	7.209	1,0%
Intensidad de uso de agua (ktn) [1]	0,40	0,40	-1,0%	0,40	0,42	-4,8%

1. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 2. Se calcula como: emisiones GEI (tC02 e)/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, PEGL y PS Zonda. | 4. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Reporte de Sustentabilidad 2024.

En 2025, YPF Luz alcanzó una generación renovable de 2.693 GWh, un 25,9% superior a la registrada en 2024, impulsada principalmente por la contribución de todo el año del parque eólico General Levalle.

Adicionalmente, en 2025 las emisiones de GEI aumentaron levemente un 2,9% en términos absolutos, mientras que la intensidad de emisiones de GEI se redujo 3,4%, como resultado del mayor aporte de generación renovable mencionado anteriormente, paradas de mantenimiento programadas en determinadas centrales térmicas y un menor consumo de gasoil.

En materia de seguridad, durante 2025 se registró un incidente en el primer trimestre del año que involucró a un empleado de una empresa contratista en el proyecto del parque eólico CASA.

GOBIERNO CORPORATIVO

En 2025, YPF Luz ejecutó exitosamente el Plan Anual de Compliance y Auditoría, en línea con los principios fundamentales de su Programa de Complaince. Entre los principales hitos se destacó la finalización de la campaña audiovisual “5 minutos con Compliance”, que incluyó entrevistas con el Chief Compliance Officer y miembros del Comité Ejecutivo, con el objetivo de fortalecer la comunicación desde el liderazgo.

Asimismo, se completó el Programa de Desarrollo de Terceros, habiéndose dictado la totalidad de los talleres teóricos y prácticos orientados a reforzar las mejores prácticas y el cumplimiento a lo largo de la cadena de valor. También se dio por concluido el Programa de Compliance Champions, con la ejecución de todas las sesiones y actividades previstas.

Adicionalmente, las pruebas de control en el marco de la Gestión de Riesgos avanzaron conforme al cronograma establecido, y la Compañía alcanzó la implementación plena del Plan Anual de Auditoría Interna, abarcando tanto las áreas centralizadas como los activos operativos

Anexo: Balance[1] (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	Var.
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.092.737	1.976.843	5,9%
Activos intangibles	7.403	7.850	-5,7%
Activos por derecho de uso	15.217	13.322	14,2%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	23.502	43.154	-45,5%
Inversiones en activos financieros	7.724	3.775	104,6%
Activos por Impuesto Diferido	66.703	101.573	-34,3%
Total del activo no corriente	**2.213.295**	**2.146.528**	**3,1%**
Activo corriente			
Otros créditos	45.432	52.905	-14,1%
Créditos por ventas	131.780	129.412	1,8%
Inversiones en activos financieros	45.205	61.603	-26,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	12.047	26.903	-55,2%
Efectivo y equivalentes de efectivo	191.795	213.132	-10,0%
Total del activo corriente	**426.259**	**483.955**	**-11,9%**
TOTAL DEL ACTIVO	**2.639.554**	**2.630.483**	**0,3%**
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	662.981	714.075	-7,2%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	**1.115.461**	**1.166.555**	**-4,4%**
Interés no controlante	148.145	159.700	-7,2%
TOTAL DEL PATRIMONIO	**1.263.606**	**1.326.255**	**-4,7%**
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	6.530	4.087	59,8%
Pasivo por impuesto diferido, neto	27.695	16.728	65,6%
Pasivo por arrendamientos	14.165	8.037	76,2%
Préstamos	771.762	727.661	6,1%
Pasivos de contratos	33.919	35.548	-4,6%
Otros pasivos	4.210	7.383	-43,0%
Cuentas por pagar	-	994	-100,0%
Impuesto a las Ganancias a pagar	96.931	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	**955.212**	**800.438**	**19,3%**
Pasivo corriente			
Provisiones	160	-	n.a.
Cargas fiscales	5.035	5.476	-8,1%
Impuesto a las ganancias a pagar	31.977	33.403	-4,3%
Remuneraciones y cargas sociales	16.282	14.033	16,0%
Pasivo por arrendamientos	1.750	2.227	-21,4%
Préstamos	232.584	288.457	-19,4%
Otros pasivos	1.295	4.931	-73,7%
Cuentas por pagar	124.094	149.161	-16,8%
Pasivos de contratos	7.561	6.102	23,9%
Total del pasivo corriente	**420.736**	**503.790**	**-16,5%**
TOTAL DEL PASIVO	**1.375.948**	**1.304.228**	**5,5%**
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	**2.639.554**	**2.630.483**	**0,3%**

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio cierre del ejercicio o período. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

Annexo: Estado de Resultados Consolidados [1] (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Ingresos por ventas	157.551	137.185	14,8%	640.817	524.225	22,2%
Costos de producción	(95.846)	(75.336)	27,2%	(343.580)	(281.372)	22,1%
Resultado bruto	**61.705**	**61.849**	**-0,2%**	**297.237**	**242.853**	**22,4%**
Gastos de administración y comercialización	(13.572)	(12.514)	8,5%	(57.975)	(45.377)	27,8%
Otros resultados operativos netos	18.030	(73.069)	n.a.	25.764	(38.175)	n.a.
Deterioro de activos financieros	-	-	n.a	-	(33.990)	100,0%
Resultado operativo	**66.162**	**(23.733)**	**n.a.**	**265.026**	**125.312**	**111,5%**
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a	-	-	n.a
Resultados financieros, netos	(5.170)	(11.396)	-54,6%	(63.657)	(55.735)	14,2%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	**60.992**	**(35.129)**	**n.a.**	**201.370**	**69.577**	**189,4%**
Impuesto a las ganancias[2]	(83.776)	134.350	n.a.	(194.007)	193.548	n.a.
Resultado neto del período	**(22.784)**	**99.221**	**n.a.**	**7.363**	**263.124**	**-97,2%**
Atribuible a los accionistas	*(29.911)*	*93.223*	*n.a.*	*(1.094)*	*235.595*	*n.a.*
Interés no controlante	*7.127*	*5.998*	*18,8%*	*8.456*	*27.530*	*-69,3%*

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.
2. El 25 de noviembre de 2025, la Compañía decidió adherir al plan de pago del impuesto a las ganancias promovido por ARCA, en el marco de las Resoluciones N° 5684/2025 y N° 5788/2025, vinculado al ajuste por inflación sobre los quebrantos impositivos acumulados correspondientes al impuesto a las ganancias del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

Anexo: Estado de flujos de efectivo [1] (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	(22.784)	99.221	n.a.	7.363	263.124	-97,2%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Baja de activos por derecho de uso	-	-	n.a	(115)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	58.133	46.176	25,9%	168.129	157.039	7,1%
Depreciación de activos por derecho de uso	3.692	582	>200%	5.519	2.319	138,0%
Amortización de activos intangibles	112	98	14,3%	446	294	51,7%
Baja de propiedades, planta y equipo	5.487	(171)	n.a.	8.073	9.478	-14,8%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	(11.650)	75.620	n.a.	(11.650)	75.620	n.a.
Resultados financieros, netos	5.171	11.396	-54,6%	63.657	55.735	14,2%
Movimiento de provisiones del pasivo	2.369	(312)	n.a.	2.647	(453)	n.a.
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	-	n.a	-	33.990	-100,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	83.776	(134.351)	n.a.	194.007	(193.548)	n.a.
Aumento Previsión por obsolescencia	(7)	-	n.a.	(17)	-	n.a.
Multas contractuales y provisión incobrables	575	(1.188)	n.a.	1.447	(4.160)	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	11.761	(9.062)	n.a.	(18.270)	(101.903)	-82,1%
Otros créditos	(21.641)	(10.473)	106,6%	(14.061)	3.529	n.a.
Cuentas por pagar	(10.495)	28.921	n.a.	(3.767)	20.594	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	3.382	4.402	-23,2%	6.468	4.998	>200%
Cargas fiscales	(186)	2.468	n.a.	1.700	4.241	-59,9%
Otros pasivos	(147)	7.213	n.a.	(147)	7.213	n.a.
Pasivos de contratos	(130)	(645)	-79,8%	(94)	20.999	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(3.666)	(51)	>200%	(28.472)	(8.444)	>200%
Intereses cobrados	1.833	653	180,7%	3.388	9.639	-64,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	**105.584**	**120.497**	**-12,4%**	**386.250**	**360.304**	**7,2%**
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(52.279)	(88.481)	-40,9%	(274.484)	(196.822)	39,5%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(40)	(4.270)	-99,1%	(242)	(12.202)	-98,0%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a	-	(270)	100,0%
Cobranzas por otros activos financieros	155	7.665	-98,0%	22.610	14.179	59,5%
Adquisición en otros activos financieros	(9.546)	(11.755)	-18,8%	(47.035)	(71.557)	-34,3%
Liquidación de otros activos financieros	7.708	-	n.a.	30.508	36.394	-16,2%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	(138)	-	n.a.	14.856	(15.000)	n.a.
Préstamos (otorgados) / cobrados a partes relacionadas	-	-	n.a	-	(9.600)	100,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	**(54.141)**	**(96.840)**	**-44,1%**	**(253.787)**	**(254.878)**	**-0,4%**
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	154.277	539.083	-71,4%	287.583	724.289	-60,3%
Pago de dividendos	(39.648)	(37.500)	5,7%	(59.660)	(37.500)	59,1%
Cancelación de préstamos	(107.652)	(507.685)	-78,8%	(312.408)	(606.140)	-48,5%
Pago de pasivos por arrendamientos	(849)	(806)	5,3%	(3.432)	(3.088)	11,1%
Pago de intereses y otros costos financieros	(20.447)	(31.938)	-36,0%	(59.347)	(88.593)	-33,0%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	**(14.318)**	**(38.845)**	**-63,1%**	**(147.264)**	**(11.031)**	**>200%**
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	37.124	(15.188)	n.a.	(14.802)	94.395	n.a.
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	2.786	4.368	-36,2%	(6.535)	16.298	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	151.885	223.952	-32,2%	213.132	102.439	108,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	**191.795**	**213.132**	**-10,0%**	**191.795**	**213.132**	**-10,0%**

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. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

Aviso Legal

El material que se presenta en este documento constituye una presentación de información general de carácter introductorio sobre YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF Luz") a la fecha de este documento. Se trata de información resumida y no pretende ser completa. Los inversores deberán leer este documento conjuntamente con los estados financieros consolidados de YPF Luz y demás información financiera disponible en el sitio web de YPF Luz. La presente ha sido preparada exclusivamente con fines informativos y no deberá interpretarse como una solicitud ni una oferta para comprar o vender valores de YPF Luz o de cualquiera de sus subsidiarias, en ninguna jurisdicción, ni como asesoramiento de inversión, legal, fiscal o de cualquier otra naturaleza. Asimismo, no está dirigida a ningún objetivo de inversión, situación financiera o necesidad particular de ningún destinatario.

No se realiza declaración ni se otorga garantía alguna, expresa o implícita, respecto de la exactitud, integridad o confiabilidad de la información contenida en el presente, y no deberá confiarse en la exactitud, equidad o integridad de la información aquí presentada, incluyendo datos estadísticos, predicciones, estimaciones o proyecciones, que se proporcionan únicamente con fines informativos.

Este documento no está destinado a ser distribuido ni utilizado por ninguna persona o entidad en ninguna jurisdicción o país en el que dicha distribución o uso sea contrario a las leyes o regulaciones aplicables. La presente no constituye una oferta, invitación ni solicitud de una oferta para suscribir o adquirir valores, y ninguna parte de este documento constituirá ni será utilizada como base para, ni será invocada en relación con, compromiso contractual alguno. Cualquier decisión de adquirir valores en una eventual oferta de valores de YPF Luz deberá basarse exclusivamente en la información contenida en un documento de oferta confidencial que, en su caso, podrá ser distribuido oportunamente en relación con dicha oferta.

Parte de la información contenida en este documento ha sido obtenida de fuentes externas y no ha sido verificada de manera independiente.

Este documento puede contener "declaraciones prospectivas" conforme a la definición de dicho término en la Sección 27A de la Securities Act y la Sección 21E de la U.S. Securities and Exchange Act de 1934, y sus modificaciones. Palabras tales como "anticipa", "cree", "podría", "potencial", "desea", "espera", "estima", "tiene la intención", "pronostica", "planea", "predice", "proyecta", "objetivos" y expresiones similares tienen por objeto identificar dichas declaraciones. Cualquier proyección, pronóstico, estimación u otra declaración prospectiva contenida en este documento ilustra únicamente desempeños hipotéticos bajo supuestos específicos de eventos o condiciones. Dichas proyecciones, pronósticos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas no constituyen indicadores confiables de resultados o desempeños futuros. Los potenciales inversores deberán comprender los supuestos y evaluar si resultan apropiados para sus propios fines. Algunos eventos o condiciones podrían no haber sido considerados o diferir sustancialmente de dichos supuestos. Este documento puede incluir cifras correspondientes a desempeños pasados o desempeños pasados simulados, los cuales no constituyen indicadores confiables de resultados o desempeños futuros. YPF Luz no asume obligación alguna de actualizar su visión sobre riesgos e incertidumbres ni de anunciar públicamente el resultado de eventuales revisiones a las declaraciones prospectivas aquí contenidas, salvo en la medida en que así lo exija la normativa aplicable. Se advierte que no debe confiarse en las declaraciones prospectivas, ya que los resultados reales podrían diferir sustancialmente de aquellos expresados o implícitos en dichas declaraciones. Todas las declaraciones prospectivas escritas u orales posteriores relativas a una eventual transacción u otros asuntos y atribuibles a YPF Luz o a cualquier persona que actúe en su nombre quedan expresamente calificadas en su totalidad por las advertencias precedentes.

Este documento contiene ciertas medidas financieras no definidas por las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), tales como EBITDA Ajustado y margen de EBITDA Ajustado. La administración considera que la divulgación del EBITDA Ajustado puede proporcionar información complementaria útil a inversores y analistas financieros para evaluar la capacidad de la Compañía de atender sus compromisos de deuda. Estas medidas no NIIF se presentan con el objetivo de mejorar la comprensión general del desempeño financiero actual de la Compañía y de sus perspectivas futuras. En particular, se considera que dichas medidas aportan información útil tanto para la administración como para los inversores, al excluir determinados gastos, ganancias y pérdidas que podrían no ser representativos de los resultados operativos centrales ni de las perspectivas del negocio. El EBITDA Ajustado y el margen de EBITDA Ajustado pueden no ser comparables con medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías, presentan limitaciones como herramientas analíticas y no deben considerarse de manera aislada ni como sustituto del análisis de los resultados operativos reportados conforme a las NIIF. Las medidas no NIIF, incluyendo el EBITDA Ajustado y el margen de EBITDA Ajustado, no constituyen mediciones del desempeño ni de la liquidez bajo NIIF y no deben considerarse como alternativas al resultado operativo, al resultado neto, al flujo de efectivo proveniente de las actividades operativas ni a otras métricas determinadas de conformidad con las NIIF."



ypfluz.com/RI

inversores.ypfee@ypf.com