



ANUNCIO DE RESULTADOS

2° Trimestre 2026

No auditados

YPF
LUZ

Sólidos resultados térmicos y la expansión de la capacidad renovable impulsan crecimiento interanual del EBITDA del 29% en el 2T26

Buenos Aires, 10 de agosto de 2026 – YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF Luz” o la “Compañía”), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el segundo trimestre finalizado el 30 de junio de 2026.

RESUMEN¹

	KPI	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
DATOS FINANCIEROS	Ingresos (k USD)	328.092	151.134	117,1%	545.249	300.123	81,7%
	EBITDA ajustado (k USD)	130.191	100.571	29,5%	255.934	204.220	25,3%
	Margen EBITDA ajustado (%)	39,7%	66,5%	-40,4%	46,9%	68,0%	-31,0%
	Resultado neto del Período (k USD)	67.218	10.211	>200%	133.752	53.652	149,3%
	Inversiones (k USD)	35.445	86.495	-59,0%	96.668	163.472	-40,9%
	Flujo de caja libre (k USD) ²	(12.452)	(43.300)	71,2%	17.055	(27.819)	n.a.
	Deuda Neta (k USD)	739.651	747.577	-1,1%	739.651	747.577	-1,1%
	Ratio Endeudamiento Neto	1,54x	1,86x	-17,1%	1,54x	1,86x	-17,1%
DATOS OPERATIVOS	Capacidad Instalada EoP(MW) ³	3.764	3.396	10,8%	3.764	3.396	10,8%
	Energía Vendida (GWh)	3.845	3.413	12,6%	7.838	7.758	1,0%
	Energía Térmica	3.113	2.760	12,8%	6.331	6.480	-2,3%
	Energía Renovable	732	653	12,0%	1.508	1.278	17,9%
	Producción de Vapor (k tn.)	801	782	2,3%	1.598	1.610	-0,7%
	Disponibilidad Operativa Energía Térmica ⁴	92,1%	92,1%	0,0%	92,2%	92,2%	0,0%
	Factor de Carga Energía Eólica ⁴	44,9%	49,5%	-9,3%	45,9%	47,8%	-4,1%
	Factor de Carga Energía Solar ⁴	17,4%	25,2%	-31,0%	22,7%	30,1%	-24,7%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción. | 2. Flujo de caja de las actividades operativas (incluyendo el efecto de las variaciones de los tipos de cambio y los resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo y equivalentes de efectivo restringidos e inversiones en activos financieros corrientes), menos CAPEX (actividades de inversión), pagos de M&A (actividades de inversión) y pagos de intereses, costos financieros y arrendamientos (actividades de financiación). | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS. |

4. Promedio ponderado por MW.

1. PRINCIPALES HITOS

El **EBITDA Ajustado** creció un 29% interanual hasta alcanzar USD 130,2 millones en el 2T26, impulsado principalmente por sólidos resultados térmicos, reflejando mayores precios y un incremento de la energía despachada por nuestros activos expuestos al mercado spot bajo el nuevo marco regulatorio, así como por la contribución de los nuevos activos renovables que entraron en operación.

La **capacidad instalada** aumentó un 11% interanual hasta alcanzar 3.764 MW en el 2T26, impulsada principalmente por la puesta en marcha de nuevos proyectos renovables. Durante el trimestre, el parque solar El Quemado alcanzó la operación comercial por 105 MW adicionales en junio de 2026, alcanzando una capacidad instalada total de 305 MW. Asimismo, el parque eólico CASA había alcanzado previamente la operación comercial plena en febrero de 2026, con una capacidad instalada de 63 MW.

La **generación de energía** aumentó un 13% interanual en el 2T26, impulsada principalmente por un mayor despacho en las centrales térmicas Complejo Tucumán, Central Dock Sud y Loma Campana II, así como por una mayor generación renovable tras la puesta en marcha de los nuevos activos.

El **flujo de caja libre** fue negativo en USD 12,5 millones en el 2T26, en comparación con un flujo de caja libre negativo de USD 43,3 millones en el 2T25, impulsado principalmente por menores inversiones de capital destinadas

a nuevos proyectos. El ratio de apalancamiento neto se redujo a 1,5x desde 1,9x el año anterior, reflejando el crecimiento sostenido del EBITDA y una deuda neta levemente inferior.

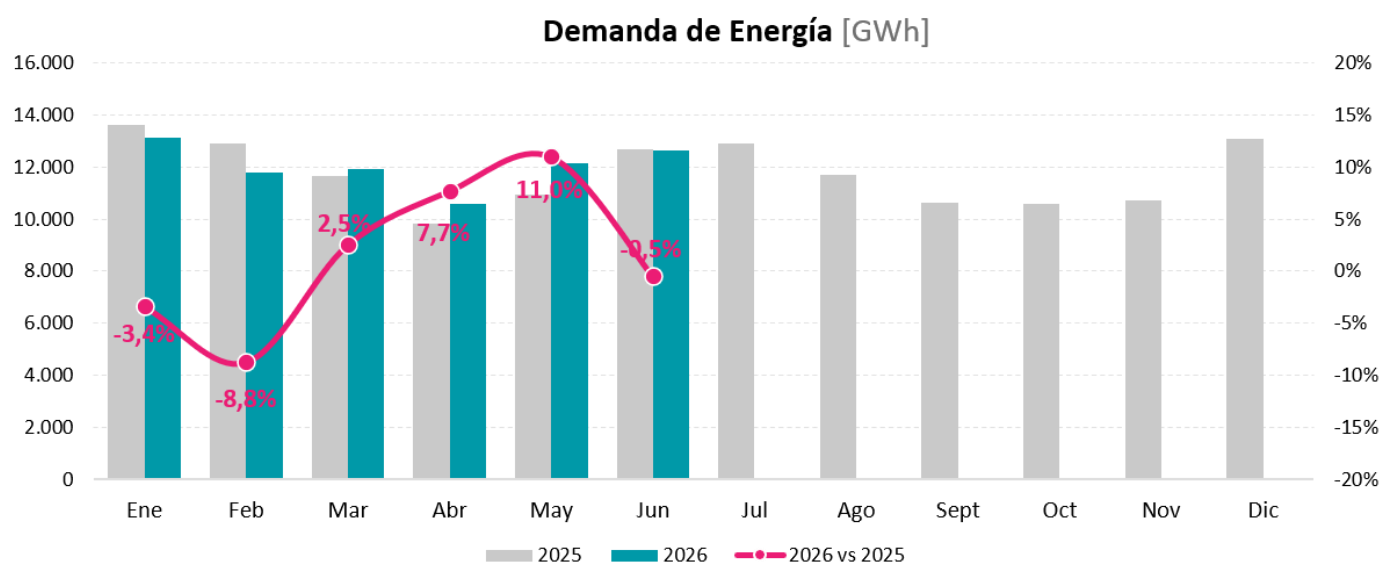
2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

DEMANDA, GENERACIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA						
	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Demanda de energía (GWh)	35.358	33.455	5,7%	72.229	71.624	0,8%
Residencial	16.696	15.527	7,5%	34.055	33.730	1,0%
Comercial	9.096	9.065	0,3%	18.932	19.774	-4,3%
Industrial	9.566	8.863	7,9%	19.243	18.120	6,2%
Generación de energía (GWh)	34.955	34.119	2,4%	73.075	72.870	0,3%
Térmica	19.088	17.628	8,3%	41.863	40.970	2,2%
Hidráulica	7.479	7.597	-1,6%	13.300	14.210	-6,4%
Nuclear	2.099	2.668	-21,4%	4.450	5.249	-15,2%
Renovable	6.289	6.225	1,0%	13.461	12.441	8,2%
Capacidad Instalada (MW)	44.771	43.661	2,5%	44.771	43.661	2,5%
Térmica	25.172	25.124	0,2%	25.172	25.124	0,2%
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	8.205	7.143	14,9%	8.205	7.143	14,9%

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

DEMANDA DE ENERGÍA

De acuerdo con la última información disponible publicada por CAMMESA, durante el segundo trimestre de 2026, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 35.358 GWh, lo que representa un incremento del 5,7% respecto de los 33.455 GWh registrados en el 2T25. Las demandas residencial e industrial aumentaron un 7,5% y un 7,9%, respectivamente, mientras que la demanda comercial creció levemente un 0,3% respecto del año anterior. En términos acumulados, la demanda de energía aumentó un 0,8%, impulsada principalmente por las demandas industrial y residencial, que crecieron un 6,2% y un 1,0%, respectivamente, parcialmente compensadas por una disminución del 4,3% en la demanda comercial.



Fuente: CAMMESA

GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía eléctrica aumentó un 2,4% interanual hasta alcanzar 34.955 GWh en el 2T26, reflejando principalmente una mayor demanda de energía eléctrica respecto del mismo período del año anterior. En términos acumulados, la generación de energía aumentó levemente un 0,3% respecto del año anterior.

La generación térmica e hidroeléctrica fueron las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 2T26, con una participación del 54,6% y del 21,4% de la generación total, respectivamente. La generación térmica aumentó un 8,3% interanual, mientras que la generación hidroeléctrica disminuyó un 1,6%. La generación nuclear representó el 6,0% de la generación total de energía eléctrica durante el trimestre y disminuyó un 21,4% respecto del 2T25, como consecuencia de una parada programada en Atucha II.

Las Energías Renovables no convencionales representaron el 18,0% de la generación total de energía eléctrica en el 2T26, con un incremento del 1,0% en la producción de energía respecto del 2T25. La generación eólica continuó siendo la principal fuente renovable del país, con una participación del 70,6%, seguida por la solar (19,1%), los biocombustibles (5,9%) y la generación hidroeléctrica de pequeña escala (4,4%). Durante el trimestre, los factores de capacidad medios del país alcanzaron el 44,6% para la generación eólica y el 20,1% para la generación solar.

Para satisfacer la demanda, durante el 2T26 Argentina importó 1.770 GWh, compuestos por 29 GWh provenientes de Paraguay, 177 GWh de Uruguay, 1.372 GWh de Brasil, 4 GWh de Chile y 189 GWh de Bolivia, lo que representa un incremento del 116% respecto de los 820 GWh importados en el 2T25. Durante el trimestre, Argentina también exportó 24 GWh, principalmente a Uruguay (4 GWh) y Brasil (20 GWh). Como resultado, el balance neto entre las importaciones y exportaciones de energía eléctrica tuvo un impacto negativo estimado de aproximadamente USD 263,2 millones en las cuentas de CAMMESA durante el 2T26.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando el 86,8% del consumo total de combustibles durante el 2T26, frente al 91,0% registrado en el 2T25. El consumo promedio de combustibles alcanzó los 45,2 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d), lo que representa un incremento del 10,6% respecto del mismo período del año anterior. La generación térmica se complementó con un consumo promedio de combustibles líquidos y carbón equivalente a 6,0 MMm³/d de gas natural, lo que representa un incremento del 62,6% respecto del 2T25.

CAPACIDAD INSTALADA

Al 30 de junio de 2026, la capacidad instalada de generación de Argentina totalizó 44.771 MW, lo que representa un incremento del 2,5% respecto del mismo período del año anterior. La generación térmica representó el 56,2% de la capacidad instalada total, seguida por la capacidad hidroeléctrica, con un 21,5%; las Energías Renovables no convencionales, con un 18,3%; y la generación nuclear, con un 3,9%. Durante el 2T26, se incorporaron 352 MW de nueva capacidad renovable al sistema eléctrico argentino, incluyendo la fase final del parque solar El Quemado por 105 MW.

COSTOS DE ENERGÍA

Durante el 2T26, el precio promedio del mercado spot alcanzó los 133,9 USD/MWh, lo que representa un incremento interanual del 67,5%. El aumento fue impulsado principalmente por la implementación de la Resolución N° 400/2025, en virtud de la cual los contratos vigentes con CAMMESA, la generación nuclear, hidroeléctrica y las importaciones de oportunidad son asignados a la demanda estacionalizada, mientras que los grandes usuarios no contractualizados quedan expuestos a los precios del mercado spot, que reflejan el costo marginal del sistema. El precio promedio del mercado asignado alcanzó los 97,7 USD/MWh durante el trimestre.

Durante el mismo período, el precio estacional promedio se ubicó en 66,5 USD/MWh, mientras que la tarifa residencial promedio alcanzó los 54,7 USD/MWh. Como resultado, los subsidios energéticos totalizaron aproximadamente USD 1.200 millones en el 2T26, incluyendo USD 752,8 millones correspondientes a la demanda

residencial y USD 474,8 millones a la demanda comercial, lo que representa el 43,6% de los costos totales del sistema.

NOVEDADES REGULATORIAS

RESOLUCIÓN N° 130/2026

Establece un marco transitorio para la operación de la Central Hidroeléctrica Futaleufú. En virtud de la resolución, el actual concesionario, Hidroeléctrica Futaleufú S.A., continuará operando la central previa presentación de una carta de adhesión dentro de los siete días contados desde la fecha de publicación (9 de junio de 2026), y permanecerá como operador hasta el 15 de diciembre de 2026 o hasta que se designe formalmente un nuevo operador mediante un proceso de licitación pública, lo que ocurra primero.

RESOLUCIÓN N° 145/2026

Dispone que el actual concesionario del Complejo Hidroeléctrico Diamante, Hidroeléctrica Diamante S.A., continuará operando el complejo, siempre que presente una carta de adhesión dentro de los cinco días corridos contados desde el 30 de junio de 2026. Una vez presentada la carta, la compañía continuará siendo responsable de la operación del activo hasta el 15 de diciembre de 2026 o hasta que se designe formalmente un nuevo operador mediante un proceso de licitación pública, lo que ocurra primero.

RESOLUCIÓN N° 155/2026

Formaliza la adjudicación de proyectos en el marco del programa de ampliación de la red de transmisión AlmaSADI. El proceso de licitación contempló una capacidad de 700 MW y recibió ofertas por más de 8.300 MW.

DECRETO N° 585/2026

Prorroga la Emergencia Nacional del Sector Energético en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica hasta el 31 de diciembre de 2027. El decreto mantiene las facultades del Gobierno para continuar implementando medidas destinadas a normalizar el sector energético, avanzar en la reorganización del Mercado Eléctrico Mayorista y continuar con el proceso de adecuación tarifaria, incluyendo la reducción gradual de los subsidios energéticos.

DECRETO N° 667/2026

Convoca a una licitación pública nacional e internacional para otorgar una nueva concesión del Complejo Hidroeléctrico Los Nihuales (Nihuil I, II, III y IV), que se llevará adelante conjuntamente con la Provincia de Mendoza. En virtud de los términos del decreto, el adjudicatario también adquirirá el 100% de las acciones de Hidroelectricidad Mendocina S.A.

Asimismo, el decreto establece un período transitorio de operación desde el 27 de julio de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2026, o hasta que el adjudicatario asuma el control de los activos, lo que ocurra primero. Durante este período, Hidroelectricidad Mendocina S.A. continuará siendo responsable de la operación del complejo hidroeléctrico.

3. RESULTADOS CONSOLIDADOS

INGRESOS POR VENTAS

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

VENTAS POR SEGMENTO¹						
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Generación Térmica						
Mercado Spot	186.123	29.895	>200%	285.382	59.607	>200%
PPAs	98.962	80.248	23,3%	171.861	159.968	7,4%
Otros ingresos por servicios	106	138	-23,2%	236	298	-20,8%
Total Generación Térmica	285.191	110.281	158,6%	457.479	219.873	108,1%
Generación Renovable						
PPAs	42.901	40.853	5,0%	87.770	80.250	9,4%
Total Generación Renovable	42.901	40.853	5,0%	87.770	80.250	9,4%
TOTAL	328.092	151.134	117,1%	545.249	300.123	81,7%

1. Expresado 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.

VENTAS POR SEGMENTO²						
<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Generación Térmica						
Mercado Spot	56,7%	19,8%	36,9%	52,3%	19,9%	32,5%
PPAs	30,2%	53,1%	-22,9%	31,5%	53,3%	-21,8%
Otros ingresos por servicios	0,0%	0,1%	-0,1%	0,0%	0,1%	-0,1%
Total Generación Térmica	86,9%	73,0%	14,0%	83,9%	73,3%	10,6%
Generación Renovable						
PPAs	13,1%	27,0%	-14,0%	16,1%	26,7%	-10,6%
Total Generación Renovable	13,1%	27,0%	-14,0%	16,1%	26,7%	-10,6%
TOTAL	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%	

2. La variación interanual se calcula como la diferencia entre los porcentajes de cada período. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

Los ingresos totales alcanzaron USD 328,1 millones en el 2T26, lo que representa un aumento interanual del 117,1%, explicado principalmente por los siguientes factores:

- (i) Mayores ingresos provenientes de nuestros activos expuestos al mercado spot, debido principalmente a mayores precios spot, un mayor despacho de energía y la internalización de los costos de combustible tras la entrada en vigor de la Resolución N° 400/2025, que incorpora los costos de combustible en los precios de la energía, dada la descentralización del régimen de aprovisionamiento de combustible establecida bajo el nuevo marco regulatorio.
- (ii) Mayor generación renovable, impulsada principalmente por la contribución de nuestros nuevos activos renovables, el parque solar El Quemado y el parque eólico CASA.

EBITDA

El EBITDA alcanzó USD 130,2 millones en el 2T26, lo que representa un incremento del 29,5% respecto de los USD 100,6 millones registrados en el 2T25, impulsado principalmente por el sólido desempeño operativo de los activos de generación térmica de la Compañía. La siguiente tabla detalla la composición del EBITDA por segmento:

EBITDA POR SEGMENTO¹						
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Energía Térmica	104.509	73.535	42,1%	199.709	152.460	31,0%
Energía Renovable	34.656	35.572	-2,6%	73.671	69.011	6,8%
Subtotal	139.165	109.107	27,5%	273.380	221.471	23,4%
Corporación y eliminaciones ²	(8.974)	(8.536)	5,1%	(17.446)	(17.251)	1,1%
Total	130.191	100.571	29,5%	255.934	204.220	25,3%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos 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 ascendió a USD 104,5 millones en el 2T26, lo que representa un incremento del 42,1% respecto del 2T25, impulsado principalmente por mayores precios y un mayor despacho de energía de nuestros activos expuestos al mercado spot tras la implementación de la Resolución N° 400/2025.

El EBITDA proveniente de los activos renovables alcanzó USD 34,7 millones en el 2T26, lo que representa una leve disminución del 2,6% respecto del 2T25, debido principalmente a menores factores de carga y a reembolsos de seguros relacionados con el parque eólico Los Teros reconocidos en el año anterior, parcialmente compensados por la contribución del parque solar El Quemado y del parque eólico CASA, que iniciaron sus operaciones comerciales entre diciembre de 2025 y junio de 2026.

Los costos operativos (excluidas las depreciaciones y amortizaciones) ascendieron a USD 198,3 millones en el 2T26, frente a USD 53,0 millones en el 2T25, reflejando principalmente la internalización de los costos de combustible tras la implementación de la Resolución N° 400/2025, que incorpora los costos de combustible en nuestros costos de producción, dada la descentralización del régimen de aprovisionamiento de combustible establecida bajo el nuevo marco regulatorio. Excluyendo los costos de gas, combustible y transporte, los gastos operativos aumentaron levemente un 2,8%, impulsados por mayores gastos administrativos.

4. OPERACIONES

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

CAPACIDAD INSTALADA¹			
<i>En MW – cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	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	104	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
PE General Levalle	155	155	-
PE CASA	63	-	n.a.
PS Zonda	100	100	-
PS El Quemado	305	-	n.a.
Total Energía Renovable	1.024	656	56,1%
Total	3.764	3.396	10,8%

1. Incluye el 100% de la capacidad instalada de la participación indirecta en CDS. | Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía para los activos fuera de la red. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

En la siguiente tabla se detallan las unidades vendidas por central en GWh y en miles de toneladas de vapor:

DATOS OPERATIVOS - DESPACHO							
<i>Cifras no auditadas</i>	Unidad	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Complejo Tucumán	GWh	325	37	>200%	676	706	-4,3%
El Bracho	GWh	649	799	-18,7%	1.480	1.591	-7,0%
Loma Campana Este	GWh	29	23	26,6%	55	43	29,5%
Loma Campana I	GWh	170	163	4,3%	320	336	-4,6%
Loma Campana II	GWh	146	78	88,6%	233	153	51,9%
La Plata Cogeneración I	GWh	216	207	4,1%	420	419	0,3%
	k Tn	406	406	-0,1%	788	814	-3,2%
La Plata Cogeneración II	GWh	163	159	2,4%	326	321	1,6%
	k Tn	395	376	4,9%	810	796	1,8%
Motores Manantiales Behr	GWh	112	103	8,5%	226	211	6,8%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	128	135	-5,2%	253	257	-1,6%
Parque Eólico Los Teros	GWh	159	188	-15,4%	324	351	-7,6%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	139	147	-5,7%	278	275	0,8%
Parque Eólico General Levalle	GWh	132	128	2,9%	272	265	2,8%
Parque Eólico CASA	GWh	50	-	n.a.	101	-	n.a.
Parque Solar Zonda	GWh	48	55	-13,5%	116	130	-10,9%
Parque Solar El Quemado	GWh	77	-	n.a.	163	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	GWh	1.303	1.191	9,4%	2.596	2.700	-3,9%
Total	GWh	3.845	3.413	12,6%	7.838	7.758	1,0%
	k Tn	801	782	2,3%	1.598	1.610	-0,7%

1. Incluye el 100% de CDS. | Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía para los activos de autogeneración y fuera de la red. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

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

DISPONIBILIDAD OPERATIVA DE ENERGÍA TÉRMICA						
<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Complejo Tucumán	91,0%	93,2%	-2,3%	93,5%	92,7%	0,8%
El Bracho	95,3%	97,1%	-1,9%	95,2%	94,5%	0,8%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Loma Campana I	82,3%	82,7%	-0,6%	85,0%	85,5%	-0,6%
Loma Campana II	85,5%	84,1%	1,7%	82,3%	82,1%	0,3%
La Plata Cogeneración I	99,7%	99,9%	-0,2%	96,5%	99,4%	-2,9%
La Plata Cogeneración II	88,2%	83,2%	6,0%	88,4%	85,6%	3,3%
Central Térmica Manantiales Behr	96,0%	87,3%	9,9%	97,0%	90,9%	6,8%
Central Dock Sud	92,2%	90,5%	1,9%	90,7%	92,0%	-1,4%
Promedio YPF Luz	92,2%	90,9%	1,5%	92,1%	91,4%	0,7%
Promedio Ponderado por MW YPF Luz	92,1%	92,1%	0,0%	92,2%	92,2%	0,0%

Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía para los activos de autogeneración y fuera de la red.

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

FACTOR DE CARGA Y DISPONIBILIDAD ENERGÍA RENOVABLE							
<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>		2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	56,8%	61,5%	-7,5%	56,3%	59,2%	-5,0%
	Factor de disponibilidad	97,7%	97,2%	0,5%	97,6%	97,4%	0,2%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	41,7%	49,3%	-15,4%	42,6%	46,2%	-7,7%
	Factor de disponibilidad	85,7%	93,0%	-7,8%	88,6%	91,4%	-3,0%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	51,8%	54,8%	-5,4%	52,2%	51,7%	1,1%
	Factor de disponibilidad	92,4%	98,4%	-6,1%	93,0%	98,2%	-5,3%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	38,9%	37,8%	2,8%	40,3%	39,4%	2,4%
	Factor de disponibilidad	97,9%	93,5%	4,7%	97,0%	94,8%	2,3%
Parque Eólico CASA	Factor de carga	35,6%	-	n.a	38,0%	-	n.a
	Factor de disponibilidad	97,1%	-	n.a	96,9%	-	n.a
Total Parques Eólicos	Factor de carga	44,9%	49,5%	-9,3%	45,9%	47,8%	-4,1%
	Factor de disponibilidad	93,3%	95,1%	-1,9%	93,9%	95,0%	-1,1%
Parque Solar Zonda	Factor de carga	21,8%	25,2%	-13,5%	26,8%	30,1%	-10,9%
	Factor de disponibilidad	99,7%	99,5%	0,1%	99,7%	99,8%	-0,1%
Parque Solar El Quemado	Factor de carga	15,5%	-	n.a	20,6%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	90,3%	-	n.a	93,7%	-	n.a.
Total Parques Solares	Factor de carga	17,4%	25,2%	-31,0%	22,7%	30,1%	-24,7%
	Factor de disponibilidad	93,1%	99,5%	-6,5%	95,7%	99,8%	-4,1%

Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de las variaciones interanuales en la generación de energía y la disponibilidad por activo correspondientes al 2T26:

- En el Complejo Tucumán, la energía despachada aumentó significativamente un 776,8% en el 2T26, como consecuencia de las compras autogestionadas de combustible durante junio de 2026, a pesar de la limitada disponibilidad de gas natural en la región.
- En la central térmica El Bracho, la disponibilidad disminuyó levemente al 95,3% desde el 97,1%, principalmente debido a las mayores temperaturas registradas en abril de 2026, mientras que la generación disminuyó un 18,7% como consecuencia de la limitada disponibilidad de gas natural en la región.
- En la central térmica Loma Campana Este, la energía despachada aumentó un 26,6% en el 2T26, impulsada por una mayor demanda de YPF S.A.
- En Loma Campana I, la energía despachada aumentó un 4,3% en el 2T26, mientras que la disponibilidad del 82,3% se mantuvo relativamente estable respecto del año anterior.
- En la central térmica Loma Campana II, la energía despachada aumentó significativamente un 88,6%, principalmente como consecuencia de una mayor demanda, mientras que la disponibilidad del 85,5% se mantuvo relativamente en línea con el año anterior.
- En La Plata Cogeneración I y La Plata Cogeneración II, la generación de energía aumentó un 4,1% y un 2,4%, respectivamente, en el 2T26, principalmente como consecuencia de una parada programada de mantenimiento mayor en la refinería de YPF durante el año anterior. La disponibilidad se mantuvo relativamente estable en 99,7% en La Plata Cogeneración I y aumentó al 88,2% desde el 83,2% en La Plata Cogeneración II, debido a ciertos problemas técnicos registrados el año anterior.

- En la central térmica Manantiales Behr, la disponibilidad aumentó al 96,0% desde el 87,3%, mientras que la energía despachada se incrementó un 8,5% en el 2T26, principalmente como consecuencia de paradas de mantenimiento mayor registradas el año anterior.
- En la central térmica Central Dock Sud (CDS), la disponibilidad aumentó al 92,2% en el 2T26 desde el 90,5%, mientras que la energía despachada se incrementó un 9,4% interanual, reflejando principalmente la ausencia de una parada de mantenimiento y de problemas operativos que afectaron el desempeño durante el año anterior.
- En el parque eólico Manantiales Behr, el factor de carga fue del 56,8%, por debajo del 61,5% registrado el año anterior, mientras que la disponibilidad del 97,7% se mantuvo relativamente en línea con el año previo.
- En el parque eólico Los Teros, el factor de carga disminuyó al 41,7% desde el 49,3% registrado el año anterior, mientras que la disponibilidad se redujo al 85,7% desde el 93,0%, principalmente debido a ciertas fallas en las palas, lo que resultó en una disminución del 15,4% en la generación de energía.
- En el parque eólico Cañadón León, la disponibilidad disminuyó al 92,4% en el 2T26 desde el 98,4%, dado que un aerogenerador permaneció indisponible a la espera de que finalizara una boroscopia, así como por problemas técnicos que afectaron a otros dos aerogeneradores y que ya fueron resueltos. El factor de carga eólico disminuyó al 51,8% desde el 54,8%.
- En el parque eólico General Levalle, el factor de carga aumentó al 38,9% desde el 37,8%, mientras que la disponibilidad también mejoró al 97,9% desde el 93,5% registrado el año anterior, incrementando la energía despachada un 2,9%.
- El parque eólico CASA, que alcanzó la operación comercial plena en febrero de 2026, generó 50 GWh en el 2T26, con un factor de carga del 35,6% y una disponibilidad del 97,1%.
- En el parque solar Zonda, el factor de carga disminuyó al 21,8% desde el 25,2% debido a ciertas restricciones en las líneas de transmisión, lo que resultó en una reducción del 13,5% en la generación de energía en el 2T26, a pesar de mantener una disponibilidad cercana al máximo.
- El parque solar El Quemado, que alcanzó la operación comercial mediante un proceso de puesta en marcha por etapas entre diciembre de 2025 y junio de 2026, generó 77 GWh en el 2T26, con un factor de carga del 15,5% y una disponibilidad del 90,3%.

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

MERCADOS PRIVADOS A TÉRMINO DE ENERGÍA (MATE) Y DE ENERGÍA RENOVABLE (MATER)						
<i>Cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.⁽¹⁾	6M26	6M25	Var.⁽¹⁾
Energía vendida total en el MATE (GWh)	5.200	n.a	n.a	9.689	n.a	n.a
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.375	2.182	8,8%	5.153	4.306	19,7%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida en MATE (%)	16%	n.a	n.a	16%	n.a	n.a
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida en MATER (%)	25%	24%	0,9%	23%	24%	-0,6%

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

En el 2T26, YPF Luz alcanzó una participación del 25% en las ventas de energía bajo el régimen MATER, frente al 24% registrado en el mismo período del año anterior, principalmente como consecuencia de la puesta en operación de los parques renovables El Quemado y CASA.

Asimismo, la Resolución N° 400/2025, vigente desde el 1 de noviembre de 2025, nos permitió contratar progresivamente nuestra capacidad térmica instalada, sujeto a ciertas restricciones, generando oportunidades adicionales de contratación.

Para el período de los seis meses finalizado el 30 de junio de 2026, contamos con el mayor portafolio de energía total contratada (MATE) y energía renovable contratada (MATER) de los mercados privados de PPAs de Argentina, con una participación de mercado de aproximadamente 16% y 23%, respectivamente.

5. INVERSIONES

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN *(al 30 de junio de 2026 – cifras no auditadas)*

Activo	Ubicación	Capacidad		Tecnología	Fecha Habilitación Comercial	CAPEX (M USD)	Avance (%)
		Instalada (MW)	Contraparte				
Sistema de Almacenamiento en Baterías-CDS	Bs. As.	90	Edesur	BESS	4T26	57	~17%
Total		90				57	

PARQUE SOLAR EL QUEMADO

El parque solar El Quemado alcanzó la operación comercial de manera escalonada: CAMMESA autorizó 100 MW en diciembre de 2025, 100 MW adicionales en febrero de 2026 y los 105 MW restantes en junio de 2026, alcanzando una capacidad instalada total de 305 MW y convirtiéndose en el parque solar más grande de Argentina.

El parque solar El Quemado fue el primer proyecto aprobado bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI") en Argentina y el primer proyecto RIGI en alcanzar la operación comercial.

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

Durante el 2T26, finalizaron los trabajos de nivelación y movimiento de suelos, junto con las principales obras civiles relacionadas con la zona del transformador de potencia, cámaras y cañeros para cruce de calles, y canalizaciones para tendido de cables de potencia y control. Asimismo, se inició el transporte marítimo de los principales equipos del proyecto, incluyendo el transformador de potencia y los sistemas de almacenamiento en baterías y conversión de potencia, que constituyen los componentes centrales de la instalación. Se prevé que la operación comercial comience en el cuarto trimestre de 2026.

El proyecto contempla un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 90 MW/450 MWh, incluyendo la instalación y puesta en servicio del equipamiento eléctrico asociado.

6. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

RESUMEN CONSOLIDADO DEL FLUJO DE EFECTIVO

<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Efectivo y equivalentes, al inicio del período	179.653	181.697	-1,1%	191.798	213.132	-10,0%
Inversiones corrientes en activos financieros y efectivo restringido, al inicio	57.827	68.403	-15,5%	57.251	88.506	-35,3%
Efectivo, equivalentes + Inversiones corrientes, al inicio del período¹	237.480	250.100	-5,0%	249.049	301.638	-17,4%
Flujo neto de efectivo + inversiones corrientes de las actividades operativas ²	49.419	65.644	-24,7%	154.593	164.998	-6,3%
Flujo neto de efectivo + inversiones corrientes de las actividades de inversión	(35.404)	(87.096)	-59,3%	(96.627)	(167.245)	-42,2%
Flujo neto de efectivo + inversiones corrientes de las act. de financiación	(25.933)	24.933	n.a.	(81.453)	(45.810)	77,8%
Efectivo, equivalentes + Inversiones corrientes al cierre del período¹	225.562	253.581	-11,0%	225.562	253.581	-11,0%

1. Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo y equivalentes de efectivos restringidos, e inversiones corrientes en activos financieros. | 2. Incluye el efecto de las variaciones de los tipos de cambio y otros resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo y equivalentes de efectivos restringidos e inversiones corrientes en activos financieros. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó USD 49,4 millones en el 2T26, por debajo de los USD 65,6 millones registrados en el 2T25, principalmente debido al pago del anticipo realizado por CDS correspondiente a la capacidad de transporte de gas natural en el proyecto de ampliación de Transportadora de Gas del Sur S.A., así como a mayores necesidades de capital de trabajo, que más que compensaron el incremento del EBITDA del período.

El **flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión** totalizó USD 35,4 millones en el 2T26, un 59,3% inferior al año anterior, principalmente como consecuencia de un menor nivel de capex ejecutado tras la entrada en operación de los proyectos renovables.

El **flujo neto de efectivo de las actividades de financiación** fue negativo por USD 25,9 millones, principalmente como consecuencia de pagos de intereses, incluyendo el pago del cupón semestral del bono internacional de la Compañía.

El **efectivo y las inversiones de corto plazo** ascendieron a USD 225,6 millones al cierre del 2T26, cubriendo holgadamente los próximos 9 meses de obligaciones financieras. Asimismo, la Compañía continuó implementando una estrategia activa de gestión de liquidez, finalizando el trimestre con una exposición neta al tipo de cambio limitada a aproximadamente el 19% de la liquidez total, en línea con los gastos en moneda local previstos para los próximos meses.

7. DEUDA FINANCIERA

DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA¹			
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	30 de junio de 2026	30 de junio de 2025	Var.
Corto Plazo	293.888	213.612	37,6%
Largo Plazo	671.325	787.546	-14,8%
Deuda Bruta	965.213	1.001.158	-3,6%
Caja y Equivalentes ²	225.562	253.581	-11,0%
Deuda Neta	739.651	747.577	-1,1%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM³	1,54x	1,86x	-17,1%
Costo promedio de la deuda	6,4%	5,5%	16,2%

1. Los montos de deuda y caja y equivalentes denominados en moneda local son 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 e inversiones corrientes en 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 739,7 millones al 30 de junio de 2026, mientras que el ratio de apalancamiento neto de la Compañía se redujo a 1,54x desde 1,86x interanual, respaldado por un mayor EBITDA anual.

En materia de **costos de financiamiento**, la tasa de interés promedio de la deuda financiera fue del 6,4% al cierre del 2T26, mientras que la vida promedio remanente alcanzó los 3,3 años.

En cuanto al **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta compromisos de deuda por USD 184 millones durante el segundo semestre de 2026, de los cuales aproximadamente USD 166 millones corresponden a bonos locales.

En junio de 2026, S&P Global Ratings elevó nuestra calificación crediticia de emisor a 'B/Estable' desde 'B-/Estable', tras la mejora de las calificaciones de riesgo soberano de Argentina de largo y corto plazo. Asimismo, en julio de 2026, Moody's elevó nuestra calificación corporativa y la calificación de las obligaciones negociables senior no garantizadas a 'B1/Estable' desde 'B2/Estable', reflejando también una mejora en la calificación del Gobierno de Argentina.

8. AMBIENTAL, SOCIAL Y GOBIERNO CORPORATIVO (ESG)

AMBIENTAL						
<i>Cifras no auditadas</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
YPF Luz ERNC (GWh)	732	653	12,0%	1.508	1.278	17,9%
ERNC/Total de energía generada (%)	19,0%	19,1%	-0,6%	19,2%	16,5%	16,7%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	1.332.074	1.164.844	14,4%	2.684.516	2.726.743	-1,5%
Intensidad emisiones GEI ²	0,287	0,278	3,2%	0,284	0,290	-2,1%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	307.542	287.488	7,0%	637.041	562.480	13,3%
Consumo de agua (ktn) ¹	1.809	1.569	15,3%	3.780	3.931	-3,8%
Intensidad de uso de agua (ktn) ¹	0,39	0,37	5,4%	0,40	0,42	-4,8%

1. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 2. Se calcula como: emisiones de GEI (tCO₂e)/energía eléctrica producida (MWh). | 3. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de tCO₂ y de SPHERA para la energía eléctrica producida por los parques renovables. | 4. Las cifras del año anterior se reexpresaron tras la auditoría del Reporte de Sustentabilidad 2025.

En el 2T26, YPF Luz registró una generación de energía renovable no convencional (ERNC) de 732 GWh, lo que representa un incremento interanual del 12,0%, impulsado principalmente por la contribución de los nuevos activos renovables, el parque eólico CASA y el parque solar El Quemado.

Las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) y la intensidad de emisiones de GEI aumentaron un 14,4% y un 3,2%, respectivamente, en el 2T26 respecto del mismo período del año anterior. El incremento se debió principalmente a un mayor consumo de diésel en la central térmica Central Dock Sud para responder a la demanda del sistema, así como a un mayor consumo de gas natural en el Complejo de Generación Tucumán como consecuencia de un mayor despacho.

Desde el punto de vista de la seguridad, no se registraron incidentes computables durante el 2T26.

Para obtener más información sobre el desempeño ambiental, social y de gobernanza de YPF Luz, por favor consulte el Reporte de Sustentabilidad 2025 de la Compañía, recientemente publicado y disponible en nuestro sitio web.

GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 2T26, la Compañía continuó implementando su Plan Anual de Capacitación en Compliance mediante capacitaciones virtuales y presenciales en distintos sitios operativos, con el objetivo de continuar fortaleciendo la cultura de integridad.

Asimismo, la Compañía continuó con la ejecución del Programa de Desarrollo de Terceros 2026, llevando adelante las actividades previstas para el período, incluyendo un encuentro presencial con proveedores destinado a promover buenas prácticas de integridad y fortalecer el vínculo con terceros.

En materia de gestión de riesgos, se continuó con la revisión integral de la Matriz Corporativa de Riesgos y Controles, de acuerdo con el plan de gestión de riesgos establecido para el año.

Por último, la Compañía continuó ejecutando su Plan Anual de Auditoría Interna conforme al cronograma previsto y realizó el seguimiento de los planes de acción derivados de las pruebas de la matriz de controles y de las auditorías realizadas en períodos anteriores.

Anexo: Balance ¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025	Var.
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.079.777	2.098.130	-0,9%
Activos intangibles	7.180	7.404	-3,0%
Activos por derecho de uso	14.311	15.216	-5,9%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	33.692	23.502	43,4%
Inversiones en activos financieros	7.829	7.724	1,4%
Activos por Impuesto Diferido	101.230	66.703	51,8%
Total del activo no corriente	2.244.030	2.218.690	1,1%
Activo corriente			
Otros activos corrientes	3.449	-	n.a.
Otros créditos	51.261	45.433	12,8%
Créditos por ventas	267.265	131.779	102,8%
Inversiones en activos financieros	44.020	45.204	-2,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	14.210	12.047	18,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo	167.332	191.798	-12,8%
Total del activo corriente	547.537	426.261	28,5%
TOTAL DEL ACTIVO	2.791.567	2.644.951	5,5%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	776.796	662.981	17,2%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.229.276	1.115.461	10,2%
Interés no controlante	168.082	148.145	13,5%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.397.358	1.263.606	10,6%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	12.441	11.924	4,3%
Pasivo por impuesto diferido, neto	29.916	27.696	8,0%
Pasivo por arrendamientos	13.419	14.165	-5,3%
Préstamos	671.325	771.762	-13,0%
Pasivos de contratos	31.250	33.919	-7,9%
Otros pasivos	4.210	4.210	0,0%
Impuesto a las Ganancias a pagar	92.079	96.931	-5,0%
Total del pasivo no corriente	854.640	960.607	-11,0%
Pasivo corriente			
Provisiones	456	160	185,0%
Cargas fiscales	5.941	5.033	18,0%
Impuesto a las ganancias a pagar	40.293	31.977	26,0%
Remuneraciones y cargas sociales	14.423	16.282	-11,4%
Pasivo por arrendamientos	1.820	1.750	4,0%
Préstamos	293.888	232.585	26,4%
Otros pasivos	1.586	1.295	22,5%
Cuentas por pagar	173.601	124.095	39,9%
Pasivos de contratos	7.561	7.561	0,0%
Total del pasivo corriente	539.569	420.738	28,2%
TOTAL DEL PASIVO	1.394.209	1.381.345	0,9%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.791.567	2.644.951	5,5%

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

Anexo: Estado de Resultados Consolidados ¹ (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Ingresos por ventas	328.092	151.134	117,1%	545.249	300.123	81,7%
Costos de producción	(222.723)	(75.434)	195,3%	(347.310)	(145.041)	139,5%
Resultado bruto	105.369	75.700	39,2%	197.939	155.082	27,6%
Gastos de administración y comercialización	(16.526)	(14.991)	10,2%	(30.535)	(29.387)	3,9%
Otros resultados operativos netos	359	2.392	-85,0%	7.712	3.103	148,5%
Resultado operativo	89.202	63.101	41,4%	175.116	128.798	36,0%
Resultados financieros, netos	(14.550)	(24.104)	-39,6%	(30.580)	(35.201)	-13,1%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	74.652	38.997	91,4%	144.536	93.597	54,4%
Impuesto a las ganancias	(7.434)	(28.786)	-74,2%	(10.784)	(39.945)	-73,0%
Resultado neto del período	67.218	10.211	>200%	133.752	53.652	149,3%
<i>Atribuible a los accionistas</i>	<i>54.835</i>	<i>11.786</i>	<i>>200%</i>	<i>113.815</i>	<i>49.987</i>	<i>127,7%</i>
<i>Interés no controlante</i>	<i>12.383</i>	<i>(1.575)</i>	<i>n.a.</i>	<i>19.937</i>	<i>3.665</i>	<i>>200%</i>

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

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

(En miles de USD)	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	67.218	10.211	>200%	133.752	53.652	149,3%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Baja de activos por derecho de uso	-	(2)	100,0%	-	(117)	100,0%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	40.425	36.620	10,4%	79.689	73.856	7,9%
Depreciación de activos por derecho de uso	452	738	-38,8%	905	1.344	-32,7%
Amortización de activos intangibles	112	112	0,0%	224	222	0,9%
Baja de propiedades, planta y equipo	2.087	1.380	51,2%	4.008	2.394	67,4%
Resultados financieros, netos	14.550	24.103	-39,6%	30.580	35.201	-13,1%
Movimiento de provisiones del pasivo	(107)	60	n.a.	(130)	125	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	7.434	28.789	-74,2%	10.784	39.945	-73,0%
Aumento Previsión por obsolescencia	(1)	(8)	-87,5%	(8)	(8)	0,0%
Multas contractuales y provisión incobrables	-	686	-100,0%	-	686	-100,0%
Recupero de seguros	4.116	-	n.a.	(2.139)	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(113.011)	(3.574)	>200%	(142.896)	(18.151)	>200%
Otros créditos	(20.672)	5.851	n.a.	(19.195)	8.148	n.a.
Otros activos corrientes	(3.449)	(6.791)	-49,2%	(3.449)	(6.791)	-49,2%
Cuentas por pagar	76.136	5.398	>200%	84.680	9.125	>200%
Remuneraciones y cargas sociales	(1.944)	2.247	n.a.	(1.648)	(212)	>200%
Cargas fiscales	(2.880)	(5.121)	-43,8%	(5.260)	891	n.a.
Otros pasivos	720	-	n.a.	867	-	n.a.
Pasivos de contratos	(1.407)	(1.335)	5,4%	(2.672)	997	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(23.784)	(24.743)	-3,9%	(25.192)	(24.743)	1,8%
Intereses cobrados	1.083	807	34,2%	1.741	1.241	40,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	47.078	75.428	-37,6%	144.641	177.805	-18,7%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(35.445)	(86.495)	-59,0%	(96.668)	(163.472)	-40,9%
Cobranzas por otros activos financieros	-	14.430	-100,0%	628	21.572	-97,1%
Adquisición en otros activos financieros	(10.310)	(13.523)	-23,8%	(16.349)	(26.984)	-39,4%
Liquidación de otros activos financieros	11.463	396	>200%	18.882	14.560	29,7%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	(37)	4.599	n.a.	(2.163)	6.415	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(34.329)	(80.593)	-57,4%	(95.670)	(147.909)	-35,3%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	493	69.603	-99,3%	493	89.603	-99,4%
Cancelación de préstamos	-	(22.221)	100,0%	(41.076)	(106.068)	-61,3%
Pago de pasivos por arrendamientos	(668)	(1.048)	-36,3%	(1.527)	(1.733)	-11,9%
Pago de intereses y otros costos financieros	(22.635)	(21.396)	5,8%	(33.072)	(27.607)	19,8%
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(3.123)	-	n.a.	(6.271)	-	n.a.
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(25.933)	24.938	n.a.	(81.453)	(45.805)	77,8%
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(13.184)	19.773	n.a.	(32.482)	(15.909)	104,2%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	863	(6.698)	n.a.	8.016	(2.451)	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	179.653	181.697	-1,1%	191.798	213.132	-10,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	167.332	194.772	-14,1%	167.332	194.772	-14,1%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción, excepto por los saldos de efectivo, que están expresados al tipo de cambio de cierre vigente en 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 pública y/o privada y/o 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."

YPF
LUZ

ypfluz.com/Rl

inversores.ypfee@ypf.com

