



ANUNCIO DE RESULTADOS
2° Trimestre 2024

YPF
LUZ

El EBITDA ajustado del 2T ascendió a USD 94 millones, generando un sólido flujo de caja positivo

Buenos Aires, 8 de agosto de 2024 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el segundo trimestre de 2024 finalizado el 30 de junio de 2024.

Principales Métricas

	KPI	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Datos financieros	Ingresos (k USD)	124.529	131.914	-5,6%	244.854	241.612	1,3%
	EBITDA ajustado (k USD) ²	94.388	104.384	-9,6%	163.438	194.970	-16,2%
	Margen EBITDA (%)	75,8%	79,1%	-4,2%	66,7%	80,7%	-17,3%
	Utilidad neta (k USD)	39.883	56.219	-29,1%	70.531	106.172	-33,6%
	Inversiones (k USD)	28.035	27.023	3,7%	60.250	40.145	50,1%
	Flujo de caja libre ⁵ (k USD)	70.293	27.214	43.079	60.866	(5.486)	66.352
	Deuda neta (k USD)	717.186	768.517	-6,7%	717.186	768.517	-6,7%
	Net Leverage	2,0x	1,8x	7,7%	2,0x	1,84x	7,7%
Datos operativos	Capacidad instalada ³ (MW)	3.237	3.174	2,0%	3.237	3.174	2,0%
	Energía vendida (GWh) ⁴	3.034	3.208	-5,4%	7.016	5.872	19,5%
	Energía térmica	2.581	2.705	-4,6%	6.058	4.916	23,2%
	Energía renovable	453	503	-9,9%	958	956	0,2%
	Producción de vapor (k tn.)	825	793	4,0%	1.563	1.554	0,6%
	Disponibilidad energía térmica	84,7%	90,1%	-6,0%	60,9%	87,7%	-30,6%
	Factor de carga energía eólica	46,7%	55,0%	-15,1%	48,6%	54,0%	-9,9%
	Factor de carga energía solar	23,0%	24,1%	-6,7%	27,5%	24,1%	14,3%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 8 de este informe. | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS. | 4. No incluye la energía vendida en CDS en el 1T23. | 5. Incluye flujo de caja de operaciones menos CAPEX y M&A (actividades de inversión), pagos de dividendos, intereses y arrendamientos (actividades de financiación).

1. Principales Hitos

El EBITDA ajustado alcanzó USD 94,4 millones, un -10% por debajo del 2T2023, debido principalmente a un ajuste del cargo de deterioro en los créditos por ventas con CAMMESA, menores ingresos de la Central Térmica El Bracho debido a los trabajos de mantenimiento programados y la bajada de los precios de energía establecidos en el PPA vigente, sumado a la indisponibilidad de la Central Térmica Loma Campana I y un menor rendimiento en activos renovables afectados por severas condiciones en el sur de Argentina. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el reconocimiento de reembolsos de seguros en la planta Loma Campana I, así como un mejor desempeño operativo en Central Dock Sud (CDS) y el Parque Solar El Zonda.

La generación de energía térmica ascendió a 2.581 GWh en el 2T2024 (-4,6% vs. 2T2023), explicado por el mantenimiento programado de El Bracho realizado durante mayo y junio, y la indisponibilidad de Loma Campana I, parcialmente compensada por una mayor generación de CDS.

La generación de energía renovable disminuyó un 9,9%, impactada por las condiciones climáticas adversas registradas en la región sur de nuestro país provocadas por fuertes tormentas y nevadas, afectando particularmente el desempeño de los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León.

El flujo de caja libre finalizó en terreno positivo, alcanzando los USD 70,3 millones, impulsado por una fuerte generación de caja que permitió a la Sociedad compensar el despliegue del plan de inversiones y el pago regular de

intereses, lo que redujo la deuda neta a USD 717 millones, por debajo del trimestre anterior y del segundo trimestre del año pasado, y uno de los niveles más bajos jamás registrados.

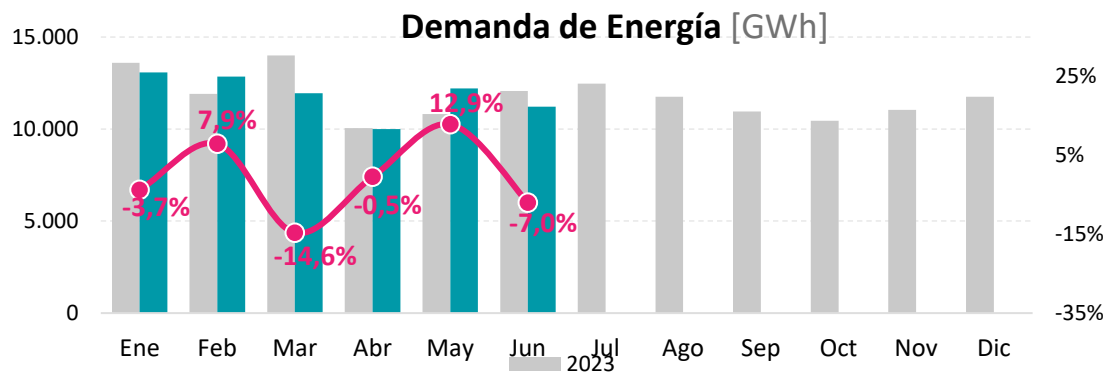
2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	2T24	1T24	2T23	Var. a/a
Demanda de energía (GWh)	33.434	37.884	32.933	1,5%
Residencial	15.544	18.242	14.478	7,4%
Comercial	9.108	10.500	9.239	-1,4%
Industrial	8.782	9.142	9.216	-4,7%
Generación de energía (GWh)	33.810	39.283	32.045	5,5%
Térmica	17.620	21.355	18.877	-6,7%
Hidráulica	7.839	9.055	6.589	19,0%
Nuclear	3.373	3.226	2.030	66,2%
Renovable	4.978	5.647	4.549	9,4%
Capacidad Instalada (MW)	43.602	43.873	43.405	0,5%
Térmica	25.112	25.448	25.450	-1,3%
Hidráulica	10.834	10.834	10.834	0,0%
Nuclear	1.755	1.755	1.755	0,0%
Renovable	5.901	5.836	5.366	10,0%

Demanda de energía

Durante el segundo trimestre de 2024, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 33.434 GWh aumentando un +1,5% respecto al mismo período de 2023, debido principalmente a la demanda residencial que aumentó un +7,4%, mientras que la demanda comercial cayó un -1,4% y la demanda industrial un -4,7%. La expansión de la demanda residencial se explica principalmente por las menores temperaturas registradas en el trimestre, especialmente en mayo, que fue uno de los más fríos registrados, mientras que mayo de 2023 fue uno de los más cálidos registrados en la historia de Argentina. La reducción en la demanda comercial e industrial se explica por tarifas de electricidad más altas y la contracción en la actividad económica general.

La demanda residencial (15.544 GWh) representó el 46% de la demanda total, la demanda comercial (9.108 GWh) representó el 27% de la demanda total y la demanda industrial (8.782 GWh) el 26% de la demanda total.



Fuente: CAMMESA

Generación de energía

La generación del segundo trimestre de 2024 aumentó un +5,5% respecto al mismo período del año anterior, alcanzando 33.810 GWh. La mayor generación del sistema se explicó principalmente por el aumento de la capacidad instalada que permitió al país reducir significativamente las importaciones de energía e incrementar los volúmenes de exportación de energía.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía durante el 2T24, con 52% y 23% de participación de mercado, respectivamente, destacando el incremento de la generación hidroeléctrica en +19,0% respecto al mismo trimestre de 2023. La energía nuclear representó el 10% del mercado de generación, con un aumento del +66,1% frente al 2T23 debido a la mayor disponibilidad de las centrales nucleares durante el trimestre.

Las ERNC (Energías Renovables no convencionales) representaron el 14,7% de la generación, presentando un incremento de +9,4% respecto al 2T23, principalmente debido a una mayor capacidad instalada renovable. La generación eólica se mantuvo como la principal fuente renovable del país (71,4%), seguida de la solar (16,3%), la hidroeléctrica renovable (7,0%) y los biocombustibles (5,3%). El factor de carga promedio del país en el segundo trimestre promedió el 46,8% para la energía eólica y el 22,5% para la solar.

El consumo total de combustible para abastecer la generación térmica alcanzó los 41,6 MMm³/d, lo que representa una caída de -8,8% respecto al mismo período del año anterior, en línea con el menor consumo de combustibles líquidos. El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación de energía, representando el 84,8% del total de combustible consumido por las centrales térmicas durante el 2T24 (84,6% durante el 2T23). Durante el trimestre, se consumieron 6,3 MMm³/d de gas natural equivalente de combustibles líquidos y carbón, representando una reducción de -10,0% en comparación con el 2T23.

Para completar la oferta energética, durante el 2T24, se importaron 1.082 GWh (94,8 GWh de Brasil, 29,0 GWh de Paraguay, 506,8 GWh de Uruguay, 94,8 GWh de Bolivia y 13,3 GWh de Chile), cayendo un 52% respecto al 2T23. Además, las exportaciones de energía ascendieron a 131,8 GWh, principalmente al mercado brasileño. El saldo entre importaciones y exportaciones de energía a nivel argentino representó un margen negativo de aproximadamente USD 91 millones.

Capacidad instalada

Al 30 de junio de 2024, Argentina alcanzó una capacidad instalada de 43.602 MW, aumentando un +0,5% respecto al mismo trimestre del año pasado. El 58% de la capacidad instalada proviene de fuentes térmicas, el 25% de fuentes de generación hidroeléctrica, el 4% de centrales nucleares y el 14% de fuentes renovables no convencionales.

De manera secuencial, la capacidad instalada de Argentina disminuyó un 1% en el 2T24 (-272 MW) como resultado de la incorporación de 150 MW al sistema, de los cuales 62 MW fueron de origen renovable, y la reducción de 422 MW proveniente en su mayoría de la capacidad térmica debido al desmantelamiento de 2 turbinas de vapor de la Central Térmica Costanera.

Costos de energía

El costo promedio de generación del sistema durante el 2T24 alcanzó los 78,2 USD/MWh³, un 10,3% por debajo respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a un diferente mix de combustibles consumidos, con un mayor consumo de gas natural y un menor consumo de combustibles líquidos y carbón.

El precio estacional en el 2T24 promedió los 41,0 USD/MWh, un 2,0% por debajo del mismo trimestre del año anterior, impulsado principalmente por la devaluación de la moneda local en las tarifas residenciales de nivel 2 (ingreso bajo) y nivel 3 (ingreso medio), que continuaron con altos niveles de subsidio durante el trimestre. El nivel

de subsidio para la demanda residencial equivalente promedió 64,2% en el 2T24, ligeramente por encima del nivel de subsidio del 2T23 (60,8%).

Sin embargo, en junio de 2024, la Secretaría de Energía emitió las Resoluciones N° 90/2024 y 92/2024 que introdujeron nuevos ajustes de precios para todos los segmentos tarifarios desde el 1° de junio de 2024 hasta el 31 de octubre de 2024. Los ajustes para los segmentos GUDI, no residencial y residencial nivel 1 ascendieron a 29% en promedio, mientras que los ajustes para los segmentos residencial nivel 2 y nivel 3 oscilaron entre 440% y 575%, reduciendo significativamente el nivel de subsidio para la demanda residencial equivalente a un rango de 43%.

En el caso del segmento GUDI (cuya tarifa estaba alineada en febrero 2024 con las tarifas del segmento GUMA/GUME por la Resolución N° 7/2024), el precio del 2T24 fue de aproximadamente 78,2 USD/MWh, sin subsidios por parte del Estado Nacional.

Como resultado, el subsidio total de electricidad (excluyendo transporte) durante el segundo trimestre ascendió a USD 958¹ millones y representó un 36,0% del costo del sistema, significativamente por debajo del nivel de subsidio del 2T23 (64,0%).

Novedades Regulatorias

RESOLUCIÓN 78/2024:

En virtud de la Resolución 78/2024, las concesiones hidroeléctricas existentes se prorrogaron de la siguiente manera:

- Del 18 de mayo de 2024 al 11 de agosto de 2024 para las centrales de Alicurá, Chocón Arroyito y Cerros Colorados.
- Del 27 de junio de 2024 al 29 de diciembre de 2024 para la central hidroeléctrica Piedra del Águila.

RESOLUCIÓN 45/2024 y 151/2024

La Resolución 45/2024 prorrogó desde el 16 de abril de 2024, por 60 días hábiles el plazo para la firma de los contratos térmicos TerCONF adjudicados. Posteriormente, la Resolución 151/2024 dejó sin efecto la convocatoria de la TerCONF previamente adjudicada e instruyó a CAMMESA a reembolsar los importes pagados por las licitaciones.

RESOLUCIONES 99/2024 y 193/2024:

La Resolución 99/2024 ajustó en un +25% todos los conceptos de remuneración que no se encuentran bajo contrato (generación spot) con vigencia a partir de las transacciones económicas del mes de junio de 2024.

Posteriormente, la Resolución 193/2024 actualiza la remuneración establecida por la Resolución 99/2023 en un 3%, efectiva a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2024.

RESOLUCIÓN 92/2024:

La Resolución 92/2024 ajustó el precio de referencia de la potencia (POTREF) y el precio estabilizado de la energía (PEE) para todos los segmentos de la demanda, con vigencia a partir de junio de 2024, de la siguiente manera:

- GUDIs: +29%.
- No residencial: +29%.
- Residencial:
 - Nivel 1 (mayores ingresos): +29%.
 - Nivel 2 (bajos ingresos): +442%.

¹ Estimaciones de la Sociedad basadas en información de CAMMESA publicada en junio de 2024. No se incluye el margen resultante de las exportaciones de energía.

- Nivel 3 (ingresos medios): +575%.

RESOLUCIÓN 90/2024:

La Resolución 90/2024 actualiza los límites máximos de consumo que está subsidiado para las tarifas de los niveles 2 y 3 del segmento residencial, para el período de junio 2024 a noviembre 2024 de la siguiente manera:

- Para el nivel 2 (bajos ingresos) se determina un consumo base de 350 kWh/mes, cuyo precio tendrá un subsidio del 72% por encima del precio del nivel 1 (mayores ingresos). El consumo de energía que supere esta base se pagará al mismo precio definido para el nivel 1.
- Para el nivel 3 (ingresos medios) el consumo base se determina en 250 kWh/mes, cuyo precio estará subsidiado en un 56% del precio del nivel 1. El consumo de energía que supere esta base pagará el mismo precio definido para el nivel 1.
- Para el nivel 1 (mayores ingresos) no se establece ningún subsidio y su precio será definido sobre la base del precio estacional vigente.

RESOLUCIÓN 150/2024:

La Resolución 150/2024 deroga la Resolución 2022/2005, que permitía a CAMMESA actuar como agente del Gobierno Nacional, asumiendo ciertas tareas para las que no estaba constituida originalmente.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Ingresos por ventas

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

Desglose de ventas por contraparte ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	17.885	16.062	11,3%	33.453	30.925	8,2%
PPA con CAMMESA	59.320	68.705	-13,7%	120.414	117.337	2,6%
PPA con YPF S.A.	26.935	30.154	-10,7%	53.424	61.930	-13,7%
PPA con otros privados	14.572	13.765	5,9%	29.332	25.349	15,7%
Ingreso por combustible y transporte	5.654	3.228	75,2%	7.938	5.621	41,2%
Subtotal	124.366	131.914	-5,7%	244.561	241.162	1,4%
Otros ingresos por servicios	163	-	n.a.	293	450	-34,9%
Total	124.529	131.914	-5,6%	244.854	241.612	1,3%

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

Desglose de Ventas por contraparte² (%) (cifras no auditadas)

	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	14,4%	12,2%	2,2%	13,7%	12,8%	0,9%
PPA con CAMMESA	47,6%	52,1%	-4,4%	49,2%	48,6%	0,6%
PPA con YPF S.A.	21,6%	22,9%	-1,2%	21,8%	25,6%	-3,8%
PPA con otros privados	11,7%	10,4%	1,3%	12,0%	10,5%	1,5%
Ingreso por combustible y transporte	4,5%	2,4%	2,1%	3,2%	2,3%	0,9%
Subtotal	99,9%	100,0%	-0,1%	99,9%	99,8%	0,1%
Otros ingresos por servicios	0,1%	-	0,1%	0,1%	0,2%	-0,1%
Total	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%

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

Las ventas totales en el segundo trimestre 2024 alcanzaron los USD 124,5 millones, un 5,6% menos en comparación con el mismo período de 2023, principalmente debido a los siguientes efectos:

- (i) reducción de precios de la energía establecida en el PPA actual de CAMMESA por las centrales de El Bracho y Loma Campana II;
- (ii) menor generación de energía en la central Loma Campana I, que no estuvo operativa durante el segundo trimestre de 2024, y en el complejo El Bracho debido a trabajos de mantenimiento programados ejecutados durante 22 días entre mayo y junio;
- (iii) menor generación de energía en los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León impactados por las condiciones climáticas adversas registradas en la región sur del país provocadas por fuertes tormentas que generaron cierres de rutas e indisponibilidad de los aerogeneradores debido estar congelados;
- (iv) mayor generación de energía en Central Dock Sud debido a la capacidad adicional comercialmente habilitada desde el 1° de marzo de 2024;
- (v) mayores ventas del Parque Solar El Zonda luego su habilitación comercial definitiva a fines de mayo de 2023.

Costos y Otros resultados operativos

Los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones), aumentaron un 13% en comparación con el mismo período del año anterior, impulsados principalmente por mayores gastos de transporte, que se recuperan a través de ingresos. Excluyendo este efecto, los costos hubiesen aumentado un 4% debido a mayores costos de mantenimiento y a la evolución de las variables macro de Argentina, ya que la inflación interanual del trimestre fue superior a la devaluación interanual del mismo período.

Otros resultados operativos y el deterioro de activos financieros ascendieron a USD 14 millones en el 2T2024, un 22% mayor al 2T 2023. La variación se explica, por un lado, por el reintegro inicial de seguros de alrededor de USD 10 millones registrado por la parada forzada de la central Loma Campana I, gracias a nuestra cobertura de seguros, y por otro lado, por un cargo adicional de deterioro de créditos por ventas con CAMMESA por USD 9 millones basados en el acuerdo firmado con CAMMESA en relación al régimen de pago excepcional de las transacciones económicas con CAMMESA de diciembre 2023 y enero 2024 a través de la entrega de los bonos soberanos AE38, incrementando la quita estimada registrada en el 1T2024.

EBITDA

Como resultado, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 94,4 millones en el 2T24. Las siguientes tablas detallan la reconciliación del EBITDA Ajustado y el desglose del EBITDA por clase de activo:

Reconciliación del EBITDA ajustado ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
EBITDA	94.388	173.889	-45,7%	163.438	264.475	-38,2%
Resultado por participación en negocios conjuntos	-	-	n.a	-	(590)	100,0%
Resultado por Compra IDC/CDS	-	(69.505)	100,0%	-	(69.505)	100,0%
EBITDA ajustado	94.388	104.384	-9,6%	163.438	194.970	-16,2%

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

EBITDA por Clase de Activos ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
De Energía Térmica	59.481	65.170	-8,7%	94.097	119.830	-21,5%
De Energía Renovable	24.629	26.388	-6,7%	51.243	49.532	3,5%
De Cogeneración	15.346	18.019	-14,8%	27.447	34.089	-19,5%
De Generación de Energía Distribuida	2.056	2.235	-8,0%	4.563	4.886	-6,6%
Subtotal	101.512	111.813	-9,2%	177.350	208.337	-14,9%
Corporación y eliminaciones ²	(7.124)	(7.429)	-4,1%	(13.912)	(13.367)	4,1%
Total	94.388	104.384	-9,6%	163.438	194.970	-16,2%

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

EL EBITDA generado por los activos térmicos totalizaron USD 59,5 millones en el 2T24, un 8,7% por debajo del 2T23, impulsado principalmente por el ajuste de deterioro de créditos por ventas con CAMMESA descripto previamente, la indisponibilidad de la planta Loma Campana I y por los menores precios de energía en las plantas El Bracho y Loma Campana II de acuerdo con los PPAs de CAMMESA, parcialmente compensado por una mayor generación de energía de CDS.

El EBITDA generado por activos renovables alcanzó los USD 24,6 millones en el trimestre, un 6,7% menos respecto al mismo período del año anterior, debido a un menor factor de carga en los parques eólicos de Manantiales Behr y Cañadón León.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración totalizó USD 15,3 millones, un 15% por debajo del 2T23 afectado por el deterioro de créditos por ventas con CAMMESA descriptos previamente.

El EBITDA generado por activos de energía distribuida totalizó USD 21 millones, un 10% menos que el 2T23 debido a mayores gastos de mantenimiento en la Central Térmica Manantiales Behr.

4. Operaciones

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

Capacidad Instalada ¹ (MW) (cifras no auditadas)			
	Junio 2024	Junio 2023	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	199	-
Loma Campana Este	17	17	-
Loma Campana I	105	105	-
Loma Campana II	107	107	-
La Plata Cogeneración I	128	128	-
La Plata Cogeneración II	90	90	-
Motores Manantiales Behr	58	58	-
Central Dock Sud ¹	933	870	7,3%
Total Energía Térmica	2.740	2.677	2,4%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
PS Zonda I	100	100	-
Total Energía Renovable	497	497	-
Total	3.237	3.174	2,0%

1. A partir del 2T23 se incluye participación de control indirecto en CDS en la capacidad instalada habilitada. Previamente, incluía participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente.

En las siguientes dos tablas se detallan las unidades vendidas por central en GWh, MW-mes y en miles de toneladas de vapor, según corresponda:

Datos Operativos Despacho (cifras no auditadas)

	Unidad	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	217	243	-10,8%	1.014	897	13,0%
El Bracho TG	GWh	354	468	-24,4%	843	975	-13,5%
El Bracho TV	GWh	230	429	-30,3%	558	712	-21,7%
Loma Campana Este	GWh	19	18	9,2%	37	35	6,1%
Loma Campana I	GWh	-	91	-100,0%	-	283	-100,0%
Loma Campana II	GWh	106	145	-27,3%	164	146	12,4%
La Plata Cogeneración I	GWh	215	217	-0,8%	433	439	-1,5%
	kTn	418	384	8,7%	826	787	4,9%
La Plata Cogeneración II	GWh	165	164	0,9%	308	312	-1,3%
	kTn	407	409	-0,4%	737	767	-3,9%
CT Manantiales Behr	GWh	114	71	59,5%	225	158	42,3%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	100	137	-26,9%	236	269	-12,4%
Parque Eólico Los Teros	GWh	178	183	-2,9%	340	352	-3,3%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	125	151	-17,1%	262	305	-14,1%
Parque Solar Zonda I	GWh	49	31	57,6%	120	31	287,6%
Central Dock Sud ¹	GWh	1.162	959	21,2%	2.477	959	158,3%
Total	GWh	3.034	3.208	-5,4%	7.016	5.872	19,5%
	kTn	825	793	4,0%	1.563	1.554	0,6%
Central Dock Sud ²	GWh	-	-	n.a.-	-	639	-100%

1. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS. | 2. Corresponde a la generación del 1T23 considerando el 30% de participación previa a la toma de control por parte de la Sociedad.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	739	724	2,2%	722	731	-1,2%
El Bracho TG	MW-mes	251	253	-1,0%	242	245	-1,1%
El Bracho TV	MW-mes	194	195	-0,7%	189	193	-2,0%
Loma Campana Este	MW-mes	8	8	0,0%	8	8	0,0%
Loma Campana I	MW-mes	-	42	-100,0%	-	65	-100,0%
Loma Campana II	MW-mes	91	78	17,0%	82	39	110,6%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	119	117	1,8%	113	114	-0,2%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	79	80	-2,2%	78	76	2,3%
CT Manantiales Behr	MW-mes	41	37	10,8%	41	38	7,4%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	763	840	-9,2%	761	840	-9,4%
Total	MW-mes	2.284	2.373	-3,8%	2.236	2.348	-4,8%
Central Dock Sud ²	MW-mes	-	-	n.a.	-	242,6	-100%

1. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS. | 2. Corresponde a la generación del 1T23 considerando el 30% de participación previa a la toma de control por parte de la Sociedad.

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)						
	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Complejo Tucumán	89%	87%	2,2%	87%	88%	-1,1%
El Bracho TG	96%	97%	-1,0%	37%	94%	-60,6%
El Bracho TV	98%	99%	-0,7%	40%	98%	-59,0%
Loma Campana Este	100%	100%	0,0%	4%	100%	-96,3%
Loma Campana I	0%	40%	-100,0%	0%	62%	-100,0%
Loma Campana II	86%	74%	17,0%	39%	37%	4,6%
La Plata Cogeneración I	93%	91%	1,9%	48%	89%	-45,6%
La Plata Cogeneración II	109%	112%	-2,2%	36%	106%	-66,3%
CT Manantiales Behr	71%	64%	10,8%	27%	65%	-58,1%
Central Dock Sud ²	0%	97%	-15,3%	77%	48%	59,0%
Total ²	85%	90%	-6,0%	61%	88%	-30,6%
Central Dock Sud	-	-	n.a.	-	13,9%	-100,0%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada. Es decir, no incluye derrateo ni afectación por condiciones de temperatura. | 2. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS.

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	47%	64%	-25,6%	55%	63%	-12,4%
	Factor de disponibilidad	89%	96%	-6,9%	92%	95%	-3,3%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	48%	49%	-1,4%	46%	47%	-1,4%
	Factor de disponibilidad	84%	98%	-14,3%	86%	97%	-10,8%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	44%	56%	-22,4%	47%	57%	-17,6%
	Factor de disponibilidad	99%	99%	0,3%	99%	99%	0,4%
Total Parques Eólicos	Factor de carga	47%	55%	-15,1%	49%	54%	-9,9%
	Factor de disponibilidad	90%	98%	-7,9%	92%	97%	-5,4%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga	23%	24%	-6,7%	28%	24%	14,3%
	Factor de disponibilidad	100%	66%	52,3%	100%	66%	52,3%

1. Corresponde a la energía generada.

En la siguiente tabla muestra la capacidad instalada total en el Mercado a Término de Energía Renovable Argentino (MATER), la energía vendida en el MATER y la cuota de mercado por capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)						
	2T24	2T23	Var. a/a ⁽¹⁾	6M24	6M23	Var. a/a ⁽¹⁾
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	1.635	998	63,8%	1.635	998	63,8%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	1.340	988	35,6%	2.772	1.899	46,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	24%	40%	-16,0%	24%	40%	-16,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	26%	38%	-12,0%	27%	37%	-9,8%

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

La disponibilidad comercial de generación térmica para toda la compañía alcanzó 84,7% en 1T24, un 6% menor que en 2T23. Por el lado de la energía eólica, el factor de carga promedio alcanzó el 47% en 2T24, un 15,1% por debajo respecto al año anterior. Como resultado, la energía vendida fue un 5,4% menor respecto al mismo período del año anterior.

Los siguientes son los aspectos más relevantes de la disponibilidad y generación de energía por activo:

- En el Complejo Tucumán, el factor de disponibilidad de la planta durante el segundo trimestre 2024 fue mayor que el del mismo período del año anterior y la generación de energía disminuyó un 11% como resultado de la menor demanda en la región, impactada por una menor disponibilidad de gas natural, que llevó a un despacho nulo de la central térmica de San Miguel.
- La central de El Bracho disminuyó su generación en 27% debido a los trabajos de mantenimiento programado ejecutados durante 22 días entre el 25 de mayo y el 16 de junio de 2024, mientras que la disponibilidad comercial estuvo en línea con la del mismo período del año anterior.
- En la Central Térmica Manantiales Behr, la disponibilidad fue un 11% más alta respecto al mismo período de 2023, debido a la actividad de mantenimiento realizado en dos motores en 2T23. Adicionalmente, en el segundo trimestre de 2023, los motores estuvieron limitados debido a la calidad del gas natural, que no se encontraba en especificación, resultando así en un aumento significativo en la generación de energía de aproximadamente un 60%.
- En la Central Térmica de Loma Campana Este, la energía vendida aumentó un 9% respecto al año anterior debido a una mayor demanda de YPF.
- La Central Térmica Loma Campana I de mantuvo fuera de servicio durante el 2T24 y se espera que reanude sus operaciones en el 3T del presente año una vez que la nueva turbina de potencia sea instalada.
- La Central Térmica Loma Campana II alcanzó una disponibilidad comercial del 86%, un 17% por encima del 2T23, luego de una indisponibilidad registrada el año pasado entre junio y diciembre. Sin embargo, la generación de energía disminuyó un 27% respecto al mismo período de 2023 debido a una menor demanda local y por trabajos de mantenimiento por 9 días debido a la especificación del gas natural.
- La Plata Cogeneración I y II mantuvieron niveles similares de generación de energía y disponibilidad comercial durante el trimestre respecto al 2T23. En cuanto a la producción de vapor, La Plata Cogeneración II se mantuvo con niveles similares respecto al 2T23, mientras que La Plata Cogeneración I incrementó un 9% debido a la actividad de mantenimiento registrada el año pasado.
- Los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León lograron un factor de carga del 47,5% y 43,8%, respectivamente, significativamente menores que los factores de carga del 2T23 debido a las severas condiciones climáticas que afectaron la región sur de Argentina durante mayo y junio. Particularmente, el 18 de junio, se desató una tormenta eléctrica en el área lo que provocó cierres de rutas y caída de líneas eléctricas, así como la indisponibilidad de los aerogeneradores debido a congelamiento. Como resultado,

la generación de la energía cayó un 27% por Manantiales Behr y un 17% por Cañadón León durante el 2T23 respecto del 2T23.

- El Parque Eólico Los Teros generó un 3,0% menos de energía que en 2T23 debido a la indisponibilidad ocasional de palas.
- Central Dock Sud incrementó la generación de energía en un 21% respecto del año anterior debido a la ampliación de capacidad finalizada durante el 1T24 (habilitado comercialmente desde el 1° de marzo de 2024). La disponibilidad comercial fue inferior que 2T23 debido al mantenimiento estacional para la puesta en marcha de la operación con gas oil desde finales de abril hasta mediados de mayo de 2024.

La participación de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada de MATER ascendió a 24% en 2T24, frente a un 40% registrado en 2T23, debido principalmente al inicio de las operaciones de otros parques renovables en el mercado. Como consecuencia, la participación de mercado total de YPF Luz alcanzó el 26% en 2T24.

5. Capex

Proyectos en Construcción							
Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
Parque Eólico General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Privados	Eólica	4T2024	262	85,7%
Parque Eólico Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	1S2026	80	2%
Parque Solar El Quemado I	Provincia de Mendoza	200	Privados	Solar	1S2026	170	0%
Totales		418				512	

1. Corresponde al grado de avance físico al 30 de junio del 2024.

Parque eólico General Levalle:

La construcción del Proyecto General Levalle continuó durante el segundo trimestre, destacandose los siguientes avances:

- Se completó el transporte de palas y componentes principales.
- Se logró la terminación mecánica de cinco unidades.
- Se avanzó con el montaje de la línea de media tensión.
- El transformador 33/66 kV se energizó el 28 de junio de 2024.

Parque Eólico Cementos Avellaneda:

El 25 de abril de 2024, el Directorio de la sociedad aprobó la construcción de nuestro quinto parque eólico con una capacidad instalada de 63 MW. La construcción del proyecto de Cementos Avellaneda comenzó durante el 2T24, destacando los siguientes avances:

- Se finalizó la conexión eléctrica en el sitio.
- Se completaron los estudios de suelo, topografía y agua.
- Se iniciaron los trabajos de ingeniería y se realizaron órdenes de compra para transformadores y equipos.

Parque Solar El Quemado I

El 15 de julio de 2024, el Directorio de la sociedad aprobó la construcción de la primera etapa de su segundo parque solar, “El Quemado 1”, ubicado en la localidad de Las Heras, provincia de Mendoza.

En su primera etapa, el sitio tendrá una capacidad instalada total de 200MW y abastecerá demanda industrial dentro del Mercado a Término de Energía Renovable “MATER”. La inversión estimada asciende a USD 170 millones y la habilitación comercial se espera para el primer semestre de 2026.

6. Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Efectivo al inicio del período	99.538	178.672	-44,3%	102.439	82.329	24,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	92.284	95.074	-2,9%	144.151	160.744	-10,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(70.711)	(13.827)	411,4%	(110.655)	(87.505)	26,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	110.635	(104.728)	n.a.	89.939	(5.586)	n.a.
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	1.264	(2.822)	n.a.	7.136	2.386	199,1%
Efectivo al cierre del período	233.010	152.368	52,9%	233.010	152.368	52,9%
Otros activos financieros y Efectivo restringido, neto de Caución	48.259	11.903	305,4%	48.259	11.903	305,4%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período (neto de Caución)	281.269	164.271	71,2%	281.269	164.271	71,2%

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó USD 92,3 millones en 2T24 (-3% a/a). Sin embargo, si sumamos la variación de activos financieros de aproximadamente USD 37 millones, el flujo de efectivo operativo hubiese ascendido a USD 129 millones, un 36% por encima del año anterior. Este aumento se debe principalmente a la cobranza de los bonos soberanos por las transacciones de diciembre 2023 y enero 2024 de CAMMESA y la mejora en los días de cobranza de los créditos con CAMMESA.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de inversión** totalizó USD 70,7 millones en el 2T24, multiplicando por 5 los flujos de efectivo de inversiones del 2T23, debido a los pagos anticipados por el proyecto El Zonda ejecutados en 1T23. Sin embargo, en una base acumulada, los flujos de efectivo de actividades de inversión aumentaron sólo un 27% debido principalmente a la creciente cartera de proyectos en construcción en 2024.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de financiamiento** fue positivo en USD 110,6 millones en 2T24 dado que la Sociedad continuó avanzando con su plan de financiación mediante la obtención de préstamos locales de corto plazo y la emisión de deuda de los mercados de capitales locales, superando los vencimientos de deuda y los pagos de intereses del período.

En consecuencia, el **flujo de fondos** del período fue positivo en USD 70 millones. Dado que la fuerte generación de efectivo permitió a la Sociedad compensar el despliegue de nuestro plan de inversiones y el pago regular de intereses.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** neto de transacciones de cauciones de corto plazo, alcanzó USD 282 millones al cierre del trimestre, significativamente por encima del nivel de liquidez

registrado el año pasado y cubriendo cómodamente los vencimientos financieros de corto plazo. Además, la Gerencia de la sociedad continuó con una estrategia activa de cobertura para minimizar la exposición al tipo de cambio, finalizando el trimestre con una cobertura consolidada de tipo de cambio de 67% de la liquidez total.

7. Deuda

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de dólares)	30 de junio de 2024	30 de junio de 2023	Var. a/a
Corto Plazo	251.846	100.023	151,8%
Largo Plazo	746.609	832.765	-10,3%
Deuda Bruta	998.455	932.788	7,0%
Caja y Equivalentes, neto de cauciones ³	281.269	164.271	71,2%
Deuda Neta	717.186	768.517	-6,7%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM ²	2,0x	1,8x	7,7%
Costo promedio de la deuda	5,30%	5,96%	-11,1%

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

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

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

Al 30 de junio de 2024, la deuda neta consolidada de YPF Luz ascendió a USD 717 millones, disminuyendo en USD 63 millones t/t y USD 8 millones a/a. La menor deuda neta y el menor EBITDA ajustado móvil a 12 meses dieron lugar a un ligero aumento en el ratio de leverage neto, alcanzando 2,0x.

En términos de **financiación**, durante el segundo trimestre la Sociedad continuó avanzando en su plan de financiamiento mediante líneas de créditos de corto plazo con bancos de relación y la emisión de obligaciones negociables en el mercado de capitales local. En ese sentido, en junio de 2024, la Sociedad emitió una Obligación Negociable en dólar linked a 1 año y medio, con un rendimiento implícito al vencimiento de -1%, por un monto de USD 97,5 millones y una Obligación Negociable a 3 años en dólares con cupón del 5,9% por un monto de USD 10,2 millones. Los ingresos de las nuevas emisiones se utilizarán, entre otros usos, para financiar los tres parques renovables actualmente en construcción.

En términos de **costos financieros**, la tasa de interés promedio de la deuda financiera totalizó en 5,3%, frente a un 6,0% registrado en el trimestre anterior y el año anterior.

Con respecto al perfil de vencimientos, la Sociedad enfrenta vencimientos de deuda para los próximos seis meses de 2024 por USD 135 millones, que consiste principalmente en vencimientos de Obligaciones Negociables locales y amortizaciones de préstamos multilaterales.

8. Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	453	503	-10,0%	958	956	0,1%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	14,9%	15,7%	-4,8%	13,7%	16,3%	-16,2%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.127.606	1.185.046	-4,8%	2.567.719	2.184.131	17,6%
Intensidad emisiones GEI ³	0,290	0,304	-4,6%	0,304	0,303	0,3%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	202.762	233.332	-13,1%	427.111	462.155	-7,6%
Extracción de agua (ktn) ²	1.712	1.843	-7,1%	3.996	4.212	-5,1%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	0,45	0,47	-4,7%	0,47	0,58	-19,0%
Residuos (ton)	99.720	54.645	82,5%	564.260	302.020	86,8%

1. No incluye Central Dock Sud | 2. Datos estadísticos internos de la Sociedad. | 3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂ e)/energía eléctrica producida (MWh).
 | 4. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO₂ y de SPHERA para la energía eléctrica producida por Parque Eólico Manantiales Behr, Parque Eólico Los Teros y Parque Eólico Cañadón León.

En el 2T24, la Sociedad logró evitar emisiones de CO₂ por más de 202.000 toneladas, un 13,1% por debajo respecto al mismo período del año anterior debido a una contracción de generación renovable afectada por las condiciones climáticas descriptas anteriormente y una menor base de generación de energía térmica.

Sin embargo, durante el trimestre continuamos trabajando en la reducción de nuestras emisiones GEI. En ese sentido, en el 2T24, alcanzamos una mayor reducción de nuestros niveles de intensidad de carbono de alcance 1, promediando un 0,29 CO₂e/MWh, un 4,6% por debajo del 2023.

Social						
	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Horas de formación de empleados	8.617	10.734	-19,7%	13.952	12.112	15,2%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Porcentaje de voluntariado ²	24,4%	15,5%	57,4%	27,5%	16,0%	71,9%
Horas de voluntariado	418	285	46,7%	481	315	52,7%

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

En el área de inversión social, en el 2T24 la Sociedad realizó 24 actividades con comunidades locales, incluyendo actividades de infraestructura, educativas y de forestación, en las cuales 120 empleados estuvieron involucrados, alcanzando un 28% de participación en actividades de voluntariado durante el primer semestre de 2024, un 72% más alto que el mismo período de 2023.

En cuanto a otras actividades sociales, la Sociedad lanzó programas de Liderazgo y Formación en Energía, y lanzó un proceso de evaluación integral de líderes, "Feedback 360°".

Con respecto a la seguridad de nuestro empleados, en el 2T24 no se computaron accidentes con pérdidas de días hábiles.

Gobierno Corporativo

Durante el 2T24, iniciamos un nuevo programa de capacitación de Compliance, enfocado en los riesgos de la integridad de la información, corrupción y conflicto de intereses, impementado a través de talleres interactivos, con una participación promedio del 66%.

9. Hechos Relevantes del Período

Renuncia del Director Titular y Designación de CFO

El 3 de abril de 2024 el señor Pedro Kearney comunicó la renuncia a su cargo de Director titular de la Sociedad como consecuencia de su designación como Chief Financial Officer de YPF Luz a partir del 1° de abril de 2024.

Autorización de emisión de obligaciones negociables

El 25 de abril de 2024 el Directorio de la Sociedad aprobó la emisión y colocación por oferta pública de obligaciones negociables por un monto de hasta USD 110.000.000 (ciento diez millones de dólares estadounidenses) (o su equivalente en otras monedas), en una o más clases y/o series, en el marco del Programa de Emisor Frecuente.

Nuevo parque Eólico

El 25 de abril de 2024, el Directorio de la Sociedad aprobó la construcción de su quinto parque eólico de generación de energía eléctrica, a ser emplazado en la localidad de Olavarría, provincia de Buenos Aires. El parque tendrá una potencia instalada total de 63 MW, de los cuales 28 MW serán destinados a la autogeneración de Cementos Avellaneda S.A. ("CASA") y los remanentes 35 MW abastecerán demanda industrial en el Mercado a Término de Energías Renovables "MATER". La inversión estimada es de 80 millones de dólares.

Firma del acuerdo con CAMMESA bajo el marco regulatorio de la Resolución SE N° 58/2024

El 13 de mayo de 2024 el Directorio de la Sociedad aprobó la suscripción de un acuerdo con CAMMESA, bajo el marco regulatorio de la Resolución N° 58/2024 de la Secretaría de Energía -parcialmente modificado por la Resolución SE N° 66/2024-, por el pago de las transacciones económicas correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero y febrero de 2024. Ese mismo día, la Sociedad suscribió un acuerdo con CAMMESA bajo el cual se acordó que las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 fueran canceladas mediante la entrega a YPF Luz de "Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038" (AE38), y que la transacción del mes de febrero de 2024 fuera abonada con fondos existentes depositados en las cuentas bancarias de CAMMESA. Asimismo, Central Dock Sud S.A. (CDS), una sociedad controlada por YPF Luz, suscribió un acuerdo con CAMMESA, un mecanismo de pago por sus transacciones económicas de los mismos meses, con términos y condiciones similares a los recién mencionados.

Anexo: Balance ¹ (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	30 de junio de 2024	31 de diciembre de 2023	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.987.144	2.008.894	-1,1%
Activos intangibles	8.013	8.144	-1,6%
Activos por derecho de uso	13.663	14.821	-7,8%
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	42.707	44.802	-4,7%
Inversiones en activos financieros	347	-	n.a.
Activos por impuesto diferido, netos	21.322	24.868	-14,3%
Total del activo no corriente	2.073.207	2.101.540	-1,3%
Activo corriente			
Otros créditos	53.965	38.644	39,6%
Créditos por ventas	115.194	113.644	1,4%
Inversiones en activos financieros	42.934	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	26.903	11.903	126,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo	233.010	102.439	127,5%
Total del activo corriente	472.006	266.630	77,0%
TOTAL DEL ACTIVO	2.545.213	2.368.170	7,5%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	588.770	528.480	11,4%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.041.250	980.960	6,1%
Interés no controlante	142.413	132.171	7,7%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.183.663	1.113.131	6,3%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.645	2.885	26,3%
Pasivos por impuesto diferido, netos	164.278	175.538	-6,4%
Pasivos por arrendamientos	7.951	6.712	18,5%
Préstamos	746.609	713.685	4,6%
Otros pasivos financieros	-	-	n.a.
Otros pasivos	4.210	4.210	0,0%
Pasivos por contratos	41.303	20.652	100,0%
Total del pasivo no corriente	967.996	923.682	4,8%
Pasivo corriente			
Provisiones	138	10	1280,0%
Cargas fiscales	6.036	1.218	395,6%
Impuesto a las ganancias a pagar	2.834	7.240	-60,9%
Remuneraciones y cargas sociales	9.666	11.652	-17,0%
Pasivos por arrendamientos	2.579	4.738	-45,6%
Préstamos	273.424	183.418	49,1%
Otros pasivos	948	774	22,5%
Cuentas por pagar	97.929	122.307	-19,9%
Total del pasivo corriente	393.554	331.357	18,8%
TOTAL DEL PASIVO	1.361.550	1.255.039	8,5%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.545.213	2.368.170	7,5%

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

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

(En miles de USD)	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
Ingresos por ventas	124.529	131.914	-5,6%	244.854	241.612	1,3%
Costos de producción	(75.825)	(63.265)	19,9%	(134.649)	(110.920)	21,4%
Resultado bruto	48.704	68.649	-29,1%	110.205	130.692	-15,7%
Gastos de administración y comercialización	(11.655)	(11.844)	-1,6%	(22.367)	(21.534)	3,9%
Otros resultados operativos netos ⁽¹⁾	22.766	34.267	-33,6%	31.151	45.435	-31,4%
Deterioro de activos financieros	(8.601)	-	n.a.	(33.990)	-	n.a.
Resultado operativo	51.214	91.072	-43,8%	84.999	154.593	-45,0%
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a.	-	(590)	100,0%
Resultados financieros, netos	(9.654)	(34.837)	-72,3%	(7.169)	(60.101)	-88,1%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	41.560	56.235	-26,1%	77.830	93.902	-17,1%
Impuesto a las ganancias	(1.677)	(16)	10381,3%	(7.299)	12.270	n.a.
Resultado neto del período	39.883	56.219	-29,1%	70.531	106.172	-33,6%
Atribuible a los accionistas	34.233	53.196	-35,6%	60.290	103.149	-41,6%
Interés no controlante	5.650	3.023	86,9%	10.241	3.023	238,8%

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

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

(En miles de USD)	2T24	2T23	Var. a/a	6M24	6M23	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	39.883	56.220	-29,1%	70.531	106.172	-33,6%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	-	-	n.a	-	590	-100,0%
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	(69.505)	100,0%	-	(69.505)	100,0%
	-	-	n.a	-	-	n.a
Depreciación de propiedades, planta y equipo	42.529	35.372	20,2%	77.150	61.793	24,9%
Depreciación de activos por derecho de uso	579	579	0,0%	1.158	1.158	0,0%
Amortización de activos intangibles	66	65	1,5%	131	131	0,0%
Baja de propiedades, planta y equipo	2.121	1.856	14,3%	4.850	2.400	102,1%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	-	46.800	-100,0%	-	46.800	-100,0%
Resultados financieros, netos	9.654	34.837	-72,3%	7.169	60.101	-88,1%
Movimiento de provisiones del pasivo	97	63	54,0%	(249)	64	n.a.
Desvalorización créditos con CAMMESA	8.601	-	n.a.	33.990	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	1.677	15	11080,0%	7.299	(12.270)	n.a.
Aumento Previsión por obsolescencia	-	77	-100,0%	-	77	-100,0%
Multas contractuales	-	(1.482)	100,0%	-	(6.867)	100,0%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(714)	(21.198)	-96,6%	(82.900)	(48.038)	72,6%
Otros créditos	(15.658)	14.705	n.a.	784	25.521	-96,9%
Inventarios	-	4	-100,0%	-	4	-100,0%
Cuentas por pagar	6.845	(13.754)	n.a.	(533)	(14.862)	-96,4%
Remuneraciones y cargas sociales	1.842	2.404	-23,4%	(841)	53	n.a.
Cargas fiscales	763	5.066	-84,9%	5.384	8.986	-40,1%
Pasivos de contratos	-	-	n.a	20.652	-	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(8.278)	(2.025)	308,8%	(8.393)	(7.910)	6,1%
Intereses cobrados	2.277	4.975	-54,2%	7.969	6.346	25,6%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	92.284	95.074	-2,9%	144.151	160.744	-10,3%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(48.629)	(30.988)	56,9%	(73.010)	(70.274)	3,9%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(2.387)	-	n.a.	(3.651)	(34.122)	-89,3%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a	(270)	(270)	0,0%
Aportes a asociadas	-	294	-100,0%	-	294	-100,0%
Adquisición en otros activos financieros	(31.487)	-	n.a.	(45.518)	-	n.a.
Liquidación de otros activos financieros	36.392	16.867	115,8%	36.394	16.867	115,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	(15.000)	-	n.a.	(15.000)	-	n.a.
Préstamos (otorgados) / cobrados a partes relacionadas	(9.600)	-	n.a.	(9.600)	-	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(70.711)	(13.827)	411,4%	(110.655)	(87.505)	26,5%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	132.181	-	n.a.	161.396	157.324	2,6%
Pago de dividendos	-	(35.156)	100,0%	-	(35.156)	100,0%
Cancelación de préstamos	(16.893)	(64.170)	-73,7%	(39.582)	(92.366)	-57,1%
Pago de pasivos por arrendamientos	(719)	(642)	12,0%	(1.409)	(1.398)	0,8%
Pago de intereses y otros costos financieros	(3.934)	(4.760)	-17,4%	(30.466)	(33.990)	-10,4%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	110.635	(104.728)	n.a.	89.939	(5.586)	n.a.
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	132.208	(23.481)	n.a.	123.435	67.653	82,5%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	1.264	(2.822)	n.a.	7.136	2.386	199,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	99.538	178.672	-44,3%	102.439	82.329	24,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	233.010	152.368	52,9%	233.010	152.368	52,9%

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

YPF
LUZ

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