



ANUNCIO DE RESULTADOS
3° Trimestre 2023

YPF
LUZ

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 100,9 millones en 3T23

Buenos Aires, 7 de noviembre de 2023 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el tercer trimestre de 2023 terminado el 30 de septiembre de 2023.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo¹ (cifras no auditadas)

	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Ingresos (k USD)	131.919	126.263	4,5%	373.531	354.995	5,2%
EBITDA normalizado (k USD)²	100.856	125.854	(19,9)%	295.826	299.318	(1,2)%
EBITDA (k USD)	100.856	125.854	(19,9)%	365.331	299.318	22,1%
Margen EBITDA (%)	76,5%	99,7%	(23,3)%	97,8%	84,3%	16,0%
Resultado del Período (k USD)	1.818	46.001	(96,0)%	107.992	120.052	(10,0)%
Inversiones (k USD)	36.686	35.868	2,3%	124.191	109.872	13,0%
Capacidad Instalada EoP³ (MW)	3.174	2.483	27,8%	3.174	2.483	27,8%
Energía Vendida (GWh)⁴	3.024	2.357	28,3%	9.110	7.256	25,6%
Energía Térmica	2.525	1.878	34,5%	7.655	5.938	28,9%
Energía Renovable	499	479	4,2%	1.455	1.318	10,4%
Producción de Vapor (k tn.)	751	741	1,4%	2.305	1.938	19,0%
Disponibilidad Energía Térmica⁵	82,4%	96,3%	(14,4)%	85,7%	91,4%	(6,2)%
Factor de Carga Energía Renovable⁶	45,3%	55,7%	(18,7)%	47,1%	51,1%	(7,8)%

1 Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. La reconciliación del EBITDA normalizado se encuentra en la página 8 del reporte. | 3. Incluye el 100% de CDS desde 2T23, en virtud de la combinación de negocios concretada en dicho trimestre e incluye la participación indirecta del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, en 3T22, 9M22 y 1T23. | 4. Incluye el 100% de la energía vendida por CDS a partir de 2T23 | 5. Incluye CDS al 100% desde 2T23 | 6. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

Highlights

- Los ingresos del 3T23 fueron de USD 131,9 millones, +4,5% vs 3T22.
- La venta de energía del 3T23 alcanzó 3.024 GWh, +28,3% vs mismo período de 2022.
- El EBITDA acumulado fue 22,1% superior al de los 9M22, alcanzando los 365,3 MMUSD.
- La participación de YPF Luz en el MATER fue del 36% en 9M23.
- En 3T23, las Inversiones fueron de USD 36,7 millones, nivel similar al mismo período de 2022.

CALL DE RESULTADOS 3T23

Conference Call

8 de noviembre de 2023 10 a.m. (US EST) | 12 p.m. (hora Bs. As.)

Desde Argentina: +5411 3984-5677

Desde Estados Unidos: +1 (844) 204-8586

Desde otros países: +1 (412) 317-6346

Conference ID: YPF LUZ

Webcast: <https://bit.ly/3XJVBUA>

Relación con Inversores

Solange Barthe Dennin

Teléfono: +54911 3811-0199

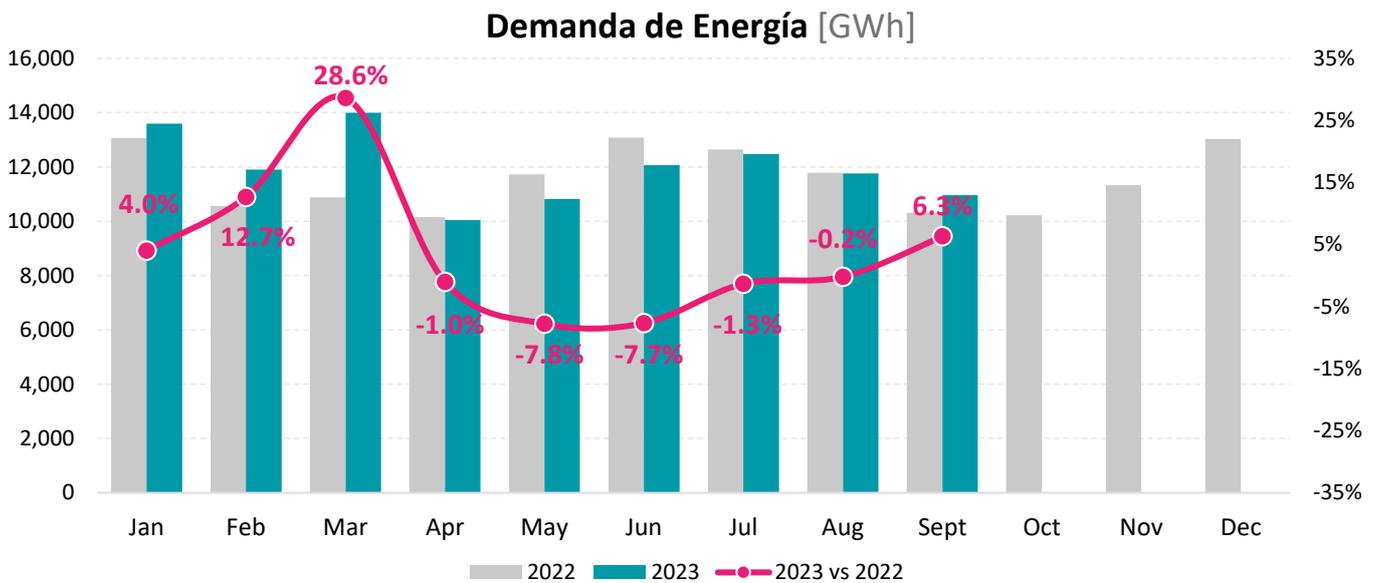
Email: solange.barthedennin@ypf.com

inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el tercer trimestre de 2023, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 35.190 GWh¹. Esto significó un aumento de 1,3% respecto al mismo período de 2022 (34.733 GWh) impulsado por un crecimiento de la demanda residencial del 3,9%, compensado por una leve caída de la demanda comercial e industrial. La causa principal de este crecimiento se debe al incremento en la demanda del mes de septiembre, que registró temperaturas más bajas que el año anterior.



La demanda residencial (16.663 GWh) representó el 47% de la demanda total y presentó en el tercer trimestre un aumento del 3,9%. La demanda comercial (9.436 GWh) representó el 27% de la demanda total y se redujo un 0,6% respecto al mismo periodo del año anterior. La demanda industrial (9.092 GWh) representó el 26% de la demanda total y presentó una caída del 1,1% respecto al 3T22.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 14% del total de la demanda, registraron una caída del 2,1% en su consumo en 3T23 comparado al 3T22.

Al 30 de septiembre de 2023 Argentina cuenta con una potencia instalada de 43.453 MW, habiendo aumentado un 1,3% en el último año móvil. El 58,5% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 24,9% a fuentes de generación hidroeléctrica, 12,6% a fuentes de origen renovable no convencional (“ENRC”) y 4,0% a centrales nucleares.

Durante el 3T23 se incorporaron al sistema 92,6 MW de origen renovable, 5 MW de la central de biogás San Martín Norte (Buenos Aires), 18 MW de incremento de potencia del parque eólico Mataco III (Buenos Aires), 51,6 MW del parque eólico De La Buena Ventura (Buenos Aires) y 18 MW del parque eólico Vivoratá (Buenos Aires).

La generación en el tercer trimestre de 2023 aumentó 7,2% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 35.861 GWh. El aumento en la generación eléctrica se debe a la mayor demanda y a los menores volúmenes de importación de energía eléctrica durante el trimestre.

¹ De acuerdo con la última información disponible de CAMMESA, publicada en el Informe de septiembre de 2023. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

Para completar la oferta energética, durante 3T23 se importaron 1.223 GWh (1.050,8 GWh de Brasil, 32,5 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones, 121,2 GWh de Uruguay, 9,0 GWh de Bolivia y 9,7 GWh de Chile), cayendo un 56,7% las importaciones respecto a 3T22. A su vez, durante el tercer trimestre de 2023 hubo exportaciones de energía por 16,3 GWh principalmente con destino Brasil. Finalmente, el balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 93,1 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 3T23, con una participación del 46,2% y 33,5%, respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo un aumento significativo este trimestre, con un aumento del 62,6% respecto 3T22. Este aumento se dio en todas las principales centrales hidroeléctricas del país. La energía nuclear representó un 6,2% de la generación de 3T23, presentando una disminución del 6,4% respecto a 3T22 debido a la indisponibilidad forzada por rotura en el generador de la central nuclear Atucha II, que volvió a entrar en servicio a fines de agosto'23. Durante septiembre'23 la central nuclear Atucha I salió de servicio por mantenimiento programado.

Las Energías Renovables no convencionales ("ERNC") representaron un 14,1% de la generación, aumentando en un 6,1% la energía generada respecto a 3T22. De ellas, la generación eólica es la principal fuente del país (72,7%), seguida por la solar (14,8%), la hidroeléctrica renovable (5,7%) y los biocombustibles (6,8%). El factor de capacidad medio país fue de 45,6% para el eólico y 25,8% para el solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 86,8% del combustible total consumido por las centrales durante el 3T23 (80,6% durante el 3T22). El consumo alcanzó los 34,3 MMm³/d representando una caída del 6,4% respecto al mismo período del año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 5,2 MMm³/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone un decrecimiento del 23,1% respecto al 3T22, principalmente por una mayor disponibilidad de gas natural para usinas.

El costo medio de generación del sistema durante 3T23 alcanzó 71,3 USD/MWh³, habiéndose reducido un 31,0% o 32,1 USD/MWh respecto al costo del mismo período del año anterior.

El precio estacional presentó un valor de 35,1 USD/MWh en 3T23, en tanto para residencial fue de 25,1 USD/MWh en dicho período. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue de 50,0% para 3T23 (vs. 71,7% en 3T22).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se ajustó mediante la Resolución 612/2023) el precio en el 3T23 fue de 70,2 USD/MWh, un 1,5% por debajo del precio monómico del trimestre.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el tercer trimestre del año representó aproximadamente 37,2% del costo del sistema, alcanzando USD 966 millones⁴. Los subsidios durante 2023 alcanzaron los USD 3.592 millones, 33,8% menos que en 2022.

³ Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

⁴ Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en septiembre de 2023. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

Novedades Regulatorias del trimestre:

RESOLUCIÓN N°612/2023:

Se actualiza 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 del 1 de agosto de 2023:

▪ **GUDIs:** + 10%.

▪ **No Residencial:** + 50%.

▪ **Residencial:**

- Nivel 1 (mayores ingresos): +10%.
- Nivel 2 (bajos ingresos): 0%.
- Nivel 3 (ingreso promedio): 0%.

RESOLUCIÓN N°562/2023:

- Se podrán presentar propuestas y manifestaciones de interés (“MDI”) para ampliaciones de transporte de dos tipos:
 - Ampliaciones de Transporte para Incorporar **Generación**
 - Ampliaciones de Transporte para Incorporar **Demanda Minera**
- Se podrá presentar **más de una MDI** para más de una obra de ampliación, pero deberán ser presentadas como **propuestas independientes** en sobres independientes.

RESOLUCIÓN N° 621/2023:

- Objetivo: incorporar potencia térmica firme al sistema interconectado nacional mediante la incorporación de centrales termoeléctricas nuevas o con menos de 15.000 horas de uso verificado.

RESOLUCIÓN N° 574/2023:

- Se extiende la fecha de finalización de las **concesiones hidroeléctricas** de los complejos hidroeléctricos Alicurá, El Chocón Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila durante **60 días** corridos, con posibilidad de extenderse 60 días más.
- De esta manera, las concesiones permanecerían en manos de sus actuales concesionarios hasta **principios de 2024**.

RESOLUCIÓN N° 750/2023:

- Se actualiza un **23%** todos los conceptos de remuneración de la generación no contractualizada (generación spot) a partir de la transacción económica de **septiembre 2023**.

RESOLUCIÓN N° 869/2023:

- Se actualiza la remuneración establecida en la Resolución N°750/2023 en un **28%** para todos los conceptos de remuneración de la generación no contractualizada (generación spot) a partir de la transacción económica de **noviembre 2023**.

RESOLUCIÓN N° 883/2023:

- Establece una alternativa para compensar las penalidades impuestas o que eventualmente podrían ser impuestas por incumplimiento de COD, deficiencia de abastecimiento de energía comprometida o deficiencia en el cumplimiento de componente nacional declarado de todos los proyectos renovables de Renovar y RenMDI. Esta compensación se dará mediante la inversión en nuevos proyectos renovables que se incorporen efectivamente.

RESOLUCIÓN N° 884/2023:

- Se actualiza los valores de energía para GUDI, Comercial y Residencial en dos períodos, a partir **Nov'23 hasta Ene'24** y **Feb'24 hasta Abr'24 inclusive**.

Nov'23 hasta Ene'24

- **GUDIs:** -9% en Pesos Argentinos.
- **No Residencial:** sin modificaciones.
- **Residencial:**
 - Nivel 1 (mayores ingresos): -9% en Pesos Argentinos respecto precios de octubre.
 - Nivel 2 (bajos ingresos): sin modificaciones.
 - Nivel 3 (ingreso promedio): sin modificaciones.

Feb'24 hasta Abr'24 inclusive

- **GUDIs:** +21% en Pesos Argentinos respecto precios de enero.
- **No Residencial:** sin modificaciones.
- **Residencial:**
 - Nivel 1 (mayores ingresos): +21% en Pesos Argentinos respecto precios de enero.
 - Nivel 2 (bajos ingresos): sin modificaciones.
 - Nivel 3 (ingreso promedio): sin modificaciones.

EBITDA

EBITDA por Clase de Activos ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
De Energía Térmica	62.875	66.381	(5,3)%	182.705	176.326	3,6%
De Energía Renovables	26.260	45.512	(42,3)%	75.791	89.807	(15,6)%
De Cogeneración	19.481	18.094	7,7%	53.570	42.435	26,2%
De Generación de Energía Distribuida	1.455	1.767	(17,7)%	6.341	7.328	(13,5)%
Subtotal	110.071	131.754	(16,5)%	318.407	315.896	0,8%
Corporación y eliminaciones ²	(9.213)	(5.900)	56,2%	46.924	(16.578)	n.a.
Total	100.856	125.854	(19,9)%	365.331	299.318	22,1%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye principalmente gastos corporativos y el resultado de 69,5 millones por adquisición de participación en sociedades.

Las ventas totales de la compañía en el tercer trimestre 2023 alcanzaron los USD 131,9 millones, aumentando 4,5% comparado con el mismo período del año 2022. Esto se explica principalmente por los siguientes factores operativos: (i) a partir del segundo trimestre del año 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron mediante la consolidación los ingresos por ventas correspondientes a esta sociedad, (ii) se registraron los ingresos por el Parque Solar Fotovoltaico Zonda luego de su habilitación comercial por 100MW el 31 de mayo de 2023, (iii) mayores ingresos por La Plata Cogeneración I por la mayor energía generada, potencia y vapor debido a cuestiones de demanda de la Refinería y debido a mantenimientos en diferentes procesos de la misma y a la operación a menor carga en el mismo período del año anterior, (iv) siendo todos estos mayores ingresos parcialmente compensados por los menores ingresos de Loma Campana I y II dado que las Centrales se mantuvieron fuera de servicio durante todo el período y los menores ingresos registrados por Parque Eólico Manantiales Behr debido principalmente a un menor recurso de viento respecto al mismo período del año anterior y a mayores restricciones por curtailment tanto en el mismo como en el Parque Eólico Cañadón León durante el tercer trimestre 2023.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones y gastos de combustible), se registró un incremento de aproximadamente 32% en 3T23 comparado con 3T22, explicado principalmente por los incrementos de sueldos y cargas sociales, costos de conservación, reparación y mantenimiento y el hecho de que a partir del segundo trimestre del año 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron mediante la consolidación los costos operativos correspondientes a esta sociedad.

Por otra parte, cabe recordar que en el 3T22 se arribaron a dos acuerdos conciliatorios mediante los cuales GE reconoció a favor del Grupo un monto de USD 24,1 millones, los cuales estaban compuestos conforme a lo detallado a continuación: (i) USD 4,2 millones principalmente en virtud de las salidas intempestivas y reiteradas de servicio de las centrales Loma Campana I y Loma Campana II; (ii) USD 9,9 millones en concepto de penalidades por la demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial comprometida del Parque Eólico Los Teros I; (iii) USD 10 millones como compensación por el lucro cesante incurrido en el Parque Eólico Cañadón León por la demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial comprometida.

En consecuencia, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 100,9 millones en el 3T23, lo que le permitió alcanzar un EBITDA durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2023 de USD365,3 millones (+22,1% vs 9M22).

EL EBITDA generado por los activos térmicos (Complejo Generación Tucumán, Central Térmica el Bracho, Loma Campana I Loma Campana II y Central Dock Sud) disminuyó 5,3% en 3T23 comparado con el mismo período del año anterior. El motivo fue el menor ingreso causado por la indisponibilidad de Loma Campana I y II por mantenimiento forzados por fallas en el supercore y power turbine, parcialmente compensado por el EBITDA de CDS, la mayor generación y potencia de la Central Térmica El Bracho y los aumentos de precios registrados en Complejo Generación Tucumán como consecuencia de las resoluciones N°238/22, 826/2022 y 59/2023.

En el caso de los activos renovables (el Parque Eólico Manantiales Behr, el Parque Eólico Cañadón León, Parque Eólico Los Teros y Parque Solar Fotovoltaico el Zonda), alcanzaron un EBITDA de USD26,3 millones, que implicó una reducción del 42,3% con relación al que tuvieron en el mismo período del año anterior, el cual estuvo impactado por la compensación de USD19,9 millones por los acuerdos alcanzados en el 3T22, descriptos previamente.

A su vez, sin considerar ese efecto, durante este tercer trimestre del 2023 se registró un mayor resultado por el ingreso en operaciones del Parque Solar Fotovoltaico Zonda en el trimestre anterior por 100MW el cual fue parcialmente compensado principalmente por el menor recurso durante el trimestre del Parque Eólico Manantiales Behr y las mayores restricciones por curtailment registradas tanto en el mismo como en el Parque Eólico Cañadón León durante el tercer trimestre 2023.

Con relación a los activos de cogeneración (La Plata I y II) totalizaron un EBITDA de 19,5 millones de USD, un 7,7% superior al del 3T22 debido fundamentalmente a los mayores volúmenes de energía y de vapor registrados respecto

al mismo período del año anterior en la Plata I por mayor demanda de la refinería y por ciertos mantenimientos programados en ambos activos en el 3T22.

El EBITDA generado por los activos de energía distribuida en el 3T23 (Central Térmica Manantiales Behr y Loma Campana Este) se mantuvo en el orden de los 1,5 millones de USD.

Reconciliación del EBITDA normalizado ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
EBITDA	100.856	125.854	(19,9)%	365.331	299.318	22,1%
Resultado por Compra IDC/CDS	-	-	n.a	(69.505)	-	n.a.
EBITDA normalizado	100.856	125.854	(19,9)%	295.826	299.318	(1,2)%

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

Operaciones y Ventas

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

Capacidad Instalada ¹ (MW) (cifras no auditadas)		
	3T23	3T22
Complejo Tucumán	829	829
El Bracho TG + TV	473	473
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	870	279
Total Energía Térmica	2.677	2.086
PE Manantiales Behr	99	99
PE Los Teros I	175	175
PE Cañadón León	123	123
PS Zonda I	100	-
Total Energía Renovable	497	397
Total	3.174	2.483

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	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	212,7	146,1	45,6%	1.110,1	1.145,8	(3,1)%
El Bracho TG	GWh	536,0	514,4	4,2%	1.510,8	1.513,8	(0,2)%
El Bracho TV	GWh	349,2	352,3	(0,9)%	1.061,3	1.034,8	2,6%
Loma Campana Este	GWh	17,8	18,8	(5,4)%	52,8	52,0	1,4%
Loma Campana I	GWh	-	214,5	(100,0)%	282,5	526,1	(46,3)%
Loma Campana II	GWh	-	175,4	(100,0)%	145,8	462,1	(68,5)%
La Plata Cogeneración I	GWh	242,3	206,4	17,4%	681,5	466,3	46,2%
	k Tn	422,1	368,0	14,7%	1.209,4	864,6	39,9%
La Plata Cogeneración II	GWh	135,6	158,4	(14,4)%	447,5	446,4	0,3%
	k Tn	329,0	372,8	(11,7)%	1.095,5	1.073,1	2,1%
Motores Manantiales Behr	GWh	72,7	91,1	(20,1)%	230,9	290,5	(20,5)%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	112,1	131,5	(14,7)%	381,2	373,5	2,1%
Parque Eólico Los Teros	GWh	211,2	202,3	4,4%	562,8	581,1	(3,1)%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	120,4	145,5	(17,3)%	425,1	363,2	17,0%
Parque Eólico Zonda I	GWh	55,3	-	n.a.	86,2	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	GWh	958,8	-	n.a.	2.131,4	-	n.a.
Total	GWh	3.024,1	2.356,7	28,3%	9.110,0	7.255,7	25,6%
	k Tn	751,1	740,9	1,4%	2.305,0	1.937,7	19,0%
Central Dock Sud ¹	GWh	-	1.379,2	n.a.	639,3	3.763,4	n.a.

1. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)							
	Unidad	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	708,1	822,3	(13,9)%	723,1	789,5	(8,4)%
El Bracho TG	MW-mes	253,1	258,7	(2,1)%	247,6	251,1	(1,4)%
El Bracho TV	MW-mes	194,9	198,0	(1,5)%	193,8	193,6	0,1%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	8,0	-	8,0	8,0	-
Loma Campana I	MW-mes	0,0	97,1	(100,0)%	43,5	80,3	(45,8)%
Loma Campana II	MW-mes	0,0	102,0	(100,0)%	25,9	101,2	(74,4)%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	95,9	95,0	1,0%	106,0	71,6	47,9%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	81,0	81,7	(0,9)%	80,2	78,4	2,3%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	32,5	36,5	(11,1)%	36,0	38,6	(6,6)%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	796,8	0,0	n.a.	818,3	0,0	n.a.
Total	MW-mes	2.170,5	1.699,4	27,7%	2.282,4	1.612,1	41,6%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	-	534,20	n.a.	0,0	702,0	n.a.

1. A partir del 2T23 se incluye 100% de CDS.

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)						
	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	85,4%	99,2%	(13,9)%	87,2%	95,2%	(8,4)%
El Bracho TG	96,9%	99,0%	(2,1)%	94,8%	96,1%	(1,4)%
El Bracho TV	98,5%	100,0%	(1,5)%	97,9%	97,8%	0,1%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	0,0%	92,5%	(100,0)%	41,4%	76,5%	(45,8)%
Loma Campana II	0,0%	97,0%	(100,0)%	24,6%	96,1%	(74,4)%
La Plata Cogeneración I	75,0%	74,2%	1,0%	82,8%	56,0%	47,9%
La Plata Cogeneración II	112,5%	113,6%	(0,9)%	111,4%	108,9%	2,3%
Central Térmica Manantiales Behr	56,3%	63,3%	(11,1)%	62,4%	66,8%	(6,6)%
Central Dock Sud ¹	91,6%	-	n.a.	94,1%	-	n.a.
Total²	82,4%	96,3%	(14,4)%	85,7%	91,4%	(6,2)%
Central Dock Sud ¹	-	61,4%	n.a.	0%	80,7%	n.a.

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 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)	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Ingreso por Energía Base	17.457	12.246	42,6%	48.382	40.462	19,6%
Ingreso por combustible y transporte	6.331	4.891	29,4%	11.953	10.616	12,6%
PPA con CAMMESA	63.510	61.672	3,0%	180.847	174.481	3,6%
PPA con YPF S.A.	28.672	34.422	(16,7)%	90.602	95.851	(5,5)%
PPA con otros privados	15.949	12.535	27,2%	41.297	32.187	28,3%
Subtotal	131.919	125.766	4,9%	373.081	353.597	5,5%
Otros ingresos por servicios	-	497	(100,0)%	450	1.398	(67,8)%
Total	131.919	126.263	4,5%	373.531	354.995	5,2%

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

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Ingreso por Energía Base	13,2%	9,7%	36,4%	13,0%	11,4%	13,6%
Ingreso por combustible y transporte	4,8%	3,9%	23,9%	3,2%	3,0%	7,0%
PPA con CAMMESA	48,1%	48,8%	(1,4)%	48,4%	49,2%	(1,5)%
PPA con YPF S.A.	21,7%	27,3%	(20,3)%	24,3%	27,0%	(10,2)%
PPA con otros privados	12,1%	9,9%	21,8%	11,1%	9,1%	21,9%
Subtotal	100,0%	99,6%	0,4%	99,9%	99,6%	0,3%
Otros ingresos por servicios	-	0,4%	(100,0)%	0,1%	0,4%	(69,4)%
Total	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	51,5%	60,9%	(15,4)%	59,0%	58,5%	0,8%
	Factor de disponibilidad	96,3%	96,2%	0,1%	95,2%	97,0%	(1,9)%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	55,6%	53,0%	4,9%	49,9%	51,1%	(2,5)%
	Factor de disponibilidad	97,0%	94,9%	2,3%	96,9%	95,7%	1,2%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	41,6%	55,4%	(25,0)%	51,7%	45,1%	14,6%
	Factor de disponibilidad	97,8%	97,0%	0,8%	98,3%	77,3%	27,3%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga ¹	25,8%	n.a.	n.a.	25,0%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	97,0%	n.a.	n.a.	81,3%	n.a.	n.a.

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)						
	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	1.239	852	45,4%	1239	852	45,4%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	1.120	912	22,8%	3.019	2.719	11,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	32%	35%	(8,6)%	32%	35%	(8,6)%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	35%	39%	(10,3)%	36%	37,0%	(2,7)%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 3T23 para toda la Compañía alcanzó 82,4%, 14,4% menor que en 3T22. En tanto, la energía vendida fue 28,3% superior y el vapor entregado 1,4% mayor al mismo período del año anterior.

El Complejo Tucumán incrementó su energía vendida 45,6% en el 3T23 debido al mayor despacho en los meses de julio y agosto 2023 y los picos de demanda de septiembre (a ciclo abierto). Cabe recordar que durante el año pasado solo se había registrado despacho durante la segunda quincena de julio por la baja disponibilidad de gas y baja demanda en la zona. En relación con la disponibilidad comercial, la misma disminuyó 13,9% en el 3T23. Esto se produjo debido a las salidas intempestivas de la planta por problemas en válvulas de gas durante el mes de julio. Asimismo, si bien se registró una disminución de la potencia por MAPRO en el mes de septiembre, el precio de potencia no tuvo afectación.

La Central Térmica El Bracho aumentó 2,1% su generación en el 3T23, en tanto, la disponibilidad comercial del ciclo combinado experimentó una reducción del 1,9% en relación al mismo trimestre del año anterior. Tanto la generación como la potencia en el tercer trimestre 2023 estuvieron en línea con respecto a igual período del año anterior registrándose un buen desempeño de las máquinas.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida fue del 17,8 GWh en 3T23, sin variaciones significativas comparada con el mismo periodo del año anterior con igual potencia.

Con respecto a la Central Loma Campana I (“LCI”) y Central Loma Campana II (“LCII”), no estuvieron disponibles durante el 3T23 debido a las salidas por mantenimiento forzado. En términos acumulados para los nueve meses de 2023 y 2022 para LCI, los días de indisponibilidad ascendieron a 145 y 42 días respectivamente. En tanto para LCII los días de indisponibilidad ascendieron a 204 y 12 días respectivamente.

La Plata Cogeneración I mantuvo niveles similares de disponibilidad en 3T23 versus 3T22. A su vez, la energía vendida aumentó 17,4% y el vapor vendido se incrementó 14,7% respecto al mismo período de 2022.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, también mantuvo su disponibilidad comercial en 3T23 vs igual trimestre del año anterior. En tanto las ventas de energía fueron menores a las registradas en 3T22 al igual que las de vapor debido a la salida que tuvo la central durante 5 días en el mes de julio y otros 10 días por mantenimiento durante el mes de septiembre.

En cuanto a Motores Manantiales Behr, la energía vendida fue de 72,7 GWh en 3T23, 20,1% inferior al mismo período del año anterior, debido principalmente a pequeñas salidas forzadas en los motores de manera rotativa en el mes de septiembre.

El Parque Eólico Manantiales Behr alcanzó un factor de carga del 51,5% en 3T23, 15,4% inferior respecto del 3T22. Como resultado, la energía vendida registró una caída de nivel similar en el referido trimestre, la cual estuvo principalmente afectada por un menor recurso registrado en el período como así también se vio afectado por ciertas restricciones en las líneas de transmisión ajenas al parque.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía 4,4% superior a la registrada en 3T22 dado que su factor de carga se incrementó 4,9% y a un leve incremento del nivel de disponibilidad del 2,3%.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 3T23 un factor de disponibilidad del 97,8%, siendo levemente superior al año anterior debido a que en dicho período, ya que se fue ajustando la puesta a punto del parque permitiendo que su mejora fuera gradual. Sin perjuicio de esto, se vio afectado al igual que Manantiales Behr por ciertas restricciones en las líneas de transmisión ajenas al parque alcanzando un factor de carga del 41,6% para el período.

El Parque Solar Zonda tuvo un factor de carga del 25,8% en el trimestre 2023 y una disponibilidad del 97%. Cabe recordar que su habilitación comercial por el total de la capacidad instalada tuvo lugar el 31 de mayo 2023.

Por último, Central Dock Sud, registró una potencia en niveles similares al mismo período del año anterior, mientras que la energía generada fue inferior debido a la indisponibilidad en algunos días del mes de agosto y septiembre con motivo de ciertas actividades de mantenimiento.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER representó un 32% en 3T23, un 8,6% inferior al registrado en el 3T22. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de los nuevos parques, previamente mencionados en “Situación del Mercado Eléctrico Argentino”. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida alcanzó el 35% en 3T23.

CAPEX

Proyectos en Construcción

Plantas	Ubicación	Capacidad		Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX (MM USD)	Avance ¹ (%)
		Instalada (MW)	Contraparte				
Parque General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Privado	Eólica	4T24	262	39,7%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de septiembre del 2023.

Parque General Levalle:

Al cierre del tercer trimestre 2023 se destacan las siguientes actividades:

- Se continuó con los estudios geofísicos/geotécnicos, Ingeniería de caminos, ingeniería de fundaciones profundas y superficiales, ingeniería electromecánica y eléctrica. Grado de avance del 75%.
- Por el lado de la construcción se trabajó en plataformas y fundaciones. Se ejecutaron tareas civiles en la subestación transformadora, como ser: construcción de edificios, fundaciones para transformadores y equipos de maniobra. Se realizó la instalación de postes de línea de media tensión de interconexión del parque eólico.
- Inicio de actividades de gabinete asociadas a elaborados de ingeniería y suministros de equipos críticos. Se encuentran en la obra la totalidad de jaulas de pernos. Los aerogeneradores se encuentran en tránsito hacia Argentina como así los demás componentes de Vestas. Se espera que antes de fin de año arriben la gran mayoría de los componentes.

Deuda

Deuda Financiera ¹ (cifras no auditadas)									
(En miles de USD)	30.09.2023			30.09.2022			Var. a/a		
	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Var. a/a (a)	Var. a/a (b)	Var. a/a (c)
Corto Plazo ²	131.656	5.068	136.724	149.682	6.260	155.942	(12,0)%	(19,0)%	(12,3)%
Largo Plazo	712.780	62.009	774.789	667.781	65.879	733.660	6,7%	(5,9)%	5,6%
Deuda Bruta	844.436	67.077	911.513	817.463	72.139	889.602	3,3%	(7,0)%	2,5%
Caja y Equivalentes	181.089	10.867	191.956	134.723	23.079	157.802	34,4%	(52,9)%	21,6%
Deuda Neta	663.347	56.210	719.557	682.740	49.060	731.800	(2,8)%	14,6%	(1,7)%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM ³	1.70x	2.26x	1.74x	1,92x	1,85x	1,92x			

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

2. Incluye al 30/09/2022 131 de pasivos por arrendamiento.

3. Corresponde al ratio de apalancamiento relacionado con las obligaciones negociables.

A nivel consolidado (sin subsidiarias no restringidas) el monto la deuda neta disminuyó en USD 19,4 millones.

Dicha disminución fue acompañada por un aumento del EBITDA ajustado que permitió disminuir el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado de 1,92 en 3T22 a 1,70 en 3T23.

El incremento de la deuda bruta se debió principalmente a la emisión en el mercado local de las Obligaciones Negociables Clase XI Adicionales y Clase XIII por un monto total entre ambas de 150 millones de dólares, cuyo destino de fondos fue principalmente aplicado al proyecto eólico General Levalle y al pago de ciertos vencimientos de deuda de la primera mitad del año 2023.

Durante el segundo y tercer trimestre 2023, el Grupo canceló las Obligaciones Negociables Clase VI y la Clase V en su totalidad respectivamente, según los términos y condiciones de las mismas.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Este trimestre publicamos nuestro quinto Reporte de Sostenibilidad, elaborado sobre 11 ODS (“Objetivos de Desarrollo Sostenible”) y 25 metas, que cuenta con la verificación externa de 7 indicadores ASG.

Ambiental						
	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	499	479	4,2%	1.455	1.318	10,4%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	16,5%	20,3%	(18,8)%	16,0%	18,2%	(12,1)%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.162.228	862.501	34,8%	3.335.876	2.717.527	22,8%
Intensidad emisiones GEI ³	0,298	0,290	2,8%	0,301	0,306	(1,6)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	226.334	227.672	(0,6)%	688.362	647.719	6,3%
Extracción de agua (ktn) ²	67.974	2.202	2986,8%	125.216	7.180	1644,0%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	66.148	509	12.900,7%	119.196	1.708	6.877,8%
Residuos (ton)	121.364	172.590	(29,7)%	352.120	392.610	(10,3)%

1. Incluye Central Dock Sud a partir 2T23 | 2. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂ e)/energía eléctrica producida (MWh). | 4. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO₂ y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT y PECL.

Ambiental

La incorporación de CDS desde el trimestre pasado impactó tanto en la generación de energía eléctrica como en las emisiones totales de la Compañía. Explica también el incremento en la captación y el vertido de agua, ya que la central tiene un sistema de refrigeración sin recirculación.

El aumento en el ahorro de emisiones se debe a la generación renovable adicional del Parque Solar Zonda y al buen desempeño de los parques eólicos.

Por otra parte, los menores residuos generados se vinculan a mejoras implementadas de gestión en el Complejo Generación Tucumán.

Social						
	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Horas de formación de empleados	10.252	10.790	(5,0)%	23.240	17.775	30,7%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	0,35	(100,0)%	0	0,35	(100,0)%
Horas de voluntariado	275	231	19,0%	557	446	24,9%

1. IFA= (accidentes computables por pérdidas de días x 10⁶)/horas hombre trabajadas

Social

En el trimestre organizamos 20 actividades de inversión social, entre ellas, jornadas de huerta y muralismo, visitas educativas, seminarios y charlas de energía. Organizamos 2 jornadas de educativas junto a Fundación YPF en las que más de 2.000 personas visitaron el aula móvil de energías renovables. Alcanzamos 275 horas de voluntariado, 19% más que el mismo período del año anterior.

Instalamos un punto verde y organizamos una jornada de capacitación en Azul para facilitar la separación de residuos en origen y su posterior reciclado, una medida fundamental para reducir la basura, maximizar la reutilización de materiales y promover la economía circular.

En la formación de nuestros colaboradores, en 3T23 se diseñó e implementó un programa de liderazgo in-company junto a la Universidad Di Tella. Además, se realizó una nueva edición del Programa de Energía junto a la Universidad ITBA.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en 3T23 no se registraron accidentes computables con pérdida de días. Se realizaron 2 encuentros de “La Doc Responde”, un espacio abierto para que los colaboradores puedan realizar consultas sobre salud y bienestar.

Gobernanza

En 3T23, en el marco del Programa Integral de Compliance, se realizó la auditoría interna de mantenimiento de la certificación ISO 37001:2016 (Sistema de Gestión Antisoborno), para el 100% de nuestras operaciones.

Se revisaron los riesgos y se avanzó sobre el testeado de los controles mitigantes asociados de la Matriz de Riesgos Corporativa. Continuamos con el soporte y seguimiento de las observaciones de auditoría de socios 2022 de las sociedades participadas.

En línea con el Programa de Capacitaciones de Compliance, brindamos entrenamientos de Prevención de Corrupción, con foco en el cumplimiento de la normativa aplicable y las medidas de prevención de la Compañía. Además, se capacitó a terceros críticos con foco en nuestro Código de Ética y Conducta, Política Antisoborno y Programa de Compliance. Mediante el plan de comunicaciones seguimos promoviendo la cultura de integridad a toda la Compañía y terceros relacionados.

Por último, en el marco de la mejora continua del Programa de Compliance, estamos trabajando en un nuevo sistema para el control de terceros, que permita mejorar la centralización e interacción con otras aplicaciones de la Compañía.

Hechos Relevantes del Período

Suba de calificación de riesgo

El 3 de octubre de 2023, la calificador de riesgos Moody’s S.A., resolvió elevar la calificación de Emisor en moneda extranjera y moneda local de YPF Energía Eléctrica S.A., (YPF EE) a AA.ar desde AA.ar-(arg) considerando la buena performance que tuvo la Compañía.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.09.2023	31.12.2022	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.880.259	1.696.032	10,9%
Activos intangibles	8.209	7.866	4,4%
Activos por derecho de uso	15.400	17.138	(10,1)%
Inversiones en negocios conjuntos	11	74.586	(100,0)%
Otros créditos	85.262	12.355	590,1%
Activos por impuesto diferido, netos	29.644	30.857	(3,9)%
Total del activo no corriente	2.018.785	1.838.834	9,8%
Activo corriente			
Inventarios	74	-	n.a.
Otros créditos	26.801	37.472	(28,5)%
Créditos por ventas	159.214	140.772	13,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	11.903	11.903	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	180.053	82.329	118,7%
Total del activo corriente	378.045	272.476	38,7%
TOTAL DEL ACTIVO	2.396.830	2.111.310	13,5%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	-
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	621.170	580.109	7,1%
Interés no controlante	146.005	-	n.a.
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.219.655	1.032.589	18,1%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.559	3.124	13,9%
Pasivos por impuesto diferido, netos	124.371	93.471	33,1%
Pasivos por arrendamientos	7.148	10.839	(34,1)%
Préstamos	774.789	710.148	9,1%
Pasivos de contratos	20.652	-	n.a.
Cargas fiscales	7.011	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	937.530	817.582	14,7%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	7.157	3.193	124,1%
Impuesto a las ganancias a pagar	510	5.828	(91,2)%
Remuneraciones y cargas sociales	9.498	10.027	(5,3)%
Pasivos por arrendamientos	4.726	2.340	102,0%
Préstamos	136.724	147.841	(7,5)%
Cuentas por pagar	81.030	91.910	(11,8)%
Total del pasivo corriente	239.645	261.139	(8,2)%
TOTAL DEL PASIVO	1.177.175	1.078.721	9,1%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.396.830	2.111.310	13,5%

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

Anexo: Estado de Resultado Netos Consolidados¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
Ingresos por ventas	131.919	126.263	4,5%	373.531	354.995	5,2%
Costos de producción	(63.743)	(52.608)	21,2%	(174.663)	(151.231)	15,5%
Resultado bruto	68.176	73.655	(7,4)%	198.868	203.764	(2,4)%
Gastos de administración y comercialización	(13.323)	(8.757)	52,1%	(34.857)	(25.013)	39,4%
Otros resultados operativos, netos ²	12.241	(7.431)	n.a.	57.677	(786)	n.a.
Resultado operativo	67.094	57.467	16,8%	221.688	177.965	24,6%
Resultado por participación en sociedades	-	(887)	100,0%	(590)	(3.806)	(84,5)%
Resultados financieros, netos	(33.235)	(22.616)	47,0%	(93.336)	(51.671)	80,6%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	33.859	33.964	(0,3)%	127.762	122.488	4,3%
Impuesto a las ganancias	(32.041)	12.037	n.a.	(19.770)	(2.436)	711,6%
Resultado neto del período	1.818	46.001	(96,0)%	107.992	120.052	(10,0)%
Atribuible a los accionistas	3.811	46.001	30,8%	109.985	120.052	39,29%
Interés no controlante	(1.993)	-	n.a.	(1.993)	-	n.a.

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

² Incluye resultado por compra IDS/CDS por 69,5 millones de dólares y el resultado por deterioro de propiedad, planta y equipo por 46,8 millones de dólares al 9M23.

Anexo: Estado de Flujo de Efectivo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T23	3T22	Var. a/a	9M23	9M22	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	1.818	46.001	(96,0)%	107.992	120.052	(10,0)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	-	887	(100,0)%	590	3.806	(84,5)%
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	-	n.a	(69.505)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	33.118	26.845	23,4%	94.911	78.989	20,2%
Depreciación de activos por derecho de uso	579	817	(29,1)%	1.737	1.509	15,1%
Amortización de activos intangibles	65	65	-	195	195	-
Baja de propiedades, planta y equipo	1.882	1.571	19,8%	4.282	2.816	52,1%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	-	40.660	(100,0)%	46.800	40.660	15,1%
Resultados financieros, netos	33.235	22.616	47,0%	93.336	51.671	80,6%
Movimiento de provisiones del pasivo	10	28	(64,3)%	74	60	23,3%
Aumento provisión por obsolescencia de materiales y repuestos	-	-	n.a	77	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	32.041	(12.037)	n.a.	19.770	2.436	711,6%
Multas contractuales	(4.037)	(25.190)	(84,0)%	(10.904)	(25.190)	(56,7)%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(19.706)	(15.406)	27,9%	(67.744)	(62.391)	8,6%
Otros créditos	800	(16.678)	n.a.	26.321	15.664	68,0%
Inventarios	1	-	-	5	-	-
Cuentas por pagar	(2.051)	(17.883)	(88,5)%	(16.913)	33.512	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	3.483	1.540	126,2%	3.536	1.121	215,4%
Cargas fiscales	(1.387)	14.640	n.a.	7.598	(28.928)	n.a.
Pasivos de contratos	20.652	-	n.a.	20.652	-	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(505)	(10.483)	(95,2)%	(8.415)	(59.298)	(85,8)%
Intereses cobrados	9.849	2.298	328,6%	16.196	6.447	151,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	109.847	60.291	82,2%	270.591	183.131	47,8%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(36.686)	(35.868)	2,3%	(106.960)	(104.263)	2,6%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	-	n.a	(34.122)	(5.913)	477,1%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a	(270)	-	n.a.
Otros activos financieros	-	-	-	-	304	-
Adquisición de participaciones de sociedades neta del efectivo y equivalente de efectivo	-	-	n.a	16.867	-	n.a.
Inversión otros activos financieros	-	-	n.a	294	-	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(36.686)	(35.868)	2,3%	(124.191)	(109.872)	13,0%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	-	78.801	(100,0)%	157.324	169.862	(7,4)%
Dividendos pagados	-	-	n.a	(35.156)	-	n.a.
Cancelación de préstamos	(10.034)	(49.036)	(79,5)%	(102.400)	(104.849)	(2,3)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(693)	(1.098)	(36,9)%	(2.091)	(2.802)	(25,4)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(26.110)	(28.876)	(9,6)%	(60.099)	(64.636)	(7,0)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(36.837)	(209)	17525,4%	(42.422)	(2.425)	1649,4%
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	36.324	24.214	50,0%	103.978	70.834	46,8%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(8.639)	(8.166)	5,8%	(6.254)	(9.526)	(34,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	152.368	132.856	14,7%	82.329	87.596	(6,0)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	180.053	148.904	20,9%	180.053	148.904	20,9%

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



YPF
LUZ

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