

10 AÑOS YPF LUZ

ANUNCIO DE RESULTADOS
2° Trimestre 2023

YPF
LUZ

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 174 millones en 2T23, +107% vs 2T22

Buenos Aires, 9 de agosto de 2023 – 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 2023 terminado el 30 de junio de 2023.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)						
	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Ingresos (k USD)	131.914	115.044	14,7%	241.612	228.732	5,6%
EBITDA normalizado (k USD) ²	104.384	84.023	24,2%	194.970	173.464	12,4%
EBITDA (k USD)	173.889	84.023	107,0%	264.475	173.464	52,5%
Margen EBITDA (%)	131,8%	73,0%	80,5%	109,5%	75,8%	44,3%
Resultado del Período (k USD)	56.219	40.658	38,3%	106.172	74.051	43,4%
Inversiones (k USD)	30.988	53.969	(42,6)%	104.666	74.308	40,9%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	3.174	2.483	27,8%	3.174	2.483	27,8%
Energía Vendida (GWh) ⁴	3.208	2.155	48,8%	5.872	4.899	19,9%
Energía Térmica	2.705	1.705	58,6%	4.916	4.060	21,1%
Energía Renovable	503	450	11,8%	956	839	13,9%
Producción de Vapor (k tn.)	793	508	56,1%	1.554	1.197	29,8%
Disponibilidad Energía Térmica ⁵	90,1%	87,0%	3,6%	87,7%	88,9%	(1,4)%
Factor de Carga Energía Renovable ⁶	48,8%	52,7%	(7,4)%	47,9%	48,8%	(1,8)%

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 el 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 2T22, 6M22 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 2T23 fueron de USD 131,9 millones, +14,7% vs 2T22.
- La venta de energía renovable del 2T23 alcanzó 503 GWh, +11,8% vs mismo período de 2022.
- El EBITDA acumulado fue 52,5% superior al de los 6M22, alcanzando los 264,5 MMUSD.
- La participación de YPF Luz en el MATER se mantuvo en 38% al igual que en 2T22.
- En 2T23, el Resultado Neto fue de USD 56,2 millones, USD 15,6 millones superior al registrado en 2T22.

CALL DE RESULTADOS 2T23

Conference Call

10 de agosto de 2023 11 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

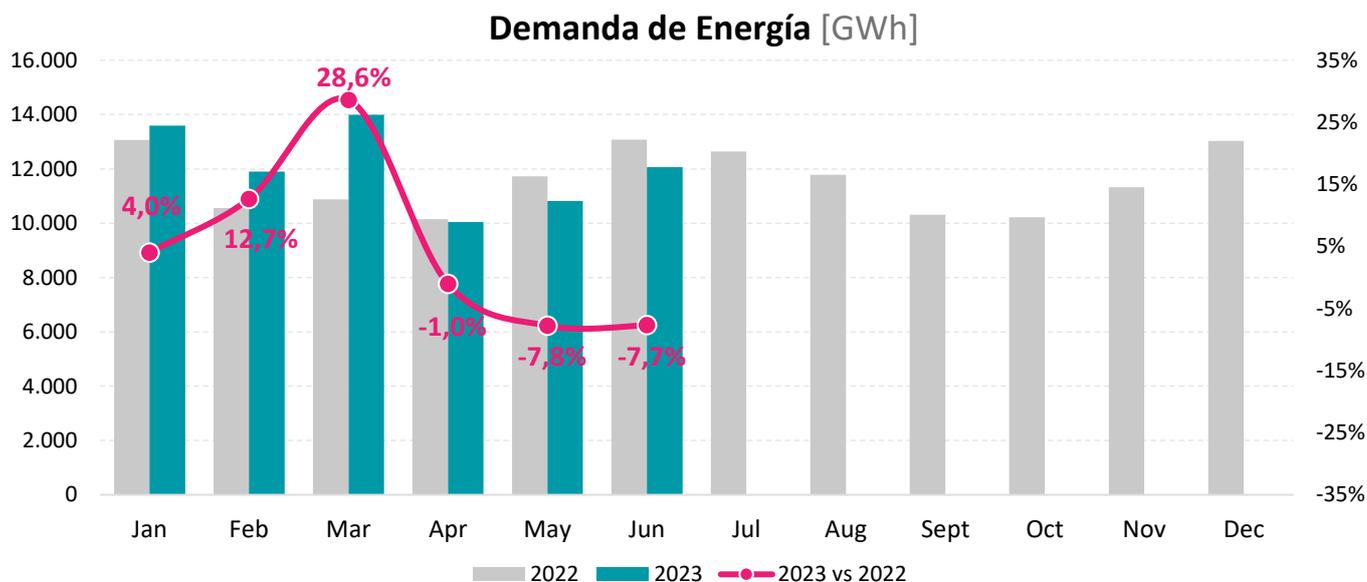
Email: solange.barthedennin@ypf.com

inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el segundo trimestre de 2023, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 32.928 GWh¹. Esto significó una disminución de 5,8% respecto al mismo período de 2022 (34.950 GWh) impulsado por una caída de los tres segmentos de la demanda; residencial, comercial e industrial. La principal disminución de la demanda eléctrica este trimestre la explica fundamentalmente el comportamiento de la demanda residencial que se vio afectada por haberse registrado temperaturas más altas en este período del 2023 que en los mismos meses del año anterior.



La demanda residencial (14.464 GWh) representó el 43,9% de la demanda total y presentó en el segundo trimestre una caída del 4,2%, principalmente por registrar un período menos frío en comparación con el mismo trimestre del año anterior. La demanda comercial (9.211 GWh) representó el 28,0% de la demanda total y creció un 3,6% respecto al mismo período del año anterior. La demanda industrial (9.256 GWh) representó el 28,1% de la demanda total y presentó un crecimiento del 3,6% respecto al 2T22.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 18,1% del total de la demanda, registraron una caída del 1,6% en su consumo en 2T23 comparado al 2T22.

Al 30 de junio de 2023 Argentina cuenta con una potencia instalada de 43.405 MW, habiendo aumentado un 1,2% en el último año móvil. El 58,6% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25,0% a fuentes de generación hidroeléctrica, 12,4% a fuentes de origen renovable no convencional (“ENRC”) y 4,0% a centrales nucleares.

Durante el 2T23 se incorporaron al sistema 207 MW de origen renovable, 100 MW del parque Solar Fotovoltaico el Zonda (San Juan), 25 MW del parque solar Fotovoltaico Cura Brochero (Córdoba), 22 MW del parque solar Fotovoltaico La Calera (San Luis), 41MW del parque eólico Pampa Energía III (Buenos Aires) y 18MW del parque eólico Mataco III (Buenos Aires).

La generación en el segundo trimestre de 2023 disminuyó 7,1% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 32.046 GWh. La caída en la generación se debe principalmente a la menor demanda y a los grandes volúmenes de importación de energía eléctrica.

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

Para completar la oferta energética, durante 2T23 se importaron 2.275 GWh (2.182,4 GWh de Brasil, 30,2 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones, 11,8 GWh de Uruguay, 39,1 GWh de Bolivia y 11,3 GWh de Chile), aumentando un 13,3% las importaciones respecto a 2T22. A su vez, durante el segundo trimestre de 2023 hubo exportaciones de energía por 8,3 GWh principalmente con destino Uruguay. Finalmente, el balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 179,5 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 2T23, con una participación del 58,9% y 20,6%, respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo una caída significativa este trimestre, con una disminución del 12,3% respecto 2T22. Si bien la generación de Yacyretá aumentó un 8,9% respecto a 2T22, la generación de Salto Grande sufrió una caída del 69,1% respecto a 2T22 al registrarse en el río Uruguay un caudal menor a los valores históricos en el referido período. La energía nuclear representó un 6,3% de la generación de 2T23, presentando una disminución del 3,3% respecto a 2T22 debido a la indisponibilidad forzada por rotura en el generador de la central nuclear Atucha II.

Las Energías Renovables no convencionales (“ERNC”) representaron un 14,2% de la generación, aumentando en un 1,4% la energía generada respecto a 2T22. De ellas, la generación eólica es la principal fuente del país (76,4%), seguida por la solar (13,1%), la hidroeléctrica renovable (4,4%) y los biocombustibles (6,0%). El factor de capacidad medio país fue de 46,9% para el eólico y 21,5% para el solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 84,6% del combustible total consumido por las centrales durante el 2T23 (63,3% durante el 2T22). El consumo alcanzó los 38,6 MMm³/d representando un crecimiento del 19,6% respecto al mismo período del año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 7,0 MMm³/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone un decrecimiento del 62,5% respecto al 2T22, principalmente por una mayor disponibilidad de gas natural para usinas, por las altas temperaturas del trimestre.

El costo medio de generación del sistema durante 2T23 alcanzó 87,2 USD/MWh³, habiéndose reducido un 12,7% o 12,7 USD/MWh respecto al costo del mismo período del año anterior.

El precio estacional presentó un valor de 41,8 USD/MWh en 2T23, en tanto para residencial fue de 30,4 USD/MWh en dicho período. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue de 51,7% para 2T23 (vs. 75,2% en 2T22).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se incrementó mediante la Resolución 323/2023) el precio en el 2T23 fue de aproximadamente 90,7 USD/MWh, un 4,1% por encima del precio monómico del trimestre.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el segundo trimestre del año representó aproximadamente 36,6% del costo del sistema, alcanzando USD 1.076 millones⁴. Los subsidios durante 2023 alcanzaron los USD 2.430 millones, 29,0% 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 junio de 2023. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

Novedades Regulatorias del trimestre:

RESOLUCIÓN N°360/2023:

Realiza modificaciones sobre la Resolución 281/17 (Regulación del Mercado MATER):

▪Proyectos GENREN:

- Los generadores renovables bajo el programa GENREN (Decreto 562/16) **podrán comercializar su producción de energía dentro del régimen MATER** a partir del mes calendario siguiente al de la fecha de finalización de su contrato de abastecimiento.
- Estos proyectos deberán solicitar el ingreso al MATER y pagar durante 2 años un cargo trimestral de 500 USD por MW de potencia habilitada comercialmente bajo el programa GENREN en concepto de prioridad de despacho.

▪Proyectos Asociados de Demanda Incremental con nueva generación Renovable:

- En caso de que la incorporación de nueva demanda abastecida por energía renovable libera capacidad de transporte en un nodo, se le asignará a ese nuevo proyecto esa prioridad de despacho equivalente a la nueva capacidad liberada.

▪Prioridad de Despacho tipo “Referencial A”:

- CAMMESA publicará para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de asignación tipo “referencial A”. Este mecanismo incluirá prioridades de despacho con probabilidad esperada del 92%. (8% del tiempo con curtailment) sobre su energía anual en condiciones previstas de operación.

▪Prioridad de Despacho por ampliaciones de transporte asociadas a proyectos MATER:

- El nuevo artículo define como ampliación de transporte asociadas a MATER a aquellas ampliaciones de transporte que podrán ser íntegramente construidas y costeadas por uno o varios proyectos de generación renovable desarrollados para comercializar su energía en el MATER. El potencial incremento de capacidad de transporte que genere la ampliación podría ser reservada como prioridad de despacho por el o los proyectos de generación renovable que lleven adelante la obra a su propio costo.

RESOLUCIÓN N°323/2023:

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 de Mayo de 2023:

▪GUDIs: + 62%.

▪No Residencial: + 7%.

▪Residencial:

- Nivel 1 (mayores ingresos): +135%.
- 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°507/2023:

- Se aprobó el 'Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión', el 'Plan de Readecuación de Estaciones Transformadoras Existentes' y el 'Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal'.
- Se adjunta como anexo a la resolución un listado de las obras prioritarias a desarrollar para mejorar la capacidad de transporte del Sistema Eléctrico Nacional con su respectiva valuación económica.

RESOLUCIÓN N° 621/2023:

Objetivo: incorporar potencia térmica firme al sistema interconectado nacional.

- La licitación incorporará centrales termoeléctricas nuevas o con menos de 15.000 horas de uso verificado.

La licitación se divide en:

- Generación Térmica para confiabilidad y abastecimiento del SADI (Potencia objetivo: 2.250 MW – 3.000 MW)
- Generación Térmica para reemplazar y eficientizar el parque de Tierra del Fuego (Potencia objetivo: 30 MW – 70 MW)
- A su vez, se dividen en subcategorías que tienen una potencia límite a ser adjudicada:
 - Renglón 1.0: Aumento de potencia habilitada comercialmente de ciclos combinados existentes.
 - Renglón 1.1: Mejora de confiabilidad de abastecimiento en áreas críticas.
 - Renglón 1.2: Mejora de confiabilidad de abastecimiento regional.
 - Renglón 1.3: Mejora de confiabilidad de abastecimiento general.
- CAMMESA evaluará la oferta económica en función de distintos factores como eficiencia de la central ofertada, precio ofertado, criticidad del nodo donde se conecta y antigüedad de la máquina. El conjunto de esos factores es lo que definirá el precio final con el que competirán los proyectos.

EBITDA

EBITDA por Clase de Activos ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
De Energía Térmica	65.170	55.463	17,5%	119.830	109.946	9,0%
De Energía Renovables	26.388	22.978	14,8%	49.532	44.295	11,8%
De Cogeneración	18.019	9.924	81,6%	34.089	24.341	40,0%
De Generación de Energía Distribuida	2.235	2.273	(1,7)%	4.886	5.561	(12,1)%
Subtotal	111.813	90.637	23,4%	208.337	184.142	13,1%
Corporación y eliminaciones ²	62.076	(6.614)	n.a.	56.138	(10.678)	n.a.
Total	173.889	84.023	107,0%	264.475	173.464	52,5%

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 segundo trimestre 2023 alcanzaron los USD 131,9 millones, aumentando 14,7% 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) mayores ingresos del Parque Eólico Cañadón León debido a un mayor recurso de viento durante el segundo trimestre 2023 y menor disponibilidad presentada en el período anterior ya que el parque se encontraba en proceso de puesta a punto de sus aerogeneradores; (iii) aumento en los volúmenes de generación de Parque Eólico Manantiales Behr debido principalmente a un mejor recurso de viento respecto al mismo período del año anterior (iv) se registraron ingresos por el Parque Solar Fotovoltaico Zonda luego de su habilitación comercial en el trimestre por 100MW y (v) mayores volúmenes de venta por los mantenimientos programados realizados durante el 2Q22 e incrementos de precios de vapor, todos estos mayores ingresos fueron parcialmente compensados por los menores ingresos de Loma Campana I y II dado que la Central se mantuvo fuera de servicio durante parte del período.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones y gastos de combustible), se registró un incremento de aproximadamente 23% en 2T23 comparado con 2T22, explicado principalmente por los incrementos de sueldos y cargas sociales y 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.

Resultado por adquisición de la participación en IDS-CDS

En relación con la adquisición de la participación accionaria en IDS (controlante de CDS), el valor pagado resultó ser inferior al valor razonable determinado de los activos y pasivos adquiridos, por lo cual se reconoció una ganancia por compra y por remediación de la participación preexistente que ascendió a 69,5MM USD. Asimismo, a partir de la fecha de adquisición, el Grupo obtuvo el control de IDS y CDS, por lo que pasó a consolidar el 100% de sus activos, pasivos y resultados a partir de abril del año en curso.

En consecuencia, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 173,9 millones en el 2T23 (+107,0% vs 2T22).

EL EBITDA generado por los activos térmicos (Complejo Generación Tucumán, Central Térmica el Bracho, Loma Campana I Loma Campana II y Central Dock Sud) aumentó 17,5% en 2T23 comparado con el mismo período del año anterior. El EBITDA de CDS sumado a 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, fueron compensados parcialmente por la menor disponibilidad de Loma Campana I y II por mantenimientos forzados por fallas en el supercore y power turbine.

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 26,4 millones de USD, que implicó un aumento del 14,8% con relación al que tuvieron en el mismo período del año anterior. El mencionado aumento durante el segundo trimestre del 2023 se correspondió con el ingreso en operaciones del Parque Solar Fotovoltaico Zonda en el trimestre por 100MW y la muy buena performance registrada tanto por el Parque Eólico Cañadón León como por el Parque Eólico Manantiales Behr. Todos estos efectos fueron parcialmente compensados por el menor recurso y las indisponibilidades puntuales en algunos aros que tuviera el Parque Eólico Los Teros.

Con relación a los activos de cogeneración (La Plata I y II) totalizaron un EBITDA de 18,0 millones de USD, un 81,6% superior al del 2T22 debido fundamentalmente a los mayores volúmenes de energía y de vapor registrados respecto al mismo período del año anterior por cuestiones de demanda de la refinería y por ciertos mantenimientos programados en ambos activos en el 2T22.

El EBITDA generado por los activos de energía distribuida en el 2T23 (Central Térmica Manantiales Behr y Loma Campana Este) se mantuvo en el orden de los 2,2 millones de USD.

Reconciliación del EBITDA normalizado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
EBITDA	173.889	84.023	107,0%	264.475	173.464	52,5%
Resultado por adquisición IDS/CDS	(69.505)	-	n.a.	(69.505)	-	n.a.
EBITDA normalizado	104.384	84.023	24,2%	194.970	173.464	12,4%

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 Instalada¹(MW) (cifras no auditadas)

	2T23	2T22
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
Central Térmica 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, Incluye 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	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	242,7	286,1	(15,2)%	897,5	999,7	(10,2)%
El Bracho TG	GWh	468,2	498,3	(6,0)%	974,8	999,4	(2,5)%
El Bracho TV	GWh	329,3	336,0	(2,0)%	712,2	682,5	4,3%
Loma Campana Este	GWh	17,7	17,3	2,2%	35,0	33,2	5,3%
Loma Campana I	GWh	91,2	110,3	(17,3)%	282,5	311,6	(9,3)%
Loma Campana II	GWh	145,3	128,5	13,1%	145,8	286,7	(49,1)%
La Plata Cogeneración I	GWh	217,1	74,1	193,0%	439,2	259,9	69,0%
	k Tn	384,0	124,8	207,7%	787,4	496,6	58,6%
La Plata Cogeneración II	GWh	163,9	156,6	4,7%	311,9	288,0	8,3%
	k Tn	408,7	383,1	6,7%	766,5	700,3	9,5%
CT Manantiales Behr	GWh	71,4	98,2	(27,3)%	158,2	199,4	(20,7)%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	137,4	128,0	7,3%	269,1	242,0	11,2%
Parque Eólico Los Teros	GWh	183,5	190,0	(3,4)%	351,6	378,8	(7,2)%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	151,0	131,8	14,6%	304,7	217,7	40,0%
Parque Eólico Zonda I	GWh	31,0	-	n.a.	31,0	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	GWh	958,8	-	n.a.	958,8	-	n.a.
Total	GWh	3.208,3	2.155,2	48,9%	5.872,2	4.899,0	19,9%
	k Tn	792,6	507,9	56,1%	1.553,9	1.196,8	29,8%
Central Dock Sud ¹	GWh	-	1.071,8	n.a.	639,3	2.384,1	n.a.

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

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	723,5	792,4	(8,7)%	730,6	773,0	(5,5)%
El Bracho TG	MW-mes	252,9	254,3	(0,5)%	244,9	247,3	(1,0)%
El Bracho TV	MW-mes	195,1	197,2	(1,1)%	193,2	191,3	1,0%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	8,0	-	8,0	8,0	-
Loma Campana I	MW-mes	41,9	50,5	(17,1)%	65,2	71,9	(9,3)%
Loma Campana II	MW-mes	77,7	100,4	(22,6)%	38,8	100,7	(61,4)%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	116,6	17,1	582,8%	113,6	60,0	89,4%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	80,3	76,8	4,5%	76,2	76,7	(0,7)%
CT Manantiales Behr	MW-mes	36,8	38,1	(3,3)%	37,8	39,6	(4,5)%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	839,8	-	n.a.	n.a.	-	n.a.
Total	MW-mes	2.372,7	1.534,8	54,6%	1.928,2	1.568,5	22,9%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	-	764,9	n.a.	n.a.	785,9	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)						
	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Complejo Tucumán	87,3%	95,6%	(8,7)%	88,1%	93,2%	(5,5)%
El Bracho TG	96,8%	97,3%	(0,5)%	93,7%	92,5%	1,4%
El Bracho TV	98,5%	99,6%	(1,1)%	97,6%	96,6%	1,0%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	39,9%	48,1%	(17,1)%	62,1%	68,5%	(9,3)%
Loma Campana II	73,8%	95,4%	(22,6)%	36,9%	95,7%	(61,4)%
La Plata Cogeneración I	91,1%	13,3%	582,8%	88,7%	46,8%	89,4%
La Plata Cogeneración II	111,7%	106,8%	4,5%	105,9%	106,6%	(0,7)%
Central Térmica Manantiales Behr	63,8%	66,0%	(3,3)%	65,5%	68,6%	(4,5)%
Central Dock Sud ²	96,6%	-	n.a.	48,3%	-	n.a.
Total²	90,1%	87,0%	3,6%	87,7%	88,9%	(1,4)%
Central Dock Sud ²	-	88,0%	n.a.	13,9%	90,4%	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)	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Energía Base	16.062	22.374	(28,2)%	30.925	38.158	(19,0)%
Ingreso por combustible y transporte	3.229	2.883	12,0%	5.622	5.725	(1,8)%
PPA con CAMMESA	68.705	48.669	41,2%	117.337	102.867	14,1%
PPA con YPF S.A.	30.154	30.455	(1,0)%	61.930	61.429	0,8%
PPA con otros privados	13.765	10.213	34,8%	25.349	19.653	29,0%
Subtotal	131.914	114.593	15,1%	241.162	227.831	5,9%
Otros ingresos por servicios	-	451	(100,0)%	450	901	(50,1)%
Total	131.914	115.044	14,7%	241.612	228.732	5,6%

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)						
	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Energía base	12,2%	19,4%	(37,4)%	12,8%	16,7%	(23,3)%
Ingreso por combustible y transporte	2,4%	2,5%	(2,3)%	2,3%	2,5%	(7,0)%
PPA con CAMMESA	52,1%	42,3%	23,1%	48,6%	45,0%	8,0%
PPA con YPF S.A.	22,9%	26,5%	(13,7)%	25,6%	26,9%	(4,6)%
PPA con otros privados	10,4%	8,9%	17,5%	10,5%	8,6%	22,1%
Subtotal	100,0%	99,6%	0,4%	99,8%	99,6%	0,2%
Otros ingresos por servicios	-	0,4%	(100,0)%	0,2%	0,4%	(52,7)%
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 (%)							
		2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	63,8%	60,1%	6,1%	62,7%	57,3%	9,4%
	Factor de disponibilidad	95,9%	98,1%	(2,3)%	94,6%	97,5%	(2,9)%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	49,0%	50,9%	(3,7)%	47,0%	50,2%	(6,4)%
	Factor de disponibilidad	97,8%	96,6%	1,2%	96,8%	96,1%	0,7%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	56,5%	49,2%	14,8%	56,8%	40,0%	42,1%
	Factor de disponibilidad	98,6%	85,5%	15,4%	98,6%	67,4%	46,3%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga ¹	24,1%	n.a	n.a.	24,1%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	65,7%	n.a.	n.a.	65,7%	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)						
	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	998	852	17,1%	998	852	17,1%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	988	895	10,4%	1.899	1.807	5,1%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	40%	35%	14,3%	40%	35%	14,3%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	38%	38%	-	36,8%	36,3%	1,4%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 2T23 para toda la compañía alcanzó 90,1%, 3,6% mayor que en 2T22. A su vez, la energía vendida fue 48,8% mayor y el vapor entregado 56,1% mayor al mismo período del año anterior.

El Complejo Tucumán disminuyó su energía vendida 15,2% en el 2T23 dado que en el mismo período del año anterior hubo más despacho por haber menor disponibilidad de centrales térmicas en la región. Finalmente, la disponibilidad comercial disminuyó 8,7% en el 2T23.

La Central Térmica El Bracho disminuyó 4% su generación en el 2T23. A su vez, la disponibilidad comercial del ciclo combinado se mantuvo en niveles similares al mismo trimestre del año anterior.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida aumentó 2,2% en 2T23 por una mayor demanda real de la UTE comparada con el mismo período del año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, la disponibilidad comercial disminuyó 17,1% al igual que la generación en 2T23 debido a las salidas por mantenimiento forzado descriptas previamente.

En Loma Campana II la generación aumentó en el 2T23 13,1%, y su disponibilidad cayó 22,6% en dicho período.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad en 2T23 de casi 600% mayor que en 2T22 debido al mantenimiento programado realizado durante el 2T22. A su vez, la energía vendida aumentó 193% y el vapor vendido se incrementó 207,7% respecto al mismo período de 2022.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, su disponibilidad comercial se incrementó 4,5% en 2T23 vs igual trimestre del año anterior. En tanto las ventas de energía fueron superiores a 2T22 en 4,7% al igual que las de vapor que fueron superiores en 6,7%.

El Parque Eólico Manantiales Behr alcanzó un factor de carga del 63,8% en 2T23, 6,1% mayor respecto del 2T22. Como resultado, la energía vendida aumentó 7,3% en el referido trimestre.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía 3,4% inferior a la registrada en 2T22 dado que su factor de carga se redujo 3,7% y a un leve incremento del nivel de disponibilidad (1,2%).

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 2T23 un factor de carga del 56,5% con un factor de disponibilidad del 98,6%, siendo superior al año anterior debido a que en dicho período se fue ajustando la puesta a punto del parque permitiendo que su mejora fuera gradual.

El Parque Solar Zonda tuvo un factor de carga del 24,1% y su habilitación comercial por el total de la capacidad instalada tuvo lugar el 31 de mayo 2023.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER representó un 40% en 2T23, un 14,3% superior al registrado en el 2T22. Esto se debe principalmente a la entrada en operación del parque solar Fotovoltaico Zonda. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida alcanzó el 38%, estando en el mismo nivel al registrado en el 2T22.

Central Dock Sud registró una energía vendida de 958,8Gwh durante 2T23 con disponibilidad del 96,6%.

CAPEX

Proyectos en Construcción

Plantas	Ubicación	Capacidad		Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX (MM USD)	Avance ¹ (%)
		Instalada (MW)	Contraparte				
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	Privado	Solar	2T23	86	100%
Parque General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Privado	Eólica	4T24	262	14%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de junio del 2023. 2. En el caso del Parque General Levalle el monto de Capex es estimado.

Parque Solar Zonda:

Durante el segundo trimestre del 2023, el proyecto contó con sucesivas habilitaciones comerciales hasta completar el 100% de capacidad instalada el 31 de mayo de 2023.

Parque General Levalle:

En el caso del Proyecto General Levalle al cierre del segundo trimestre 2023 se destacan las siguientes actividades:

- Estudios geofísicos/geotécnicos, Ingeniería de caminos, ingeniería de fundaciones profundas y superficiales, ingeniería electromecánica y eléctrica.
- Por el lado de la construcción se inició con el armado del obrador, planta de hormigón, movimiento de suelos de caminos, plataformas y subestación, movimiento de suelo y pilotaje para fundación de aerogeneradores, armado de hierro para las armaduras de las fundaciones y pilotes.
- Inicio de actividades de gabinete asociadas a elaborados de ingeniería y suministros de equipos críticos.

Adquisición Inversora Dock Sud- Central Dock Sud

- Con fecha 13 de abril de 2023, la Sociedad, por intermedio de su sociedad controlada Y-LUZ Inversora S.A.U. ("Y-LUZ"), perfeccionó la compra a Enel de sus acciones ordinarias de Inversora Dock Sud S.A. ("IDS"), representativas del 57,14% del capital social. Adicionalmente, mediante un acuerdo de compra conjunta celebrado con Pan American Sur S.A. ("PAS") y sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, la Sociedad acordó transferir acciones representativas del 29,84% del capital social de IDS a PAS, por la suma de 27,2 millones de dólares. De esta manera, teniendo en cuenta la participación preexistente de YPF EE en IDS del 42,86%, el Grupo tiene una participación del 70,16% en IDS, sociedad propietaria del 71,78% de las acciones ordinarias de Central Dock Sud S.A. ("CDS").
- Como consecuencia de lo mencionado anteriormente, YPF EE tomó el control de IDS y su controlada CDS, sociedad que tiene como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica, en su planta ubicada en Dock Sud, Partido de Avellaneda, Provincia de Buenos Aires.
- Esta adquisición está alineada con el objetivo estratégico de contribuir al abastecimiento de energía eléctrica eficiente y confiable, a través de activos de generación que utilicen gas natural, el combustible convencional de la transición energética de la Argentina.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.06.2023			30.06.2022			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	94.338	5.685	100.023	222.214	6.290	228.504	(57,5)%	(9,6)%	(56,2)%
Largo Plazo	767.861	64.904	832.765	573.595	68.813	642.408	33,9%	(5,7)%	29,6%
Deuda Bruta	862.199	70.589	932.788	795.809	75.103	870.912	8,3%	(6,0)%	7,1%
Caja y Equivalentes	153.496	10.775	164.271	124.071	17.685	141.756	23,7%	(39,1)%	15,9%
Deuda Neta	708.703	59.814	768.517	671.738	57.418	729.156	5,5%	4,2%	5,4%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM ³	1,8x	1,6x	1,7x	2,0x	6,0x	2,1x			

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

2. Incluye al 30/06/2022 415 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 aumentó en USD 39,4 millones.

Dicho incremento fue acompañado por un aumento del EBITDA ajustado que permitió disminuir 6,2% el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado de 2,0 en 2T22 a 1,8 en 2T23.

El incremento de la deuda se vio principalmente impulsado por 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.

Adicionalmente, durante el segundo trimestre 2023, el Grupo canceló la Obligación Negociable Clase VI en su totalidad según los términos y condiciones de la misma.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	503	450	11,8%	956	839	13,9%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	15,7%	20,9%	(24,9)%	16,3%	17,1%	(4,9)%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.107.079	763.342	45,0%	2.100.098	1.854.143	13,3%
Intensidad emisiones GEI ³	0,284	0,296	(4,1)%	0,292	0,314	(7,0)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	231.795	231.267	0,2%	460.489	420.070	9,6%
Extracción de agua (ktn) ²	47.047	2.000	2.251,9%	50.046	4.977	905,5%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	45.206	485	9.229,3%	45.864	1.199	3.723,7%
Residuos (ton)	54.645	110.679	(50,6)%	229.940	220.020	4,5%

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

En 2T23, se incorporaron la Central Dock Sud y el Parque Solar Zonda. Se registró una mayor generación de energía que impactó favorablemente en la intensidad de emisiones (4,1%). La incorporación de CDS se refleja en el aumento registrado en los parámetros de extracción y vertido de agua, así como en la generación de residuos especiales y no especiales.

Social						
	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Horas de formación de empleados	10.734	5.794	85,3%	12.112	6.967	73,8%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	-	n,a	0	0	n,a
Horas de voluntariado	282	187	50,8%	318	215	47,9%

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

Social

En inversión social, nuestros voluntarios participaron en una jornada de forestación en la Reserva Ecológica Costanera Sur, 5 talleres de huertas en escuelas de Tucumán y en un mural en la Central Térmica Loma Campana diseñado por nuestros colaboradores. Además, recibimos 2 visitas en el Parque Eólico Manantiales Behr y 8 visitas al Parque Eólico Los Teros. En el Complejo Generación Tucumán realizamos la primera edición del programa Buena Energía de puertas abiertas a la comunidad, donde se recibieron a más de 180 visitantes, entre alumnos y docentes.

En la gestión de nuestra gente, en 2T23 incrementamos las horas acumuladas de formación que superaron las del mismo período del año anterior. Continuamos con la implementación de formaciones técnicas y clases de inglés; realizamos nivelaciones y cursos en habilidades transversales y de metodologías ágiles. Organizamos workshops sobre equidad de género donde reflexionamos sobre nuestros sesgos y la forma en la que nos relacionamos haciendo de la igualdad de género y el respeto un valor fundamental.

Seguimos trabajando en la implementación de la metodología de Toyota Production Systems para optimizar nuestros procesos.

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

Gobernanza

En 2T23, ejecutamos el Programa de Compliance & Auditoría Interna de acuerdo al plan 2023. Se continuó con la revisión de los riesgos y controles mitigantes asociados de la Matriz de Riesgos Corporativa y el seguimiento a las observaciones de 2022 con vencimiento en 2023. Iniciamos el soporte y seguimiento de las observaciones de auditoría de socios 2022 de las sociedades participadas.

Iniciamos con el programa de entrenamientos 2023, con principal foco en anticorrupción.

Avanzamos con la actualización de las políticas, procedimientos, manuales y registros en relación con nuestro Sistema de Gestión Antisoborno (SGAS), en preparación para la segunda auditoría de mantenimiento de la certificación ISO 37.001, que tendrá lugar en noviembre 2023.

Hechos Relevantes del Período

Pago de Dividendos

El Directorio de la Sociedad, en su reunión del día 30 de junio de 2023 y en ejercicio de las facultades que oportuna y expresamente le fueran delegadas, resolvió proceder a distribuir la totalidad del monto oportunamente afectado a la reserva facultativa que fuera constituida con esa finalidad por la Asamblea General Ordinaria celebrada el 27 de abril próximo pasado para futura distribución de dividendos.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.06.2023	31.12.2022	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.855.548	1.696.032	9,4%
Activos intangibles	8.275	7.866	5,2%
Activos por derecho de uso	15.979	17.138	(6,8)%
Inversiones en negocios conjuntos	11	74.586	(100,0)%
Otros créditos	88.473	12.355	616,1%
Activos por impuesto diferido, netos	24.191	30.857	(21,6)%
Total del activo no corriente	1.992.477	1.838.834	8,4%
Activo corriente			
Inventarios	75	-	n.a.
Otros créditos	32.315	37.472	(13,8)%
Créditos por ventas	168.658	140.772	19,8%
Otros activos financieros	11.903	11.903	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	152.368	82.329	85,1%
Total del activo corriente	365.319	272.476	34,1%
TOTAL DEL ACTIVO	2.357.796	2.111.310	11,7%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	-
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	614.337	580.109	5,9%
Participación Minoritaria	151.021	-	n.a.
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.217.838	1.032.589	17,9%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.912	3.124	25,2%
Pasivos por impuesto diferido, netos	99.067	93.471	6,0%
Pasivos por arrendamientos	7.578	10.839	(30,1)%
Préstamos	832.765	710.148	17,3%
Cargas fiscales	7.499	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	950.821	817.582	16,3%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	9.912	3.193	210,4%
Impuesto a las ganancias a pagar	56	5.828	(99,0)%
Remuneraciones y cargas sociales	8.706	10.027	(13,2)%
Pasivos por arrendamientos	4.726	2.340	102,0%
Préstamos	100.023	147.841	(32,3)%
Cuentas por pagar	65.714	91.910	(28,5)%
Total del pasivo corriente	189.137	261.139	(27,6)%
TOTAL DEL PASIVO	1.139.958	1.078.721	5,7%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.357.796	2.111.310	11,7%

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

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

(En miles de USD)	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
Ingresos por ventas	131.914	115.044	14,7%	241.612	228.732	5,6%
Costos de producción	(63.265)	(53.621)	18,0%	(110.920)	(98.623)	12,5%
Resultado bruto	68.649	61.423	11,8%	130.692	130.109	0,4%
Gastos de administración y comercialización	(11.844)	(8.291)	42,9%	(21.534)	(16.256)	32,5%
Otros resultados operativos, netos ¹	34.267	4.312	694,7%	45.435	6.645	583,7%
Resultado operativo	91.072	57.444	58,5%	154.593	120.498	28,3%
Resultado por participación en sociedades	-	(1.629)	100,0%	(590)	(2.919)	(79,8)%
Resultados financieros, netos	(34.837)	(14.793)	135,5%	(60.101)	(29.055)	106,9%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	56.235	41.022	37,1%	93.902	88.524	6,1%
Impuesto a las ganancias	(16)	(364)	(95,6)%	12.270	(14.473)	n.a.
Resultado neto del período	56.219	40.658	38,3%	106.172	74.051	43,4%
Atribuible a los accionistas	53.196	40.658	30,8%	103.149	74.051	39,29%
Interés no controlante	3.023	-	n.a.	3.023	-	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 2T23 y 6M23.

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

(En miles de USD)	2T23	2T22	Var. a/a	6M23	6M22	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	56.220	40.658	38,3%	106.172	74.053	43,4%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	-	1.629	(100,0)%	590	2.919	(79,8)%
Resultado por Compra sociedades	(69.505)	-	n.a.	(69.505)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	35.372	26.168	35,2%	61.793	52.144	18,5%
Depreciación de activos por derecho de uso	579	346	67,2%	1.158	692	67,3%
Amortización de activos intangibles	65	65	0,0%	130	130	-
Baja de propiedades, planta y equipo	1.856	835	122,3%	2.400	1.245	92,8%
Resultados por deterioro de propiedad, planta y equipo	46.800	-	n.a.	46.800	-	n.a.
Resultados financieros, netos	34.837	14.793	135,5%	60.102	29.055	106,9%
Movimiento de provisiones del pasivo	63	(13)	n.a.	64	32	100,0%
Aumento provisión obsolescencia	77	-	n.a.	77	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	15	364	(95,9)%	(12.271)	14.473	n.a.
Multas contractuales	(1.482)	-	n.a.	(6.867)	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(21.198)	(29.723)	(28,7)%	(48.038)	(46.985)	2,2%
Otros créditos	14.705	30.976	(52,5)%	25.521	32.342	(21,1)%
Inventarios	4	-		4	-	
Cuentas por pagar	(13.754)	37.981	n.a.	(14.861)	51.395	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	2.404	1.350	78,1%	53	(419)	n.a.
Cargas fiscales	5.066	(37.048)	n.a.	8.985	(43.568)	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(2.025)	(47.283)	(95,7)%	(7.910)	(48.815)	(83,8)%
Intereses cobrados	4.975	2.313	115,1%	6.347	4.149	53,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	95.074	43.411	119,0%	160.744	122.842	30,9%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(30.988)	(53.944)	(42,6)%	(70.274)	(68.395)	2,7%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	(25)	100,0%	(34.122)	(5.913)	477,1%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n,a	(270)	-	n.a.
Otros activos financieros	-	-			304	
Resultado por venta título valor	16.867	-	n.a.	16.867	-	n.a.
Aporte asociadas	294	-	n.a.	294	-	
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(13.827)	(53.969)	(74,4)%	(87.505)	(74.004)	18,2%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	-	-	n,a	157.323	91.061	72,8%
Pago de dividendos	(35.156)	-	n.a.	(35.156)	-	n.a.
Cancelación de préstamos	(64.170)	(26.391)	143,2%	(92.366)	(55.813)	65,5%
Pago de pasivos por arrendamientos	(642)	(841)	(23,7)%	(1.398)	(1.704)	(18,0)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(4.760)	(7.630)	(37,6)%	(33.989)	(35.760)	(5,0)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(104.728)	(34.862)	200,4%	(5.586)	(2.216)	152,1%
Aumento (disminución) neta del efectivo	(23.481)	(45.420)	(48,3)%	67.653	46.622	45,1%
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	(2.822)	(770)	266,5%	2.386	(1.362)	n.a.
Efectivo al inicio del período	178.672	179.046	(0,2)%	82.329	87.596	(6,0)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	152.368	132.856	14,7%	152.368	132.856	14,7%

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



YPF
LUZ

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