



ANUNCIO DE RESULTADOS

1° Trimestre 2024

YPF
LUZ

YPF Luz incrementa la generación de energía en 1T24, manteniendo su deuda neta y consolidando un EBITDA ajustado de USD 69 millones

Buenos Aires, 8 de mayo de 2024 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el primer trimestre de 2024 terminado el 31 de marzo de 2024.

Principales Métricas

KPI		1T24	1T23	Var. a/a
Datos financieros	Ingresos (k USD)	120.325	109.698	9,7%
	EBITDA ajustado (k USD) ²	69.049	89.996	(23,3)%
	Margen EBITDA (%)	57,4%	82,6%	(30,5)%
	Resultado del Período (k USD)	30.648	49.952	(38,6)%
	Inversiones (k USD)	39.944	73.678	(45,8)%
	Flujo de caja libre (k USD)	(9.427)	(32.786)	(71,2)%
	Deuda Neta (k USD)	781.084	784.800	(0,5)%
	Net Leverage	2.16x	2.04x	6,0%
Datos operativos	Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	3.237	2.483	30,3%
	Energía Vendida (GWh) ⁴	3.982	2.664	49,5%
	Energía Térmica	3.477	2.210	57,3%
	Energía Renovable	505	454	11,2%
	Producción de Vapor (k tn.)	738	761	(3,0)%
	Disponibilidad Energía Térmica ⁵	78,3%	82,2%	(4,8)%
	Factor de Carga Energía Renovable ⁶	47,7%	52,9%	(9,9)%

1 Expresados 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 del reporte. | 3. Incluye la participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente para el 1T23. | 4. No incluye la energía vendida en CDS en 1T23 | 5. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos y solares.

1. Principales Hitos

El EBITDA ajustado alcanzó USD 69 millones (-23,3% vs. 1T2023), debido principalmente a un cargo de deterioro en los créditos con CAMMESA de acuerdo a las estimaciones basadas en una nueva Resolución de la Secretaría de Energía que establece un mecanismo de pago mediante la entrega de bonos de la República Argentina para la cancelación de las transacciones de Diciembre 2023 y Enero 2024, parcialmente compensado por la consolidación de los resultados de Central Dock Sud y los nuevos ingresos por el Parque Solar Zonda.

La generación de energía térmica del trimestre fue 3.982 GWh en 1T2024 (+49,5% vs. 1T2023), principalmente por la consolidación de CDS y por mayor generación en Central Térmica Tucuman, compensada por una menor generación en Loma Campana I.

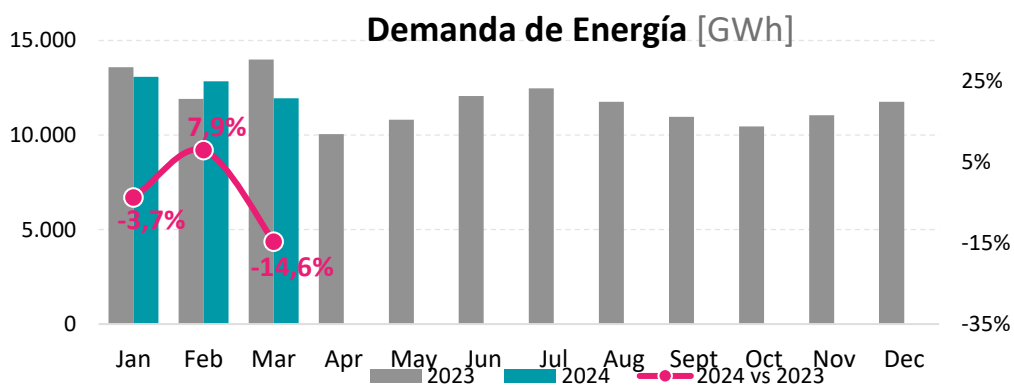
La generación de energía renovable aumentó un 11,2%, principalmente por la entrada en operación del Parque Solar el Zonda y por la mejor performance del Parque Eólico Manantiales Behr, el cual alcanzó un factor de capacidad promedio de 74,74% en el mes de marzo, su segunda mejor marca, llevando la media trimestral a 62,4%.

El nivel de deuda neta se mantuvo en niveles similares al 1T23, a pesar de una caída en las cobranzas del trimestre por demoras de CAMMESA, que fueron compensadas con menores erogaciones relacionadas a inversiones, manteniendo a la fecha todos nuestros compromisos financieros y operativos sin necesidades de financiamiento adicional a los previstos en el presupuesto anual.

2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	1T24	4T23	1T24	Var. a/a
Demanda de energía (GWh)	37.884	33.257	39.497	-4,1%
Residencial	18.242	14.665	19.429	-6,1%
Comercial	10.500	9.593	10.654	-1,4%
Industrial	9.142	9.000	9.413	-2,9%
Generación de energía (GWh)	39.283	34.861	38.627	1,7%
Térmica	21.355	14.166	23.416	-8,8%
Hidráulica	9.055	12.114	8.602	5,3%
Nuclear	3.226	2.811	1.889	70,8%
Renovable	5.647	5.771	4.720	19,6%
Capacidad Instalada (MW)	43.874	43.774	43.278	1,4%
Térmica	25.448	25.437	25.533	-0,3%
Hidráulica	10.834	10.834	10.834	0,0%
Nuclear	1.755	1.755	1.755	0,0%
Renovable	5.836	5.747	5.156	13,2%

Durante el primer trimestre de 2024, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 37.884 GWh¹. Esto significó una caída de -4,1% respecto al mismo período de 2023, que tuvo un impacto en todos los segmentos de la demanda, pero principalmente de la demanda residencial (-6,1%). La demanda comercial tuvo una caída del -1,4% y la demanda industrial una caída de -2,9%. La caída de la demanda residencial del -6,1%, se explica principalmente por las menores temperaturas registradas en el trimestre, especialmente en el mes de marzo, que había registrado récords de temperatura máxima el año pasado. La caída de la demanda comercial (-1,4%) e industrial (-2,9%) se explican principalmente por una disminución en la actividad económica acompañada de un aumento en las tarifas comerciales a partir de febrero 2024.



Fuente: CAMMESA

Durante el mes de febrero 2024 se registró un nuevo record en la demanda pico. Esto ocurrió el jueves 1 de febrero a las 14:47 hs, con una potencia pico de 29.653 MW, una temperatura de 36,5 grados, que requirió importaciones por 2.264 MW y reservas rotantes térmicas por 2.135 MW.

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada en el Informe de marzo de 2024. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 12,7% del total de la demanda, registraron una caída del -4,1% en su consumo en 1T24 comparado al 1T23.

Al 31 de marzo de 2024, Argentina cuenta con una potencia instalada de 43.874 MW, habiendo aumentado un +1,4% en el último año móvil. El 59% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25% a fuentes de generación hidroeléctrica, 4,1% a centrales nucleares y 11,9% a fuentes de origen renovable no convencional (con un crecimiento del 13,2% respecto a marzo 2023).

Durante el 1T24 se incorporaron al sistema 150,8 MW. De esta potencia nueva, 89,3 MW son de origen renovable correspondiente a los parques solares fotovoltaicos La Rioja III (+22 MW), La Rioja II (+20 MW), Cañada Honda IV (incremento de potencia de +4,3 MW), Tocota III (incremento de potencia de +38 MW) y Algarrobo (+4 MW), además del ingreso de la central biogas C.T. Bioanglo por +1 MW. El resto de la potencia nueva del sistema en el trimestre corresponde al cierre del ciclo combinado de la central térmica San Pedro en marzo'24, que suma +61,5 MW de potencia instalada térmica al sistema.

La generación en el primer trimestre de 2024 aumentó +1,7% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 39.283 GWh. A pesar de la caída de la demanda, la generación eléctrica del trimestre fue mayor producto de una menor importación y a una mayor exportación de energía eléctrica respecto al mismo trimestre del año anterior.

Para completar la oferta energética, durante 1T24 se importaron 569,1 GWh (334,9 GWh de Brasil, 28,8 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones, 129,6 GWh de Uruguay, 36,3 GWh de Bolivia y 39,5 GWh de Chile), cayendo un -80% las importaciones respecto a 1T23, a causa de la menor demanda y la mayor disponibilidad de gas natural para usinas por menores temperaturas. Durante el primer trimestre de 2024, se registraron exportaciones por 536,4 GWh, principalmente a Brasil. El balance entre importaciones y exportaciones a nivel Argentina representó un margen negativo de aproximadamente USD 35 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante los 1T24, con una participación del 54% y 23%, respectivamente. La generación hidroeléctrica registró una mejora durante este trimestre, con un aumento del +5,3% respecto 1T23. La energía nuclear representó el 8% de la generación de 1T24, presentando un incremento del +70,8% respecto a 1T23 debido a una mejora en la disponibilidad de las centrales nucleares.

Las ERNC representaron un 14% de la generación, presentando un aumento de +19,6% respecto a 1T23, principalmente a causa de un mejor recurso renovable y de la mayor potencia instalada. La generación eólica continua siendo la principal fuente renovable del país (68,5%), seguido por la solar (18%), la hidroeléctrica renovable (8,5%) y los biocombustibles (5,1%). El factor de capacidad medio país fue de 47,7% para la energía eólica y 32,2% para la energía solar.

El consumo de combustibles total para abastecer la generación térmica alcanzó los 51,4 MMm3/d representando una caída del -15,2% respecto al mismo período del año anterior, en línea con el menor consumo de combustibles líquidos. El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, con un total de 49,8 MMm3/d durante el 1T24, un +6,2% respecto al 1T23 y representando un 96,8% del combustible total. Adicionalmente, durante el trimestre se consumieron 1,6 MMm3/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone una reducción del -88,1% respecto al 1T23.

El costo medio de generación del sistema durante 1T24 alcanzó 59,5 USD/MWh³, habiéndose reducido -23,8% o -18,6 USD/MWh respecto al costo del mismo período del año anterior debido principalmente al cambio en la matriz de combustibles consumidos, con un mayor consumo de gas natural y un menor consumo de combustibles líquidos y carbón.

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

El precio estacional presentó en 1T24 un valor de 28,7 USD/MWh, un -17,3% menos que el mismo trimestre del año anterior. Esta caída se debe principalmente al efecto de la devaluación sobre las tarifas residenciales nivel 2 (bajos ingresos) y nivel 3 (ingresos medios) que tienen altos niveles de subsidio. El nivel de subsidios para la demanda residencial equivalente fue aproximadamente 73% (vs. 68,9% en 1T23).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se incrementó +118% mediante la Resolución 7/2024 a partir de febrero 2024), el precio del 1T24 fue aproximadamente 46,2 USD/MWh, lo que implicó un subsidio del 22%.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el primer trimestre del año representó un 45,2% del costo del sistema (45,4% en 1T23), siendo de aproximadamente USD 1.030 millones⁴.

Novedades Regulatorias:

RESOLUCIÓN 58/2024 y 66/2024:

Las Resoluciones 58/2024 y 66/2024 establecieron un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 correspondiente a los acreedores del MEM, que serán cancelados del siguiente modo:

- las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024, serán canceladas mediante la entrega de títulos públicos denominados “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038”;
- las transacciones económicas de febrero de 2024 serán canceladas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado con Destino al Fondo de Estabilización.

RESOLUCIÓN 09/2024:

La Resolución 09/24 actualizó un +74% todos los conceptos de remuneración de la generación no contractualizada (generación spot) a partir de la transacción económica de febrero 2024.

RESOLUCIÓN 07/2024:

Actualizó 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 febrero 2024.

- GUDIs: +118%.
- No residencial: +187%.
- Residencial:
 - Nivel 1 (mayores ingresos): +81%.
 - Nivel 2 (menores ingresos): +0%.
 - Nivel 3 (ingreso promedio): +0%.

RESOLUCIÓN 02/2024:

La Resolución 02/24 extendió las concesiones hidroeléctricas vigentes por un período de 60 días corridos desde:

- El 19/01/2024 para las centrales Alicurá, Chocón Arroyito y Cerros Colorados.
- El 28/02/2024 para la central hidroeléctrica Piedra del Águila.

RESOLUCIÓN 33/2024:

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

La Resolución 33/24 extendió las concesiones hidroeléctricas vigentes por un período de 60 días corridos desde:

- El 19/03/2024 para las centrales Alicurá, Chocón Arroyito y Cerros Colorados.
- El 28/04/2024 para la central hidroeléctrica Piedra del Águila.

RESOLUCIONES 101 y 102/2024:

Las Resoluciones 101 y 102/24 aprobaron la actualización del CPD (costo propio de distribución) para EDENOR S.A. y EDESUR S.A. a partir de febrero 2024. El CPD tendrá incrementos de alrededor de +250% para las tarifas R1 y R2, +500% para la tarifa R3 y más de 1000% para la tarifa R4.

Adicionalmente, se aprobó una fórmula de actualización automática para el ajuste mensual del CPD que tendrá vigencia a partir de mayo 2024.

RESOLUCIÓN 34/2024:

La Resolución 34/24 modificó el apartado 5.6 del Capítulo V de los Procedimientos de CAMMESA, dando prioridad al pago del transporte en alta tensión y por distribución troncal.

RESOLUCIÓN 45/2024:

La Resolución 45/24 prorrogó desde el 16 de abril de 2024 por 60 días hábiles el plazo para la firma de los contratos térmicos TerCONF adjudicados.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

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)	1T24	1T23	Var. a/a
CAMMESA Energía Base.	25.675	14.863	72,7%
PPA con CAMMESA	50.987	48.632	4,8%
PPA con YPF S.A.	26.489	31.776	(16,6)%
PPA con otros privados	14.760	11.584	27,4%
Ingreso por combustible y transporte	2.284	2.393	(4,6)%
Subtotal	120.195	109.248	10,0%
Otros ingresos por servicios	130	450	(71,1)%
Total	120.325	109.698	9,7%

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)		
	1T24	1T23
Ingreso por Energía Base	21,3%	13,5%
PPA con CAMMESA	42,4%	44,3%
PPA con YPF S.A.	22,0%	29,0%
PPA con otros privados	12,3%	10,6%
Ingreso por combustible y transporte	1,9%	2,2%
Subtotal	99,9%	99,6%
Otros ingresos por servicios	0,1%	0,4%
Total	100,0%	100,0%

Las ventas totales de la compañía en el primer trimestre 2024 alcanzaron los USD 120,3 millones, un 9,7% superior comparado con el mismo período del año 2023. Esto se explica principalmente por los siguientes factores: (i) a partir del segundo trimestre del año 2023 la Sociedad tomó control de CDS, por lo que se incorporaron los ingresos por ventas correspondientes a esta sociedad, (ii) la incorporación de los ingresos por el Parque Solar Fotovoltaico Zonda luego de su habilitación comercial por 100MW el 31 de mayo de 2023, (iii) menores ingresos en la planta Loma Campana I, que no estuvo operativa durante el primer trimestre de 2024, (iv) una caída en el precio de la energía entregada en el complejo El Bracho, de acuerdo al contrato vigente y (v) menores ingresos en el Complejo Tucuman por aproximadamente USD 1,75 millones.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo depreciaciones, amortizaciones y gastos de combustible), se registró un incremento de aproximadamente 16% en 1T24 comparado con 1T23, explicado principalmente por la incorporación de los costos de CDS, parcialmente compensado con una baja en los costos de transporte y la evolución de las variables macro de Argentina, donde la devaluación interanual del 1T24 fue superior a la inflación interanual del mismo periodo.

Adicionalmente, en el rubro deterioro de activos financieros, se registró una pérdida por desvalorización de créditos con Cammesa por un valor de USD 25 millones, de acuerdo a las estimaciones basadas en la Resolución 58/2024 de la Secretaría de Energía que dispone la cancelación de las transacciones de energía aún no cobradas de los meses de Diciembre 2023 y Enero 2024 mediante la entrega de títulos públicos denominados "Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038".

En consecuencia, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 69 millones en el 1T24 (-23,8% vs 1T22).

EBITDA por Clase de Activos¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T24	1T23	Var. a/a
De Energía Térmica	34.616	54.660	(36,7)%
De Energía Renovables	26.614	23.143	15,0%
De Cogeneración	12.101	16.070	(24,7)%
De Generación de Energía Distribuida	2.507	2.651	(5,4)%
Subtotal	75.838	96.524	(21,4)%
Corporación y eliminaciones ²	(6.789)	(5.939)	14,3%
Total	69.049	90.586	(23,8)%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos.

EL EBITDA generado por los activos térmicos (Complejo Generación Tucumán, Central Térmica el Bracho, Loma Campana I, Loma Campana II y Central Dock Sud) cayó 36,7% en 1T24 comparado con el mismo periodo del año anterior. Si bien el resultado operativo de CDS produjo un impacto positivo importante, el mismo fue parcialmente compensado por el menor ingreso causado por la indisponibilidad de Loma Campana I y los menores ingresos del Complejo Tucumán y El Bracho, pero fundamentalmente fue afectado por el cargo por la desvalorización de los créditos con Cammesa descripta anteriormente.

Los activos renovables (el Parque Eólico Manantiales Behr, el Parque Eólico Cañadón León, Parque Eólico Los Teros y Parque Solar Fotovoltaico Zonda) alcanzaron un EBITDA de 26,6 millones de USD en el trimestre, registrando un aumento del 15% con relación al mismo período del año anterior. El mencionado aumento se correspondió con la muy buena performance registrada en el Parque Eólico Manantiales Behr el cual tuvo un factor de carga de 62,4%, y por la incorporación del Parque Solar Zonda el cual no se encontraba operativo en el primer trimestre de 2023.

Los activos de cogeneración (La Plata I y II) totalizaron un EBITDA de USD 12,1 millones el cual se vió afectado, al igual que las centrales térmicas, por el cargo de deterioro de los créditos de Cammesa descripto anteriormente, y por menor venta de vapor como consecuencia de una falla en la caldera de la planta La Plata II y fuertes lluvias que redujeron la demanda de la Refinería La Plata de YPF.

El EBITDA generado por los activos de energía distribuida en el 1T24 (Motores Manantiales Behr y Loma Campana Este) se mantuvo en el orden de los 2,5 millones de USD, en línea con el año anterior.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T24	1T23	Var. a/a
EBITDA	69.049	90.586	(23,8)%
Resultado por participación en negocios conjuntos	-	(590)	100,0%
EBITDA ajustado	69.049	89.996	(23,3)%

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

Operaciones

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

Capacidad Instalada (MW) (cifras no auditadas)		
	1T24	1T23
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	279
Total Energía Térmica	2.740	2.086
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	-
Total Energía Renovable	497	397
Total	3.237	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	1T24	1T23	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	797,7	654,8	21,8%
El Bracho TG	GWh	489,2	506,6	(3,4)%
El Bracho TV	GWh	328,2	382,9	(14,3)%
Loma Campana Este	GWh	17,8	17,3	3,3%
Loma Campana I	GWh	-	191,3	(100,0)%
Loma Campana II	GWh	58,2	0,5	12842,5%
La Plata Cogeneración I	GWh	217,4	222,1	(2,1)%
	k Tn	408,3	403,4	1,2%
La Plata Cogeneración II	GWh	142,5	148,0	(3,7)%
	k Tn	329,9	357,8	(7,8)%
CT Manantiales Behr	GWh	111,3	86,8	28,2%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	135,4	131,7	2,8%
Parque Eólico Los Teros	GWh	162,0	168,1	(3,6)%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	136,7	153,7	(11,1)%
Parque Eólico Zonda I	GWh	71,2	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	GWh	1.314,6	-	n.a.
Total	GWh	3.982,4	2.663,9	49,5%
	k Tn	738,2	761,2	(3,0)%
Central Dock Sud Sud ²	GWh	-	639,3	n.a.

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 Compañía.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	1T24	1T23	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	704,8	737,7	(4,5)%
El Bracho TG	MW-mes	233,8	236,9	(1,3)%
El Bracho TV	MW-mes	185,2	191,4	(3,3)%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	8,0	-
Loma Campana I	MW-mes	-	88,6	(100,0)%
Loma Campana II	MW-mes	72,8	-	n.a.
La Plata Cogeneración I	MW-mes	108,0	110,5	(2,2)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	77,2	79,2	(2,6)%
CT Manantiales Behr	MW-mes	40,5	38,7	4,5%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	709,7	-	n.a.
Total	MW-mes	2.140,0	1.483,8	44,2%
Central Dock Sud ²	MW-mes	-	242,6	n.a.

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 Compañía

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)			
	1T24	1T23	Var. a/a
Complejo Tucumán	85,0%	89,0%	(4,5)%
El Bracho TG	89,5%	90,7%	(1,3)%
El Bracho TV	93,5%	96,7%	(3,3)%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	-	84,4%	(100,0)%
Loma Campana II	69,2%	-	n.a.
La Plata Cogeneración I	84,4%	86,3%	(2,2)%
La Plata Cogeneración II	107,3%	110,1%	(2,6)%
CT Manantiales Behr	70,1%	67,1%	4,5%
Central Dock Sud ²	76,1%	-	n.a.
Total²	78,3%	82,2%	(4,8)%
Central Dock Sud	-	27,9%	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 la siguiente tabla se detalla el factor de carga y disponibilidad por parque eólico:

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)				
		1T24	1T23	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	62,4%	61,6%	1,2%
	Factor de disponibilidad	93,9%	93,4%	0,5%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	44,0%	45,0%	(2,2)%
	Factor de disponibilidad	89,6%	95,8%	(6,5)%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	53,4%	57,2%	(6,6)%
	Factor de disponibilidad	99,1%	98,5%	0,6%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga ¹	32,6%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	100,0%	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)			
	1T24	1T23	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	1.531	966	58,5%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	1.428	909	57,1%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	26%	31%	(14,8)%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	27%	36%	(24,1)%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 1T24 para toda la compañía alcanzó 78,3%, 4,8% menor que en 1T23, motivada principalmente por una menor disponibilidad en todo el complejo de

Tucuman y también por la indisponibilidad de Loma Campana 1. Por su parte, la energía vendida fue 49,5% mayor al mismo período del año anterior y excluyendo el efecto de la consolidación de CDS estuvo en el mismo nivel, mientras que el vapor entregado cayó un 3%.

El Complejo Tucumán aumentó su energía vendida 21,8% en el 1T24 dado que hubo menor disponibilidad de centrales térmicas en la región y a su vez mayor disponibilidad de gas de Bolivia comparado con el mismo período del año anterior. Sin embargo, este mayor despacho tuvo como consecuencia un mayor derrateo por la alta temperatura y afectó la disponibilidad, que terminó siendo un 4,5% menor 1T23.

La Central Térmica El Bracho disminuyó su generación y disponibilidad en el 1T24 como consecuencia de mayores derrateos por temperatura.

En la Central Térmica Manantiales Behr, la energía vendida del 1T24 fue de 111,3 GWh. 28,2% superior al 2023, debido principalmente a que durante el primer trimestre del 2023 registró salidas forzadas por diversas fallas registradas durante dicho período.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida aumentó 3,3% por una mayor demanda comparada con el mismo periodo del año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, la misma continúa fuera de servicio aguardando la llegada de la turbina de potencia en los próximos meses, la cual le permitirá estar disponible nuevamente.

En Loma Campana II la generación aumentó en el 1T24 significativamente dado que durante el primer trimestre de 2023 permaneció fuera de servicio. Sin embargo, si bien la planta recuperó la disponibilidad en diciembre de 2023, terminó el 1T24 con una disponibilidad del 69.2% debido a un mantenimiento programado durante algunos días de enero y reparaciones no programadas de ciertas vibraciones.

La Plata Cogeneración I y II mantuvieron niveles similares de generación y disponibilidad durante el trimestre. Sin embargo, ambas plantas entregaron menos vapor, como consecuencia de una falla en la caldera en LPC II que la mantuvo fuera de servicio durante 4 días en febrero y fuertes lluvias registradas en el mes de Marzo que redujo la demanda de la Refinería La Plata.

El Parque Eólico Manantiales Behr gracias al mayor recurso registrado alcanzó un factor de carga del 62,4% en 1T24, levemente superior al 1T23, alcanzando en el mes de Marzo la segunda marca más alta de factor de carga en la historia del parque. Como resultado, la energía vendida aumentó 2,8% en el referido trimestre.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía del 3,6% inferior a la registrada en 1T23 dado que su factor de carga se redujo 2,2% comparado con el mismo período del año anterior, sumado a su vez a una menor disponibilidad por daños sufridos en alguna de las palas de algunos aerogeneradores.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 1T24 un factor de carga del 53,4% el cual cayó 6,6% versus el 1T23 por un menor recurso en el parque. En cuanto a la disponibilidad fue de 99,1%, similar al año anterior.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER ascendió al 26% en 1T24, disminuyendo 14,8% respecto al 1T23. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de otros parques renovables en el mercado. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida alcanzó el 27%.

Central Dock Sud aumentó considerablemente su disponibilidad y generación, 193% y 173%, respectivamente, en comparación con el año anterior debido a que durante el 1T23 tuvo un mantenimiento mayor programado (actualización tecnológica y ampliación de la capacidad).

Capex

Proyectos en Construcción

Plantas	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX	Avance ¹ (%)
						estimado (MM USD)	
Parque General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Privado	Eólica	4T24	262	78%
Parque Eólico Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privado	Eólica	1H26	80	0%

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

Parque General Levalle:

La construcción del Proyecto General Levalle continuó durante el primer trimestre, destacando los siguientes avances:

- Las obras civiles de sitio 1 y 2 finalizaron, quedando pendientes trabajos menores.
- Se avanzó en el montaje electromecánico de la Estación Transformadora.
- Se continuó con el traslado de los componentes principales de aerogeneradores (palas, torres, nacelle, hub) a sitio, el cual alcanzó un avance del 49%.
- La grúa principal de montaje de aerogeneradores está operativa y se completó el montaje de componentes principales del primer aerogenerador.

Parque Eólico Cementos Avellaneda:

- El 25 de abril de 2024, el Directorio de la sociedad aprobó el proyecto de este nuevo Parque Eólico cuya capacidad instalada será de 63 MW.
- Este nuevo proyecto contará con tecnología de Nordex, con aerogeneradores de 7MW de potencia nominal.
- La ubicación del parque será en la localidad de Olavarría, Provincia de Buenos Aires.
- De la potencia nominal instalada, 28 MW serán destinados a la autogeneración de Cementos Avellaneda S.A. y los 35 MW restantes abastecerán demanda industrial en el Mercado a término de energías renovables (MATER).
- A la fecha, los contratos de tecnología y obras se encuentran operativos, y en los próximos días se realizará el inicio de las actividades de obra.

Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	1T24	1T23	Var. a/a
Efectivo al inicio del período	102.439	82.329	24,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	51.867	65.670	(21,0)%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(39.944)	(73.678)	(45,8)%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(20.696)	99.143	n.a.
Ajustes de conversión & otros	5.872	5.207	12,8%
Efectivo al cierre del período	99.538	178.671	(44,3)%
Inversiones en activos financieros	14.030	-	n.a.
Caja + inversiones financieras al cierre	113.568	178.671	(36,4)%
FCF	(9.427)	(32.786)	(71,2)%

FCF = Flujo neto de las actividades operativas menos capex (actividades de inversión). M&A (actividades de inversión). y pago de intereses y arrendamientos (actividades de financiación)

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó USD 51,9 millones en 1T24 (-21% a/a). Dicha caída se produce como consecuencia de la menor cobranza por generación por parte de CAMMESA registrada en el trimestre, que fue parcialmente compensada por adelantos de algunos clientes privados por la generación de energía renovable.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de inversión** disminuyó comparado con el mismo período del año anterior debido a que durante el primer trimestre del 2023 se encontraba en su etapa final el proyecto Zonda y a su vez hubo mayores erogaciones en el proyecto de General Levalle (por anticipos) de acuerdo al cronograma del proyecto.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de financiamiento** fue negativo en USD 20,7 millones en 1T24 principalmente por los intereses de deuda pagados durante el trimestre, ya que los vencimientos de deuda del trimestre fueron compensados con nuevos financiamientos. Por su parte, el saldo positivo del 1T23 se debió principalmente a la emisión de obligaciones negociables por USD 150 millones en el mercado local, compensado parcialmente por vencimientos de deuda y pago de intereses.

En consecuencia, el **flujo de fondos** del período fue negativo en USD 9,4 millones, ya que continuamos con nuestro plan de inversiones y a su vez cumplimos con todos nuestros compromisos de deuda financiera a pesar de haber disminuido la cobranza de nuestras operaciones.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** alcanzó USD 113,6 millones al cierre del trimestre disminuyendo 36,4% vs. 1T2023. Continuamos con una estrategia activa en el manejo de la liquidez para minimizar la exposición cambiaria y con un financiamiento eficiente para hacer frente a nuestros compromisos contractuales.

Deuda

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	1T24	1T23	Var. a/a
Corto Plazo	231.322	136.817	69,1%
Largo Plazo	661.204	838.558	(21,1)%
Deuda Bruta	892.527	975.375	(8,5)%
Caja y Equivalentes	111.442	190.575	(41,5)%
Deuda Neta	781.084	784.800	(0,47)%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM	2.16x	2.04x	6,0%

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

La deuda bruta consolidada disminuyó en USD 82,9 millones respecto al 1T23, debido principalmente al pago de los vencimientos de las obligaciones negociables V y VI, como así también parte de los vencimientos de las cuotas de los préstamos con organismos multilaterales los cuales fueron solventados mayormente con la liquidez propia de la compañía, manteniendo prácticamente sin cambios la deuda neta. Sin embargo, el ratio de Endeudamiento Neto del 1T24, medido como la Deuda Neta sobre el EBITDA ajustado de los últimos 12 meses, aumentó a 2,16 veces, producto de la disminución en el EBITDA del 1T24. Por su parte, es importante destacar la disminución del costo promedio de nuestra deuda, que se ubicó por debajo del 6%. Por último, durante el 1T24, la compañía emitió 2 obligaciones negociables en el mercado local por un monto total de USD 29,3 millones en 2 tramos: dólar linked a una tasa de interés del 3% y dólares a una tasa de interés del 6%.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental			
	1T24	1T23	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	505	454	11,2%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	12,7%	17,0%	(25,6)%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	1.440.114	999.085	44,14%
Intensidad de emisiones GEI ²	0,309	0,302	2,32%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	224.349	228.823	(1,96)%
Consumo de agua (kton) ¹	2.284	2.369	(3,59)%
Intensidad de Uso de Agua	0,491	0,715	(31,33)%
Residuos (ton) ¹	434,45	97,65	344,91%

1. No incluye Central Dock Sud | 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.

La incorporación de CDS (Central Dock Sud) impactó en la generación de energía eléctrica, en las emisiones totales de la compañía. La disminución de la intensidad de uso de agua se asocia con la salida de servicio de las centrales de LC1 y LC2 durante el primer trimestre. Durante el 1T24 se realizaron tareas de limpieza en el Complejo Generación Tucumán, incrementando la generación de residuos con respecto mismo trimestre de año anterior.

Social

	1T24	1T23	Var. a/a
Horas de formación de empleados	4.611	1.378	234,62%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	-	-
Horas de voluntariado	12%	4%	200%

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

En el área de inversión social, continuamos con el aporte a Fundación YPF para financiar 10 becas universitarias por un período de 5 años en San Juan y Tucumán. Realizamos un reacondicionaron en la Fundación Valdocco en Santa Cruz, cercano al Parque Eólico Cañadón León. Además, nuestros voluntarios colaboraron en la escuela 506 de Dock Sud y participaron de una jornada de pintura y armado de juegos en el Jardín Integral N° 13 en CABA.

En la gestión de nuestra gente, realizamos formaciones en comunicación, inteligencia artificial, seguridad, calidad y medio ambiente. Adicionalmente, se trabajó en los resultados de la encuesta de Clima de YPF Luz y se organizó una jornada para definir Iniciativas de Clima 2024.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en el 1T24 no se registraron accidentes computables con pérdida de días. Respecto de la salud de nuestros trabajadores, se reforzaron prevenciones y fumigaciones por el dengue.

Gobierno Corporativo

Durante el 1T24, iniciamos el plan de Compliance & Auditoría Interna 2024. Revisamos y actualizamos el programa de formaciones de Compliance, que incluyen nuevas temáticas para tratar potenciales riesgos y promover la cultura de Compliance en toda la Compañía. Desarrollamos el plan de comunicaciones del periodo, se revisaron y actualizaron documentos y procedimientos.

En materia de gestión de riesgos, realizamos un análisis de los planes de acción y recomendaciones de Compliance sobre procesos para verificar la correcta implementación y relevamiento de procesos que potencialmente pueden arrojar desvíos, para definir los controles mitigantes asociados.

Hechos Relevantes del Período

Emisión de Obligaciones Negociables

Con fecha 27 de febrero de 2024, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clases XIV y XV a un valor nominal de US\$ 18.043.469 y US\$ 11.287.656, a una tasa del 3% y 6%, respectivamente. El vencimiento final para ambas clases de obligaciones negociables es el 27 de febrero de 2027. Los fondos obtenidos serán aplicados al desarrollo del Parque Eólico Levalle y capital de trabajo entre otros usos.

Incremento de potencia de Central Dock Sud

Con fecha 29 de febrero de 2024, Central Dock Sud S.A., subsidiaria de la Sociedad, recibió la notificación de Cammesa informando que aprobó la habilitación comercial del incremento de potencia del Ciclo Combinado de la Central Térmica Dock Sud. De esta manera quedó habilitada la Operación Comercial en el MEM del Ciclo Combinado de la Central Térmica Dock Sud por una potencia neta a inyectar al SADI de hasta 839,80 MW a partir del 1 de marzo de 2024.

Hechos Posteriores

Renuncia de 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 US\$110.000.000 (Dólares Estadounidenses ciento diez millones) (o su equivalente en otras monedas), en una o más clases y/o series, en el marco del Programa de Emisor Frecuente y/o bajo el Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones)

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 el resto abastecerá demanda industrial en el Mercado a Término de Energías Renovables "MATER". La inversión estimada es de 80 millones de dólares.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.03.2024	31.12.2023	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.003.759	2.008.894	(0,3)%
Activos intangibles	8.079	8.144	(0,8)%
Activos por derecho de uso	14.242	14.821	(3,9)%
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	-
Otros créditos	43.259	44.802	(3,4)%
Inversiones en activos financieros	8.205	-	n.a.
Activos por impuesto diferido, netos	22.258	24.868	(10,5)%
Total del activo no corriente	2.099.813	2.101.540	(0,1)%
Activo corriente			
Otros créditos	29.675	38.644	(23,2)%
Créditos por ventas	161.943	113.644	42,5%
Inversiones en activos financieros	5.825	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	11.903	11.903	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	99.538	102.439	(2,8)%
Total del activo corriente	308.884	266.630	15,8%
TOTAL DEL ACTIVO	2.408.697	2.368.170	1,7%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	-
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	554.537	528.480	4,9%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.007.017	980.968	2,7%
Interés no controlante	136.761	132.171	3,5%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.143.778	1.113.131	2,8%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.349	2.885	16,1%
Pasivos por impuesto diferido, netos	172.455	175.538	(1,8)%
Pasivos por arrendamientos	6.248	6.712	(6,9)%
Préstamos	661.204	713.685	(7,4)%
Pasivos por contratos	41.303	20.652	100,0%
Otros pasivos	4.210	4.210	-
Total del pasivo no corriente	888.769	923.682	(3,8)%
Pasivo corriente			
Provisiones	115	10	1050,0%
Cargas fiscales	5.629	1.218	362,2%
Impuesto a las ganancias a pagar	7.261	7.240	0,3%
Remuneraciones y cargas sociales	8.377	11.652	(28,1)%
Pasivos por arrendamientos	4.756	4.738	0,4%
Préstamos	231.322	183.418	26,1%
Otros pasivos	774	774	-
Cuentas por pagar	117.916	122.307	(3,6)%
Total del pasivo corriente	376.150	331.357	13,5%
TOTAL DEL PASIVO	1.264.919	1.255.039	0,8%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.408.697	2.368.170	1,7%

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)	1T24	1T23	Var. a/a
Ingresos por ventas	120.325	109.698	9,7%
Costos de producción	(58.824)	(47.655)	23,4%
Resultado bruto	61.501	62.043	(0,9)%
Gastos de administración y comercialización	(10.712)	(9.690)	10,5%
Otros resultados operativos netos	8.385	11.168	(24,9)%
Deterioro de activos financieros	(25.389)	-	n.a.
Resultado operativo	33.785	63.521	(46,8)%
Resultado por participación en sociedades	-	(590)	100,0%
Resultados financieros, netos	2.485	(25.265)	n.a.
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	36.270	37.666	(3,7)%
Impuesto a las ganancias	(5.622)	12.286	n.a.
Resultado neto del período	30.648	49.952	(38,6)%
Atribuible a los accionistas	26.057	49.952	(47,8)%
Interés no controlante	4.591	-	n.a.

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