

YPF
LUZ

Parque Eólico Los Teros
Azul, Provincia de Buenos Aires

ANUNCIO DE RESULTADOS
2° Trimestre 2021

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 153 millones en 6M21, 55,6% más que en 6M20

Buenos Aires, 9 de agosto de 2021 – 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 2021 terminado el 30 de junio de 2021.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)						
	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Ingresos (k USD)	112.159	69.836	60,6%	210.602	142.361	47,9%
EBITDA ajustado (k USD) ²	77.587	46.758	65,9%	149.917	99.299	51,0%
EBITDA (k USD)	79.845	47.033	69,8%	152.884	98.231	55,6%
Margen EBITDA (%)	71,2%	67,3%	5,7%	72,6%	69,0%	5,2%
Resultado del Período (k USD)	1.473	13.470	(76,7)%	19.910	37.773	(47,3)%
Inversiones (k USD)	30.616	49.393	(38,0)%	103.073	172.923	(40,4)%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	2.360	1.838	28,4%	2.360	1.838	28,4%
Energía Vendida (GWh) ⁴	2.350	1.759	33,6%	4.764	3.498	36,2%
Energía Térmica	2.053	1.632	25,8%	4.235	3.242	29,0%
Energía Renovable	297	127	134,2%	529	256	106,8%
Producción de Vapor (k tn.)	555	437	26,9%	1.169	855	36,6%
Disponibilidad Energía Térmica	76,7%	89,8%	(14,6)%	79,2%	86,9%	(8,9)%
Factor de Carga Energía Renovable ⁵	56,7%	60,2%	(5,7)%	52,9%	60,3%	(12,2)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 6 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.

4. No incluye la energía vendida en CDS

5. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

- La venta total de energía fue 4.764 GWh, 36,2% mayor que en 6M20.
- La venta de vapor durante 6M21 aumentó 36,6% comparado con 6M20, alcanzando 1.169 mil toneladas.
- La venta de energía renovable fue de 529 GWh, 106,8% mayor que el año anterior.
- Las ventas fueron de USD 210,6 millones, 47,9% mayor que en 6M20.
- En 6M21 el EBITDA alcanzó USD 152,9 millones, 55,6% más que el año anterior.
- Al cierre del 2T21 la capacidad instalada de la Compañía alcanzó los 2.360 MW, 28,4% mayor al 2T20.

CALL DE RESULTADOS 2T21

Conference Call

10 de agosto de 2021 10 a.m. (US EST) | 11 a.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/3zCe0W2>

Contacto de Relación con Inversores

Martín Taraciuk

Teléfono: +54911 3811-4385

Emails:

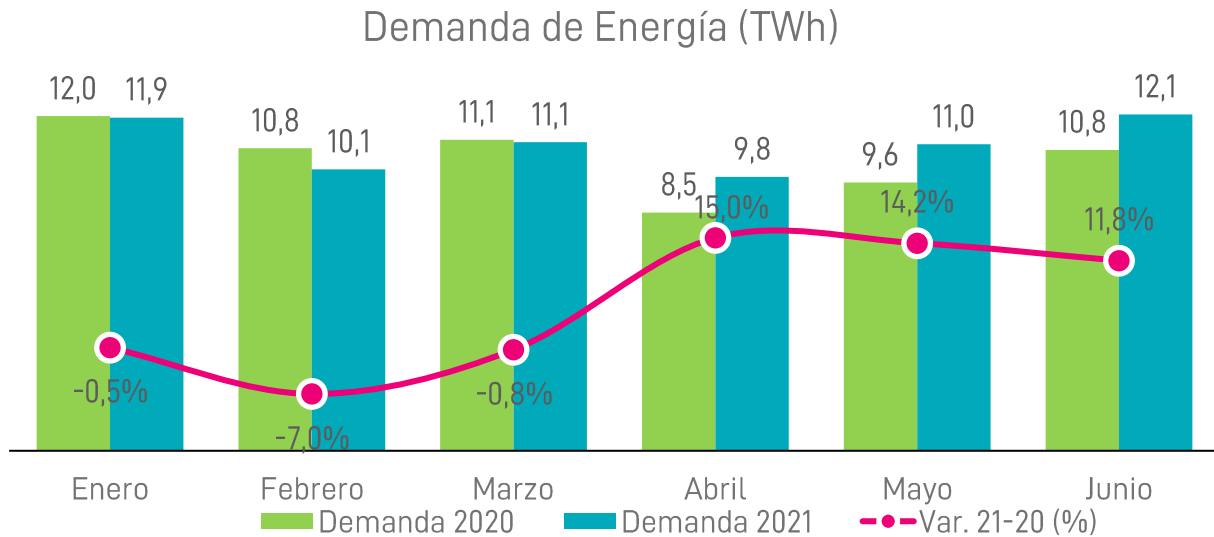
martin.h.taraciuk@ypf.com

Inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante los 6M21 la demanda de energía eléctrica alcanzó los 65.928 GWh¹. Esto significó un aumento de 4,8% respecto al mismo período de 2020 (62.919 GWh). Este crecimiento se concentró principalmente en el 2T21 (+13,5% respecto al 2T20), principalmente debido a la recuperación de la actividad comercial e industrial en comparación con el principio de la pandemia del Covid-19, dónde como consecuencia del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio las restricciones habían limitado esta actividad. Asimismo, menores temperaturas en el mes de junio de 2021 impactaron en un aumento en la demanda residencial.



Fuente: CAMMESA

Por un lado, la demanda de distribución, que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor (GUDIs) y representó en el segundo trimestre de 2021 un 82% de la demanda total del sistema, creció 10,3% en 2T21 respecto al 2T20 (+2,6% en 6M21 vs. 6M20). Esto se explica por un aumento en los tres segmentos de demanda (residencial, comercial y grandes usuarios de la distribuidora) respecto al 2T20. La demanda residencial (14.983 GWh) presentó un crecimiento de 6% (+0,7% en 6M21 vs. 6M20), impulsado por menores temperaturas y menor valor en dólares de la tarifa². La demanda comercial (8.773 GWh) creció 13,7% respecto a 2T20 (+2,7% en 6M21 vs. 6M20), siendo aproximadamente el mismo volumen que el segundo trimestre 2019. La demanda de los grandes usuarios de la distribuidora (3.228 GWh) creció 23,6% respecto al 2T20 y 1% respecto al 2T19 (+11,8% en 6M21 vs. 6M20), mostrándose de esta manera una leve recuperación en la actividad económica.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 18% del total de la demanda, registraron un aumento del 31,4% en su consumo en 2T21 comparado al 2T20 (+16,5% en 6M21 vs. 6M20) como consecuencia de la recuperación que se está viendo en algunas industrias respecto al segundo trimestre 2020, y en algunos casos como los sectores metalúrgicos, construcción y automotriz, también respecto al mismo período de 2019.

Al 30 de junio de 2021 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.453 MW, habiendo aumentado un 5,6% en el último año móvil. El 59,6% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25,5% a generación hidroeléctrica, 4,1% a centrales nucleares y 10,8% a fuentes renovables no convencionales (con un crecimiento del 46,8% respecto al 30 de junio 2020).

Durante 2021 se incorporaron al sistema 569 MW de origen renovable (546 MW eólicos, 22 MW de biogás, 1 MW solar y 0,5 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos correspondientes a proyectos adjudicados en las licitaciones de RenovAr y contratos del Mercado a Término de Energías Renovables) y 3 MW de repotenciación de

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada el 19 de julio de 2021. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

² Las tarifas se encuentran fijadas a valores de la Res. SGE 14/2019 desde abril 2019.

una turbina de gas³. A su vez, salieron de funcionamiento 71 MW de centrales térmicas ineficientes (motores diésel, turbinas de gas y turbinas de vapor).

La generación en 6M21 creció 5,6% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 69.212 GWh. Durante 2T21, la generación creció 12,3% respecto a la generación en 2T20, alcanzando los 33.879 GWh. El mayor crecimiento en la generación se debe principalmente a un incremento en las exportaciones y disminución de las importaciones respecto a los primeros seis meses de 2020, principalmente en el primer trimestre, como consecuencia de la sequía en el sur de Brasil, resultaron en una mayor cantidad de energía exportada al país vecino.

Para completar la oferta energética, durante los 6M21 se importaron 288,1 GWh (39,2 GWh de Brasil, 71,0 GWh de Paraguay por necesidad de la Provincia de Misiones y 177,9 GWh de Uruguay), reduciéndose en un 24,4% las importaciones respecto a 6M20. Por otro lado, se exportaron 1.191,8 GWh (1.140,8 GWh a Brasil y 50,9 GWh a Uruguay), aumentando 138% los volúmenes exportados en 6M20. Estas exportaciones han dejado un margen positivo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 73 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante los 6M21, con una participación del 65,1% y 17,3%. De todas formas, la generación hidroeléctrica presentó una caída del 15,6% respecto al 2T20. Los bajos caudales del río Paraná contrajeron la generación de Yacretá un 11,2% respecto a 6M20 mientras un aumento en el caudal del Río Uruguay aumentó la generación de Salto Grande un 22,3% respecto a 6M20. Adicionalmente, la salida de funcionamiento de Futaleufú y el bajo nivel de los embalses de los ríos del Comahue, también impactaron en la disminución de la generación hidroeléctrica.

La energía nuclear representó un 6,1% de la generación de 6M21, presentando una caída del 22,3% respecto a 6M20, principalmente debido a que la Central Nuclear Embalse estuvo fuera de servicio por mantenimiento durante abril y parte de mayo de 2021 y la Central Atucha II estuvo en mantenimiento hasta promediado el mes de marzo (desde octubre 2020). Las ERNC representaron un 11,5% de la generación, aumentando en un 45,8% la energía generada respecto a 6M20.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (74,8%), seguido por la solar (11,3%), los biocombustibles (6,0%) y la hidroeléctrica renovable (7,9%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de 45,6% para el eólico, 24,8% para el solar, 28,2% para las hidroeléctricas renovables y 90,9% para los biocombustibles.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 81,2% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 6M21 (71,3% durante el 2T21). El consumo alcanzó los 8.028 MMm³ o 44,4 MMm³/d representando una caída de 5,3% respecto al mismo período del año anterior (caída de 4,7% del 2T21 respecto al 2T20). La generación se complementó con un consumo promedio de 10,3 MMm³ de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón (en los 6M20 el consumo promedio de combustibles líquidos y carbón había sido de 2,1 MMm³ de gas equivalente).

Como resultado de la operación, durante 6M21 el costo medio de generación alcanzó 66,73 USD/MWh⁴, habiéndose incrementado en un 14,3% o 8,4 USD/MWh, respecto al costo del mismo período del año anterior.

El precio estacional (que contempla las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales dentro de las distribuidoras con demandas menores a los 300 kW) fijo desde abril 2019 a valores de la Resolución SEE N°14/2019 presentó en 2T21 sus valores mínimos en dólares promediando los 19,8 USD/MWh y 22,6 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente (un promedio ponderado por la demanda de 21 USD/MWh). Durante 6M21, estos valores alcanzaron 20,4 USD/MWh para la demanda residencial y 23,2 USD/MWh para el no residencial. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 72% para el trimestre (en 2T20 48,6%) y 66,7% para 6M21 (en 6M20 47,4%).

En el caso de los GUDI, el precio fue aproximadamente 59,4 USD/MWh, lo que representó un subsidio del 20,1% para el trimestre en análisis. El porcentaje de subsidio disminuyó únicamente un 1,1% respecto al 2T20 dado que, si bien

³ Adicionalmente, ingresaron 22,6 MW de los motogeneradores de Manantiales Behr, en abril 2021.

⁴ Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

las tarifas de los GUDI aumentaron un 35% a partir de la Res. SE 131/2021, el costo medio del sistema también aumentó (33,9%).

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) representó un 61,5% del costo del sistema en 2T21, siendo de aproximadamente USD 1.530 millones⁵ y un 68,3% del costo total de 6M21. El subsidio acumulado en 2021 fue de USD 2.544 millones, presentando un incremento del 65,3% respecto al mismo período del año anterior.

Novedades Regulatorias:

Resolución SE440/2021

Con fecha 21 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía publicó la Resolución SE440/2021 que actualiza la remuneración de las centrales eléctricas que no se encuentran bajo contratos.

Las principales diferencias respecto de la Resolución SE31/2020 se resumen a continuación:

- Se actualizan todos los conceptos remunerativos en un 29%, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero 2021.
- Se elimina el Anexo VI que establecía la fórmula de la actualización mensual de las tarifas.
- Los generadores deberán desestimar -a través de una nota a CAMMESA- cualquier reclamo administrativo o judicial en curso, relacionados a la actualización de tarifas, y renunciar a cualquier reclamo administrativo o judicial futuro en relación al Artículo 2 de la Resolución 31/2020 (Anexo VI).
- En caso de no presentar la nota dentro de los 30 días de publicada la resolución, o hasta tanto se presente, la remuneración será bajo los valores anteriores a la nueva norma. Adicionalmente, no se aplicará la reliquidación retroactiva a febrero 2021.
- Se instruye a CAMMESA a realizar la reliquidación para las transacciones de febrero a abril 2021 con los nuevos valores vigentes.

Resolución SE551/2021

En el marco del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) existen proyectos en vías de ejecución con prioridad de despacho asignada que presentan significativos atrasos o que no demuestran avance alguno. A partir de esto, la Resolución presenta medidas que propendan a la conclusión de los proyectos aún no habilitados, de forma de que no retengan prioridad de despacho, y habilita esta capacidad de transporte a ser asignada a otros proyectos.

A partir de esto, se realiza una reestructuración del ordenamiento y administración de las prioridades de despacho asignadas y a asignar en instancias futuras, revisando también el criterio de la exigencia de la caución constituida. Los Agentes Generadores con prioridad de despacho ya asignada dentro del MATER, con proyectos con habilitación comercial o en construcción, podrán optar por adherir a las condiciones establecidas en la Resolución.

⁵ Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada el 19 de julio de 2021. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Complejo Tucumán	6.729	15.012	(55,2)%	14.606	28.952	(49,6)%
El Bracho TG + TV	36.383	14.839	145,2%	76.115	30.526	149,3%
Loma Campana Este	196	68	187,1%	356	441	(19,3)%
Loma Campana I	2.166	753	187,9%	2.548	6.416	(60,3)%
Loma Campana II	6.622	7.517	(11,9)%	11.342	16.537	(31,4)%
La Plata Cogeneración I	4.768	3.615	31,9%	8.542	9.013	(5,2)%
La Plata Cogeneración II	9.384	-	n.a.	15.565	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	1.612	-	n.a.	3.591	-	n.a.
PE Manantiales Behr	8.945	8.289	7,9%	15.964	15.677	1,8%
PE Los Teros	9.288	-	n.a.	15.210	-	n.a.
Subtotal	86.093	50.092	71,9%	163.839	107.561	52,3%
Corporación y eliminaciones ²	(6.248)	(3.059)	104,3%	(10.955)	(9.330)	17,4%
Total	79.845	47.033	69,8%	152.884	98.231	55,6%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 210,6 millones durante 6M21, aumentando 47,9% comparado con 6M20. Esto se explica por la entrada en operación de los nuevos proyectos que tuvieron COD a partir de 4T20 parcialmente compensado por: (i) un menor ingreso en dólares por las ventas de energía base por el efecto de la devaluación; (ii) la indisponibilidad de Loma Campana I y II por fallas operativas; y (iii) menor disponibilidad y volumen de energía vendida en el Complejo Generación Tucumán, principalmente en la central San Miguel de Tucumán por el mantenimiento programado que se realizó durante todo el 2T21.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones y gastos de combustible, los cuales se encuentran reconocidos en las ventas, generando un resultado neto nulo en los resultados de la compañía), se registró un aumento del 13,2% en 6M21 comparado con 6M20, explicado por: (i) el incremento de sueldos y cargas sociales; (ii) el aumento en costos de mantenimiento y materiales; (iii) mayores gastos en seguros; y (iv) menores gastos en impuestos. Este incremento de costos operativos se justifica en gran parte por el incremento de actividad dado por la entrada de nuevos activos en operación.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 152,9 millones en el 6M21, 55,6% mayor que en 6M20.

El Complejo Generación Tucumán vio disminuido su EBITDA 49,6% en 6M21, comparado con el mismo período del año anterior como consecuencia de menor disponibilidad y energía vendida, explicada principalmente por el mantenimiento programado en la central San Miguel de Tucumán, sumado al impacto de la devaluación por sobre el ajuste por inflación contemplado en el nuevo esquema de tarifas para Energía Base. Adicionalmente, se registraron mayores costos operativos en comparación con el año anterior.

La Central Térmica El Bracho incrementó su EBITDA 149,3% o USD 45,6 millones durante 6M21 comparado con 6M20 principalmente por la entrada en funcionamiento de la nueva de turbina de vapor durante el 4T20, lo que a su vez incrementó el despacho de la turbina de gas. Adicionalmente, en 6M21 se cobró el seguro por la demora en el inicio comercial vinculado al proyecto de cierre de ciclo de la central como consecuencia del hundimiento del barco que transportaba insumos para el mismo por un monto de USD 7,2 millones.

Loma Campana Este redujo su EBITDA 19,3% en 6M21 comparado con el año anterior explicado por una menor remuneración por potencia, parcialmente compensado por menores costos de mantenimiento y un mayor volumen real entregado.

En el caso de Loma Campana I su EBITDA disminuyó 60,3% en 6M21, lo que se explica por la falla en la unidad *supercore* que mantuvo a la central fuera de servicio durante aproximadamente 4 meses durante el semestre,

sumado a que en 6M20 se había registrado un ingreso por una multa con el proveedor de la turbina por las fallas registradas en los años 2018 y 2019.

Loma Campana II tuvo una disminución del EBITDA del 31,4%. La falla que mantuvo a la planta fuera de servicio hasta el 24 de enero, sumado al menor despacho por las condiciones de mercado afectaron negativamente los resultados del semestre. A su vez, durante 1T20 se había registrado un ingreso por una multa con el proveedor de la turbina por las fallas registradas en los años 2018 y 2019.

La Plata Cogeneración I tuvo disminuyó su EBITDA del 5,2% durante los 6M21 comparado con 6M20 como consecuencia del impacto de la devaluación sobre las ventas de Energía Base, junto con menor disponibilidad, venta de energía y vapor debido a ensayos pendientes en LPC II y requerimiento de vapor de la refinería de YPF. Por otro lado, el 2T21 tuvo un EBITDA 31,9% mayor que 2T21, explicado por menores costos operativos y mayores intereses de CAMMESA.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró un EBITDA de USD 16 millones en 6M21, 1,8% mayor que 6M20. Si bien el factor de carga estuvo 5,1% debajo del 6M20, esto se vio compensado por la venta de créditos de carbono y menores costos.

Los nuevos proyectos de La Plata Cogeneración II, los Motores Manantiales Behr, y el Parque Eólico Los Teros sumaron al EBITDA en 6M21 USD 34,4 millones.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
EBITDA	79.845	47.033	69,8%	152.884	98.231	55,6%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(2.258)	(275)	721,1%	(2.967)	1.068	n.a.
EBITDA ajustado	77.587	46.758	65,9%	149.917	99.299	51,0%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

Operaciones y Ventas

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

Capacidad Instalada (MW) (cifras no auditadas)			
	2T21	2T20	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	-	n.a.
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	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	58	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	279	279	-
Total Energía Térmica	2.086	1.739	20,0%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	-	n.a.
PE Los Teros II	52	-	n.a.
Total Energía Renovable	274	99	176,8%
Total	2.360	1.838	28,4%

1. 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.

En las siguientes dos tablas se observan 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	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Central Tucumán	GWh	625,1	742,0	(15,8)%	1.144,2	1.386,0	(17,4)%
San Miguel de Tucumán	GWh	1,4	479,2	(99,7)%	380,2	848,7	(55,2)%
El Bracho TG	GWh	537,3	7,1	7437,4%	1.049,4	51,1	1953,3%
El Bracho TV	GWh	368,0	-	n.a.	735,5	-	n.a.
Loma Campana Este	GWh	12,0	9,5	27,0%	21,9	20,3	8,0%
Loma Campana I	GWh	99,2	73,8	34,5%	142,2	255,3	(44,3)%
Loma Campana II	GWh	10,8	93,4	(88,4)%	40,0	243,7	(83,6)%
La Plata Cogeneración I	GWh	201,2	227,5	(11,5)%	401,4	437,3	(8,2)%
	k Tn	366,5	437,3	(16,2)%	759,2	855,4	(11,3)%
La Plata Cogeneración II	GWh	148,5	-	n.a.	269,4	-	n.a.
	k Tn	188,6	-	n.a.	409,5	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	GWh	49,7	-	n.a.	50,5	-	n.a.
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	121,2	126,9	(4,5)%	239,2	256,1	(6,6)%
Parque Eólico Los Teros	GWh	175,9	-	n.a.	290,2	-	n.a.
Total	GWh	2.350,4	1.759,3	33,6%	4.764,1	3.498,5	36,2%
	k Tn	555,1	437,3	26,9%	1.168,6	855,4	36,6%
Central Dock Sud	GWh	1.438,8	534,1	169,4%	2.591,2	1.872,9	38,4%

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Central Tucumán ¹	MW-mes	417,2	414,7	0,6%	379,2	407,1	(6,8)%
San Miguel de Tucumán ¹	MW-mes	110,9	351,8	(68,5)%	221,6	302,6	(26,8)%
El Bracho TG	MW-mes	252,6	261,3	(3,3)%	248,9	257,6	(3,3)%
El Bracho TV	MW-mes	191,6	-	n.a.	191,4	-	n.a.
Loma Campana Este	MW-mes	5,0	12,0	(58,3)%	5,0	12,0	(58,3)%
Loma Campana I	MW-mes	45,5	34,1	33,2%	32,4	59,1	(45,2)%
Loma Campana II	MW-mes	97,3	104,8	(7,1)%	85,6	104,1	(17,7)%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	102,6	115,4	(11,1)%	100,5	108,7	(7,6)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	79,1	-	n.a.	78,3	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	MW-mes	41,7	-	n.a.	37,6	-	n.a.
Total	MW-mes	1.343,5	1.294,1	3,8%	1.380,5	1.251,1	10,3%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	775,4	351,8	120,4%	711,1	533,3	33,3%

1. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso.

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica¹ (%) (cifras no auditadas)

	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Central Tucumán ³	93,3%	92,8%	0,6%	84,8%	91,1%	(6,8)%
San Miguel de Tucumán ³	29,0%	92,1%	(68,5)%	58,0%	79,2%	(26,8)%
El Bracho TG	96,7%	100,0%	(3,3)%	95,3%	98,6%	(3,3)%
El Bracho TV	96,8%	-	n.a.	96,6%	-	n.a.
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	43,3%	32,5%	33,2%	30,8%	56,3%	(45,2)%
Loma Campana II	92,5%	99,6%	(7,1)%	81,4%	98,9%	(17,7)%
La Plata Cogeneración I ³	80,1%	90,2%	(11,1)%	78,5%	84,9%	(7,6)%
La Plata Cogeneración II ⁴	101,8%	-	n.a.	104,7%	-	n.a.
Motores Manantiales Behr ⁴	100,0%	-	n.a.	100,0%	-	n.a.
Total²	76,7%	89,8%	(14,6)%	79,2%	86,9%	(8,9)%
Central Dock Sud ³	89,2%	40,5%	120,4%	81,8%	61,3%	33,3%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, los cuales están calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada.

2. Ponderado por la capacidad contratada total exceptuando CDS por su participación del 30%, PEMB y PELT.

3. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso.

4. El excedente de potencia por sobre la potencia contratada del PPA se comercializa bajo esquema de Energía Base.

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

Desglose de Ventas por Contraparte¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
CAMMESA Res. N°440/21	14.447	20.630	(30,0)%	28.143	41.105	(31,5)%
Ingreso por combustible y transporte	8.632	5.344	61,5%	15.685	10.875	44,2%
PPA con CAMMESA	53.309	26.204	103,4%	102.524	52.522	95,2%
PPA con YPF S.A.	24.381	14.388	69,5%	44.362	31.904	39,0%
PPA con otros privados	10.536	2.279	362,3%	17.898	4.503	297,5%
Subtotal	111.305	68.845	61,7%	208.612	140.909	48,0%
Otros ingresos por servicios	854	991	(13,8)%	1.989	1.452	37,0%
Total	112.159	69.836	60,6%	210.601	142.361	47,9%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

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

	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
CAMMESA Res. N°440/21	12,9%	29,5%	(56,4)%	13,4%	28,9%	(53,7)%
Ingreso por combustible y transporte	7,7%	7,7%	0,6%	7,4%	7,6%	(2,5)%
PPA con CAMMESA	47,5%	37,5%	26,7%	48,7%	36,9%	32,0%
PPA con YPF S.A.	21,7%	20,6%	5,5%	21,1%	22,4%	(6,0)%
PPA con otros privados	9,4%	3,3%	187,9%	8,5%	3,2%	168,7%
Subtotal	99,2%	98,6%	0,7%	99,1%	99,0%	0,1%
Otros ingresos por servicios	0,8%	1,4%	(46,3)%	0,9%	1,0%	(7,4)%
Total	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	58,2%	60,2%	(3,3)%	57,2%	60,3%	(5,1)%
	Factor de disponibilidad	96,8%	99,0%	(2,2)%	97,4%	99,2%	(1,8)%
Parque Eólico Los Teros ²	Factor de carga ¹	55,9%	-	n.a.	50,5%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	91,6%	-	n.a.	94,4%	-	n.a.

1. Corresponde a la energía generada.

2. No incluye el mes de mayo de PELT II por escalonamiento de entrada en potencia durante el mes.

En la siguiente tabla se observa 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 en cuanto a capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)

	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	831	559	48,7%	831	559	48,7%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	836	526	58,9%	1.573	1.062	48,1%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	33%	18%	83,3%	33%	18%	83,3%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	36%	24%	50,0%	34%	24%	41,7%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 6M21 para toda la compañía alcanzó 78,8%, 9,3% menor que en 6M20.

La Central Tucumán experimentó una disminución de su disponibilidad comercial y energía vendida del 6,8% y 17,4%, respectivamente, explicado principalmente por un mantenimiento programado en 1T21 y un menor requerimiento del sistema que afectó el despacho de la central. La Central San Miguel también vio disminuida su disponibilidad comercial y venta de energía en 26,8% y 55,2% respectivamente, principalmente explicado por el mantenimiento programado que duró todo el 2T21 y, finalizó los primeros días de julio de 2021.

La Central Térmica El Bracho incrementó significativamente su generación pasando de 51 GWh en 6M20 a 1.785 GWh en 6M21, gracias a la entrada en operación de la TV, lo cual naturalmente incrementó la eficiencia de la planta favoreciendo su despacho. Por otro lado, la disponibilidad comercial de la TG disminuyó 3,3% ya que las mayores horas de operación reflejaron una mayor limitación en potencia en la TG según las temperaturas que se dieron en sitio versus su condición stand-by.

En cuanto a Loma Campana Este, si bien mantuvo su disponibilidad comercial en línea con el año anterior, la potencia contratada disminuyó por menor demanda total de la UTE Loma Campana. Sin embargo, la energía vendida aumentó 8% en 6M21, principalmente como consecuencia de una mayor demanda efectiva de la UTE comparada con el año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron en 6M21 45,2% y 44,3%, respectivamente, debido a una falla registrada en el *supercore* que mantuvo a la máquina fuera de servicio por 80 días durante 6M21. Esto fue parcialmente compensado por un aumento de la disponibilidad como de la generación en 2T21 de 33,2% y 34,5%, respectivamente, explicado por una falla registrada en abril del 2020 que mantuvo a la máquina fuera de servicio hasta mediados de junio de dicho año.

Loma Campana II disminuyó tanto su disponibilidad comercial como la generación en 83,6% y 17,7%, respectivamente, debido a una falla en el *supercore* que dejó fuera de operación a la máquina durante 24 días. Adicionalmente, condiciones de mercado de costo y cupo de gas limitaron su despacho durante gran parte del semestre.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad 7,6% menor que en 6M20 y al mismo tiempo tuvo una disminución de la energía y el vapor vendidos del 8,2% y 11,3%, respectivamente. Esto se debió a que la afectación en el agua de alimentación para producir vapor durante el período terminó impactando tanto en la energía, como en la disponibilidad y en la producción de vapor, ya que se priorizó el abastecimiento en LPCII para concluir los ensayos pendientes. A su vez, durante el 2T21 se realizaron tareas de mantenimiento que mantuvo la planta indisponible por 5 días, todo esto en un contexto en el cual el requerimiento de vapor de la Refinería de YPF de La Plata fue menor al esperado.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró en 6M21 un factor de capacidad del 57,2%, 5,1% menor que el año anterior y como consecuencia la energía vendida disminuyó 6,6% por menor factor de capacidad del recurso y mayores restricciones de despacho en la red de transmisión a la cual se encuentra vinculada el parque, dadas por el nuevo ingreso de generación en el área.

El Parque Eólico Los Teros tuvo un factor de carga del 50,1% durante 6M21. La participación de YPF Luz en el MATER sobre la capacidad instalada alcanzó un 33% en 2T21, aumentando 83,3% año contra año. La cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida durante el 2T21 alcanzó el 36%, lo que muestra el aprovechamiento del recurso natural junto con la eficiencia proveniente de la tecnología de vanguardia utilizada en nuestros parques eólicos por encima del promedio del resto de los parques de energías renovables del país.

Central Dock Sud tuvo un aumento tanto en la disponibilidad comercial como en la energía vendida en 33,3% y 38,4%, respectivamente, durante 6M21 dado que en 2T20 se realizó un mantenimiento en el ciclo combinado seguido de una falla en la TG N°9.

CAPEX

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	Privado/ CAMESA	Eólica	3T21	\$ 164	95%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de julio del 2021.

Las actividades desarrolladas durante el segundo trimestre de 2021 en la construcción del Parque Eólico Cañadón León fueron las siguientes: se inició el comisionado de aerogeneradores, el precomisionado de líneas eléctricas de alta, media tensión, y playa de 132kV. En el edificio de Subestación actualmente se están montando y conectando tableros de protecciones, control y comunicaciones.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.06.2021			31.03.2021			Var. t/t		
	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Var. t/t (a)	Var. t/t (b)	Var. t/t (c)
Corto Plazo ²	272.993	4.363	277.356	293.107	3.668	296.775	(6,9)%	18,9%	(6,5)%
Largo Plazo ³	633.477	58.048	691.525	621.442	57.694	679.136	1,9%	0,6%	1,8%
Deuda Bruta	906.470	62.411	968.881	914.549	61.362	975.911	(0,9)%	1,7%	(0,7)%
Caja y Equivalentes ⁴	118.746	104	118.850	130.818	10.943	141.761	(9,2)%	(99,0)%	(16,2)%
Deuda Neta	787.724	62.307	850.031	783.731	50.419	834.150	0,5%	23,6%	1,9%
Adj. EBITDA LTM ⁵	281.250	(859)	280.391	250.330	(768)	249.562	12,4%	11,8%	12,4%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM	2,80x ⁶	N/D	3,03x	3,13x ⁶	N/D	3,34x	(10,5)%	n.a.	(9,3)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.03.2021: 91,9 ARS/USD; 30.06.2021: 95,6 ARS/USD.

2. Incluye al 31/03/21 USD k 671 y al 30/06/2021 k 420 y de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 31/03/21 USD k 3 de otros pasivos financieros. Al 31/03/21 USD k 2,365 y al 30/06/2021 k 1.975 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.).

4. Incluye al 31/03/21 USD k 3.908 y al 30/06/2021 k 1.053 otros activos financieros y fideicomisos registrados en otros créditos (nota 12 de los EE.FF.).

5. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

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

A nivel consolidado, la caja y equivalentes a junio de 2021 disminuyó 16,2% comparado con el trimestre anterior. Esto se explica principalmente por la cancelación de deuda y el pago de sus intereses, así como también por los pagos de CAPEX para la finalización de los proyectos en construcción.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,13 en 1T21 a 2,80 en 2T21, disminuyendo 10,5%. Esto se debe a un aumento del 12,4% del EBITDA ajustado de los últimos 12 meses.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	297	127	134,2%	270	256	5,3%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	12,6%	7,2%	75,3%	6,1%	7,3%	(17,2)%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	903.596	737.492	22,5%	1.845.166	1.456.432	26,7%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	147.989	91.208	62,3%	267.299	183.588	45,6%
Extracción de agua (ktn) ²	2.176	1.880	15,7%	5.046	3.237	55,9%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	527	112	370,5%	1.246	218	471,6%
Residuos (kg)	55.750	44.492	25,3%	106.399	96.654	10,1%

1. No incluye Central Dock Sud

2. Datos extraídos del reporte APA.

3. Datos calculados con la agencia EPA de Estados Unidos teniendo en cuenta la energía eléctrica producida por el PEMB y PELT en cada período.

En la gestión de Recursos Humanos, en el 2T2021 los nuevos miembros del Comité de Clima y realizaron 2 encuentros, en los que se analizaron los resultados de la Encuesta de Clima 2020 y se comenzó a trabajar a las nuevas propuestas. La formación de colaboradores se incrementó más de 36% respecto del mismo período del año anterior.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, este trimestre no se registraron accidentes computables con pérdida de días. Por la situación COVID 19, el Comité de Crisis continuó reuniéndose diariamente para tomar decisiones oportunas. Se actualizaron protocolos de prevención de coronavirus y recomendaciones para el hogar.

El Servicio Médico YPF Luz realizó 17 charlas de difusión y concientización. Continuamos utilizando la app para el seguimiento y registro epidemiológico COVID de toda la compañía, y actualizamos la web corporativa y la Intranet con protocolos actualizados, links, recomendaciones y noticias. Lanzamos la Campaña de Vacunación antigripal en todo nuestros sitios y la Campaña del Mes del Medio Ambiente con iniciativas durante todo el mes de junio.

En el 2T21 realizamos 14 encuentros virtuales y presenciales con referentes comunitarios para identificar necesidades, brindamos 2 capacitaciones de energías renovables y se presentaron nuevas ideas de voluntarios de YPF Luz para llevar adelante en las comunidades cercanas a nuestros sitios. Donamos insumos, sanitizantes, barbijos, máscaras faciales y mobiliario para 5 instituciones (3 escuelas y 2 centros de salud) cercanas a nuestras operaciones. Además, realizamos un relevamiento eléctrico en el Hospital de El Bracho, en Tucumán.

Social						
	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Horas de formación de empleados	9.343	9.175	1,8%	16.470	12.042	36,8%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	-	n.a	0,41	-	n.a
Horas de voluntariado	21	n.a	n.a.	29	58	(50,0)%

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

Gobierno Corporativo

En el 2Q21 se inició el testeo de la Matriz de Riesgos y Controles Corporativa para verificar su diseño y efectividad. Además, se continuó la adecuación de la documentación de soporte para asegurar la trazabilidad, respaldo e integridad de los procesos y se inició la revisión de los procesos críticos, flujogramas y controles asociados. Continuamos brindando entrenamientos de Prevención de Corrupción Nivel 2, con foco en el cumplimiento de la normativa aplicable y las medidas de prevención de la Compañía. Además, continuamos con el programa de capacitaciones a Terceros Críticos sobre el Código de Ética y Conducta de YPF Luz y las Políticas de Compliance. Por último, brindamos entrenamientos específicos sobre nuestra línea de denuncias "Canal Compliance YPF Luz".

Hechos Relevantes del Período y Posteriores

Hechos Relevantes del Período

Habilitación comercial del Parque Eólico Los Teros II

Con fecha 14 de mayo de 2021, la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA) otorgó la habilitación comercial (COD) de 16 MW correspondientes a 4 de los 13 aerogeneradores, ubicados en Azul, Provincia de Buenos Aires. Luego, el 21 de mayo CMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 20 MW adicionales o 5 aerogeneradores. Y finalmente, el día 3 de junio, se obtuvo habilitación comercial de los 4 restantes aerogeneradores, de modo de alcanzar una potencia total de 52 MW.

Oferta de canje de Obligaciones Negociables Clase I por Obligaciones Negociables Clase VI

Con fecha 12 de abril de 2021, se informó el resultado final consolidado de la Oferta Pública y Oferta de canje que concluyó con la emisión de las Obligaciones Negociables Clase VI por un valor nominal de 60 millones de dólares, las cuales cuentan con fecha de vencimiento el 16 de abril de 2023 y un cupón del 10,24%.

Reapertura de Obligaciones Negociables Clase IV y emisión de Obligaciones Negociables Clase VII

Con fecha 17 de mayo de 2021, se informó el resultado reapertura de las Obligaciones Negociables Clase IV por USD 16,9 millones con vencimiento el 28 de octubre de 2022 y cupón del 0% y también la emisión de Obligaciones Negociables Clase VII por un monto de ARS 1.755.000.000 con vencimiento 20 de mayo de 2022 a un cupón de BADLAR + 4,5%.

Hechos Relevantes Posteriores

Cambio de Sede Social

Con fecha 1 de julio de 2021, se informó que el Directorio de la Sociedad resolvió trasladar la sede social a la calle Macacha Güemes 515, Piso 3° (C1106BKK), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Renuncia de Director Suplente

Con fecha 22 de julio de 2021, el Directorio de la Sociedad aprobó la renuncia recibida el día de ayer del señor Amanuel Haile Mariam al cargo de director suplente para el que fuera elegido por el accionista Clase B en la reanudación del cuarto intermedio de la Asamblea anual ordinaria del día 28 de mayo de 2021. Dicha renuncia manifiesta obedecer a motivos de índole personal y no resulta intempestiva ni dolosa, ni afecta el normal funcionamiento del Cuerpo.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.06.2021	31.12.2020	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.679.474	1.631.232	3,0%
Activos intangibles	5.058	5.235	(3,4)%
Activos por derecho de uso	17.109	15.875	7,8%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	68.089	64.371	5,8%
Otros créditos	9.114	42.082	(78,3)%
Activos por impuesto diferido	12.256	6.634	84,7%
Total del activo no corriente	1.791.100	1.765.429	1,5%
Activo corriente			
Otros créditos	29.871	42.109	(29,1)%
Créditos por ventas	163.535	108.059	51,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	22.581	44.510	(49,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	95.216	170.096	(44,0)%
Total del activo corriente	311.203	364.774	(14,7)%
TOTAL DEL ACTIVO	2.102.303	2.130.203	(1,3)%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	87.973	100.083	(12,1)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	780.145	742.211	5,1%
TOTAL DEL PATRIMONIO	868.118	842.294	3,1%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	1.876	1.578	18,9%
Pasivos por impuesto diferido, netos	139.524	122.948	13,5%
Pasivos por arrendamientos	10.790	10.258	5,2%
Préstamos	689.550	700.245	(1,5)%
Otros pasivos financieros	-	71	(100,0)%
Total del pasivo no corriente	841.740	835.100	0,8%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	3.061	1.578	94,0%
Impuesto a las ganancias a pagar	22.353	5.555	302,4%
Remuneraciones y cargas sociales	6.411	5.451	17,6%
Pasivos por arrendamientos	2.975	2.712	9,7%
Préstamos	276.936	345.397	(19,8)%
Otros pasivos financieros	420	902	(53,4)%
Cuentas por pagar	80.289	91.215	(12,0)%
Total del pasivo corriente	392.445	452.810	(13,3)%
TOTAL DEL PASIVO	1.234.185	1.287.910	(4,2)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.102.303	2.130.204	(1,3)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2020: 84,1 ARS/USD; 30.06.2021: 95,6 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
Ingresos	112.159	69.836	60,6%	210.602	142.361	47,9%
Costos de producción	(49.938)	(32.556)	53,4%	(98.169)	(65.463)	50,0%
Resultado bruto	62.221	37.280	66,9%	112.433	76.898	46,2%
Gastos de administración y comercialización	(8.110)	(7.670)	5,7%	(16.640)	(15.957)	4,3%
Otros resultados operativos, netos	3.176	2.092	51,8%	12.762	7.104	79,6%
Resultado operativo	57.287	31.702	80,7%	108.555	68.045	59,5%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(2.258)	(275)	721,1%	(2.967)	1.068	n.a.
Resultados financieros, netos	(21.787)	(12.616)	72,7%	(39.649)	(8.402)	371,9%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	33.242	18.811	76,7%	65.939	60.711	8,6%
Impuesto a las ganancias	(31.769)	(5.341)	494,8%	(46.029)	(22.938)	100,7%
Resultado neto del período	1.473	13.470	(89,1)%	19.910	37.773	(47,3)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	2T21	2T20	Var. a/a	6M21	6M20	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	1.473	13.470	(89,1)%	19.910	37.773	(47,3)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en negocios conjuntos	2.258	275	721,1%	2.967	(1.068)	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	22.110	15.047	46,9%	43.380	29.618	46,5%
Depreciación de activos por derecho de uso	386	284	35,9%	771	568	35,7%
Amortización de activos intangibles	62	-		178	-	
Baja de propiedades, planta y equipo	2.500	535	367,3%	3.194	655	387,6%
Resultados financieros, netos	21.787	12.617	72,7%	39.649	8.402	371,8%
Movimiento de provisiones del pasivo	(211)	-	n.a.	118	132	(10,6)%
Cargo por impuesto a las ganancias	31.769	5.609	466,4%	46.029	24.729	86,1%
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	-	(267)	100,0%	-	(1.790)	100,0%
Aumento de provisión por obsolescencia	-	-	n.a.	786	-	n.a.
Dividendos cobrados	-	5.550	(100,0)%	-	5.550	(100,0)%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(41.393)	16.503	n.a.	(64.482)	10.401	n.a.
Otros créditos	9.301	(6.237)	n.a.	6.946	(17.422)	n.a.
Cuentas por pagar	(24.396)	(11.195)	117,9%	2.666	(16.883)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	1.355	2.038	(33,5)%	1.667	(119)	n.a.
Cargas fiscales	6.339	(302)	n.a.	20.301	891	2178,5%
Activos y pasivos mantenidos para la venta	-	8.173	(100,0)%	-	1.130	(100,0)%
Pago de impuesto a las ganancias	(12)	-	n.a.	(12)	-	n.a.
Intereses cobrados	513	1.109	(53,7)%	4.044	3.284	23,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	33.841	63.209	(46,5)%	128.112	85.851	49,2%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(30.599)	(14.811)	106,6%	(102.989)	(117.964)	(12,7)%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	(3.893)	100,0%	-	(23.709)	100,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(17)	(30.689)	(99,9)%	(84)	(30.689)	(99,7)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(561)	
Adquisición de activos financieros	-	(6.598)	100,0%	-	(83.737)	100,0%
Liquidación de activos financieros	-	14.310	(100,0)%	-	115.834	(100,0)%
Equivalente de efectivo restringidos	10.171	5.556	83,1%	21.945	(3.254)	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(20.445)	(36.125)	(43,4)%	(81.128)	(144.080)	(43,7)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	223.944	62.015	261,1%	223.955	89.676	149,7%
Préstamos obtenidos de activos mantenidos para la venta	-	(26)	100,0%	-	60.105	(100,0)%
Cancelación de préstamos	(243.174)	(53.555)	354,1%	(304.525)	(80.228)	279,6%
Pago de pasivos por arrendamientos	(674)	(591)	14,0%	(1.347)	(1.174)	14,7%
Pago de intereses y otros costos financieros	(8.014)	(13.105)	(38,8)%	(38.087)	(43.180)	(11,8)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(27.918)	(5.262)	430,6%	(120.004)	25.199	n.a.
(Disminución) Aumento neto del efectivo	(14.522)	21.822	n.a.	(73.020)	(33.030)	121,1%
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	4.625	(21.207)	n.a.	(1.860)	2.847	n.a.
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	42.715	(100,0)%	-	(3.991)	100,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio ²	105.113	168.365	(37,6)%	170.096	245.869	(30,8)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período²	95.216	211.695	(55,0)%	95.216	211.695	(55,0)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD.

2. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2019: 59,8 ARS/USD; 31.03.2020: 64,4 ARS/USD; 30.06.2020: 70,4; ARS/USD 31.12.2020: 84,1; 31.03.2021: 91,9 ARS/USD; 30.06.2021: 95,6 ARS/USD.

The background of the entire page is a teal color with a large, faint, stylized sunburst or gear-like pattern. The pattern consists of concentric arcs and segments, creating a sense of motion and energy.

YPF

LUZ

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