



Parque Eólico Manantiales Behr
Chubut, Argentina

ANUNCIO DE RESULTADOS

1° Trimestre 2022



YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 91 millones en 1T22, 24,2% más que en 1T21

Buenos Aires, 10 de mayo de 2022 – 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 2022 terminado el 31 de marzo de 2022.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)			
	1T22	1T21	Var. a/a
Ingresos (k USD)	115.557	98.443	17,4%
EBITDA ajustado (k USD) ²	89.395	72.330	23,6%
EBITDA (k USD)	90.738	73.039	24,2%
Margen EBITDA (%)	78,5%	74,2%	5,8%
Resultado del Período (k USD)	34.722	18.437	88,3%
Inversiones (k USD)	18.892	72.457	(73,9)%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	2.483	2.285	8,7%
Energía Vendida (GWh) ⁴	2.744	2.414	13,7%
Energía Térmica	2.355	2.181	8,0%
Energía Renovable	389	232	67,3%
Producción de Vapor (k tn.)	689	614	12,3%
Disponibilidad Energía Térmica	90,8%	81,6%	11,3%
Factor de Carga Energía Renovable ⁵	44,9%	50,0%	(10,2)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T21: 88,6 ARS/USD; 1T22: 106,5 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 2.744 GWh, 13,7% mayor que en 2021.
- La venta de vapor durante 1T22 aumentó 12,3% comparado con 2021, alcanzando 689 mil toneladas.
- La venta de energía renovable fue 389 GWh, 67,3% mayor que el año anterior.
- Los ingresos fueron de USD 116 millones, 17,4% mayor que en 2021.
- En 1T22 el EBITDA alcanzó USD 91 millones, 24,2% más que el año anterior.
- El margen EBITDA alcanzó 78,5%, 5,8% mayor que 1T21.

CALL DE RESULTADOS 1T22

Conference Call

11 de mayo de 2022 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/3860aB8>

Contacto de Relación con Inversores

Martín Taraciuk

Teléfono: +54911 3811-4385

Emails:

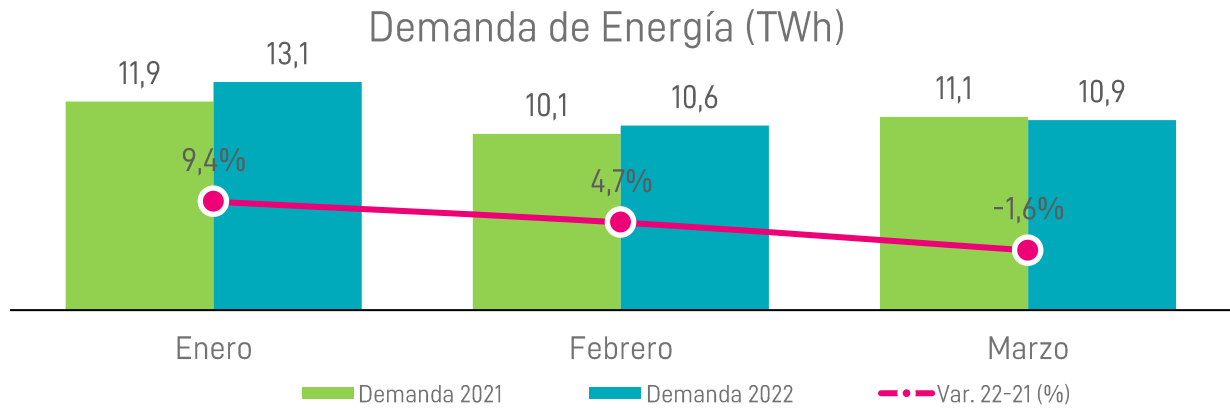
martin.h.taraciuk@ypf.com

Inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el primer trimestre de 2022, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 34.505 GWh¹. Esto significó un aumento de 4,3% respecto al mismo período de 2021 (33.082 GWh) impulsado, fundamentalmente por incremento de la demanda residencial e industrial. El principal incremento de este trimestre se debe a la demanda récord del mes de enero 2022, a causa de las altas temperaturas extraordinarias.



Fuente: CAMMESA

La demanda residencial (15.559 GWh) representó el 45% de la demanda total y presentó en el primer trimestre una suba del 5,1%, principalmente por mayores temperaturas registradas en comparación con el mismo trimestre del año anterior. La demanda comercial (9.890 GWh) representó el 29% de la demanda total y creció un 6,9% respecto al año anterior, siendo la mayor demanda del primer trimestre desde 2018. La demanda industrial (9.056 GWh) representó el 26% de la demanda total y presentó un crecimiento del 0,4% respecto al 1T21 y un 3,6% respecto al 1T20.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 14,7% del total de la demanda, registraron un aumento del 0,1% en su consumo en 1T22 comparado al 1T21, manteniéndose prácticamente constantes respecto al año anterior.

Al 31 de marzo de 2022 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.871 MW, habiendo aumentado un 1,4% en el último año móvil.

Durante el 1T22 se incorporaron al sistema 6,2 MW de origen renovable correspondientes a los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos Salto 11 (0,5 MW) y Salto de la Loma (0,7 MW); y al parque solar fotovoltaico Helios Santa Rosa (5 MW).

La generación en el primer trimestre de 2022 creció 1,1% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 35.719 GWh. El crecimiento en la generación se debe al crecimiento de la demanda a causa de las altas temperaturas de los meses de enero y febrero 2022.

Para completar la oferta energética, durante 1T22 se importaron 263,6 GWh (21,6 GWh de Brasil, 35,7 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones y 206,3 GWh de Uruguay), aumentando un 238,6% las importaciones respecto a 1T21. Por otro lado, se exportaron 30 GWh (28 GWh a Brasil y 2 GWh a Uruguay), disminuyendo 97,3% los volúmenes exportados respecto 1T21. El balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 42,3 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 1T22, con una participación del 65,2% y 13,9%, respectivamente. La generación hidroeléctrica continúa baja, con una caída del 25,8% respecto 1T21. Los bajos caudales del río Paraná contrajeron la generación de Yacyretá en un 48,4% respecto a 1T21, de la misma manera que la baja del caudal del Río Uruguay se tradujo en una disminución de la generación de Salto Grande un 62,1% respecto a 1T21. La energía nuclear representó un 7,3% de la

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada en el Informe de abril de 2022. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

generación de 1T22, presentando una suba del 36,8% respecto a 1T21 donde Atucha I tuvo su parada de mantenimiento programada.

Las ERNC representaron un 13,6% de la generación, casi la misma participación que la energía hidroeléctrica este trimestre, aumentando en un 25,3% la energía generada respecto a 1T21. La generación eólica es la principal fuente del país (72,2%), seguido por la solar (15,7%), la hidroeléctrica renovable (6,6%) y los biocombustibles (5,5%). El factor de capacidad medio país fue de 49,4% para el eólico y 33,4% para el solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando un 77,5% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 1T22 (91,3% durante el 1T21). El consumo alcanzó los 45,4 MMm3/d representando un decrecimiento del 9,4% respecto al mismo período del año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 13,2 MMm3/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone un incremento del 177% respecto al 1T21.

El costo medio de generación del sistema durante 1T22 alcanzó 79,2 USD/MWh² habiéndose incrementado 33,4% o 19,8 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 y se actualizó en marzo 2022 mediante la Resolución SEE N°105/2022) presentó en 1T22 un valor de 18,4 USD/MWh y 21,9 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente (un promedio ponderado por la demanda de 19,8 USD/MWh). En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 74,9% para 1T22 (vs. 62,9% en 1T21).

En el caso de los GUDI, en el 1T22 el precio fue aproximadamente 69 USD/MWh, lo que implicó un porcentaje de cobertura del 87,2%.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el primer trimestre del año representó un 56,4% del costo del sistema en 1T22 (48,3% en 1T21), siendo de aproximadamente USD 1.538 millones³.

Novedades Regulatorias:

RESOLUCIÓN SE 14/2022:

Establece un nuevo mecanismo de desempate para el MATER en caso de capacidad insuficiente en el punto de interconexión, el cual consiste en la declaración de un Factor de Mayoración que será aplicado a los pagos de reserva de prioridad de despacho (es decir, a los 500 USD/MW por trimestre), siendo el factor mínimo a considerar equivalente a 1, sin tope y contemplando tres cifras decimales. La prioridad se otorgará a quien declare el Factor de Mayoración más alto.

RESOLUCIÓN SE 39/2022:

Convoca a los Agentes Generadores que hayan suscripto a la Res. N° 287/2017 que no hayan habilitado comercialmente a optar por alguno de los siguientes mecanismos:

- Manifestar una nueva fecha comprometida de COD, la cual no podrá superar los 1.080 días corridos contados a partir de la fecha anteriormente comprometida a través de la Res. N° 25/2019. Quienes opten por esta opción, estarán sujetos a una adecuación del Precio de Potencia y a un plazo de vigencia del PPA de 15 años contados a partir de la fecha de COD comprometida a través de la Res. N° 25/2019.
- Solicitar la rescisión de su contrato, sujeta al pago de un monto equivalente a 17.500 USD/MW de Potencia Contratada que deberá abonarse por única vez.

En aquellos casos en que no se opte por alguna de las alternativas anteriores, el PPA quedará resuelto de pleno derecho, y de forma automática.

RESOLUCIÓN SE 67/2022:

Se declara de interés público nacional la construcción del "Gasoducto Presidente Néstor Kirchner" como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en la República Argentina, que transportará gas natural con punto de

² Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

³ Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en abril de 2022. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

partida desde las proximidades de Tratayén en Neuquén, atravesando las Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en Buenos Aires, hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Se crea el Programa Sistema de Gasoductos "Transport.Ar Producción Nacional" en la órbita de la Subsecretaría de Hidrocarburos.

DECRETO 76/2022:

Se otorga a Integración Energética Argentina S.A. (IEASA) una Concesión de Transporte por 35 años sobre el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner para transportar gas con punto de partida desde las proximidades de Tratayén en la Provincia de Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en la Provincia de Buenos Aires, hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, quien podrá, por sí o por terceros, construir, mantener, operar y prestar el servicio de transporte de dicho gasoducto.

Se constituye un fideicomiso de administración y financiero, denominado "FONDO DE DESARROLLO GASÍFERO ARGENTINO" (FONDESGAS), revistiendo IEASA carácter de fiduciante y beneficiario, con el objeto de realizar la administración de los recursos y el financiamiento, total o parcial, de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa Sistema de Gasoductos "Transport.Ar Producción Nacional". se designa al BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR SOCIEDAD ANÓNIMA (BICE) como fiduciario del FONDO DE DESARROLLO GASÍFERO ARGENTINO (FONDESGAS).

RESOLUCIÓN SE 40/2022:

Se aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1/02/2022 y el 30/04/2022 donde:

- Se ajusta el precio Estabilizado de la Energía (PEE) para los Grandes Usuarios del Distribuidor ≥ 300 kW (GUDI).
- Se establecen Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEMSTDF para la demanda de energía eléctrica de usuarios cuya actividad se encuadre en el minado de criptomonedas.

RESOLUCIÓN SE 105/2022:

Se modifican los precios estabilizados de la energía (PEE) y de la potencia (POTREF) definidos en la Res. N° 40/2022 para usuarios residenciales y comerciales.

DECRETO 130/2022:

Se conforma en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía el "Equipo de Trabajo de Aprovechamientos Hidroeléctricos Concesionados" (ETAHC) que tendrá como objetivo primario el relevamiento integral del estado de situación en los aspectos técnicos, económicos, jurídicos y ambientales de las concesiones hidroeléctricas de jurisdicción nacional.

RESOLUCIÓN 238/2022:

Se actualizan los precios para la remuneración de generadores no contractualizados, reemplazando los precios vigentes de la Resolución 440/2021. A partir de febrero 2022 los precios aumentarán un 30% y a partir de junio 2022 un 10%, con lo que el aumento total pasará a ser del 43%. A partir de esta resolución se deja de considerar el Factor de Uso para las unidades generadoras. La resolución entrará en vigencia a partir de la transacción económica de febrero 2022.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T22	1T21	Var. a/a
Complejo Tucumán	10.079	7.877	28,0%
El Bracho TG + TV	33.024	39.732	(16,9)%
Loma Campana Este	283	160	77,2%
Loma Campana I	4.542	382	1.087,9%
Loma Campana II	7.361	4.720	56,0%
La Plata Cogeneración I	5.114	3.774	35,5%
La Plata Cogeneración II	9.580	6.181	55,0%
Motores Manantiales Behr	3.042	1.979	53,7%
PE Manantiales Behr	7.514	7.019	7,1%
PE Los Teros	11.173	5.922	88,7%
PE Cañadón León	2.877	-	n.a.
Subtotal	94.589	77.746	21,7%
Corporación y eliminaciones ²	(3.851)	(4.707)	(18,2)%
Total	90.738	73.039	24,2%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T21: 88,6 ARS/USD; 1T22: 106,5 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 116 millones durante 1T22, aumentando 17,4% comparado con 1T21. Esto se explica principalmente por: (i) la entrada en operación de los Parque Eólicos Los Teros II, Cañadón León y el 100% de los Motores Manantiales Behr; (ii) mayor disponibilidad comparado con el año anterior de las centrales Loma Campana I y II y el Complejo Tucumán; y parcialmente compensado por menor volumen de energía vendida en el Complejo Generación Tucumán y en el Ciclo Combinado El Bracho.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones y gastos de combustible), se registró una disminución del 11,8% en 1T22 comparado con 1T21, explicado por menores gastos en cargas fiscales y menores gastos de contrataciones de obra, parcialmente compensado por el incremento de sueldos y cargas sociales y seguros por el incremento de actividad generado por la entrada en operación de nuevos activos.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 91 millones en 1T22, 24,2% mayor que en 1T21.

El Complejo Generación Tucumán aumentó su EBITDA 28% en 1T22 comparado con el mismo período del año anterior, como consecuencia de una mayor disponibilidad (75% de las ventas) principalmente por el mantenimiento realizado en 1T21. Esto se vio parcialmente compensado por menor venta de energía.

La Central Térmica El Bracho disminuyó su EBITDA 16,9% durante 1T22 comparado con 1T21 explicado principalmente por los USD 7,2 millones del seguro por hundimiento del barco en 2021, sumado a menores ventas de energía y potencia.

Loma Campana Este aumentó su EBITDA 77,2% en 1T22 comparado con el año anterior explicado por mayores volúmenes de venta de potencia y energía.

En el caso de Loma Campana I en 1T22 aumentó su EBITDA USD 4,2 millones ya que el año anterior la central tuvo una falla en la unidad *supercore* que mantuvo la central fuera de servicio durante 80 días en 1T21.

Loma Campana II tuvo un aumento del EBITDA del 56% ya que en 1T21 la central tuvo una falla que mantuvo la planta fuera de servicio durante 24 días y sumado a un mayor despacho por las condiciones de mercado que afectaron positivamente los resultados.

La Plata Cogeneración I aumentó su EBITDA 35,5% en 1T22 comparado con 1T21. Si bien el volumen de energía vendida disminuyó, el 59% de la energía despachada en 1T22 fue vendida a YPF S.A. bajo la figura de auto

generador lo que hizo aumentar el precio promedio ponderado año contra año sumado a un aumento en el precio del vapor como consecuencia del ajuste al precio por PPI estipulado en el contrato.

La Plata Cogeneración II aumentó su EBITDA 55% en 1T22 por aumentos tanto en la energía como el vapor vendido.

Los Motores Manantiales Behr aumentaron su EBITDA 53,7% explicado por un aumento en la potencia y en la energía vendida.

El Parque Eólico Manantiales Behr aumentó su EBITDA de 7,1% comparado con 1T21. Si bien la energía vendida estuvo 3,4% debajo del año anterior, esto se vio compensado por un mayor precio de venta ponderado y menores costos.

El Parque Eólico Los Teros (175 MW) registró un EBITDA de USD 11,2 millones en 1T22, USD 5,3 millones o 88,7% mayor que el año anterior ya que los Teros II (52 MW) comenzó a operar progresivamente a partir de mayo del año 2021.

El nuevo proyecto del Parque Eólico Cañadón León agregó USD 2,9 millones al EBITDA en 1T22.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T22	1T21	Var. a/a
EBITDA	90.738	73.039	24,2%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(1.343)	(709)	89,4%
EBITDA ajustado	89.395	72.330	23,6%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T21: 88,6 ARS/USD; 1T22: 106,5 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)			
	1T22	1T21	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	199	-
Loma Campana Este	17	17	-
Loma Campana I	105	105	-
Loma Campana II	107	107	-
La Plata Cogeneración I	128	128	-
La Plata Cogeneración II	90	90	-
Motores Manantiales Behr	58	35	65,7%
Central Dock Sud ¹	279	279	-
Total Energía Térmica	2.086	2.063	11,2%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	-	n.a.
PE Cañadón León	123	-	n.a.
Total Energía Renovable	397	222	78,8%
Total	2.483	2.285	8,7%

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	1T22	1T21	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	713,6	897,9	(20,5)%
El Bracho TG	GWh	501,1	512,1	(2,1)%
El Bracho TV	GWh	346,5	367,5	(5,7)%
Loma Campana Este	GWh	15,9	9,9	61,3%
Loma Campana I	GWh	201,3	43,0	368,2%
Loma Campana II	GWh	158,2	29,1	443,1%
La Plata Cogeneración I ¹	GWh	185,8	200,2	(7,2)%
	k Tn	371,8	392,7	(5,3)%
La Plata Cogeneración II	GWh	131,4	120,9	8,7%
	k Tn	317,2	220,9	43,6%
Motores Manantiales Behr	GWh	101,2	0,8	13.283,7%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	114,0	118,1	(3,4)%
Parque Eólico Los Teros	GWh	188,8	114,3	65,2%
Parque Eólico Cañadón León ²	GWh	85,9	-	n.a.
Total	GWh	2.743,8	2.413,7	13,7%
	k Tn	688,9	613,6	12,3%
Central Dock Sud	GWh	1.312,3	1.152,4	13,9%

1. En 1T22 incluye 77,2 GWh bajo Res, 238/22 y 108,7 GWh de PPA con YPF; 2. Incluye 74,1 GWh con CAMMESA (RenovAr2.0) y 11,8 GWh de PPA con YPF S.A.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	1T22	1T21	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	753,6	673,5	11,9%
El Bracho TG	MW-mes	240,3	245,3	(2,0)%
El Bracho TV	MW-mes	185,4	191,1	(3,0)%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	5,0	60,0%
Loma Campana I	MW-mes	93,2	19,3	383,9%
Loma Campana II	MW-mes	101,1	74,0	36,6%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	102,8	98,4	4,5%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	76,5	77,5	(1,3)%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	41,1	33,4	22,8%
Total	MW-mes	1.602,1	1.417,6	13,0%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	806,8	646,8	24,7%

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

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

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

	1T22	1T21	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	90,9%	81,2%	11,9%
El Bracho TG	92,0%	93,9%	(2,0)%
El Bracho TV	93,6%	96,5%	(3,0)%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	88,8%	18,3%	383,9%
Loma Campana II	96,1%	70,3%	36,6%
La Plata Cogeneración I ³	80,3%	76,9%	4,5%
La Plata Cogeneración II ⁴	106,4%	107,8%	(1,3)%
Motores Manantiales Behr ⁴	71,2%	100,0%	(28,8)%
Total²	90,8%	81,6%	11,3%
Central Dock Sud ³	92,8%	74,4%	24,7%

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. Es decir, no incluye derrateo ni afectación por condiciones de temperatura.

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 Contraparte ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	1T22	1T21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 238/22	15.937	13.696	16,4%
Ingreso por combustible y transporte	2.954	7.053	(58,1)%
PPA con CAMMESA	54.912	49.215	11,6%
PPA con YPF S.A.	31.637	19.981	58,3%
PPA con otros privados	9.660	7.362	31,2%
Subtotal	115.100	97.307	18,3%
Otros ingresos por servicios	457	1.136	(59,8)%
Total	115.557	98.443	17,4%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T21: 88,6 ARS/USD; 1T22: 106,5 ARS/USD.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)			
	1T22	1T21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 238/22	13,8%	13,9%	(0,9)%
Ingreso por combustible y transporte	2,6%	7,2%	(64,3)%
PPA con CAMMESA	47,5%	50,0%	(4,9)%
PPA con YPF S.A.	27,4%	20,3%	34,9%
PPA con otros privados	8,4%	7,5%	11,8%
Subtotal	99,6%	98,8%	0,8%
Otros ingresos por servicios	0,4%	1,2%	(65,7)%
Total	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 (%)				
		1T22	1T21	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	54,5%	56,2%	(3,0)%
	Factor de disponibilidad	96,8%	98,1%	(1,3)%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	49,5%	45,0%	9,9%
	Factor de disponibilidad	95,6%	97,1%	(1,5)%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	30,7%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	49,3%	-	n.a.

1. Corresponde a la energía generada.

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)			
	1T22	1T21	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	852	777	9,7%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	912	738	23,6%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	35%	28%	25,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	35%	32%	9,4%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 1T22 para toda la compañía alcanzó 90,8%, 11,3% mayor que en 1T21. A su vez, la energía y el vapor entregado fue 13,7% y 12,3% superior al año anterior, respectivamente.

El Complejo Tucumán disminuyó 20,5% su energía vendida por la menor disponibilidad de Bolivia, parcialmente compensado por el bajo despacho hidroeléctrico causado por las escasas precipitaciones en el sur de Brasil y NEA argentino que permitieron que las unidades se mantengan despachadas y por la salida de servicio de las dos TG de Termoandes durante los meses de enero y hasta la última semana de febrero 2022. Por otro lado, la disponibilidad comercial aumentó 11,9% debido al mantenimiento programado realizado en las centrales Tucumán y San Miguel por un período de 19 y 6 días, respectivamente, durante 1T21.

La Central Térmica El Bracho disminuyó levemente su generación 3,6%, por haber estado la máquina despachada todo el trimestre incurriendo en derrateos por las altas temperaturas registradas en la zona. Por otro lado, la disponibilidad comercial disminuyó 2,5% ya que las mayores horas de operación reflejaron una mayor limitación en potencia según las temperaturas que se dieron en sitio versus su condición stand-by y sumado a una salida intempestiva de un día.

En cuanto a Loma Campana Este, su venta de potencia aumentó 60% comparado con el año anterior como consecuencia de la mayor potencia contratada por mayor demanda total de la UTE Loma Campana. Al mismo tiempo, la energía vendida aumentó 61,3% en 1T22, por una mayor demanda real de la UTE comparada con el año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación aumentaron en 1T22 368,2% y 383,9%, respectivamente, debido a fallas registradas en la unidad *supercore* durante 1T21.

Loma Campana II, tanto la disponibilidad comercial como la generación aumentaron en 1T22 36,6% y 443,1%, respectivamente, debido a fallas registradas en la unidad *supercore* que mantuvo a la máquina fuera de servicio por 24 días durante 1T21. En el caso de la generación, su aumento se debió principalmente a la prioridad de despacho de la central por estar en boca de pozo debido a la saturación del transporte de gas durante la época de verano.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad comercial 4,5% mayor que en 1T21. Por otro lado, tanto la energía como el vapor vendido disminuyeron 7,2% y 5,3%, respectivamente, explicado principalmente por el mantenimiento programado de la central durante 9 días en 1T22.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, su disponibilidad comercial levemente disminuyó 1,3%. A pesar de esto, los volúmenes de venta de energía y vapor fueron superiores a 1T21 en 8,7% y 43,6%, respectivamente, ya que en dicho período surgió la necesidad de operar a baja carga durante los ensayos y los requerimientos de refinería de puesta en marcha. Además, en febrero de 2021 hubo una salida de 7 días por mantenimiento.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró en 1T22 un factor de capacidad del 54,5%, 3% por debajo del 1T21. Como resultado, la energía vendida disminuyó 3,4% sumado también a mayores restricciones de despacho en la red de transmisión a la cual se encuentra vinculada el parque.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía 65,2% mayor que 1T21 ya que su factor de carga aumentó 9,9% comparado con el año anterior, alcanzando 49,5% durante 1T22, sumando a que el El Parque Eólico Los Teros II no se encontraba operando en 1T21.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo un factor de carga del 30,7% ya que luego de su habilitación comercial tuvo fallas en 5 aerogeneradores (4 bajo el programa RenovAr 2.0 y 1 de MATER). A la fecha, se encuentran trabajando en la reparación de cuatro aerogeneradores que se prevé que estén en operación para fin de este mes.

La participación de YPF Luz en el MATER en capacidad instalada alcanzó un 35% en 1T22, aumentando 25% respecto a 1T21, principalmente explicado por la entrada en operación los Parques Eólicos Los Teros II y Cañadón León. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida alcanzó el 35%, 9,4% superior al 1T21.

Central Dock Sud tuvo un aumento tanto en la disponibilidad comercial como en la energía vendida en 24,7% y 13,9%, respectivamente, durante 1T22 debido a que en 1T21 se realizó un mantenimiento programado sobre el ciclo combinado.

CAPEX

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	Privado	Solar	2T23	\$ 93	8%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de abril del 2022.

Se iniciaron los trabajos de movimiento de suelo en la zona de los obradores, Subestación y Parque. En cuanto a la zona Subestación se finalizó con el terraplenado del área y se inició el tendido de la puesta a tierra. Con respecto al Parque, se está realizando el desmalezado del predio y realizando el relevamiento topográfico con dron para terminar de definir el movimiento de suelo a ejecutar.

Con relación a los suministros principales, se realizaron 5 embarques de los 12 previstos para los trackers, se embarcaron 15 MW de paneles y los inverters.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.3.2022			31.3.2021			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	174.641	5.524	180.165	293.107	3.668	296.775	(40,4)%	50,6%	(39,3)%
Largo Plazo ³	638.047	68.459	706.506	621.442	57.694	679.136	2,7%	18,7%	4,0%
Deuda Bruta	812.688	73.983	886.671	914.549	61.362	975.911	(11,1)%	20,6%	(9,1)%
Caja y Equivalentes ⁴	177.082	17.510	194.592	142.588	10.943	153.531	24,2%	60,0%	26,7%
Deuda Neta	635.606	56.473	692.079	771.961	50.419	822.380	(17,7)%	12,0%	(15,8)%
Adj. EBITDA LTM ⁵	332.313	2.885	335.198	250.896	(768)	250.128	32,5%	n.a.	34,0%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM	1,91x ⁶	19,57x	2,06x	3,08x ⁶	N/D	3,29x	(37,8)%	n.a.	(37,2)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.3.2021: 91,9 ARS/USD; 31.3.2022: 110,9 ARS/USD.

2. Incluye al 31/3/2021 k 671 de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 31/3/21 USD k 2,365 y al 31/3/2022 k 807 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.) y al 31/3/2021 k 3 de otros pasivos financieros.

4. Incluye al 31/3/2021 k 3,908 y al 31/3/2022 USD k 6,645 de 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; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD; 1T22: 106,5 ARS/USD

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

A nivel consolidado (sin subsidiarias no restringida) el monto la deuda neta disminuyó más de USD 130 millones luego de haber cancelado préstamos durante el año 2021 y 1T22. Esta disminución sumada a un incremento del EBITDA ajustado llevó a que el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,1 en 1T21 a 1,9 en 1T22, disminuyendo 37,8%.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental	1T22	1T21	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	389	232	67,3%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	14,2%	9,6%	47,2%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.090.801	941.570	15,8%
Intensidad emisiones GEI ³	0,328	0,325	0,8%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	188.802	103.922	81,7%
Extracción de agua (ktn) ²	2.977	2.870	3,7%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	715	719	(0,6)%
Residuos (kg)	109.340	63.250	72,9%

1. No incluye Central Dock Sud

2. Datos extraídos del reporte APA SPHERA

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.

En materia ambiental, la generación de energía renovable aumentó 67,3% en 1T22 y el porcentaje de energías renovables sobre energía total generada aumentó 47,2% alcanzando 14,2% del total.

En la gestión de Recursos Humanos, en el 1Q22 las horas de formación de colaboradores mostró una disminución respecto a la cantidad de horas acumuladas en el mismo período del año anterior. El motivo principal fue una revisión de temáticas y capacitaciones a incluir, basadas en los intereses e inquietudes de nuestros colaboradores.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en 1Q22 no se registraron accidentes computables con pérdida de días. Por la situación Covid 19, continuamos actualizando los protocolos de prevención que permitieron continuar con las operaciones y la asistencia a las oficinas. El Servicio Médico continuó informando y reforzando sobre los beneficios en la aplicación del esquema completo de vacunación y registro, logrando un 97,5 % de personal vacunado.

Social	1T22	1T21	Var. a/a
Horas de formación de empleados	1.173	7.128	(83,5)%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	0,86	(100,0)%
Horas de voluntariado	28	8	250,0%

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

Retomamos las acciones presenciales de voluntariado y llevamos adelante un taller de acondicionamiento de huerta en la Vivera Orgánica en Buenos Aires y una jornada de muralismo para mejorar las instalaciones de la Escuela primaria N° 28 Hipólito Yrigoyen en la ciudad de Azul. Además, entregamos electrodomésticos a 8 escuelas de Tucumán y luminarias al municipio de El Bracho y el Cevilar. También, realizamos la instalación de un grupo electrógeno para el hospital y área operativa El Bracho, donde nuestros voluntarios brindaron una capacitación de mantenimiento al personal.

Gobierno Corporativo

En el 1T22 se realizó un análisis y revisión integral del Programa de Compliance, incluyendo seguimientos sobre el funcionamiento del Sistema de Gestión Antisoborno 37001:2016 implementado para el 100% de las operaciones. En línea con ello se revisó el Programa de Entrenamientos y se definieron los contenidos y audiencia para el 2022, incluyendo empleados y Terceros Críticos. Además, finalizamos el diseño e implementación de un sistema de gestión de riesgos para la administración de la Matriz de Riesgos y Controles Corporativa de la Compañía, incluyendo alertas automáticas y monitoreo continuo. Por último, se inició el Plan de Auditoría Interna 2022 a las áreas alcanzadas.

Hechos Relevantes del Período

Hechos Relevantes del Período

Emisión de Obligaciones Negociables Clase X (Bono Verde) y reapertura de la Clase IX

Con fecha 3 de febrero de 2021 la Compañía emitió las Obligaciones Negociables Clase X (bono verde) y reabrió la clase IX por un monto total de USD 74,7 millones bajo instrumentos dólar linked. La Clase X se emitió con vencimiento final a 10 años por un monto total de USD 63,9 millones, un cupón del 5% y amortización de capital semestral a partir de la segunda mitad del año 2027. La ON adicional Clase IX se emitió con vencimiento a 28 meses, con amortización de capital en febrero, mayo y agosto de 2024, por un monto total de USD 10,9 millones, un cupón del 3,5% y una tasa negativa del 0,26%.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.3.2022	31.12.2021	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.664.920	1.682.582	(1,0)%
Activos intangibles	4.862	4.927	(1,3)%
Activos por derecho de uso	16.081	16.292	(1,3)%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	75.442	71.450	5,6%
Otros créditos	8.991	3.528	154,8%
Activos por impuesto diferido	13.853	11.972	15,7%
Total del activo no corriente	1.784.149	1.790.751	(0,4)%
Activo corriente			
Otros créditos	33.055	36.019	(8,2)%
Créditos por ventas	122.845	109.329	12,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	8.903	9.208	(3,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	179.044	87.596	104,4%
Total del activo corriente	343.847	242.152	42,0%
TOTAL DEL ACTIVO	2.127.996	2.032.903	4,7%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	75.845	81.972	(7,5)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	886.521	841.624	5,3%
TOTAL DEL PATRIMONIO	962.366	923.596	4,2%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.131	3.008	4,1%
Pasivos por impuesto diferido, netos	89.645	130.584	(31,4)%
Pasivos por arrendamientos	10.238	10.362	(1,2)%
Préstamos	705.699	641.726	10,0%
Impuesto a las ganancias a pagar	47.695	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	856.408	785.680	9,0%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	2.863	2.016	42,0%
Impuesto a las ganancias a pagar	46.747	51.142	(8,6)%
Remuneraciones y cargas sociales	7.194	9.608	(25,1)%
Pasivos por arrendamientos	2.013	2.352	(14,4)%
Préstamos	180.165	192.197	(6,3)%
Otros pasivos financieros	-	69	(100,0)%
Cuentas por pagar	70.240	66.243	6,0%
Total del pasivo corriente	309.222	323.627	(4,5)%
TOTAL DEL PASIVO	1.165.630	1.109.307	5,1%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.127.996	2.032.903	4,7%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2021: 102,6 ARS/USD; 31.3.2022: 110,9 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	1T22	1T21	Var. a/a
Ingresos	115.557	98.443	17,4%
Costos de producción	(45.530)	(48.231)	(5,6)%
Resultado bruto	70.027	50.212	39,5%
Gastos de administración y comercialización	(8.007)	(8.530)	(6,1)%
Otros resultados operativos, netos	2.328	9.586	(75,7)%
Resultado operativo	64.348	51.268	25,5%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(1.343)	(709)	89,4%
Resultados financieros, netos	(14.174)	(17.862)	(20,6)%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	48.831	32.697	49,3%
Impuesto a las ganancias	(14.109)	(14.260)	(1,1)%
Resultado neto del período	34.722	18.437	88,3%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T21: 88,6 ARS/USD; 1T22: 106,5 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	1T22	1T21	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado neto del período	34.719	18.437	88,3%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:			
Resultados por participación en negocios conjuntos	1.343	709	89,4%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	25.977	21.270	22,1%
Depreciación de activos por derecho de uso	346	385	(10,1)%
Amortización de activos intangibles	67	116	(42,2)%
Baja de propiedades, planta y equipo	413	694	(40,5)%
Resultados financieros, netos	14.175	17.862	(20,6)%
Movimiento de provisiones del pasivo	174	329	(47,1)%
Cargo por impuesto a las ganancias	14.109	14.260	(1,1)%
Desvalorización de materiales y repuestos	-	786	(100,0)%
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos por ventas	(17.267)	(23.089)	(25,2)%
Otros créditos	1.363	(2.355)	n.a.
Cuentas por pagar	5.598	27.062	(79,3)%
Remuneraciones y cargas sociales	(1.767)	312	n.a.
Cargas fiscales	(1.731)	13.962	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(1.596)	-	n.a.
Intereses cobrados	1.836	3.531	(48,0)%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	77.759	94.271	(17,5)%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(12.961)	(72.390)	(82,1)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(5.931)	(67)	8752,2%
Equivalente de efectivo restringidos	288	11.774	(97,6)%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(18.604)	(60.683)	(69,3)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Préstamos obtenidos	90.030	11	818354,5%
Cancelación de préstamos	(29.417)	(61.351)	(52,1)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(637)	(673)	(5,3)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(27.164)	(30.073)	(9,7)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	33.920	(92.086)	n.a.
(Disminución) Aumento neto del efectivo	91.967	(58.498)	n.a.
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	(519)	(6.485)	(92,0)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio ²	87.596	170.096	(48,5)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período²	179.044	105.113	70,3%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD; 4T21: 100,4 ARS/USD; 1T22: 106,5 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: 31.12.2020: 84,1 ARS/USD; 31.3.2021: 91,9 ARS/USD; 31.12.2021: 102,6; 31.3.2022: 110,9.

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