

YPF
LUZ



Anuncio de Resultados
4° Trimestre 2020

Call de Resultados 4T20

Conference Call
4 de marzo de 2021
9 a.m. (US EST)
11 a.m. (hora Bs. As.)

Para participantes que
llamen de países fuera de
Estados Unidos:

Tel: +1 (412) 317-6346

Para participantes que
llamen de Estados Unidos:

Tel: +1 (844) 204-8586

Para participantes que
llamen de Argentina:

Tel: +5411 3984-5677

Conference ID:
YPF LUZ

Webcast:

<https://bit.ly/2MyE15D>

Contacto de Relación con Inversores

Martín Taraciuk

Teléfono:

+54911 3811-4385

Emails:

martin.h.taraciuk@ypf.com
inversores.ypfee@ypf.com

Página Web:

ypfluz.com/RI

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 224 millones en 2020, superando lo registrado en 2019.

Buenos Aires, 3 de marzo de 2021 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados del cuarto trimestre de 2020.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)						
	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Ingresos (k USD) ²	86.372	87.795	(1,6)%	301.481	333.144	(9,5)%
EBITDA ajustado (k USD) ³	85.679	75.754	13,1%	229.198	235.061	(2,5)%
EBITDA (k USD)	83.786	67.466	24,2%	224.321	219.981	2,0%
Margen EBITDA (%)	97,0%	76,8%	26,2%	74,4%	66,0%	12,7%
Resultado del Período (k USD)	23.812	34.811	(31,6)%	83.453	87.340	(4,4)%
Inversiones	25.407	173.311	(85,3)%	225.594	493.891	(54,2)%
Capacidad Instalada EoP ⁴ (MW)	2.249	1.838	22,4%	2.249	1.838	22,4%
Energía Vendida (GWh)	2.310	1.524	51,6%	7.431	6.449	15,2%
Energía Térmica	2.041	1.386	47,3%	6.749	5.932	13,8%
Energía Renovable	269	138	94,6%	682	517	31,8%
Producción de Vapor (k tn.)	434	446	(2,6)%	1.687	1.599	5,5%
Disponibilidad Energía Térmica	86,7%	77,8%	11,5%	87,0%	85,1%	2,2%
Factor de Carga Energía Renovable ⁵	55,5%	64,4%	(13,8)%	55,5%	61,7%	(10,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD.

2. En el año 2019 se incluye ingresos por reconocimiento de combustible bajo la resolución 70/18.

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

4. 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.

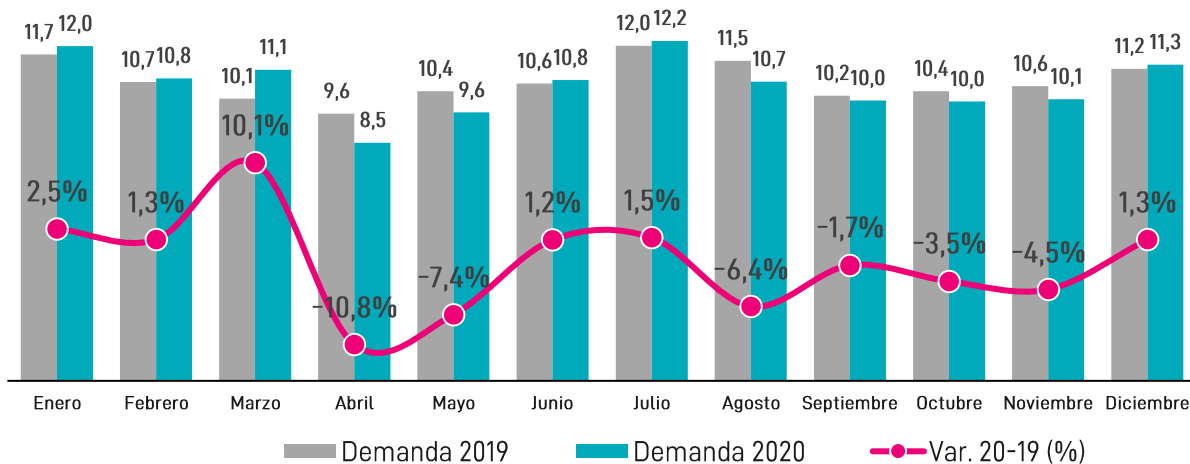
5. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

- La venta total de energía fue 7.431 GWh, 15,2% mayor que en 12M19.
- Las ventas fueron de USD 301,5 millones, 9,5% menor que en 12M19.
- En 12M20 el EBITDA alcanzó USD 224,3 millones, 2% mayor que en 12M19.
- La venta de vapor durante 12M20 aumentó 5,5% comparado con el año anterior, alcanzando las 1.687 mil toneladas.
- En el año 2020 iniciaron operaciones el Parque Eólico Los Teros I (123 MW), la Turbina de Vapor de El Bracho (199 MW) y la Central Térmica La Plata Cogeneración II (89 MW) aumentando la capacidad instalada de la compañía en 22,4% comparado al año anterior.

Situación del Mercado Eléctrico Argentino¹

Durante el año 2020 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 127.306 GWh². Esto significó una disminución de 1,3% respecto al año 2019 (128,946 GWh). El cuarto trimestre mostró una caída del de 2,2% respecto al mismo período de 2019 principalmente como consecuencia de la caída de la actividad económica causada por el efecto del Covid-19. La excepción se dio en los meses de junio, julio y diciembre donde, por temperaturas menores a las presentadas en los mismos meses de 2019, el aumento en la demanda residencial compensó la caída de la demanda industrial y comercial, con un crecimiento interanual del 1,2% y 1,5% respectivamente. Y en el mes de diciembre, donde pese a presentar temperaturas menos cálidas que en 2019, con una mayor cantidad de personas en sus hogares hubo un crecimiento de la demanda residencial, y donde se pudo ver una recuperación de la demanda industrial, el crecimiento interanual fue del 1,3%.

Demanda de Energía (TWh)



Fuente: Cammesa

Por un lado, la demanda de distribución, que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor (GUDIs) y representa el 83,7% del total, cayó 0,9% en el 4T20 respecto al 4T19 (+1,1% en 2020 vs. 2019). Esto se explica principalmente por una caída del consumo de GUDIs y el sector comercial por 5,9% en 4T20 y 6,4% en 2020, lo cual fue compensado por el crecimiento de la demanda residencial, que representa un 56% de la demanda de la distribuidora, y presentó un crecimiento de 3,7% en 4T20 y 7,9% en 2020. Estas variaciones en el comportamiento de la demanda se basan principalmente en los efectos del aislamiento comentado previamente, de manera negativa para la actividad comercial y de manera positiva para el caso de los residenciales.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representan el 16,3% de la demanda total, registraron una caída del 7,3% en su consumo en 4T20 comparado con 4T19 como resultado de la menor actividad económica, y una caída acumulada del 11,9% en 2020 respecto a su demanda de 2019.

Al 31 de diciembre de 2020 Argentina cuenta con una potencia instalada de 41.951 MW, lo cual representó un aumento de 5,7% o 2.247 MW comparado con el año anterior. El 60,5% corresponde a fuentes de origen térmico, 25,8% a centrales hidroeléctricas, 9,5% a las energías renovables no convencionales y 4,2% a las centrales nucleares.

Durante el año 2020 se incorporaron al sistema 2.445 MW de los cuales 1.452 MW fueron de fuentes renovables (1.066 MW eólicos, 312 MW solar, 12 MW de hidro renovable y 62 MW de biogás) correspondientes a proyectos

¹ Fuente: Cammesa.

² De acuerdo con la última información disponible de CAMMESA, publicada el 18 de enero de 2021. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

adjudicados en las licitaciones de RenovAr, la Resolución N°202/2016 y de contratos del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). Por otro lado, se incorporaron 993 MW de centrales convencionales, de los cuales 22 MW corresponden a una repotenciación de la Central Hidroeléctrica Futaleufú, y 971 MW a centrales térmicas, en su mayoría adjudicadas mediante la Resolución N°287/2017.

La generación en 2020 creció 2,2% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 134.171³ GWh. Este aumento se contrapone con una leve caída en la demanda principalmente debido a un incremento en las exportaciones, con un fuerte aumento de las exportaciones a Brasil durante el último trimestre del 2020, como consecuencia de la sequía en el sur de dicho país, y disminución de las importaciones respecto al 2019. Durante 4T20 la generación fue de 35.128 GWh, presentando un incremento del 7,2% respecto al 4T19.

La generación térmica y la hidroeléctrica fueron las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda tanto en el año como en el cuarto trimestre. No obstante, la generación hidroeléctrica se redujo 17,7% durante el 2020 (con una caída de 25,2% durante el 4T20), principalmente explicado por los bajos caudales de los ríos Uruguay y Paraná, que afectaron la generación de las centrales binacionales Salto Grande y Yacaretá las cuales redujeron 18% y 46% respectivamente, comparado a 2019 (14% y 69% en el 4T20 respectivamente).

La energía nuclear representó el 7,5% de la generación de 2020 y las ERNC un 9,5%. Estas últimas mostraron un crecimiento del 63% respecto del mismo período del año anterior. La penetración de energías renovables para el cuarto trimestre del año alcanzó el 11,3%, alcanzando el máximo de participación histórica de las ERNC en la matriz de generación eléctrica del 11,9% en octubre 2020.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (73,9%), seguida por la solar (10,6%), hidroeléctrica renovable (9,9%) y biocombustibles (5,7%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de 49,0% para el eólico, 28,3% para las hidroeléctricas renovables, 25,5% para el solar y 64% los biocombustibles.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando un 89,6% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante 2020. El consumo alcanzó los 16.242 MMm³ o 44,5 MMm³/d representando una caída de 5,6% respecto al año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 5,1 MMm³ de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón.

Durante 2020, la oferta de energía se completó con cerca de 1.204 GWh importados de Brasil, Uruguay y Paraguay de origen renovable, hidroeléctrico y térmico. Estos valores corresponden a una disminución del 56,2% de la importación dado que los aportes de los ríos Uruguay y Paraguay fueron muy bajos y hubo menor nivel de excedentes en las centrales binacionales. Asimismo, las exportaciones a Uruguay y Brasil fueron aproximadamente 11 veces el valor exportado en 2019, alcanzando los 3.089 GWh, 82% de estas durante el último trimestre del año, potenciadas por la sequía en el sur de Brasil.

Como resultado de la operación, durante 2020 el costo monómico medio de generación alcanzó 57,1 USD/MWh, siendo 13,9% menor que en 2019. En 4T20 el costo medio de generación fue 51,1 USD/MWh lo que representó una caída del 18% respecto al 4T19.

El precio estacional, fijo desde abril 2019 a valores de la Resolución SEE N°14/2019 presentó en 4T20 sus valores mínimos en dólares promediando los 23,1 USD/MWh y 26,3 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente. Durante 2020, estos valores promediaron 26,4 USD/MWh para la demanda residencial y 30,1 USD/MWh para el no residencial. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 51,2% para el trimestre y el promedio de los subsidios a la demanda estacional durante 2020 fue del 50,6%.

En el caso de los GUDI, el precio fue aproximadamente 37,2 USD/MWh, lo que representó un subsidio aproximado del 25% el 2020 y 27% durante 4T20.

³ De acuerdo con la última información disponible de CAMMESA, publicada el 18 de enero de 2021. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.



El subsidio total a la energía eléctrica⁴ (sin incluir transporte) representó un 44,8% del costo del sistema en 2020 y 45,3% durante 4T20.

⁴ El subsidio no incluye transporte de energía eléctrica ni el ingreso en las cuentas de CAMMESA por la energía exportada a países limítrofes.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
El Bracho TG + TV	33.922	14.299	137,2%	78.769	60.156	30,9%
Complejo Tucumán	16.920	14.793	14,4%	55.716	66.896	(16,7)%
La Plata Cogeneración I	4.242	6.119	(30,7)%	16.109	20.489	(21,4)%
La Plata Cogeneración II	2.867	-	n.a.	2.867	-	n.a.
Loma Campana I	7.349	4.762	54,3%	16.960	14.745	15,0%
Loma Campana II	7.107	7.843	(9,4)%	31.324	27.991	11,9%
Loma Campana Este	40	92	(57,0)%	710	1.745	(59,3)%
PE Manantiales Behr	7.333	8.204	(10,6)%	30.080	30.538	(1,5)%
PE Los Teros I	7.401	-	n.a.	8.967	-	n.a.
Subtotal	87.182	56.112	55,4%	241.502	222.560	8,5%
Corporación y eliminaciones ²	(3.396)	11.354	n.a.	(17.181)	(2.579)	566,2%
Total	83.786	67.466	24,2%	224.321	219.981	2,0%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 301,5 millones durante 12M20, disminuyendo 9,5% comparado con 12M19. Esto se explica por: (i) el impacto que la resolución N°70/2018 tuvo en los 12M19, ya que permitió la declaración de combustible como propio y así incluirlo dentro del rubro de ventas como mayor ingreso acompañado por una baja en el precio del gas; (ii) menores precios de venta registrados en 12M20 para las ventas de Energía Base como consecuencia del cambio regulatorio a partir del 1T20; y (iii) menor disponibilidad en Loma Campana I producto de la falla registrada en el 2T20; y parcialmente compensado por (iv) mayores ventas durante el 4T20 por la entrada en operación de los nuevos proyectos El Bracho, Los Teros I y La Plata Cogeneración II.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones), se registró una disminución del 18,3% en los 12M20 comparado con los 12M19, explicado por una disminución en los costos de combustible, por el impacto de la derogación de la resolución N°70/2018 y por la baja en el precio del gas, sumado a la baja en los costos de transporte de combustible, lo cual fue parcialmente compensado por el aumento en contratación de servicios de terceros.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 224,3 millones en los 12M20, 2% mayor que en el año anterior.

La central térmica El Bracho incrementó su EBITDA 30,9% durante los 12M20 comparado con los 12M19 principalmente por la entrada en funcionamiento de la nueva de turbina de vapor durante el 4T20, la cual incrementó la capacidad en 199 MW y se encuentra bajo un contrato de PPA con CAMMESA por un plazo de 15 años.

El Complejo Tucumán vio disminuido su EBITDA 16,7% en 12M20 comparado con el mismo período del año anterior como consecuencia de la entrada en vigencia de la nueva regulación para las ventas de Energía Base, parcialmente compensado por una mayor venta de energía y una mayor disponibilidad. Asimismo, la derogación de la Res. N° 70/2018 tuvo un impacto negativo sobre los ingresos de la central.

La Plata Cogeneración I tuvo una disminución del EBITDA del 21,4% durante los 12M20 comparado con los 12M19 dado que, si bien tuvo mayor generación y disponibilidad, las tarifas se vieron afectadas por el impacto del cambio regulatorio introducido por la Res. N° 31/2020. Asimismo, la derogación de la Res. N° 70/2018 tuvo un impacto negativo sobre los ingresos de la central.

En el caso de Loma Campana I su EBITDA aumentó 15% en 12M20 principalmente explicado por el reconocimiento de multas provenientes de la garantía del contrato del proveedor de las turbinas durante el 1T20 (correspondiente

a las fallas registradas en 2018 y 2019) y el 4T20 (correspondiente a la falla registrada en 2020) sumado a una reducción de costos. Ambos efectos compensaron la pérdida de ingresos por la falla del supercore en 2T20, que mantuvo a la planta fuera de servicio en ese período.

Loma Campana II tuvo un aumento del EBITDA del 11,9% en 12M20 comparado con el mismo período del año anterior explicado principalmente por mayores ingresos por potencia gracias al aumento de la disponibilidad de la planta, sumado a un mayor despacho de energía y un reconocimiento multas provenientes de la garantía del contrato del proveedor de las turbinas durante el 1T20 (correspondiente a las fallas registradas en 2018 y 2019) y el 4T20 (correspondientes a la falla registrada en 2020). Sin embargo, durante el 4T20 el EBITDA disminuyó 9,4% explicado una falla en la turbina de gas durante el mes de diciembre.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró un EBITDA de USD 30 millones durante 12M20, en línea con el año anterior. El EBITDA del 4T20 disminuyó 10,6% comparado al del 4T19 principalmente debido a una menor generación durante el trimestre.

Loma Campana Este redujo su EBITDA 59,3% en los 12M20 comparado con el año anterior explicado por mayores costos de mantenimiento y menor volumen de energía vendida y menor remuneración por potencia.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
EBITDA	83.786	67.466	24,2%	224.321	219.981	2,0%
Resultado por participación en negocios conjuntos	1.893	8.288	(77,2)%	4.877	15.080	(67,7)%
EBITDA ajustado	85.679	75.754	13,1%	229.198	235.061	(2,5)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD.

Operaciones y Ventas

En las siguientes 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	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	914,3	784,3	16,6%	4.021,8	3.710,2	8,4%
El Bracho TG	GWh	379,5	40,9	828,9%	479,6	136,9	250,4%
El Bracho TV	GWh	182,2	-	n.a.	182,2	-	n.a.
Loma Campana Este	GWh	11,4	12,5	(9,0)%	42,0	45,0	(6,7)%
Loma Campana I	GWh	218,4	220,9	(1,1)%	628,9	715,1	(12,0)%
Loma Campana II	GWh	102,5	99,6	2,9%	514,8	503,9	2,2%
La Plata Cogeneración I	GWh	227,4	227,3	0,0%	874,6	820,3	6,6%
	k Tn	434,4	446,0	(2,6)%	1.687,3	1.599,4	5,5%
La Plata Cogeneración II	GWh	4,9	-	n.a.	4,9	-	n.a.
	k Tn	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Parque Eólico Manatiales Behr	GWh	129,3	138,5	(6,6)%	518,1	517,3	0,2%
Parque Eólico Los Teros I	GWh	140,1	-	n.a.	163,8	-	n.a.
Total	GWh	2.310,1	1.523,9	51,6%	7.430,8	6.448,7	15,2%
	k Tn	434,4	446,0	(2,6)%	1.687,3	1.599,4	5,5%
Central Dock Sud	GWh	1.374,3	1.479,3	(7,1)%	4.447,4	4.241,1	4,9%

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	745,9	537,7	38,7%	718,7	682,7	5,3%
El Bracho TG	MW-mes	252,2	256,7	(1,8)%	257,2	256,4	0,3%
El Bracho TV	MW-mes	126,1	0,0	n.a.	31,5	0,0	n.a.
Loma Campana Este	MW-mes	5,0	12,0	(58,3)%	9,1	12,0	(24,3)%
Loma Campana I	MW-mes	98,9	100,1	(1,2)%	71,7	81,6	(12,1)%
Loma Campana II	MW-mes	74,0	104,9	(29,5)%	96,8	92,9	4,3%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	110,3	108,9	1,3%	107,9	100,1	7,8%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	7,4	0,0	n.a.	1,8	0,0	n.a.
Total	MW-mes	1.419,8	1.120,3	26,7%	1.294,8	1.225,6	5,6%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	767,4	775,4	(1,0)%	643,8	592,3	8,7%

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

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)	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
CAMMESA Res. N°1/19 - 31/20	14.772	16.140	(8,5)%	72.587	86.475	(16,1)%
Ingreso por combustible y transporte	5.868	22.858	(74,3)%	23.706	58.610	(59,6)%
PPA con CAMMESA	34.941	26.193	33,4%	114.664	103.478	10,8%
PPA con YPF S.A.	20.855	19.761	5,5%	70.126	73.998	(5,2)%
PPA con otros privados	8.282	2.343	253,5%	15.977	9.567	67,0%
Subtotal	84.718	87.295	(3,0)%	297.060	332.128	(10,6)%
Otros ingresos por servicios	1.654	500	230,8%	4.421	1.016	335,5%
Total	86.372	87.795	(1,6)%	301.481	333.144	(9,5)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD.

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

	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
CAMMESA Res. N°1/19 - 31/20	17,1%	18,4%	(7,0)%	24,1%	26,0%	(7,2)%
Ingreso por combustible y transporte	6,8%	26,0%	(73,9)%	7,9%	17,6%	(55,3)%
PPA con CAMMESA	40,5%	29,8%	35,6%	38,0%	31,1%	22,4%
PPA con YPF S.A.	24,1%	22,5%	7,3%	23,3%	22,2%	4,7%
PPA con otros privados	9,6%	2,7%	259,3%	5,3%	2,9%	84,5%
Subtotal	98,1%	99,4%	(1,4)%	98,5%	99,7%	(1,2)%
Otros ingresos por servicios	1,9%	0,6%	236,3%	1,5%	0,3%	381,2%
Total	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-

En las siguientes dos tablas se observa la disponibilidad comercial de energía térmica y energía renovable:

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

	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	90,0%	64,8%	38,7%	86,7%	82,3%	5,3%
El Bracho TG	96,5%	98,3%	(1,8)%	98,4%	98,1%	0,3%
El Bracho TV	95,6%	-	n.a.	95,6%	-	n.a.
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	94,2%	95,3%	(1,2)%	68,3%	77,7%	(12,1)%
Loma Campana II	70,3%	99,7%	(29,5)%	92,0%	88,2%	4,3%
La Plata Cogeneración I ³	86,2%	85,1%	1,3%	84,3%	78,2%	7,8%
La Plata Cogeneración II	10,3%	-	n.a.	10,3%	-	n.a.
Total²	86,7%	77,8%	11,5%	87,0%	85,1%	2,2%
Central Dock Sud ³	88,3%	89,2%	(1,0)%	74,0%	68,1%	8,7%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada.

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

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	60,5%	64,4%	(6,2)%	60,3%	61,7%	(2,3)%
	Factor de disponibilidad	99,4%	98,4%	1,1%	99,2%	99,2%	0,0%
Parque Eólico Los Teros I	Factor de carga	51,6%	-	n.a.	51,6%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	94,1%	-	n.a.	94,1%	-	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)

	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	751	333	125.5%	751	333	125.5%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	843	477	76.7%	2,640	1419	86.0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	29%	30%	(3.3)%	29%	30%	(3.3)%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	32%	29%	10.3%	26%	37%	(29.7)%

La disponibilidad comercial contratada de generación térmica en los 12M20 para toda la compañía alcanzó 87%, 2,2% mayor que en 2019. Por otro lado, esta disponibilidad alcanzó 86,7% en 4T20, 11,5% mayor que el mismo período del año anterior.

El Complejo de Generación Tucumán experimentó un aumento del 38,7% de su disponibilidad comercial en 4T20 contra 4T19 dado que durante este último período se realizó el mantenimiento de la TG N°2 en la Central de San Miguel. Lo que llevó a su vez que se registrara una suba del 5,3% comparado con el año 2019. La energía vendida aumentó 16,6% y 8,4% durante 4T20 y 12M20, respectivamente. Esto se debió fundamentalmente a que los bajos caudales en los ríos Paraná y Uruguay hicieron que las centrales hidroeléctricas de dicha cuenca reduzcan su producción favoreciendo el mayor despacho del parque térmico al sistema. Esta situación, junto con la condición *Take or Pay* del gas de Bolivia y la baja demanda prioritaria de gas natural incrementó el despacho de las centrales de Tucumán.

La Central Térmica El Bracho incrementó su generación un 1.274,8% en el 4T20 y un 383,5% en términos anuales, gracias a la entrada en operación de la TV, tras la finalización del proyecto de cierre de ciclo, lo cual incrementó la eficiencia de la planta favoreciendo su despacho.

La Plata Cogeneración tuvo una disponibilidad 7,8% mayor a los 12M19 y al mismo tiempo tuvo un incremento de la energía y el vapor vendidos del 6,6% y 5,5%, respectivamente. Esto se explica principalmente por el mantenimiento programado realizado en los meses de mayo y junio de 2019. En tanto para el 4T20, la disponibilidad y la venta de energía estuvieron en línea con el 4T19. Sin embargo, la venta de vapor disminuyó 2,6% como consecuencia de un mantenimiento realizado en el complejo industrial en La Plata de YPF en el mes de octubre.

La Plata Cogeneración II entró en operación comercial el 27 de octubre de 2020. Sin embargo, la generación y la disponibilidad fueron bajas debido a obstrucciones en la cámara de combustión durante dos meses.

Con respecto a la central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron durante los 12M20 12,1% y 12,0%, respectivamente debido a una falla registrada a mediados de abril que mantuvo a la máquina fuera de servicio hasta mediados de junio. En 4T20 la disponibilidad comercial y la generación se mantuvieron en porcentajes normales al igual que el mismo período que el año anterior.

Loma Campana II aumentó su disponibilidad comercial en 4,3% durante 12M20 comparado con el mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por fallas experimentadas durante el mes de junio y julio de 2019.



Por otro lado, la energía vendida durante 12M20 aumentó 2,2% comparado con el año anterior. Esto se explica por dos razones principales, la mayor disponibilidad y que desde finales del 2T20 se incrementó el despacho gracias a que la central opera fuera del sistema de transporte troncal con cupos excedentes de gas natural para este año. La disponibilidad del 4T20 disminuyó 29,5% comparado con 4T19 debido a una falla durante el mes de diciembre que dejó a la máquina fuera de servicio durante 22 días. No obstante, la generación fue ligeramente superior a la del mismo período del año anterior debido a un menor despacho durante en 4T19 por mayores salidas en períodos de valle.

En cuanto a Loma Campana Este, si bien mantuvo su disponibilidad comercial en línea con el año anterior, la potencia contratada disminuyó por la renovación del PPA con la UTE. La energía vendida disminuyó 6,7% durante los 12M20, principalmente como consecuencia de una menor demanda de YPF.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró durante los 12M20 un factor de capacidad del 60,3%, 2,3% menor que el año anterior. El nuevo Parque Eólico Los Teros I tuvo un factor de carga del 51,6% durante 4T20. La participación de YPF Luz en el MATER sobre la capacidad instalada alcanzó un 29% en 4T20, disminuyendo un 3,3% año contra año, debido a la entrada de nuevos proyectos de energías renovables en el mercado durante el último año. La cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida durante el 4T20 alcanzó el 32%, 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 a la del resto de los parques de energías renovables del país.

Central Dock Sud tuvo un aumento en la disponibilidad comercial del 8,7% durante los 12M20 comparado con el año anterior. Ello se debió principalmente al mantenimiento programado durante 2019 tanto del CC N°9 como el CC N°10, sumado a una falla registrada en la TV. A su vez, la energía vendida aumentó 4,9% durante los 12M20 comparado con el año anterior, principalmente explicado por el aumento en la disponibilidad. Por otro lado, tanto la disponibilidad comercial como la energía vendida disminuyeron 1% y 7,1%, respectivamente, en el 4T20.

CAPEX

Proyectos en construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
Manantiales Behr Central Térmica	Provincia de Chubut	57	YPF	Moto generador	1T21	\$ 63	97%
Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	122	CAMMESA	Eólica	2T21	\$ 164	85%
Los Teros II	Provincia de Buenos Aires	52	MATER	Eólica	2T21	\$ 70	82%
Total		231				\$ 297	

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

Durante el mes de octubre se culminó la construcción y se obtuvo la habilitación comercial de los proyectos del cierre de ciclo combinado del El Bracho y la Central Térmica La Plata Cogeneración II los cuales sumaron 288 MW de capacidad instalada adicional con respecto al trimestre anterior.

Las actividades desarrolladas durante el cuarto trimestre de 2020 en cada uno de los proyectos que siguen en construcción fue la siguiente:

En la Central Térmica Manantiales Behr se finalizaron todos los trabajos eléctricos de la central y se comenzaron con las pruebas de precomisionado.

El Parque Eólico Cañadón León ya tiene 29 aerogeneradores ya montados y todos los equipos recibidos en el parque. Se finalizaron plataformas y caminos de todos los aerogeneradores. Se continúan frente de trabajo en subestación eléctrica y líneas de media tensión. Se entregaron y se comenzó el montaje en sitio de los transformadores de potencia.

En el Parque Eólico Los Teros II se finalizaron todas las fundaciones y el transporte a sitio de componentes principales de los aerogeneradores alcanzó el 50%.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2020			30.09.2020			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	343.212	3.087	346.299	278.211	4.645	282.856	23,4%	(33,5)%	22,4%
Largo Plazo ³	643.059	60.004	703.063	681.153	57.441	738.594	(5,6)%	4,5%	(4,8)%
Deuda Bruta	986.271	63.091	1.049.362	959.364	62.086	1.021.450	2,8%	1,6%	2,7%
Caja y Equivalentes ⁴	203.488	23.084	226.572	182.826	25.698	208.524	11,3%	(10,2)%	8,7%
Deuda Neta	782.783	40.007	822.790	776.538	36.388	812.926	0,8%	9,9%	1,2%
Adj. EBITDA LTM ⁵	229.975	(777)	229.198	220.442	(1.169)	219.273	4,3%	(33,5)%	4,5%
Deuda Neta/EBITDA LTM	3,42x ⁶	N/D	3,59x	3,52x ⁶	N/D	3,71x	(3,4)%	n.a	(3,2)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 30.09.2020: 76,1 ARS/USD; 31.12.2020: 84,1 ARS/USD.

2. Incluye al 30/09/20 USD k 1,117 y al 31/12/20 USD k 902 de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 30/09/20 USD k 204 y al 31/12/20 USD k 71 de otros pasivos financieros. Al 30/09/20 USD k 3,121 y 31/12/20 USD k 2,747 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.).

4. Incluye al 30/09/20 USD k 472 y 31/12/20 USD k 11,966 y al 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: 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD.

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

A nivel consolidado, la caja y equivalentes a diciembre de 2020 aumentó 4,5% comparado con el trimestre anterior. Esto se explica principalmente por la emisión de las Obligaciones Negociables Clases IV y V por un total de USD 50 millones en el mercado local, sumado a una mayor generación de caja proveniente de la operación como consecuencia de la entrada en operación de los proyectos durante 4T20.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,52 en 3T20 a 3,40 en 4T20, disminuyendo 3,4%. Esto se debe a un aumento del 4,3% del EBITDA ajustado de los últimos 12 meses.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental

	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	269	138	94,6%	682	517	31,8%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	11,7%	9,1%	28,4%	9,2%	8,0%	14,4%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	940.789	643.789	46,1%	3.063.857	2.673.465	14,6%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	134.530	69.863	92,6%	343.934	266.482	29,1%
Extracción de agua (ktn) ²	1.897	1.146	65,6%	6.622	4.745	39,5%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	613	98	523,2%	951	418	127,3%
Residuos (kg)	126.168	46.035	174,1%	261.213	170.555	53,2%

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 I en cada período.

Social

	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Horas de formación de empleados	13.191	5.412	143,7%	37.840	21.224	78,3%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,21	0,84	(75,0)%	0,19	0,74	(74,3)%
Horas de voluntariado	58	257	n.a.	175	461	(62,0)%

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

En la gestión de recursos humanos, la formación de empleados en 2020 se incrementó 78% respecto de 2019, principalmente por el aumento de capacitaciones virtuales inter-áreas para nuestros colaboradores que reforzamos a causa de la pandemia, con un total de 94 charlas.

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 para tomar decisiones oportunas. Se publicaron y actualizaron protocolos de prevención para proyectos y operaciones, y se implementaron acciones para proteger a las personas y garantizar la continuidad de las operaciones. El Servicio Médico YPF Luz realizó 65 charlas de difusión y concientización durante 2020, en todos los activos de la compañía. Se diseñó una app para el seguimiento y registro epidemiológico COVID, y se continuó actualizando la web corporativa y la Intranet con protocolos actualizados, links útiles y noticias.

Adecuamos nuestro plan de inversión social a las necesidades que surgieron a raíz de la pandemia. A lo largo de 2020 realizamos 15 capacitaciones de energías renovables y 17 encuentros virtuales con referentes comunitarios en 6 localidades para identificar necesidades. Generamos campañas de concientización sobre Covid 19 para las comunidades y realizamos 86 donaciones. Además, se recibieron y respondieron 80 consultas y reclamos.

Gobierno Corporativo

Durante el 2020 capacitamos al 91% de nuestros empleados en 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 la implementación de mejoras sobre el proceso automático de revisión de terceras partes, para incrementar la trazabilidad e integridad de nuestros procesos. Para fortalecer a nuestra cadena de valor, continuamos con las capacitaciones de Compliance a nuestros proveedores críticos con foco en el Código de Conducta de YPF Luz y Anticorrupción. Completamos la creación de la Matriz de Riesgos de la Compañía, donde incluimos controles asociados que serán implementados durante el primer trimestre 2021. Finalizamos el 100% del Plan de Auditoría 2020 y se acordaron los planes de acción mitigantes que se implementarán en 2021.

Hechos Relevantes del Período y Posteriores

Hechos Relevantes del Período

Designación de CFO y renuncia de gerente administrativo y de director titular

Con fecha 1 de octubre de 2020, Luis Miguel Sas ha sido designado Chief Financial Officer de la Sociedad con efectos a partir del 1 de octubre de 2020. Asimismo, Fernando Carlos Peralta ha comunicado su renuncia a su puesto de Gerente Administrativo y Fiscal de la Sociedad con efectos al 30 de septiembre de 2020. Finalmente, cabe señalar se recibió una carta de parte del señor Carlos Alberto Weis mediante la cual notifica su renuncia a su cargo de Director Titular de la Sociedad.

Renuncia de director titular de la sociedad

Con fecha 19 de octubre de 2020, se informó que el 16 de octubre se recibió la notificación del señor Diego Celaa mediante la cual comunica su renuncia a su cargo de Director Titular de la Sociedad.

Habilitación comercial de la turbina de vapor de la Central Térmica El Bracho

Con fecha 23 de octubre de 2020, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) otorgó la habilitación comercial (COD) de la Turbina de Vapor N°1 de la Central Térmica El Bracho hasta una potencia máxima total de 199 MW, del generador Y-GEN ELECTRICA II S.A.U., una compañía 100% controlada por la Sociedad.

Emisión de obligaciones negociables Clase IV y V

Con fecha 23 de octubre de 2020, YPF Energía Eléctrica S.A. emitió las obligaciones negociables Clases IV y V en el mercado local por un monto total de USD 50.000.000. La Clase IV fue emitida por un valor nominal de USD 30.000.000 a una tasa del 0% y con vencimiento el 23 de octubre de 2022 y la Clase V fue emitida por un valor nominal de USD 20.000.000 a una tasa del 1% y con vencimiento el 23 de octubre de 2023.

Habilitación comercial de la Central Térmica La Plata Cogeneración II

Con fecha 27 de octubre de 2020, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) otorgó la habilitación comercial (COD) de la Central Térmica Cogeneración La Plata hasta una potencia máxima total de 89,2 MW, del Agente Cogenerador YPF Energía Eléctrica S.A.

Renuncia de director titular de la sociedad

Con fecha 22 de diciembre de 2020, se informó que el 19 de diciembre se recibió la notificación del señor Diego Pando mediante la cual comunica su renuncia a su cargo de Director Titular de la Sociedad.

Hechos Relevantes Posteriores

Prenda de acciones de la sociedad

Con fecha 12 de febrero de 2021, que YPF S.A. ha gravado 1.873.535.178 acciones ordinarias escriturales Clase A de la Sociedad con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. con fecha 12 de febrero de 2021. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 50% del capital social y 50% de los votos de la Sociedad. Dicha Prenda de Acciones estará sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2020	31.12.2019	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.631.232	1.371.798	18,9%
Activos intangibles	5.235	5.235	-
Activos por derecho de uso	15.875	17.824	(10,9)%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	64.371	67.978	(5,3)%
Otros créditos	42.082	25.622	64,2%
Activos por impuesto diferido	6.634	-	n.a.
Activos mantenidos para su disposición	-	126.117	(100,0)%
Total del activo no corriente	1.765.429	1.614.574	9,3%
Activo corriente			
Otros créditos	42.109	43.755	(3,8)%
Créditos por ventas	108.059	114.696	(5,8)%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	44.510	40.946	8,7%
Efectivo y equivalentes de efectivo	170.096	245.869	(30,8)%
Total del activo corriente	364.774	445.266	(18,1)%
TOTAL DEL ACTIVO	2.130.203	2.059.840	3,4%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	100.083	140.692	(28,9)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	742.211	620.953	19,5%
TOTAL DEL PATRIMONIO	842.294	761.645	10,6%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	1.578	982	60,7%
Pasivos por impuesto diferido, netos	122.948	95.122	29,3%
Pasivos por arrendamientos	10.258	12.177	(15,8)%
Préstamos	700.245	848.554	(17,5)%
Otros pasivos financieros	71	174	(59,2)%
Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición	-	14.086	(100,0)%
Total del pasivo no corriente	835.100	971.095	(14,0)%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	1.577	1.309	20,6%
Impuesto a las ganancias a pagar	5.555	-	
Remuneraciones y cargas sociales	5.451	4.473	21,9%
Pasivos por arrendamientos	2.712	3.392	(20,0)%
Préstamos	345.397	163.409	111,4%
Otros pasivos financieros	902	164	450,0%
Cuentas por pagar	91.215	154.353	(40,9)%
Total del pasivo corriente	452.809	327.100	38,4%
TOTAL DEL PASIVO	1.287.909	1.298.195	(0,8)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.130.203	2.059.840	3,4%

1. 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; 31.12.2020: 84,1 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
Ingresos	86.372	87.795	(1,6)%	301.481	333.144	(9,5)%
Costos de producción	(40.584)	(42.305)	(4,1)%	(140.772)	(158.005)	(10,9)%
Resultado bruto	45.788	45.490	0,7%	160.709	175.139	(8,2)%
Gastos de administración y comercialización	(7.642)	(5.712)	33,7%	(29.960)	(27.764)	7,9%
Regulación de acreencias	-	10.309	(100,0)%	-	10.309	(100,0)%
Otros resultados operativos, netos	23.697	2.083	1037,6%	26.376	3.218	719,6%
Resultado operativo	61.843	52.170	18,5%	157.125	160.902	(2,3)%
Resultado por participación en negocios conjuntos	1.893	8.288	(77,2)%	4.877	15.080	(67,7)%
Resultados financieros, netos	(23.111)	(20.512)	12,7%	(25.017)	(40.687)	(38,5)%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	40.625	39.946	1,7%	136.985	135.295	1,2%
Impuesto a las ganancias	(16.813)	(5.135)	227,4%	(53.532)	(47.955)	11,6%
Resultado neto del período	23.812	34.811	(31,6)%	83.453	87.340	(4,4)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	4T20	4T19	Var. a/a	12M20	12M19	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período/ejercicio	23.812	34.811	(31,6)%	83.453	87.340	(4,4)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	(1.893)	(8.288)	(77,2)%	(4.877)	(15.080)	(67,7)%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	20.822	15.061	38,3%	65.223	57.546	13,3%
Depreciación de activos por derecho de uso	1.121	235	377,0%	1.973	1.533	28,7%
Baja de propiedades, planta y equipo	93	1.420	(93,5)%	1.735	3.625	(52,1)%
Dividendos cobrados	-	-	n.a	5.550	-	n.a.
Resultados financieros, netos	23.111	20.511	12,7%	25.017	40.686	(38,5)%
Movimiento de provisiones del pasivo	617	(75)	n.a.	973	112	768,8%
Cargo por impuesto a las ganancias	16.813	5.815	189,1%	55.323	48.635	13,8%
Aumento provisión para deudores de dudoso cobro	-	-	n.a	-	1.246	(100,0)%
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	-	(681)	100,0%	(1.790)	(681)	162,8%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(11.622)	(27.606)	(57,9)%	(4.780)	(23.178)	(79,4)%
Otros créditos	(17.626)	(27.862)	(36,7)%	(27.417)	(34.341)	(20,2)%
Cuentas por pagar	(26.361)	14.749	n.a.	(36.479)	(18.315)	99,2%
Remuneraciones y cargas sociales	1.108	(1.192)	n.a.	2.307	2.559	(9,8)%
Cargas fiscales	2.982	85	3408,2%	7.007	(3.098)	n.a.
Activos y pasivos mantenidos para la venta	(6.207)	(7.254)	(14,4)%	(9.854)	(7.254)	35,8%
Intereses cobrados por remuneración adicional indirecta y a los mantenimientos no recurrentes	-	-	n.a	-	13.299	(100,0)%
Pagos de impuesto a las ganancias	-	-	n.a	-	(3.068)	100,0%
Intereses cobrados	10.577	6.659	58,8%	10.577	6.659	58,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	37.349	26.388	41,5%	173.941	158.222	9,9%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(29.215)	(106.302)	(72,5)%	(174.887)	(392.136)	(55,4)%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	(68.272)	100,0%	(23.709)	(68.272)	(65,3)%
Adquisición de participación en otras sociedades	-	-	n.a	-	(2.001)	100,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	3.808	1.263	201,5%	(26.998)	(31.482)	(14,2)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a	(561)	-	n.a.
Adquisición de activos financieros	-	(103.221)	100,0%	(114.766)	(103.221)	11,2%
Liquidación de activos financieros	-	127.266	(100,0)%	166.447	127.266	30,8%
Intereses cobrados	(4.875)	-	n.a.	908	-	n.a.
Equivalente de efectivo restringidos	6	(160)	n.a.	(3.243)	(1.406)	130,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(30.276)	(149.426)	(79,7)%	(176.809)	(471.252)	(62,5)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	48.417	(56)	n.a.	143.497	460.126	(68,8)%
Préstamos obtenidos de activos mantenidos para la venta	-	-	n.a	54.562	-	n.a.
Aportes de capital e Integración de prima de emisión	-	-	n.a	-	145.365	(100,0)%
Cancelación de préstamos	(33.645)	(20.695)	62,6%	(169.224)	(181.987)	(7,0)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(742)	(679)	9,3%	(1.990)	(2.578)	(22,8)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(8.153)	(14.412)	(43,4)%	(83.198)	(56.034)	48,5%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	5.877	(35.842)	n.a.	(56.353)	364.892	n.a.
(Disminución) Aumento neto del efectivo	12.950	(158.880)	n.a.	(59.217)	51.861	n.a.
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	(6.396)	7.116	n.a.	(12.565)	69.345	n.a.
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	(275)	100,0%	(3.991)	(373)	970,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio/período ²	163.542	397.908	(58,9)%	245.869	125.036	96,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período²	170.096	245.869	(30,8)%	170.096	245.869	(30,8)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 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: 31.12.18: 37,6 ARS/USD; 30.09.19: 57,5 ARS/USD 31.12.19: 59,8; 30.09.20: 76,1 ARS/USD; 31.12.20: 84,1 ARS/USD.

YPF
LUZ

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