

YPF
LUZ



Anuncio de Resultados
3° Trimestre 2020

Call de Resultados 3T20

Conference Call

10 de noviembre de 2020

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/35Eb4e7>

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 140,5 millones en el período de nueve meses de 2020

Buenos Aires, 9 de noviembre de 2020 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados del tercer trimestre de 2020.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo¹ (cifras no auditadas)

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--------------------------------------|--------|--------|----------|---------|---------|----------|
| Ingresos (k USD) ² | 72.748 | 86.693 | (16,1)% | 215.109 | 245.349 | (12,3)% |
| EBITDA ajustado (k USD) ³ | 48.646 | 50.629 | (3,9)% | 143.519 | 159.307 | (9,9)% |
| EBITDA (k USD) | 46.730 | 49.850 | (6,3)% | 140.535 | 152.515 | (7,9)% |
| Margen EBITDA (%) | 64,2% | 57,5% | 11,7% | 65,3% | 62,2% | 5,1% |
| Resultado del Período (k USD) | 21.870 | -939 | n.a. | 59.641 | 52.529 | 13,5% |
| Inversiones | 27.825 | 73.176 | (62,0)% | 200.187 | 320.580 | (37,6)% |
| Capacidad Instalada EoP (MW) | 1.949 | 1.819 | 7,2% | 1.949 | 1.819 | 7,2% |
| Energía Vendida (GWh) | 1.637 | 1.719 | (4,8)% | 5.263 | 4.929 | 6,8% |
| Energía Térmica | 1.475 | 1.584 | (6,9)% | 4.844 | 4.540 | 6,7% |
| Energía Renovable | 162 | 135 | 20,0% | 419 | 389 | 7,7% |
| Producción de Vapor (k tn.) | 398 | 450 | (11,7)% | 1.253 | 1.153 | 8,6% |
| Disponibilidad Energía Térmica | 87,5% | 84,3% | 3,8% | 87,1% | 89,6% | (2,8)% |
| Factor de Carga Energía Renovable | 62,9% | 63,3% | (0,6)% | 61,1% | 60,8% | 0,5% |

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; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD.

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

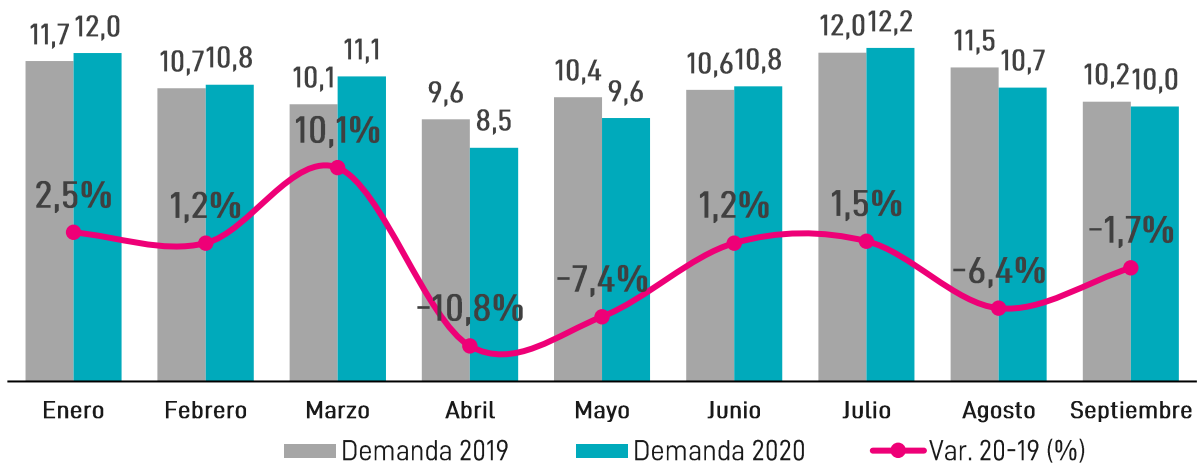
3. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 5 del reporte.

- Las ventas fueron de USD 215,1 millones en 9M20, 12,3% menor que en 9M19.
- La venta total de energía fue 5.263 GWh, 6,8% mayor que en 9M19.
- En 9M20 el EBITDA alcanzó USD 140,5 millones, 7,9% menor que en 9M19.
- La venta de vapor durante 9M20 aumentó 8,6% comparado con el año anterior, alcanzando las 1.253 mil toneladas.
- El factor de carga de energía renovable fue 61,1% durante 9M20, 0,5% más que en el año anterior.
- El Parque Eólico Los Teros I (123 MW) comenzó a operar aumentando la capacidad instalada de la compañía en 6,8% comparado al año anterior.
- Durante el mes de octubre de 2020 comenzaron a operar la Turbina de Vapor que cierra el ciclo combinado con la Turbina de Gas existente de la Central Térmica El Bracho y la Central Térmica La Plata Cogeneración II, sumando 199 MW y 89 MW, respectivamente.

Situación del Mercado Eléctrico Argentino¹

Durante los 9M20 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 95.844 GWh. Esto significó una disminución de 1% respecto del mismo período de 2019 (96.805 GWh). El tercer trimestre mostró una caída del 2,2% respecto al mismo período de 2019 como consecuencia del distanciamiento y aislamiento social preventivo obligatorio que impactó principalmente sobre la actividad industrial y comercial del país. Salvo los meses de junio y julio donde, por temperaturas menores a las presentadas en el mismo mes de 2019, el aumento en la demanda residencial compensó la caída de la demanda industrial y comercial, presentando un crecimiento interanual del 1,2% y 1,5% respectivamente.

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 84% del total, creció un 0,7% en el 3T20 respecto al 3T19 (+1,8% en 9M20 vs. 9M19). Esto se explica principalmente por el crecimiento de la demanda residencial que creció 7,8% en 3T20 y 9,4% en 9M20 comparado con el mismo periodo del año anterior. Las temperaturas medias mensuales registradas fueron superiores a 2019 durante los meses cálidos y menores durante los meses fríos del año, lo cual, sumado a un mayor nivel de personas en sus hogares debido al aislamiento, resultaron en un incremento del consumo de esta demanda. El aumento de la demanda residencial, que representa un 57% de la demanda de la distribuidora, compensó en gran medida la caída de la demanda comercial e industrial dentro de la distribuidora. Esta última cayó 8,1% en 3T20 y 6,8% en 9M20 respecto a igual período del año anterior.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representan el 15,8% del total, registraron una caída del 15,3% en su consumo en 3T20 comparado con 3T19 como resultado de la contracción de la economía.

Al 30 de septiembre de 2020 Argentina cuenta con una potencia instalada de 41.164 MW, lo cual representó un aumento de 3,9% o 1.560 MW comparado con el año anterior. El 60,3% corresponde a fuentes de origen térmico, 26,3% a centrales hidroeléctricas, 9,1% a las energías renovables no convencionales y 4,3% a las centrales nucleares.

Durante el año 2020 se incorporaron al sistema 1.527 MW de los cuales 1.186 MW fueron de fuentes renovables (825 MW eólicos, 312 MW solar, 8 MW de hidro renovable y 41 MW de biogás) correspondientes a proyectos 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 341 MW de centrales convencionales, de los cuales 22 MW

¹ Fuente: Cammesa.

corresponden a una repotenciación de la Central Hidroeléctrica Futaleufú, y 319 MW a centrales térmicas, en su mayoría adjudicadas mediante la Resolución N°287/2017.

La generación en 9M20 creció 0,6% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 99.042 GWh. Esto no acompaña la leve caída en la demanda, principalmente debido a un incremento en las exportaciones y disminución de las importaciones respecto al 2019. Durante 3T20 la generación fue de 33.516 GWh, 2,9% menor comparado con 3T19.

La generación térmica y la hidroeléctrica fueron las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda tanto en lo que va del año como en el tercer trimestre. No obstante, la generación hidroeléctrica se redujo 15% durante 9M20 principalmente explicado por los bajos caudales de los ríos Uruguay y Paraná, que afectaron la generación de las centrales binacionales Salto Grande y Yacyretá que se redujeron 19% y 38% respectivamente, comparado con 9M19.

La energía nuclear representó el 8,0% de la generación de 9M20 y las ERNC un 8,8%. Estas últimas mostraron un crecimiento del 74% respecto del mismo período del año anterior. La penetración de energías renovables para el tercer trimestre del año alcanzó el 10% en promedio. Cabe destacar que, en los meses de agosto y septiembre se alcanzó los máximos de participación histórica de las ERNC en la matriz de generación eléctrica del 10,8% y 11,3% respectivamente.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (75,5%), seguido por hidro renovable (9,9%), solar (8,9%) y biocombustibles (5,6%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de 49% para el eólico, 26% para las hidroeléctricas renovables, 25% para el solar y 64% los biocombustibles.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando un 89,8% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante 9M20. El consumo alcanzó los 11.780 MMm³ o 43,0 MMm³/d representando una caída de 9% respecto al mismo período del año anterior.

Durante 9M20, la oferta de energía se completó con cerca de 1.085 GWh importados de Brasil, Uruguay y Paraguay de origen renovable, hidroeléctrico y térmico. Estos valores corresponden a una disminución del 46% 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, durante 9M20 las exportaciones a Uruguay y Brasil, fueron aproximadamente 4 veces el valor exportado durante el mismo período de 2019.

Como resultado de la operación, durante 9M20 el costo monómico medio de generación alcanzó 59,1 USD/MWh, siendo 12,8% menor que el mismo período del año anterior. En 3T20 el costo medio de generación fue 60,4 USD/MWh lo que representó una caída del 15% respecto al 3T19.

El precio estacional, fijo desde abril 2019 a valores de la Resolución SEE N°14/2019 presentó en 3T20 sus valores mínimos en dólares alcanzado a 25,2 USD/MWh y 28,8 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente. Durante 9M20, estos valores alcanzaron 27,6 USD/MWh para la demanda residencial y 31,4 USD/MWh para el no residencial. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 56% para el trimestre y el promedio de los subsidios a la demanda estacional durante los 9M20 fue del 51%.

En el caso de los GUDI, el precio fue aproximadamente 39,7 USD/MWh, lo que representó un subsidio aproximado del 24% en 9M20y 32% durante 3T20.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) representó un 48% del costo del sistema en 9M20 y 54% durante 3T20.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

| (En miles de USD) | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| El Bracho TG | 15.728 | 15.350 | 2,5% | 44.845 | 45.857 | (2,2)% |
| Complejo Tucumán | 11.110 | 16.438 | (32,4)% | 38.796 | 52.103 | (25,5)% |
| La Plata Cogeneración | 3.198 | 6.850 | (53,3)% | 11.867 | 14.371 | (17,4)% |
| Loma Campana I | 3.408 | 2.419 | 40,9% | 9.611 | 9.983 | (3,7)% |
| Loma Campana II | 8.464 | 4.730 | 78,9% | 24.217 | 20.148 | 20,2% |
| Loma Campana Este | 166 | 506 | (67,2)% | 670 | 1.652 | (59,4)% |
| PE Manantiales Behr | 7.783 | 8.170 | (4,7)% | 22.748 | 22.334 | 1,9% |
| PE Los Teros I | 1.566 | - | n.a. | 1.566 | - | n.a. |
| Subtotal | 51.423 | 54.463 | (5,6)% | 154.320 | 166.448 | (7,3)% |
| Corporación y eliminaciones ² | (4.693) | (4.613) | 1,7% | (13.785) | (13.933) | (1,1)% |
| Total | 46.730 | 49.850 | (6,3)% | 140.535 | 152.515 | (7,9)% |

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

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 215,1 millones durante 9M20, disminuyendo 12,3% comparado con 9M19. Esto se explica por: (i) el impacto que la resolución N°70/2018 tuvo en los 9M19, 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 9M20 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 compensado con mayores ingresos por disponibilidad de Loma Campana II durante el 3T20.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones), se registró una disminución del 17,8% en los 9M20 comparado con los 9M19, 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, junto con la baja en los costos de transporte de combustible, dado que las tarifas se encuentran congeladas desde abril 2019, lo cual fue parcialmente compensado por el aumento en contratación de servicios de terceros.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 140,5 millones en los 9M20, 7,9% menor que en los 9M19.

Loma Campana II tuvo un aumento del EBITDA del 20,2% en 9M20 comparado con el mismo período del año anterior explicado principalmente por mayores ingresos por potencia gracias al aumento de la disponibilidad de la planta principalmente en el 2T20 y 3T20, sumado a un mayor despacho de energía y un reconocimiento de una multa proveniente de la garantía del contrato del proveedor de las turbinas durante el 1T20.

En el caso de Loma Campana I su EBITDA disminuyó 3,7% en 9M20 principalmente explicado por la falla del supercore en el segundo trimestre 2020, que mantuvo a la planta fuera de servicio, impactando de forma directa en las ventas de la central. Esto fue parcialmente compensado por el reconocimiento de una multa proveniente de la garantía del contrato del proveedor de las turbinas durante el 1T20. A su vez, en el 3T20 el EBITDA de la planta aumentó 40,9% explicado por un aumento de la energía vendida.

El parque eólico Manantiales Behr registró un EBITDA de USD 22,7 millones durante 9M20, 1,9% mayor que el año anterior. El EBITDA del 3T20 disminuyó 4,7% comparado al del 3T19 principalmente debido a que el factor de capacidad en dicho trimestre fue superior al de este año como consecuencia del congelamiento de palas y de algunas restricciones de transporte durante el mes de julio.

La central térmica El Bracho disminuyó su EBITDA 2,2% durante los 9M20 comparado con los 9M19 a un leve incremento en los costos operativos por mantenimiento y compra de repuestos.

La Plata Cogeneración tuvo una disminución del EBITDA del 17,4% durante los 9M20 comparado con los 9M19 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.

El Complejo Tucumán vio disminuido su EBITDA 25,5% en 9M20 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 sumado a una menor disponibilidad de la planta, por el mantenimiento mayor efectuado a principios de año, parcialmente compensado por una mayor venta de energía.

Loma Campana Este redujo su EBITDA 60,7% en los 9M20 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)

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|---|--------|--------|----------|---------|---------|----------|
| EBITDA | 46.730 | 49.850 | (6,3)% | 140.535 | 152.515 | (7,9)% |
| Resultado por participación en negocios conjuntos | 1.916 | 779 | 146,0% | 2.984 | 6.792 | (56,1)% |
| EBITDA ajustado | 48.646 | 50.629 | (3,9)% | 143.519 | 159.307 | (9,9)% |

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

Operaciones y Ventas

En la siguiente tabla se observan las unidades vendidas por Central en GWh, MW-mes y en miles de toneladas de vapor según corresponda:

Datos Operativos (cifras no auditadas)

| | Tipo | Unidad | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--|----------|--------|-------|-------|----------|-------|-------|----------|
| Complejo Tucumán¹ | Potencia | MW-mes | 709 | 709 | 0,0% | 710 | 731 | (2,9)% |
| | Energía | GWh | 876 | 1.049 | (16,5)% | 3.228 | 2.921 | 10,5% |
| El Bracho TG | Potencia | MW-mes | 261 | 256 | 2,2% | 259 | 256 | 1,0% |
| | Energía | GWh | 49 | 34 | 43,2% | 100 | 96 | 4,0% |
| Loma Campana Este | Potencia | MW-mes | 7 | 12 | (38,9)% | 10 | 12 | (13,0)% |
| | Energía | GWh | 10 | 12 | (12,3)% | 31 | 32 | (5,9)% |
| Loma Campana I | Potencia | MW-mes | 70 | 57 | 22,4% | 63 | 81 | (21,8)% |
| | Energía | GWh | 155 | 122 | 27,1% | 411 | 494 | (16,9)% |
| Loma Campana II | Potencia | MW-mes | 105 | 69 | 53,5% | 104 | 89 | 17,6% |
| | Energía | GWh | 170 | 135 | 25,4% | 413 | 404 | 2,2% |
| La Plata Cogeneración¹ | Potencia | MW-mes | 104 | 112 | (7,7)% | 107 | 97 | 10,2% |
| | Energía | GWh | 215 | 232 | (7,3)% | 661 | 593 | 11,5% |
| | Vapor | k Tn | 398 | 450 | (11,7)% | 1.253 | 1.153 | 8,6% |
| Parque Eólico Manantiales Behr | Energía | GWh | 133 | 135 | (1,9)% | 390 | 389 | 0,2% |
| Parque Eólico Los Teros I | Energía | GWh | 29 | - | n.a. | 29 | - | n.a. |
| Total | Potencia | MW-mes | 1.256 | 1.215 | 3,4% | 1.253 | 1.266 | (1,0)% |
| | Energía | GWh | 1.637 | 1.719 | (4,8)% | 5.263 | 4.929 | 6,8% |
| | Vapor | k Tn | 398 | 450 | (11,7)% | 1.253 | 1.153 | 8,6% |
| Central Dock Sud¹ | Potencia | MW-mes | 743 | 807 | (7,9)% | 607 | 536 | 13,4% |
| | Energía | GWh | 1.200 | 1.421 | (15,5)% | 3.073 | 2.762 | 11,3% |

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) | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--------------------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| CAMMESA Res. N°1/19 - 31/20 | 16.710 | 25.559 | (34,6)% | 57.815 | 70.335 | (17,8)% |
| Ingreso por combustible y transporte | 6.963 | 13.032 | (46,6)% | 17.838 | 35.752 | (50,1)% |
| PPA con CAMMESA Res. N°21/16 | 27.201 | 25.161 | 8,1% | 79.723 | 77.285 | 3,2% |
| PPA con YPF S.A. | 17.367 | 19.870 | (12,6)% | 49.271 | 54.237 | (9,2)% |
| PPA con otros privados | 3.192 | 2.556 | 24,9% | 7.695 | 7.224 | 6,5% |
| Subtotal | 71.433 | 86.178 | (17,1)% | 212.342 | 244.833 | (13,3)% |
| Otros ingresos por servicios | 1.313 | 515 | 155,0% | 2.767 | 515 | 437,1% |
| Total | 72.746 | 86.693 | (16,1)% | 215.109 | 245.348 | (12,3)% |

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

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

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| CAMMESA Res. N°1/19 - 31/20 | 23,0% | 29,5% | (22,1)% | 26,9% | 28,7% | (6,2)% |
| Ingreso por combustible y transporte | 9,6% | 15,0% | (36,3)% | 8,3% | 14,6% | (43,1)% |
| PPA con CAMMESA Res. N°21/16 | 37,4% | 29,0% | 28,8% | 37,1% | 31,5% | 17,7% |
| PPA con YPF S.A. | 23,9% | 22,9% | 4,2% | 22,9% | 22,1% | 3,6% |
| PPA con otros privados | 4,4% | 2,9% | 48,8% | 3,6% | 2,9% | 21,5% |
| Subtotal | 98,2% | 99,4% | (1,2)% | 98,7% | 99,8% | (1,1)% |
| Otros ingresos por servicios | 1,8% | 0,6% | 203,8% | 1,3% | 0,2% | 512,6% |
| 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)

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| Complejo Tucumán ³ | 85,6% | 85,5% | 0,0% | 85,6% | 88,2% | (2,9)% |
| El Bracho TG | 100,0% | 97,8% | 2,2% | 99,1% | 98,1% | 1,0% |
| Loma Campana Este | 100,0% | 100,0% | - | 100,0% | 100,0% | - |
| Loma Campana I | 66,6% | 54,4% | 22,4% | 60,2% | 76,9% | (21,8)% |
| Loma Campana II | 100,0% | 65,1% | 53,5% | 99,3% | 84,4% | 17,6% |
| La Plata Cogeneración I ³ | 81,1% | 87,8% | (7,7)% | 83,6% | 75,9% | 10,2% |
| Total² | 87,5% | 84,3% | 3,8% | 87,1% | 89,6% | (2,8)% |
| Central Dock Sud ³ | 85,5% | 92,8% | (7,9)% | 69,9% | 61,6% | 13,4% |

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

2. Ponderado por la capacidad contratada total exceptuando CDS por su participación del 30,76%, PEMB y PELT I.

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a | |
|--------------------------------|--------------------------|-------|----------|--------|-------|----------|--------|
| Parque Eólico Manantiales Behr | Factor de carga | 62,9% | 63,3% | (0,6)% | 61,1% | 60,8% | 0,5% |
| | Factor de disponibilidad | 93,0% | 100,0% | (7,0)% | 96,8% | 99,6% | (2,8)% |


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)

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--|------|------|----------|-------|------|----------|
| Capacidad instalada total en el MATER (MW) | 751 | 313 | 139,9% | 751 | 313 | 139,9% |
| Energía vendida total en el MATER (GWh) | 675 | 398 | 69,6% | 1.736 | 872 | 99,1% |
| Cuota de mercado de la capacidad instalada (%) | 29% | 32% | (9,4)% | 29% | 32% | (9,4)% |
| Cuota de mercado de la energía vendida (%) | 23% | 34% | (32,4)% | 24% | 45% | (46,7)% |

La disponibilidad comercial contratada de generación térmica en los 9M20 para toda la compañía alcanzó 87,1%, 2,8% menor que en los 9M19.



El Complejo de Generación Tucumán experimentó una baja en la disponibilidad comercial del 2,9% en 9M20 contra 9M19 afectado principalmente por el mantenimiento de la TG N°2 en la Central de San Miguel durante el primer trimestre del año. Esto se vio compensado por la mejora en la disponibilidad del CC N°2 de San Miguel a partir del segundo trimestre, al tener menos días de mantenimiento y fallas intempestivas. A pesar de la disminución en la disponibilidad comercial durante 9M20, la energía vendida aumentó 10,5% debido 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 del 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. Por otro lado, durante 3T20 el Complejo Térmico disminuyó el despacho de energía 16,5% comparado con el mismo período del año anterior, explicado principalmente a la menor disponibilidad de gas para generación eléctrica en el norte del país.

La Central Térmica El Bracho tuvo una generación de energía durante 9M20 en línea con el mismo período del año anterior, mientras que su disponibilidad aumentó 1% gracias al incremento de la potencia habilitada.

La Plata Cogeneración tuvo una disponibilidad 10,2% mayor a los 9M19 y al mismo tiempo tuvo un incremento de la energía y el vapor vendidos del 11,5% y 8,6%, respectivamente. Esto se explica principalmente por el mantenimiento programado realizado en los meses de mayo y junio de 2019. En tanto para el 3T20 la disponibilidad y las ventas de energía y vapor fueron menores que en el 3T19 debido a que en el mes de septiembre del 2020, la planta estuvo en mantenimiento por 9 días.

Con respecto a la central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron durante los 9M20 21,8% y 16,9%, respectivamente debido a una falla registrada a mediados de abril que mantuvo a la máquina fuera de servicio hasta mediados de junio. En 3T20 la disponibilidad comercial y la generación aumentaron 22,4% y 27,1%, respectivamente por mayor cantidad de días indisponibles durante 3T19 como consecuencia de salidas forzadas.

Loma Campana II aumentó su disponibilidad comercial en 17,6% durante 9M20 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 9M20 aumentó 2,2% comparado con el año anterior como consecuencia de mayor disponibilidad. Adicionalmente, 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. Finalmente, durante los 9M20 se mantuvo con el 100% de disponibilidad lo que le permitió continuar siendo la planta de generación térmica de mayor disponibilidad de la compañía.

Loma Campana Este mantuvo su disponibilidad comercial en línea con el año anterior. La energía vendida disminuyó 5,9% durante los 9M20, principalmente como consecuencia de una menor demanda de YPF.

Para el caso del Parque Eólico Manantiales Behr se registró durante los 9M20 un 61,1% de factor de capacidad, en línea con el año anterior. Por otro lado, la participación en el MATER sobre la capacidad instalada alcanzó un 29%, disminuyendo un 9,4% año contra año, debido a la entrada de nuevos proyectos de energías renovables en el mercado durante el último año y parcialmente compensado por la entrada en operación del Parque Eólico Los Teros I hacia el final del 3T20. A su vez, la cuota de participación de la energía vendida durante los 9M20 fue del 24%, siendo ésta inferior a la cuota de capacidad instalada debido a que el Parque Eólico Los Teros I solo estuvo operando en los últimos 14 días del período de 9 meses. Una vez que el nuevo parque eólico funcione durante todo un período se podrá observar el aumento en la cuota de mercado en la venta de energía relativa a la cuota de mercado en la capacidad instalada debido al mayor aprovechamiento del recurso natural comparado con el resto de los parques de energías renovables del país.

Central Dock Sud tuvo un aumento en la disponibilidad comercial del 13,4% durante los 9M20 comparado con el año anterior. Ello se debió principalmente al mantenimiento programado durante 2019 tanto del CC N°9 como el CC N°10, seguido de una falla registrada en la TV. A su vez, la energía vendida aumentó 11,3% durante los 9M20 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 7,9% y 15,5%, respectivamente, en el 3T20

comparado el 3T19. Esto se explica por una rotura en la CC N°9 en el mes de julio que la dejó fuera de servicio por 15 días sumado al paro de 4 días de la CC N°10 a causa de una boroscopia.

CAPEX

| Proyectos en construcción | | | | | | | |
|----------------------------------|---------------------------|--------------------------|-------------|----------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Planta | Ubicación | Capacidad Instalada (MW) | Contraparte | Tecnología | Fecha inicio operaciones (COD) | CAPEX estimado (MM USD) | Avance ² (%) |
| Cañadón León ¹ | Provincia de Santa Cruz | 122 | CAMMESA | Eólica | 2T21 | \$ 164 | 65% |
| Manantiales Behr Central Térmica | Provincia de Chubut | 57 | YPF | Moto generador | 1T21 | \$ 63 | 89% |
| Los Teros II | Provincia de Buenos Aires | 52 | MATER | Eólica | 2T21 | \$ 70 | 80% |
| Total | | 231 | | | | \$ 297 | |

1. Programa RenovAr 2.0 adjudicado por 99 MW.

2. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de octubre del 2020.

Durante los meses de septiembre y octubre se culminó la construcción y se obtuvo la habilitación comercial de los proyectos Parque Eólico Los Teros I, el cierre de ciclo combinado del El Bracho y la Central Térmica La Plata Cogeneración II los cuales sumaron 411 MW de capacidad instalada adicional. En el caso de La Plata Cogeneración II se están haciendo los últimos ensayos para la habilitación comercial del suministro de vapor a YPF, estando ya habilitada la generación de energía eléctrica con Gas Natural y Gasoil.

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

El Parque Eólico Cañadón León ya tiene 29 aerogeneradores en sitio, y 21 de ellos montados y todos los equipos recibidos en el parque. Se continúa trabajando en los caminos internos, fundaciones, subestación y tendido de media tensión interno. Cabe mencionar que en este proyecto se modificó el alcance en la construcción de la subestación previsto originalmente, lo que implicará un costo adicional del 4% sobre el costo total del proyecto como consecuencia de lo mayores trabajos a realizarse, lo que también implicó una adecuación en el grado de avance del proyecto total.

En la Central Térmica Manantiales Behr se han finalizado las obras civiles para los edificios de motores, los cuales ya se encuentran posicionados dentro del edificio. Se han comenzado las tareas en todas las salas eléctricas.

En el Parque Eólico Los Teros II se están finalizando los caminos internos, la red de media tensión interna y se encuentra con un 90% de avance de las obras en sitio. Encontrándose en este momento 12 fundaciones de un total de 13.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

| (En miles de USD) | 30.09.2020 | | | 30.06.2020 | | | 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 | 278.211 | 4.645 | 282.856 | 305.084 | 1.601 | 306.685 | (8,8)% | 190,1% | (7,8)% |
| Largo Plazo ³ | 681.153 | 57.441 | 738.594 | 720.007 | 59.470 | 779.477 | (5,4)% | (3,4)% | (5,2)% |
| Deuda Bruta | 959.364 | 62.086 | 1.021.450 | 1.025.091 | 61.071 | 1.086.162 | (6,4)% | 1,7% | (6,0)% |
| Caja y Equivalentes ⁴ | 182.826 | 25.698 | 208.524 | 225.411 | 32.371 | 257.782 | (18,9)% | (20,6)% | (19,1)% |
| Deuda Neta | 776.538 | 36.388 | 812.926 | 799.680 | 28.700 | 828.380 | (2,9)% | 26,8% | (1,9)% |
| Adj. EBITDA LTM ⁵ | 219.238 | (1.169) | 218.069 | 221.104 | (1.052) | 220.052 | (0,8)% | 11,1% | (0,9)% |
| Deuda Neta/EBITDA LTM | 3,54 ⁶ | N/D | 3,73 ^x | 3,62 ⁶ | N/D | 3,76 ^x | (2,1)% | n.a | (1,0)% |

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 30.06.2020: 70,4 ARS/USD; 30.09.2020: 76,1 ARS/USD.

2. Incluye al 30/06/20 USD k 1,277 y al 30/09/20 USD k 1,117 de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 30/06/20 USD k 400 y al 30/09/20 USD k 204 de otros pasivos financieros. Al 30/06/20 USD k 3,465 y 30/09/20 USD k 3,121 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.).

4. Incluye al 30/06/20 USD k 1,577 y al 30/09/20 USD k 472 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: 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.

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

A nivel consolidado, la caja y equivalentes a septiembre de 2020 disminuyó 19,1% comparado con el trimestre anterior. Esto se explica principalmente por la utilización de fondos para la construcción de los proyectos sumado al pago de intereses y amortizaciones de la deuda durante el trimestre.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,62 en 2T20 a 3,54 en 3T20, disminuyendo 2,1%. Esto se debe a que la deuda neta disminuyó como consecuencia de las cancelaciones de deuda registradas en el trimestre compensadas parcialmente por una leve disminución del EBITDA ajustado de los últimos 12 meses.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

En el mes octubre se publicó el segundo Reporte de Sustentabilidad de la compañía, correspondiente a 2019, en el que se reportan 94 indicadores GRI, con foco en 9 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). El reporte cuenta con una verificación analítica de Deloitte. Los invitamos a leerlo en www.ypfluz.com/sustentabilidad

Ambiental

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--|---------|---------|----------|-----------|-----------|----------|
| YPF Luz ERNC (GWh) | 162 | 135 | 19,3% | 419 | 389 | 7,7% |
| ERNC/Total de energía generada ¹ (%) | 9,9% | 7,9% | 25,3% | 8,0% | 7,8% | 1,8% |
| Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ² | 666.635 | 699.214 | (4,7)% | 2.123.067 | 2.029.675 | 4,6% |
| Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³ | 104.104 | 107.418 | (3,1)% | 306.475 | 309.626 | (1,0)% |
| Extracción de agua (ktn) ² | 1.488 | 1.279 | 16,3% | 4.725 | 3.600 | 31,3% |
| Vertido total de efluente líquido (ktn) ² | 119 | 101 | 17,8% | 337 | 320 | 5,5% |
| Residuos (kg) | 38.447 | 44.690 | (14,0)% | 135.101 | 124.520 | 8,5% |

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

| | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|---|--------|-------|----------|--------|--------|----------|
| Horas de formación de empleados | 12.440 | 6.840 | 81,9% | 24.649 | 15.811 | 55,9% |
| Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹ | 0,79 | 0 | n.a. | 0,24 | 0,36 | (33,3)% |
| Horas de voluntariado | 59 | 86 | n.a. | 117 | 86 | 36,0% |

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

Por la situación Covid 19, el Comité de Crisis continuó reuniéndose regularmente, con el objetivo de actualizar protocolos de prevención, implementación de acciones para proteger a las personas y garantizar la continuidad de las operaciones. Se realizaron también 12 simulacros de casos sospechosos en todos los sitios. El Servicio Médico YPF Luz realizó 35 charlas de concientización en todos los activos de la compañía y para fortalecer a nuestros equipos, incrementamos un 82% la formación respecto del mismo período de 2019, ya que intensificamos las capacitaciones durante la pandemia.

Respecto del apoyo a las comunidades, adecuamos nuestro plan de inversión social a las necesidades que surgieron a raíz de la pandemia. En el tercer trimestre realizamos capacitaciones de energías renovables y encuentros virtuales con referentes comunitarios en 5 localidades. Generamos campañas de concientización sobre Covid para las comunidades, y realizamos donaciones de tapabocas, sanitizantes, máscaras faciales y otros materiales para las comunidades, y tests de PCR y kits sanitarios a hospitales de las provincias de Chubut, Santa Cruz, Neuquén, Buenos Aires y Tucumán.

Gobierno Corporativo

Este trimestre capacitamos al 70% de nuestros empleados en Prevención de Corrupción Nivel 2. Continuamos con la implementación de mejoras sobre el proceso automático de revisión de terceras partes, con para mejorar la trazabilidad e integridad en nuestros procesos. Completamos un hito clave al brindar sesiones de capacitación de cumplimiento a nuestros proveedores críticos con foco en el Código de Conducta de YPF Luz y Anticorrupción, llegando a capacitar al 90% de proveedores comprometidos. Completamos la creación de la Matriz de Riesgos de la Compañía, incluyendo controles asociados, y esperamos implementarla a fin de este año.

Hechos Relevantes del Período y Posteriores

Hechos Relevantes del Período

Renuncia y designación de directores

Con fecha 2 de julio de 2020, se ha llevado a cabo una Asamblea Especial de Accionistas "Clase B" mediante la cual se aceptó la renuncia del señor Hussain Shalchi a su cargo de director titular de la Compañía, y se ha designado al señor Tyson Rory Yates en reemplazo del director saliente.

Habilitación comercial del Parque Eólico Los Teros I

Con fecha 17 de septiembre de 2020, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) otorgó la habilitación comercial (COD) de 99,58 MW correspondientes a 26 aerogeneradores del Parque Eólico Los Teros I el cual se encuentra ubicado próximo a la ciudad de Azul en la Provincia de Buenos Aires. Asimismo, el restante de capacidad instalada obtuvo habilitación comercial en su totalidad el día 2 de octubre, de modo de alcanzar una potencia total de 123 MW, una vez culminadas las pruebas técnicas.

Hechos Relevantes Posteriores

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.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

| (En miles de USD) | 30.09.2020 | 31.12.2019 | Var. a/a |
|--|------------------|------------------|----------------|
| ACTIVO | | | |
| Activo no corriente | | | |
| Propiedades, planta y equipo | 1.595.312 | 1.371.798 | 16,3% |
| Activos intangibles | 5.235 | 5.235 | - |
| Activos por derecho de uso | 11.679 | 12.529 | (6,8)% |
| Inversiones en asociadas y negocios conjuntos | 60.223 | 67.978 | (11,4)% |
| Otros créditos | 44.671 | 25.622 | 74,3% |
| Activos por impuesto diferido | 2.484 | - | n.a. |
| Activos mantenidos para su disposición | - | 126.117 | (100,0)% |
| Total del activo no corriente | 1.719.604 | 1.609.279 | 6,9% |
| Activo corriente | | | |
| Otros créditos | 38.960 | 43.755 | (11,0)% |
| Créditos por ventas | 99.563 | 114.696 | (13,2)% |
| Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos | 44.510 | 40.946 | 8,7% |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 163.542 | 245.869 | (33,5)% |
| Total del activo corriente | 346.575 | 445.266 | (22,2)% |
| TOTAL DEL ACTIVO | 2.066.179 | 2.054.545 | 0,6% |
| PATRIMONIO | | | |
| Aportes de los propietarios | 110.568 | 140.692 | (21,4)% |
| Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados | 706.117 | 620.953 | 13,7% |
| TOTAL DEL PATRIMONIO | 816.685 | 761.645 | 7,2% |
| PASIVO | | | |
| Pasivo no corriente | | | |
| Provisiones | 1.093 | 982 | 11,3% |
| Pasivos por impuesto diferido, netos | 113.414 | 95.122 | 19,2% |
| Pasivos por arrendamientos | 6.364 | 7.783 | (18,2)% |
| Préstamos | 735.269 | 848.554 | (13,4)% |
| Otros pasivos financieros | 204 | 174 | 17,2% |
| Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición | - | 14.086 | (100,0)% |
| Total del pasivo no corriente | 856.344 | 966.701 | (11,4)% |
| Pasivo corriente | | | |
| Cargas fiscales | 2.429 | 1.308 | 85,7% |
| Impuesto a las ganancias a pagar | 2.306 | - | |
| Remuneraciones y cargas sociales | 4.854 | 4.473 | 8,5% |
| Pasivos por arrendamientos | 2.330 | 2.491 | (6,5)% |
| Préstamos | 281.739 | 163.409 | 72,4% |
| Otros pasivos financieros | 1.117 | 164 | 581,1% |
| Cuentas por pagar | 98.375 | 154.354 | (36,3)% |
| Total del pasivo corriente | 393.150 | 326.199 | 20,5% |
| TOTAL DEL PASIVO | 1.249.494 | 1.292.900 | (3,4)% |
| TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO | 2.066.179 | 2.054.545 | 0,6% |

1. Los pesos argentinos fueron 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; 30.09.2020: 76,1 ARS/USD.

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

| (En miles de USD) | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|--|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| Ingresos | 72.748 | 86.693 | (16,1)% | 215.109 | 245.349 | (12,3)% |
| Costos de producción | (34.725) | (46.493) | (25,3)% | (100.188) | (115.700) | (13,4)% |
| Resultado bruto | 38.023 | 40.200 | (5,4)% | 114.921 | 129.649 | (11,4)% |
| Gastos de administración y comercialización | (6.361) | (8.585) | (25,9)% | (22.318) | (22.052) | 1,2% |
| Otros resultados operativos, netos | 1 | 64 | (98,4)% | 2.679 | 1.135 | 136,0% |
| Resultado operativo | 31.663 | 31.679 | (0,1)% | 95.282 | 108.732 | (12,4)% |
| Resultado por participación en negocios conjuntos | 1.916 | 779 | 146,0% | 2.984 | 6.792 | (56,1)% |
| Resultados financieros, netos | 2.072 | (1.273) | n.a. | (1.906) | (20.175) | (90,6)% |
| Resultado antes de impuesto a las ganancias | 35.651 | 31.185 | 14,3% | 96.360 | 95.349 | 1,1% |
| Impuesto a las ganancias | (13.781) | (32.124) | (57,1)% | (36.719) | (42.820) | (14,2)% |
| Resultado neto del período | 21.870 | (939) | n.a. | 59.641 | 52.529 | 13,5% |

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; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 ARS/USD.

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

| (En miles de USD) | 3T20 | 3T19 | Var. a/a | 9M20 | 9M19 | Var. a/a |
|---|-----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|----------------|
| ACTIVIDADES OPERATIVAS | | | | | | |
| Resultado neto del período/ejercicio | 21.870 | (939) | n.a. | 59.641 | 52.524 | 13,6% |
| Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones: | | | | | | |
| Resultados por participación en sociedades | (1.916) | (779) | 146,0% | (2.984) | (6.792) | (56,1)% |
| Depreciación de propiedades, planta y equipo | 14.783 | 17.921 | (17,5)% | 44.401 | 42.485 | 4,5% |
| Depreciación de activos por derecho de uso | 284 | 250 | 13,6% | 852 | 1.298 | (34,4)% |
| Baja de propiedades, planta y equipo | 987 | 2.056 | (52,0)% | 1.642 | 2.205 | (25,5)% |
| Dividendos cobrados | - | - | n.a. | 5.550 | - | n.a. |
| Resultados financieros, netos | (2.072) | 1.273 | n.a. | 1.906 | 20.175 | (90,6)% |
| Movimiento de provisiones del pasivo | 224 | 54 | 314,8% | 356 | 187 | 90,4% |
| Cargo por impuesto a las ganancias | 13.781 | 32.124 | (57,1)% | 38.510 | 42.820 | (10,1)% |
| 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 | - | - | n.a. | (1.790) | - | n.a. |
| Cambios en activos y pasivos operativos: | | | | | | |
| Créditos por ventas | (3.559) | (5.598) | (36,4)% | 6.842 | 4.428 | 54,5% |
| Otros créditos | 7.631 | 13.215 | (42,3)% | (9.791) | (6.479) | 51,1% |
| Cuentas por pagar | 93 | (35.307) | n.a. | (10.116) | (33.063) | (69,4)% |
| Remuneraciones y cargas sociales | 1.318 | 3.292 | (60,0)% | 1.199 | 3.751 | (68,0)% |
| Cargas fiscales | 3.134 | 677 | 362,9% | 4.025 | (3.183) | n.a. |
| Activos y pasivos mantenidos para la venta | (4.777) | - | n.a. | (3.647) | - | n.a. |
| Regularización de acreencias | - | 13.299 | - | - | 13.299 | - |
| Pagos de impuesto a las ganancias | - | (542) | 100,0% | - | (3.068) | 100,0% |
| Flujo neto de efectivo de las actividades operativas | 51.781 | 40.996 | 26,3% | 136.596 | 131.833 | 3,6% |
| ACTIVIDADES DE INVERSIÓN | | | | | | |
| Adquisiciones de propiedades, planta y equipo | (27.708) | (62.706) | (55,8)% | (145.672) | (285.834) | (49,0)% |
| Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta | - | - | n.a. | (23.709) | - | n.a. |
| Adquisición de participación en otras sociedades | - | (786) | 100,0% | - | (2.001) | 100,0% |
| Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo | (117) | (9.684) | (98,8)% | (30.806) | (32.745) | (5,9)% |
| Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta | - | - | n.a. | (561) | - | n.a. |
| Adquisición de activos financieros | (31.525) | - | n.a. | (114.766) | - | n.a. |
| Liquidación de activos financieros | 51.109 | - | n.a. | 166.447 | - | n.a. |
| Intereses cobrados | 2.499 | - | n.a. | 5.783 | - | n.a. |
| Equivalente de efectivo restringidos | 5 | (106) | n.a. | (3.249) | (1.246) | 160,8% |
| Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión | (5.737) | (73.282) | (92,2)% | (146.533) | (321.826) | (54,5)% |
| ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN | | | | | | |
| Préstamos obtenidos | (138) | 348.347 | n.a. | 95.080 | 460.182 | (79,3)% |
| 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 | (55.351) | (126.664) | (56,3)% | (135.579) | (161.292) | (15,9)% |
| Pago de pasivos por arrendamientos | (74) | (487) | (84,8)% | (1.248) | (1.899) | (34,3)% |
| Pago de intereses y otros costos financieros | (31.436) | (17.222) | 82,5% | (75.045) | (41.622) | 80,3% |
| Flujo neto efectivo de las actividades de financiación | (86.999) | 203.974 | n.a. | (62.230) | 400.734 | n.a. |
| (Disminución) Aumento neto del efectivo | (40.955) | 171.688 | n.a. | (72.167) | 210.741 | n.a. |
| Efecto traslación sobre los Estados Financieros | (7.198) | 67.454 | n.a. | (6.169) | 62.229 | n.a. |
| Reclasificación a activos mantenidos para su disposición | - | (98) | 100,0% | (3.991) | (98) | 3972,4% |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio/período ² | 211.695 | 158.864 | 33,3% | 245.869 | 125.036 | 96,6% |
| Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período² | 163.542 | 397.908 | (58,9)% | 163.542 | 397.908 | (58,9)% |

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5 ARS/USD; 3T20: 73,2 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; 30.06.19: 42,4 ARS/USD; 30.09.19: 57,5 ARS/USD 31.12.19: 59,8 ARS/USD; 30.06.20: 70,4 ARS/USD; 30.09.20: 76,1 ARS/USD.



YPF
LUZ

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