

YPF
LUZ



Anuncio de Resultados
4° Trimestre 2019

Call de Resultados 4T19

Conference Call
5 de marzo 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) 435-0324

Para participantes que llamen de Argentina:

Tel: +5411 3984-5677

Conference ID:
YPF LUZ

Contacto de Relación con Inversores

Gabriel Ábalos
Gerente de Finanzas

Martín Taraciuk
Relación con Inversores

Email:
Inversores.ypfee@ypf.com

Página Web:
ypfluz.com/inversores

YPF Luz alcanzó un EBITDA Ajustado de USD 219 millones en 2019, 18% más que en 2018.

Buenos Aires, 4 marzo de 2020 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el cuarto trimestre de 2019 terminado el 31 de diciembre de 2019.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo¹ (cifras no auditadas)

	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Ingresos (k USD) ²	87.795	64.114	36,9%	331.627	242.966	36,5%
EBITDA (k USD)	74.776	57.166	30,8%	233.775	284.518	(17,8)%
EBITDA ajustado (k USD) ³	66.488	48.090	38,3%	218.695	185.782	17,7%
Margen EBITDA Ajustado (%)	75,7%	75,0%	1,0%	65,9%	76,5%	(13,8)%
Resultado del Período (k USD)	34.812	72.824	(52,2)%	87.338	165.207	(47,1)%
Inversiones	173.311	80.514	115,3%	493.891	376.636	63,7%
Energía Vendida (GWh)	1.524	1.375	10,8%	6.459	7.386	(12,6)%
Energía Térmica	1.386	1.279	8,3%	5.932	7.240	(18,1)%
Energía Renovable	138	96	44,1%	527	146	261,6%
Producción de Vapor (k tn.)	446	406	9,8%	1.599	1.622	(1,4)%
Disponibilidad Energía Térmica	81,1%	90,2%	(10,1)%	87,6%	87,9%	(0,4)%
Factor de Capacidad Energía Renovable	63,2%	54,5%	16,0%	60,8%	50,3%	20,9%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T18: 19,6 ARS/USD; 2T18: 23,6 ARS/USD; 3T19: 32,0 ARS/USD; 4T18: 37,0 ARS/USD; 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 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 331,6 millones, 36,5% mayor que en el 2018.
- En 2019 el EBITDA ajustado alcanzó USD 218,7 millones, 17,7% más que en 2018.
- La venta de energía renovable fue de 527 GWh, 261,6% mayor que el año anterior.

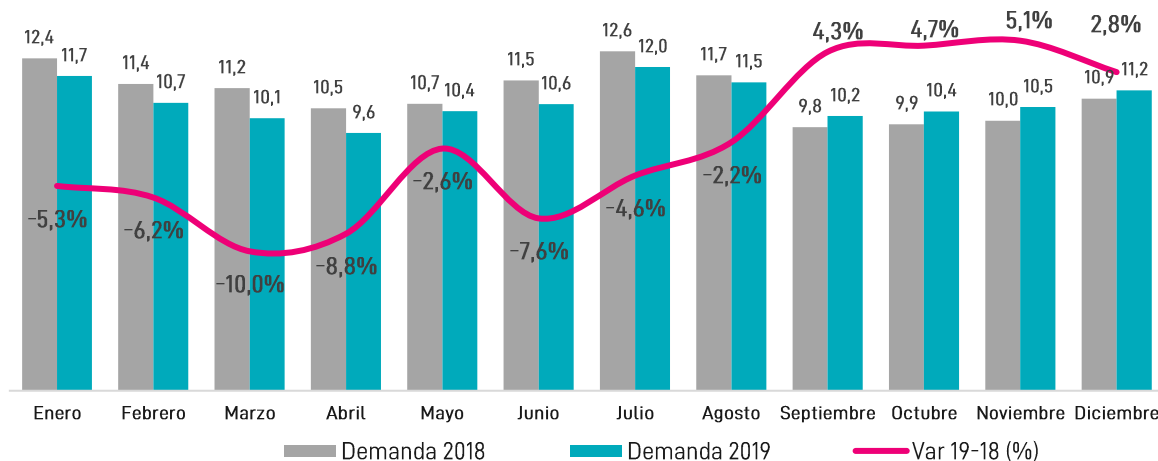
Situación del Mercado Eléctrico Argentino*

Durante el 4T19 el consumo de energía eléctrica (que superó los 32.000 GWh) mostró un incremento de 4,1% respecto del mismo periodo del año 2018 (30.792 GWh).

La demanda de distribución (que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor - GUDIs) creció aproximadamente un 4,1%, principalmente debido al crecimiento de la demanda residencial (+6,2%) dado que las temperaturas medias mensuales registradas fueron, durante 4T19, superiores a los valores observados durante 2018 (además de la media histórica). Mientras que los grandes usuarios del MEM incrementaron su consumo en un 4,2% respecto del mismo período del año anterior.

Este crecimiento se da en un año donde la demanda cayó año contra año de forma consecutiva los primeros 8 meses¹ como consecuencia de un contexto macroeconómico ajustado y temperaturas que se mantuvieron dentro del valores promedio históricos con pocos eventos extremos. Por consiguiente, el 2019² presentó una caída total de 3,1% respecto al 2018 (128.905 GWh y 133.010 GWh, respectivamente).

Demanda de Energía (TWh)



Fuente: CAMMESA

Desde el punto de vista de la oferta, al 31 de diciembre de 2019, Argentina contaba con una potencia instalada de 39.660 MW, 3% (1.122 MW) más que en 2018. El 62% de ésta corresponde a energía térmica, 27% a centrales hidráulicas, 7% a energías renovables no convencionales (ERNC - eólica, solar, mini hidroeléctricas y biocombustibles) y 4% a centrales nucleares.

Durante el 4T19 se incorporaron al sistema 286 MW, principalmente de fuentes renovables (181 MW eólicos, 5,5 MW solares y 3,6 MW de biogás), y 96 MW térmicos. A su vez, se retiraron del sistema 250 MW térmicos que operaban con baja eficiencia.

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación del 4T19 creció 2,9% frente al mismo período de 2018, alcanzando los 32.755 GWh. Pero debido a la caída de los primeros meses del año, la generación anual terminó 4,5% por debajo de 2018.

Durante el último trimestre de 2019, la generación térmica (59%) y la hidráulica (26%) continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda; mientras que la energía nuclear representó el 6,3%.

¹ En total se observaron 12 meses de caída de la demanda consecutiva comenzando en septiembre de 2018.

² Los valores de demanda de 2019 fueron levemente superiores a los observados en 2014 pero menores a todos los años posteriores.

* Fuente: Cammesa.



Este mix de generación se mantuvo relativamente estable durante el año, observándose una leve caída de su participación como consecuencia del crecimiento de la generación a partir de fuentes de energía renovables no convencionales. Estas alcanzaron durante el 4T19 una participación en la matriz del 8% (siendo 6% el promedio del año, la mitad de lo establecido por la regulación vigente³) y mostraron un crecimiento del 100% respecto del 4T18 (en línea con lo esperado).

La generación eólica es la principal fuente de energía renovable del país (66,2%), seguida por la hidro renovable (15,4%), solar (13,0%) y biocombustibles (5,3%). El factor de capacidad promedio del sistema para cada tecnología fue de alrededor de 50% para la eólica, 38% para las hidroeléctricas renovables, 36% para solar y 46% los biocombustibles.

Dada la alta disponibilidad de gas natural en el mercado, éste fue el principal combustible de generación, representando un 97% del total durante el 4T 2019. El consumo alcanzó los 14.327 MMm³ o 47,6 MMm³/d; 7,5% más que el mismo período en 2018. Mientras que el consumo de combustibles líquidos y carbón fue de 1,5 MMm³/d de gas equivalente.

En contraposición debido a la caída en la demanda y el ingreso de proyectos de ERNC, a lo largo del 2019, el promedio de consumo de gas natural (47,1 MMm³/d) fue 4,6% menor respecto a 2018 y el consumo de líquidos y carbón (que promedió los 3,4 MMm³/d) 63,2% menor respecto año anterior.

Durante el 4T19, la oferta de energía se completó con 710 GWh importados de Uruguay y Paraguay de origen renovable y excedentes hidráulico; y se exportaron a Brasil 120 GWh. A lo largo de 2019, se importaron 2.746,3 GWh (7 veces el volumen de 2018) a bajos precios debido principalmente a excedentes renovables e hidráulicos de países vecinos y se exportaron 261 GWh (-7% respecto del año anterior).

En resumen, durante 2019, el sistema estuvo holgado ya que contó con mayor oferta, menor demanda y mayor disponibilidad de gas natural. Esto resultó en: (i) un costo monómico medio de generación⁴ para el 4T19 (que promedió los 62,3 USD/MWh o 3.730 ARS/MWh) 9,8% menor respecto al mismo trimestre del año anterior y (ii) un costo medio anual (66,5 USD/MWh o 3.262 ARS/MWh) 10% menor que en 2018 (73.1 USD/MWh).

El precio estacional, fijo desde abril a valores de la Res. SEE 14/2019 (1.872 AR\$/MWh el residencial y 2.133 ARS/MWh no residencial), se mantiene en los valores mínimos en dólares 33,2 USD/MWh y 39,1 USD/MWh para el trimestre y el año respectivamente. Como consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue de alrededor de 48% y 41% para los períodos antes mencionados. En el caso de los grandes usuarios bajo el distribuidor, el precio fue de aproximadamente 3.022 ARS/MWh (50,4 USD/MWh), lo que representó un subsidio aproximado de 17%, superior al del mismo mes del año anterior (15%).

³ La cuota de energías renovables según la Ley 27.191 para 2019 debería haber sido 12%.

⁴ Sin incluir costos de transporte.

EBITDA

EBITDA Ajustado por activo (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
El Bracho TG ¹	14.354	13.826	3,8%	59.805	48.326	23,8%
Complejo Tucumán	14.939	14.998	(0,4)%	66.504	81.510	(18,4)%
La Plata Cogeneración	6.040	5.988	0,9%	20.370	22.493	(9,4)%
Loma Campana I	4.678	2.538	84,3%	14.659	8.459	73,3%
Loma Campana II ¹	7.776	7.599	2,3%	27.828	24.302	14,5%
Loma Campana Este	119	402	(70,4)%	1.734	1.343	29,2%
PE Manantiales Behr	8.158	5.483	48,8%	30.359	8.213	269,6%
Subtotal	56.064	50.834	10,3%	221.259	194.646	13,7%
Corporación y eliminaciones ²	10.424	(2.744)	n.a.	(2.564)	(8.864)	(71,1)%
Total	66.488	48.090	38,3%	218.695	185.782	17,7%

1. No se incluye el EBITDA ajustado del 1T18 ya que no se consolidaban Y-GEN I e Y-GEN II.

2. Incluye gastos corporativos, acreencia de CAMMESA y seguros.

Las ventas totales de la compañía crecieron 36,5% en 2019 comparado con 2018, alcanzando USD 331,6 millones. Esto se explica principalmente por: (i) el impacto que la resolución 70/18 tuvo en el año 2019, ya que permitió la declaración de combustible propio lo cual implicó que los ingresos provenientes del reconocimiento de combustible se incluyeran dentro del rubro de ventas, parcialmente compensado por la baja en precios por el cambio de la resolución 19/17 a la 1/19; (ii) mayores ventas del parque Manantiales Behr debido a que en la mayor parte del 2018 la capacidad instalada del mismo fue inferior a la de 2019 por estar aún en etapa de construcción, entrando en operación de forma escalonada; (iii) la consolidación de Y-GEN I (Loma Campana I) e Y-GEN II (El Bracho TG) al 100% en todo el 2019 mientras que en 2018 se consolidó a partir del segundo trimestre.

Con respecto a los costos operativos, sacando el efecto de la resolución 70/18, se vieron levemente aumentados principalmente por la entrada en funcionamiento del parque eólico Manantiales Behr, lo que llevó a un aumento en el costo de mantenimiento de equipos y a su vez el aumento del cargo por ingresos brutos, ambos conceptos no fueron incurridos en el año anterior.

En consecuencia, EBITDA ajustado de la compañía alcanzó USD 218,7 millones en 2019, 17,7% mayor que en 2018. El aumento se debió principalmente al aumento de las ventas sumado a un resultado de los intereses por el pago atrasado de acreencias con CAMMESA con relación a la resolución 95/13 por un monto total de USD 10,3 millones sumado al margen que se reconoció en 2019 sobre el gas bajo la resolución 70/18.

El parque eólico Manantiales Behr registró un aumento de USD 22,1 millones o 269,6% como consecuencia del funcionamiento al 100% de su capacidad durante el 2019. Loma campana I tuvo un aumento del EBITDA ajustado del 73,3% como consecuencia de una mayor disponibilidad y generación, aún teniendo algunas pérdidas de producción por fallas, dado que durante el 2018 estuvo la operación restringida por la empresa transportista.

Loma Campana II y El Bracho TG aumentaron su EBITDA ajustado un 14,5% y 23,8%, respectivamente, debido a que la consolidación de sus resultados comenzó a realizarse a partir del segundo trimestre de 2018.

El Complejo Tucumán y La Plata Cogeneración tuvieron una disminución de su EBITDA ajustado del 18,4% y 8,4%, respectivamente. Dicha caída se vio afectada principalmente por el cambio regulatorio de la resolución 1/19 la cual disminuyó los precios un 17%. A su vez, en el caso de Tucumán el despacho se vio afectado negativamente por tener un precio de gas natural de la región norte mayor al del resto del país. Finalmente, ambas plantas se vieron levemente afectadas en su disponibilidad por paradas de mantenimiento programadas.

Reconciliación del EBITDA Ajustado (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
EBITDA	74.776	57.166	30,8%	233.775	285.194	(17,8)%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	8.288	9.076	(8,7)%	15.080	7.828	92,6%
Resultado de remediación de participación preexistente	-	-	n.a.	-	90.908	(100)%
Resultado después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	n.a.	-	677	(100)%
EBITDA ajustado	66.488	48.090	38,3%	218.695	185.782	17,7%

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	4Q19	4Q18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Complejo Tucumán	Potencia	MW-mes	595	731	(18,6)%	716	736	(2,7)%
	Energía	GWh	784	797	(1,7)%	3.710	5.269	(29,6)%
El Bracho TG¹	Potencia	MW-mes	257	258	(0,4)%	256	255	0,5%
	Energía	GWh	41	8	432,7%	137	300	(54,4)%
Loma Camapana Este	Potencia	MW-mes	12	12	3,3%	12	9	27,1%
	Energía	GWh	13	9	45,8%	45	34	34,3%
Loma Campana I	Potencia	MW-mes	101	101	0,4%	86	62	37,5%
	Energía	GWh	221	152	45,4%	715	452	58,1%
Loma Campana II¹	Potencia	MW-mes	105	97	8,1%	93	102	(8,7)%
	Energía	GWh	100	100	(0,1)%	504	321	57,0%
La Plata Cogeneración	Potencia	MW-mes	109	113	(3,2)%	109	112	(2,6)%
	Energía	GWh	227	214	6,1%	820	864	(5,0)%
	Vapor	k Tn	446	406	9,8%	1.599	1.622	(1,4)%
Parque Eólico Manatiales Behr	Energía	GWh	138	96	44,1%	527	146	261,6%
Total	Potencia	MW-mes	1.178	1.310	(10,1)%	1.273	1.277	(0,3)%
	Energía	GWh	1.524	1.375	10,8%	6.459	7.386	(12,6)%
	Vapor	k Tn	446	406	9,8%	1.599	1.622	(1,4)%
Central Dock Sud	Potencia	MW-mes	783	449	74,4%	597	545	9,5%
	Energía	GWh	1.479	819	80,6%	4.241	3.950	7,4%

1. No se incluyen las ventas por energía o por potencia del 1T18 ya que Y-GEN I e Y-GEN II no se consolidaban.

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

Desglose de Ventas por Contraparte ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
CAMMESA Res. N°1/19	16.130	23.787	(32,2)%	86.449	117.700	(26,6)%
CAMMESA Res. SGE 70/18 ²	22.868	-	n.a.	57.377	-	n.a.
PPA con CAMMESA Res. N°21/16	26.209	25.963	0,9%	103.492	84.979	21,8%
PPA con YPF S.A.	19.761	12.861	53,6%	73.739	35.875	105,5%
PPA con otros privados	2.327	1.503	54,8%	9.554	3.356	184,7%
Subtotal	87.294	64.114	36,2%	330.611	241.909	36,7%
Otros ingresos por servicios	501	-	n.a.	1.016	1.057	(3,9)%
Total	87.795	64.114	36,9%	331.627	242.966	36,5%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio del Banco Nación Argentino: 1T18: 19,6 ARS/USD; 2T18: 23,6 ARS/USD; 3T19: 32,0 ARS/USD; 4T18: 37,0 ARS/USD; 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD.

2. Corresponde a los reconocimientos de gas para la energía base.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
CAMMESA Res. N°1/19	18,4%	37,1%	(50,5)%	26,1%	48,4%	(46,2)%
CAMMESA Res. SGE 70/18	26,0%	-	n.a.	17,3%	-	n.a.
PPA con CAMMESA Res. N°21/16	29,9%	40,5%	(26,3)%	31,2%	35,0%	(10,8)%
PPA con YPF S.A.	22,5%	20,1%	12,2%	22,2%	14,8%	50,6%
PPA con otros privados	2,7%	2,3%	13,0%	2,9%	1,4%	108,6%
Subtotal	99,4%	100,0%	(0,6)%	99,7%	99,6%	0,1%
Otros ingresos por servicios	0,6%	-	n.a.	0,3%	0,4%	(29,6)%
Total	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%

1. Incluye el efecto en la ponderación de la Resolución 70/18

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

Factor de Disponibilidad Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)						
	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Complejo Tucumán	71,7%	88,1%	(18,6)%	86,4%	88,8%	(2,7)%
El Bracho TG ^{2,3}	96,3%	96,7%	(0,4)%	96,1%	95,7%	0,4%
Loma Campana Este	70,8%	68,5%	3,3%	70,8%	55,7%	27,1%
Loma Campana I	96,2%	95,9%	0,4%	81,8%	59,5%	37,5%
Loma Campana II ²	98,0%	90,6%	8,1%	86,8%	95,1%	(8,8)%
La Plata Cogeneración I (LPC I) ⁴	85,1%	87,9%	(3,2)%	85,3%	87,6%	(2,6)%
Total	81,1%	90,2%	(10,1)%	87,6%	87,9%	(0,4)%
Central Dock Sud	90,0%	51,60%	74,4%	68,7%	62,6%	9,7%

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

2. No se tiene en cuenta la disponibilidad del 1T18 ya que no se consolidaban Y-GEN I e Y-GEN II.

3. Empezó a operar el 27/01/2018.

4. Adquirimos la planta generadora LPC I de Central Puerto SA. en febrero de 2018, que tomó efecto el 05/01/2018. LPC I también vendió 1,62 millones de toneladas de vapor hasta en el año 2018 y 1,60 millones en 2019.



Factor de Carga y Disponibilidad Energía Renovable (%) (cifras no auditadas)

		4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr ¹	Factor de carga	63,2%	54,5%	16,0%	60,8%	50,3%	20,9%
	Factor de disponibilidad ²	98,5%	88,8%	10,9%	99,2%	87,5%	13,4%

1. Empezó a operar el 25/07/2018 y estuvo operando a toda capacidad el 22/12/2018.

2. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad instalada.

La disponibilidad registrada de generación térmica en 2019 para toda la compañía estuvo en línea con la 2018, alcanzando una disponibilidad del 87,6%. A su vez, esta disponibilidad comercial de la compañía estuvo 7% por encima del promedio del mercado, siendo éste del 80,6% para 2019.

El Complejo de Generación Tucumán experimentó una baja en la disponibilidad comercial del 2,7% año contra año afectado principalmente por un mantenimiento programado durante el último trimestre del 2019 en la Central de San Miguel.

La central El Bracho tuvo una disponibilidad similar a la del 2018, siendo esta la planta térmica de mayor disponibilidad promedio de la compañía.

La Plata Cogeneración tuvo una disponibilidad 2,6% menor en 2019 respecto del año anterior, alcanzando una disponibilidad comercial del 85,3%. Esta disminución se explica porque en 2019 se realizaron los mantenimientos programados que no se realizaron en el año 2018.

Con respecto a la central Loma Campana I, se registró un incremento durante 2019 del 37,5%. Esto se debe principalmente a que las restricciones de transporte eléctrico existentes durante 2018 fueron solucionadas y permitió que pudiera despachar más energía. En cambio Loma Campana II disminuyó su disponibilidad en 8,8% fundamentalmente por padecer mayores fallas mecánicas en su turbina que en el 2018.

Loma Campana Este incrementó 14,4% su disponibilidad comercial durante el 2019, como consecuencia de que el contrato de venta de energía a YPF S.A. preveía entradas escalonadas de la potencia contratada hasta llegar al máximo a fin de 2018.

Para el caso del parque eólico Manantiales Behr se registraron en promedio en el año 60,8% de factor de capacidad superando las expectativas de las mediciones previas a la construcción las cuales estaban en el orden del 59%.

La Central Dock Sud tuvo un aumento en la disponibilidad comercial del 9,7%, explicado principalmente por una falla en la TG 9 que duró aproximadamente 4 meses en 2018 (de agosto a noviembre), mientras que en 2019 hubo una falla en la TG 10 que duró un mes.

CAPEX

Proyectos en construcción							
Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ³ (%)
Los Teros	Provincia de Buenos Aires	123	MATER	Eólica	2T2020	\$ 166	92%
La Plata Cogeneración II	Provincia de Buenos Aires	85	CAMMESA	Cogeneración	2T2020	\$ 166	91%
Cañadón León ¹	Provincia de Santa Cruz	122	CAMMESA	Eólica	3T2020	\$ 157	74%
El Bracho TV ²	Provincia de Tucumán	198	CAMMESA	Turbina de Vapor	4T2020	\$ 290	93%
Manantiales Behr Central Térmica	Provincia de Chubut	57	YPF	Moto generador	4T2020	\$ 63	57%
Los Teros II	Provincia de Buenos Aires	52	MATER	Eólica	4T2020	\$ 69	7%
Total		637				\$ 911	

1. Programa Renovar 2.0 adjudicado por 99 MW.

2. Res. N° 287/2017.

3. Corresponde al grado de avance físico a enero del 2020.

Los proyectos que la compañía está construyendo actualmente tendrán una capacidad instalada adicional de 637 MW, con fechas de comienzo de operación previstas en su totalidad a lo largo de 2020. Los proyectos bajo construcción de energías renovables alcanzarán 297 MW o 46,6% del total.

El CAPEX total estimado para todos los proyectos en construcción es de 911 millones de dólares y el grado de avance total ponderado por capacidad instalada es del 74,7%.

En el cierre de ciclo de El Bracho se están finalizando las tareas civiles principales y se están instalando los equipos principales (turbina de vapor y transformador principal) y también se desarrollan las tareas de montaje de las torres de enfriamiento.

En La Plata Cogeneración II se ha finalizado las tareas civiles principales y el montaje de los equipos principales y se ha comenzado a trabajar en la puesta en marcha de los equipos auxiliares, la conexión y las primeras pruebas hidráulicas.

El Parque Eólico Los Teros cuenta con los caminos internos finalizados, el tendido interno de media tensión finalizado, la obra civil de la subestación de conexión finalizada, 29 fundaciones completas, todos los aerogeneradores en sitio y 18 de éstos ya montados con todas las bases terminadas.

El Parque Eólico Los Teros II cuenta con las primeras tareas de apertura de caminos, líneas internas de media tensión y estudios topográficos y geotécnicos en proceso.

El Parque Eólico Cañadón León ya tiene 3 aerogeneradores en sitio y todos los equipos recibidos en puerto, tiene finalizado 18 fundaciones y se continúa trabajando en los caminos internos, fundaciones, subestación y tendido de media tensión interno.

La central térmica Manantiales Behr está ejecutando las obras civiles para los edificios de motores y auxiliares de la central, y se completó todo el movimiento de suelos, puesta a tierra y hormigonado de las bases para los motores. Adicionalmente, el día 28 de febrero arribaron los cinco motores desde Finlandia.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2019	30.09.2019	Var. t/t	31.12.2018	Var. a/a
Corto Plazo	164.536	133.515	23,2%	173.694	(5,3)%
Largo Plazo	858.226	898.521	(4,5)%	487.868	75,9%
Deuda Bruta	1.022.762	1.032.036	(0,9)%	661.562	54,6%
Caja y Equivalentes	245.869	397.908	(38,2)%	125.036	96,6%
Deuda Neta	776.893	634.128	22,5%	536.526	44,8%
Deuda Neta/EBITDA LTM	3,32x	2,93x	13,3%	1,89x	76,2%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada ejercicio según el tipo de cambio del Banco Central Argentino: 4T19: 59,8 ARS/USD; 3T19: 57,5 ARS/USD; 4T18: 37,6 ARS/USD.

Durante el año 2019 la deuda bruta aumentó 54,6% comparada con el año anterior, como consecuencia de la emisión de las obligaciones negociables Clase I y Clase II por un monto total de 500 millones de dólares. Esto fue parcialmente compensado por la cancelación de préstamos durante ese período por un total de aproximadamente USD 182 millones. La deuda a largo plazo aumentó 75,9% año contra año, este incremento anteriormente mencionado se registró en la deuda de largo plazo principalmente debido a que las obligaciones negociables emitidas cuentan con vencimientos en los años 2021 (USD 100 millones) y 2026 (USD 400 millones). Al mismo tiempo, la deuda bruta de diciembre de 2019 disminuyó 0,9% respecto a la de septiembre de ese año.

La caja y equivalentes de diciembre de 2019 aumentó 96,6% comparado con el año anterior como consecuencia de la emisión de las obligaciones negociables Clase I y II y cuyos fondos aún se están utilizando para los proyectos en construcción.

El ratio de deuda neta/EBITDA de los últimos 12 meses pasó de 1,89 en diciembre de 2018 a 3,32 en diciembre de 2019, lo que significó un aumento del 76,2%. Esto se debe a que la deuda neta aumentó más que el EBITDA ya que se invirtieron los fondos obtenidos de las obligaciones negociables en los proyectos en construcción. Una vez puestos en marcha los proyectos, este ratio irá disminuyendo tanto por el aumento del EBITDA como por el repago de las deudas de corto plazo.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	138	96	43,8%	527	146	261,6%
Market Share ERNC (%)	5,4%	7,4%	(27,0)%	6,7%	4,5%	48,9%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	643.789	547.967	17,5%	2.673.465	3.016.636	(11,4)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ²	99.734	69.288	43,9%	380.621	108.961	249,3%
Extracción de agua (k tn) ¹	1.146	1.095	4,7%	4.745	5.613	(15,5)%
Vertido total de efluente líquido (k tn) ¹	28	132	(78,8)%	157	734	(78,6)%
Residuos (kg)	46.035	44.648	3,1%	170.554	237.489	(28,2)%

1. datos extraídos del reporte APA

2. Datos calculados con la agencia EPA de Estados Unidos teniendo en cuenta la energía eléctrica producida por el Parque Eólico Manantiales Behr en cada período.

En 2019 la generación de energía renovable desde el Parque Eólico Manantiales Behr fue de 527 GWh, 261,6% mayor al año anterior. Esto se debió a que, como ya se mencionó anteriormente, el parque comenzó a operar la mitad de su capacidad a mediados de 2018 y la otra mitad a fin de ese año. La compañía incrementó su cuota de mercado en energías renovables no convencionales, pasando de 4,5% en 2018 a 6,7% en 2019, lo que representó un incremento del 48,9% año contra año. Esto refleja el compromiso de la compañía en crecer en este segmento.

Paralelamente, las emisiones directas de gases del efecto invernadero en toneladas de dióxido de carbono equivalente disminuyeron 11,4%, alcanzando las 2.7 millones de toneladas. Al mismo tiempo, se ahorraron 380.621 toneladas de dióxido de carbono, lo que representó un aumento del 249,3%.

En lo que respecta a la extracción del agua, el vertido de efluentes líquidos y residuos, han disminuido año contra año 15,5%, 78,6% y 28,2%, respectivamente.

Social						
	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Horas de formación de empleados	5.412	3.136	72,6%	21.224	12.546	69,2%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,84	0	n.a.	0,74	0	n.a.
Horas de voluntariado	54	n.a.	n.a.	461	n.a.	n.a.

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

En 2019 se implementó un Plan de Inversión Social, definido junto a las comunidades adonde opera la compañía, alineado a los ejes de educación, medio ambiente y eficiencia energética. Se realizaron un total de 23 actividades, que incluyeron talleres de huerta y reciclado, jornadas de forestación, talleres de armado de juegos, y charlas y seminarios de formación sobre energías renovables. Se implementó un nuevo programa de voluntariado, en el que participaron 91 empleados (30% del total), que en 2019 aportaron un total de 461 horas de voluntariado.

Compliance						
	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Empleados capacitados en compliance (%)	6%	n.a.	n.a.	93%	n.a.	n.a.

En 2019 la compañía concluyó el desarrollo de su Programa Integral de Compliance el cual incluye entre otras áreas, la gestión de riesgos, matriz de riesgos, programa de entrenamientos, canales de reporte, control de terceras partes, programa de comunicación, y entrenamientos con especial foco en anticorrupción, entre otros. Con el objetivo de consolidar una cultura de integridad y sólidos valores éticos en todas las operaciones en cada una de las tareas en sintonía con la regulación aplicable y Código de Ética y Conducta de la compañía.

Hechos Relevantes del Año y Posteriores

Hechos Relevantes del Año

Emisión Obligaciones Negociables Clase I

Con fecha 10 de mayo de 2019, YPF Energía Eléctrica S.A. emitió la obligación negociable Clase I en el mercado local por un valor nominal de 75 millones de dólares a una tasa nominal anual del 10,24% con vencimiento el 10 de mayo de 2021. La emisión se reabrió el 7 de junio por un valor nominal de 25 millones de dólares para completar el monto que había sido autorizado para esta Clase.

Emisión Obligaciones Negociables Clase II

Con fecha 25 de julio de 2019, YPF Energía Eléctrica S.A. emitió la obligación negociable Clase II en el mercado internacional por un valor nominal de 400 millones de dólares a una tasa nominal anual del 10% con vencimiento el 25 de julio de 2026.

Transferencia de acciones de GE FS a BNR

Con fecha 31 de julio de 2019, YPF Energía Eléctrica S.A. fue informado que el 100% de las acciones emitidas por GE FS fue transferido a BNR Infrastructure Co-Investment Limited ("BNR"), una compañía privada incorporada en Reino Unido. General Electric Company es titular indirectamente del 50% de los derechos económicos de BNR y Silk Road Fund Co. Ltd es titular indirectamente del otro 50% de los derechos económicos de BNR. General Electric Company seguirá indirectamente administrando BNR y por lo tanto continuará ejerciendo los derechos de votos correspondientes a GE FS en YPF Energía Eléctrica.

Acuerdo vinculante con Wind Power AS para la suscripción de acciones en Luz del León S.A.

Con fecha 6 de agosto de 2019, YPF Energía Eléctrica S.A. celebró con Luz del León S.A., Y-Luz Inversora S.A.U. y Wind Power AS, una subsidiaria de Equinor ASA, un acuerdo para la suscripción de acciones en Luz del León, una sociedad 100% controlada por YPF Energía Eléctrica S.A..

El Acuerdo de Suscripción de Acciones establece que, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones tales como la obtención de las aprobaciones correspondientes de las autoridades de defensa de la competencia de los lugares relevantes y obtención del financiamiento para el Proyecto; Equinor suscribirá acciones en Luz del León a fin de poseer una participación accionaria del 50% de su capital social, aportando a tal efecto 20 millones de dólares en concepto de capital, con más USD 10.000.000 (dólares estadounidenses diez millones) en concepto de prima. Las partes han establecido como fecha límite para la suscripción de acciones el 31 de diciembre de 2019. Luego de la suscripción e integración del capital, la Compañía y Equinor controlarán de manera conjunta Luz del León.

Hechos Relevantes Posteriores

Modificación de Acuerdo de suscripción de acciones con Wind Power AS

En relación al Acuerdo de Suscripción de Acciones de fecha 5 de agosto de 2019 entre YPF Energía Eléctrica S.A., Luz del León S.A. ("Luz del León"), Y-Luz Inversora S.A.U. y Wind Power AS, informado mediante el hecho relevante de fecha 6 de agosto de 2019, las partes de dicho acuerdo han decidido prorrogar hasta el 31 de marzo de 2020 la fecha límite para el cumplimiento de las condiciones precedentes para la suscripción de acciones a ser emitidas por la sociedad controlada Luz del León en favor de Wind Power AS.

Luz del León S.A. firma contrato de préstamo por hasta USD 150 millones

Con fecha 14 de enero de 2020, YPF Energía Eléctrica, celebró con United States International Development Finance Corporation ("DFC") y BNP Paribas Fortis SA/NV ("BNP Paribas") un contrato de financiamiento para el proyecto Parque Eólico Cañadón León por hasta USD 150 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, USD 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, hasta USD 100 millones. Dicho contrato se encuadra dentro de la modalidad de "Project Finance" y el tramo correspondiente a BNP Paribas contará con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft. A la fecha del presente informe, BNP Paribas ha desembolsado un total de USD 80 millones.

YPF Energía Eléctrica S.A. firma contrato de préstamo por hasta USD 30 millones

Con fecha 28 de febrero de 2020 entró en vigencia el contrato de financiamiento entre YPF Energía Eléctrica S.A. y HSBC Bank USA, N.A. ("HSBC") por hasta USD 30 millones. Este contrato cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Finnvera plc. y su desembolso se encuentra sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones que a la fecha del presente informe han sido cumplidas y por lo tanto HSBC ya ha desembolsado US\$ 17 millones.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2019	31.12.2018	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.371.798	1.001.342	37,0%
Activos intangibles	5.235	5.235	(0,0)%
Activos por derecho de uso	12.529	-	n.a.
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	67.978	51.822	31,2%
Otros créditos	25.622	49.099	(47,8)%
Inversiones en activos financieros	-	1.859	(100,0)%
Activos por impuesto diferido, netos	-	1.440	(100,0)%
Activos mantenidos para su disposición	126.117	-	n.a.
Total del activo no corriente	1.609.280	1.110.797	44,9%
Activo corriente			
Otros créditos	43.755	165.806	(73,6)%
Créditos por ventas	114.696	99.049	15,8%
Inversiones en activos financieros	-	-	n.a.
Otros activos financieros	40.946	39.602	3,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo	245.869	125.036	96,6%
Total del activo corriente	445.266	429.492	3,7%
TOTAL DEL ACTIVO	2.054.546	1.540.289	33,4%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	140.692	223.723	(37,1)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	620.953	455.034	36,5%
TOTAL DEL PATRIMONIO	761.645	678.757	12,2%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	982	942	4,2%
Pasivos por impuesto diferido, netos	95.122	64.644	47,1%
Pasivos por arrendamientos	7.783	-	n.a.
Préstamos	848.554	485.547	74,8%
Otros pasivos financieros	174	-	n.a.
Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición	14.086	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	966.701	551.133	75,4%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	1.308	9.054	(85,6)%
Remuneraciones y cargas sociales	4.473	4.023	11,2%
Pasivos por arrendamientos	2.491	-	n.a.
Préstamos	163.409	173.256	(5,7)%
Otros pasivos financieros	164	-	n.a.
Otros pasivos	-	2.643	(100,0)%
Cuentas por pagar	154.353	121.424	27,1%
Total del pasivo corriente	326.200	310.399	5,1%
TOTAL DEL PASIVO	1.292.900	861.532	50,1%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.054.546	1.540.289	33,4%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T19: 59,8 ARS/USD; 4T18: 37,6 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
Ingresos	87.795	64.114	36,9%	331.627	242.966	36,5%
Costos de producción	(42.306)	(24.534)	72,4%	(156.670)	(80.982)	93,5%
Resultado bruto	45.489	39.580	14,9%	174.957	161.984	8,0%
Gastos de administración y comercialización	(5.484)	(4.614)	18,9%	(27.745)	(17.999)	54,1%
Resultado remediación participación preexistente	-	-	n.a.	-	90.908	(100)%
Regularización de acreencias	10.309	-	n.a.	10.309	-	n.a.
Otros resultados operativos, netos	879	-	n.a.	2.096	(12)	n.a.
Resultado operativo	51.193	34.966	46,4%	159.617	234.881	(32,0)%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	8.288	9.076	(8,7)%	15.080	7.828	92,6%
Resultados financieros, netos	(19.534)	(19.503)	0,2%	(39.404)	(47.071)	(16,3)%
Resultado antes de impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	39.947	24.539	62,8%	135.293	195.638	(30,8)%
Impuesto a las ganancias	(5.135)	48.285	n.a.	(47.955)	(31.108)	54,2%
Resultado neto del período por operaciones continuadas	34.812	72.824	(52,2)%	87.338	164.530	(46,9)%
Resultado después del impuesto a las ganancias del ejercicio correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	n.a.	-	677	(100)%
Resultado neto del período	34.812	72.824	(52,2)%	87.338	165.207	(47,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T18: 19,6 ARS/USD; 2T18: 23,6 ARS/USD; 3T19: 32,0 ARS/USD; 4T18: 37,0 ARS/USD; 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD.

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

	4T19	4T18	Var. a/a	12M19	12M18	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado del período/ejercicio de operaciones continuadas	34,812	72,824	(52.2)%	87,337	164,530	(46.9)%
Resultado del período/ejercicio de operaciones discontinuadas	-	-	n.a.	-	677	(100.0)%
Resultado neto del período/ejercicio	34,812	72,824	(52.2)%	87,337	165,207	(47.1)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	(8,288)	(9,076)	(8.7)%	(15,080)	(7,828)	92.6%
Resultados remediación participación preexistente	-	-	n.a.	-	(90,908)	(100.0)%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	15,061	13,124	14.8%	57,545	41,808	37.6%
Depreciación de activos por derecho de uso	235	-	n.a.	1,533	-	n.a.
Baja de propiedades, planta y equipo	1,420	901	57.7%	3,624	1,280	183.1%
Dividendos cobrados	-	1,460	(100.0)%	-	1,460	(100.0)%
Resultados financieros, netos	19,534	19,503	0.2%	39,404	47,071	(16.3)%
Movimiento de provisiones del pasivo	(75)	70	n.a.	112	1,678	(93.3)%
Cargo por impuesto a las ganancias	5,815	(48,285)	n.a.	48,635	31,214	55.8%
Aumento provisión para deudores de dudoso cobro	-	-	n.a.	1,246	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	(681)	-	n.a.	(681)	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(27,606)	(38,980)	(29.2)%	(23,177)	(92,949)	(75.1)%
Otros créditos	(29,202)	9,132	n.a.	(35,681)	(7,305)	388.4%
Cuentas por pagar	41,338	39,492	4.7%	8,628	84,265	(89.8)%
Remuneraciones y cargas sociales	(1,192)	1,218	n.a.	2,559	3,371	(24.1)%
Cargas fiscales	85	1,158	(92.7)%	(3,098)	8,320	n.a.
Activos y pasivos mantenidos para la venta	(7,254)	-	n.a.	(7,254)	-	n.a.
Regularización de acreencias	-	-	n.a.	13,299	-	n.a.
Pagos de impuesto a las ganancias	-	-	n.a.	(3,068)	(1,754)	74.9%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	44,001	62,541	(29.6)%	175,883	184,930	(4.9)%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(110,896)	(68,766)	61.3%	(392,136)	(287,200)	36.5%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	(68,272)	-	n.a.	(68,272)	-	n.a.
Adquisición de participación en otras sociedades	-	(602)	(100.0)%	(2,001)	(76,443)	(97.4)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	5,857	(11,146)	n.a.	(31,482)	(12,993)	142.3%
Otros activos financieros	(160)	(15,192)	(98.9)%	(1,406)	(40,993)	(96.6)%
Venta de participación en asociadas	-	-	n.a.	-	14,425	(100.0)%
Aportes a asociadas	-	-	n.a.	-	(208)	(100.0)%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(173,472)	(95,705)	81.3%	(495,297)	(403,411)	22.8%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	-	76,497	(100.0)%	460,126	347,712	32.3%
Aportes de capital e integración de prima de emisión	-	-	n.a.	145,365	138,536	4.9%
Cancelación de préstamos	(20,695)	(11,266)	83.7%	(181,987)	(87,895)	107.1%
Pago de pasivos por arrendamientos	(679)	-	n.a.	(2,577)	-	n.a.
Pago de intereses y otros costos financieros	(14,694)	(9,749)	50.7%	(55,992)	(31,935)	75.3%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(36,068)	55,483	n.a.	364,934	366,419	(0.4)%
Efecto de la Traslación sobre los Estados Contables	13,773	(4,210)	n.a.	75,688	(30,374)	n.a.
Aumento neto del efectivo	(165,539)	22,319	n.a.	45,521	147,938	(69.2)%
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	(275)	-	n.a.	(373)	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período/ejercicio ¹	397,908	106,929	n.a.	125,036	7,478	1572.2%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período¹	245,869	125,036	96.6%	245,869	125,036	96.6%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T18: 19,6 ARS/USD; 2T18: 23,6 ARS/USD; 3T19: 32,0 ARS/USD; 4T18: 37,0 ARS/USD; 1T19: 39,1 ARS/USD; 2T19: 43,8 ARS/USD; 3T19: 50,1 ARS/USD; 4T19: 59,3 ARS/USD.

2. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al tipo de cambio de cierre del Banco Nación de cada período: 4T19: 59,8 ARS/USD; 3T19: 57,5 ARS/USD; 4T18: 37,6 ARS/USD; 3T18: 41,2 ARS/USD; 4T17: 18,6.

YPF
LUZ

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