



**Universidad de San Andrés**  
**Escuela de Administración y Negocios**  
**Magister en Finanzas**

**“Valuación de YPF S.A.”**

**YPF**

**Autor: Edgardo Martín Haack**  
**DNI: 37.687.102**  
**Director de Trabajo Final de Graduación: Mg. Ing. Federico Filgueira**

**Buenos Aires - Septiembre 2021**

## Tabla de contenido

<b>1. Resumen ejecutivo</b>	4
<b>2. Análisis de la industria de petróleo y gas en Argentina</b>	6
2.1. Matriz energética	6
2.2. Cuencas	6
2.3. Hidrocarburos Convencionales y No convencionales	7
2.4. Producción de gas y petróleo	9
2.5. Precio de barril de petróleo	11
2.6. Combustibles	12
2.7. Gas Natural	14
<b>3. Descripción del negocio</b>	17
3.1. Historia y estructura societaria	17
3.2. Segmentos	19
3.2.1. Upstream	19
3.2.1.1. Recurso Estratégico: Vaca Muerta	19
3.2.1.2. Reservas de Gas y Petróleo	21
3.2.2. Downstream	22
3.2.2.1. Refino y Comercialización	23
3.2.2.2. Retail y tiendas ("Full" Stores)	25
3.2.2.3. Agricultura e Industria	27
3.2.2.4. Aviación y lubricantes	28
3.2.2.5. Gas licuado del petróleo y químicos	28
3.2.2.6. Logística y Comercial	30
3.2.3. Gas y Energía	30
3.2.3.1. Distribución y comercialización de gas natural	30
3.2.3.2. YPF LUZ	32
3.3. Clientes y Proveedores	33
3.4. Productos Sustitutos	34
3.5. Conclusiones	34
<b>4. Análisis Financiero</b>	36
4.1. Reservas	36
4.2. Producción	38
4.3. Ventas	39
4.4. Costos Operativos	41
4.5. Evolución de Márgenes	41
4.6. Ratio de rentabilidades	44

4.7.	Inversiones .....	44
4.8.	Deuda Financiera.....	46
4.9.	Flujo de caja y ratios financieros.....	48
4.10.	Comparables.....	49
<b>5.</b>	<b>Proyecciones</b> .....	<b>51</b>
5.1.	Upstream.....	51
5.1.1	Ventas.....	51
5.1.2	Margen EBITDA .....	52
5.1.3.	Inversiones .....	53
5.1.4	Depreciaciones y cargos por deterioro de activos .....	54
5.1.5	Capital de trabajo .....	55
5.2	Downstream.....	55
5.2.1.	Ventas.....	55
5.2.2.	Margen EBITDA .....	57
5.2.3.	Inversiones y depreciaciones .....	57
5.3	Gas y Energía .....	58
5.3.1.	Ventas.....	58
5.3.2.	Margen Ebitda .....	60
5.3.3.	Inversiones .....	60
<b>6.</b>	<b>Valuación por flujo de fondos descontados (DCF)</b> .....	<b>62</b>
6.1.	Costo promedio ponderado del capital .....	62
6.2.	Valor terminal.....	66
<b>7.</b>	<b>Escenarios</b> .....	<b>69</b>
<b>8.</b>	<b>Valuación por Múltiplos</b> .....	<b>70</b>
<b>9.</b>	<b>Glosario</b> .....	<b>73</b>
<b>10.</b>	<b>Bibliografía</b> .....	<b>75</b>
<b>11.</b>	<b>Anexo I</b> .....	<b>74</b>
<b>12.</b>	<b>Anexo II</b> .....	<b>76</b>

## 1. Resumen ejecutivo

El objetivo principal del siguiente trabajo es brindar una conclusión fundada acerca del valor accionario de la compañía Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A., en adelante YPF S.A. Para ello se ha analizado la industria en la que opera, así como el negocio en particular de ésta y su posicionamiento competitivo.

En términos generales, YPF es la compañía líder de petróleo y gas en Argentina. El negocio se encuentra conformado por cuatro segmentos: Upstream, Downstream, Gas & Energía, Administración Central y Otros. Las operaciones de Upstream consisten en la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural. Las operaciones dentro del Downstream incluyen la refinación, comercialización, transporte y distribución de petróleo y una amplia gama de productos derivados del mismo, así también como petroquímicos, GLP y biocombustibles. Las operaciones de Gas & Energía abarcan desde la comercialización de gas y su distribución hasta la generación de energía renovables, por medio de YPF Luz una de las subsidiarias de la compañía de la cual posee un 75% de participación. Por lo tanto, se considera una compañía de petróleo y gas integrada debido a que la cadena se inicia desde la extracción del petróleo hasta el despacho del combustible.

La compañía en sus últimos estados financieros anuales emitidos al 31.12.2020 obtuvo ingresos por USD 9.376 millones, es decir una disminución de -31% respecto al ejercicio anterior y un EBITDA de USD 1.945 millones que representa un -49% respecto al año anterior dado por la pandemia originada en el 2020 y la fuerte caída de precios del petróleo.

A los fines de realizar el análisis financiero de la compañía y alcanzar el valor del paquete accionario de la misma se utilizaron los siguientes métodos:

a) Valuación por Flujos de Fondos Descontados: fundamentado en la proyección a seis años de las diferentes variables de la empresa como por ejemplo sus ventas, y costos asociados y por consiguiente sus resultados. Asimismo, se tuvo en cuenta sus necesidades de inversión (al ser un tipo de industria con capital intensivo, las necesidades de inversión son significativas) y financiamiento, entre otras variables claves. De este modo se estimaron los flujos de fondos futuros asociados a la operación de la empresa bajo análisis y se calculó la tasa de descuento apropiada para aplicar a la valuación. Con el objetivo de poder abarcar los diferentes escenarios futuros a los que la empresa podría estar expuesta e incluir en el análisis los diversos factores que podrían afectar la evolución del negocio, se modelaron tres alternativas: escenario base, escenario optimista y escenario pesimista. En el Escenario Base el precio por acción obtenido es

de USD 5,93 es decir 11% por encima del valor de cotización de YPF S.A. al 7 de septiembre de 2021. Si tomamos como referencia el Escenario Optimista, esta diferencia es aún mayor, ya que se estima un precio por acción de USD 16,07. Y para el Escenario Pesimista se ubicó el valor de la acción en USD 3,24. Si se le adjudican iguales probabilidades de suceso a los tres escenarios el valor resultante de la acción sería USD 8,41 un 58% superior al valor de cotización de YPF S.A. al momento del análisis. De acuerdo a este resultado, podría concluirse que la acción de la firma bajo estudio se encuentra significativamente subvaluada y en gran parte explicado por el riesgo argentino que existe actualmente.

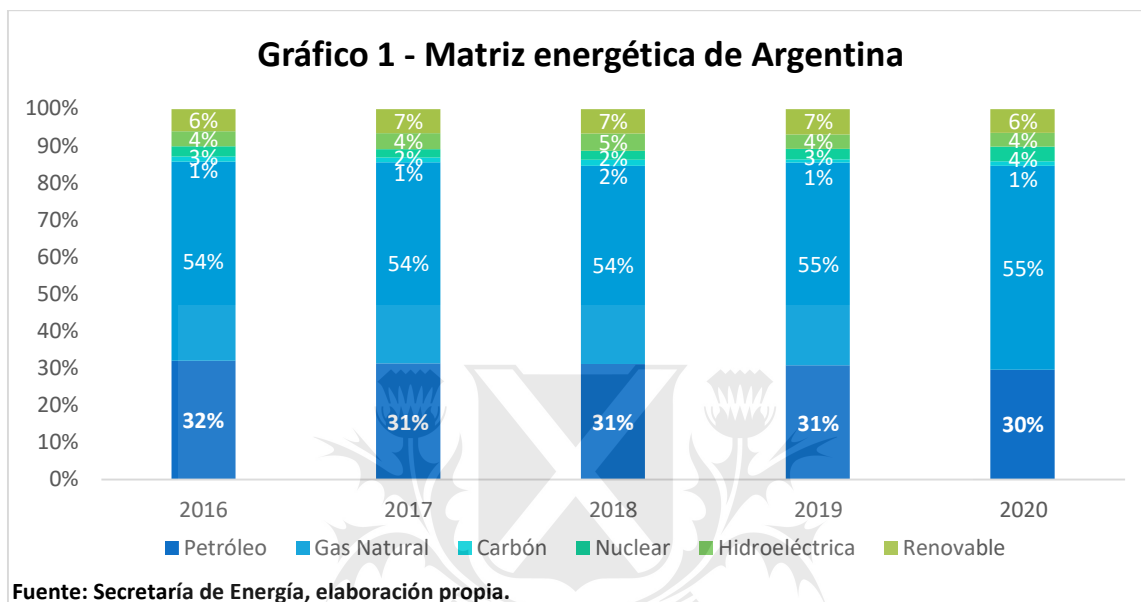
Consecuentemente el análisis a través de la proyección de escenarios no brinda un valor puntual de la acción de YPF S.A. con relación al futuro, sino que busca encontrar un rango de valor que tenga en cuenta las diferentes circunstancias que podrían interferir de una u otra manera en el futuro de la empresa.

b) Análisis por Comparables o Múltiplos: bajo esta metodología, se tuvo en cuenta un rango de múltiplo EV/EBITDA basado en el análisis de métricas de compañías comparables. Posteriormente se realizó un análisis de sensibilidad para encontrar un rango de precio por acción. El análisis arroja un rango de precio por acción de USD 12,40 – USD 33,25, concluyendo que la acción se encuentra también significativamente subvaluada respecto a la cotización bursátil.

## 2. Análisis de la industria de petróleo y gas en Argentina

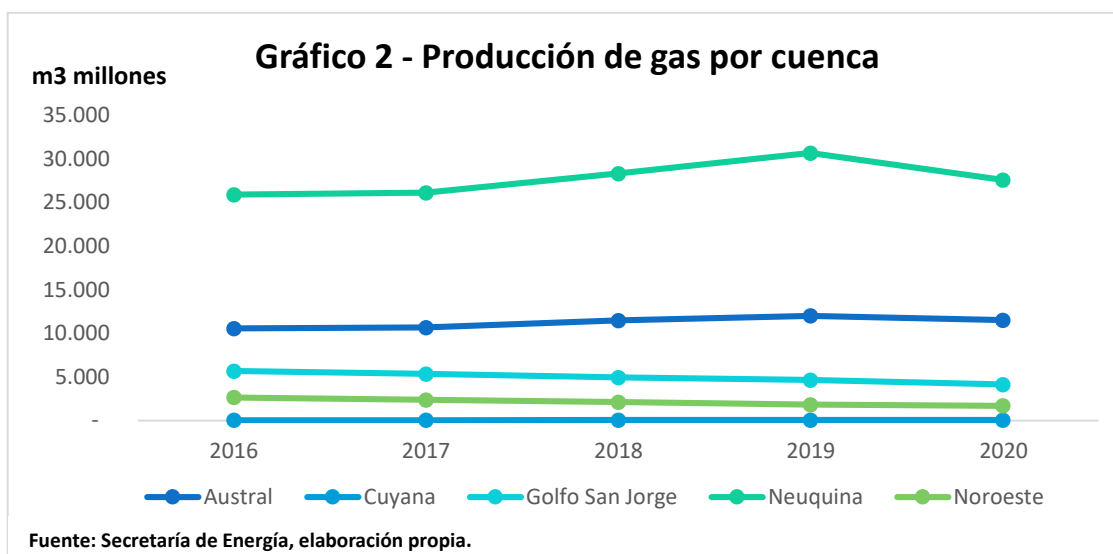
### 2.1. Matriz energética

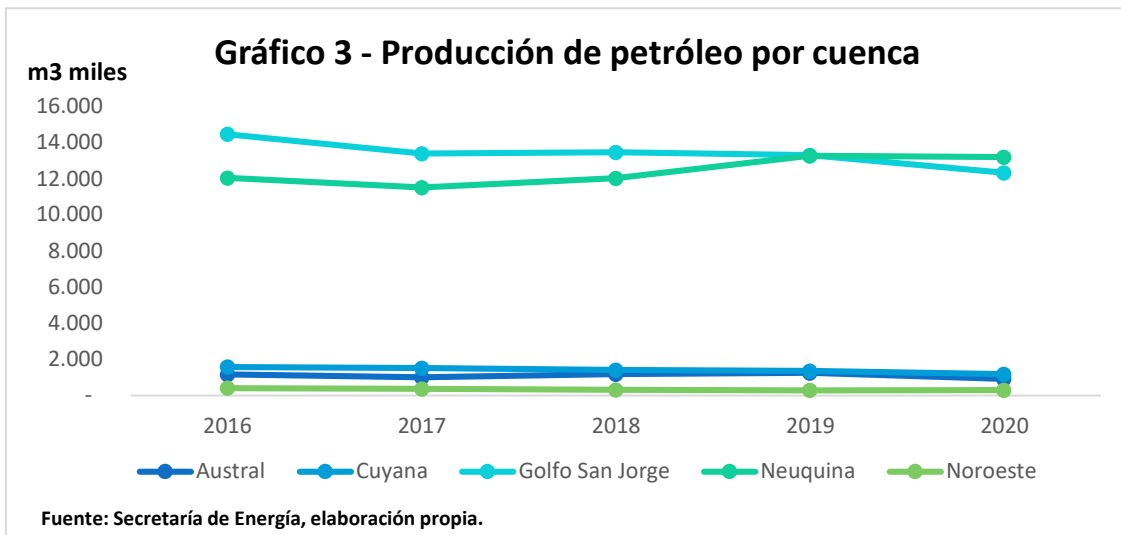
Argentina posee una matriz energética donde preponderantemente utiliza el petróleo y gas para el desarrollo del país, como se observa en el siguiente gráfico:



### 2.2. Cuencas

En el país existen actualmente cinco cuencas productivas de las cuales la de mayor preponderancia es la cuenca Neuquina tanto en petróleo como gas, la cual contiene la formación de Vaca Muerta, esto se plasma al ver en los gráficos 2 y 3 de la producción de gas y petróleo por cuenca en metros cúbicos.





Las principales formaciones quedan conformadas por Vaca muerta y Los Molles (cuenca Neuquina); Pozo D-129 y Aguada Bandera (Cuenca del Golfo de San Jorge); Inoceramus (en la Cuenca Austral); Cacheuta (Cuenca Cuyana); y Los Monos (Cuenca del Noroeste), entre otras. Cada una, con determinadas características que las hacen más o menos atractivas para su desarrollo.

### 2.3. Hidrocarburos Convencionales y No convencionales

Los hidrocarburos "convencionales", que se han explotado tradicionalmente desde hace más de un siglo, son exactamente los mismos que los llamados no convencionales. La principal diferencia es la forma en que se encuentran almacenados, tanto el gas como el petróleo. De hecho, para la industria, todos los hidrocarburos que no se encuentran alojados en formaciones "convencionales" son "no convencionales".

Durante años, las operaciones estuvieron dirigidas a la búsqueda y extracción de petróleo y gas alojados, bajo tierra, en los poros microscópicos de rocas "permeables"; es decir, cuyos poros están interconectados entre sí. Al igual que en una esponja, los fluidos (el gas y el petróleo) pueden moverse entre los poros. Dicho de otro modo, pueden "viajar" por el interior de esas formaciones, normalmente en dirección a la superficie. Eso es lo que se denomina un yacimiento de hidrocarburos convencionales: una roca reservorio permeable, cuyos hidrocarburos almacenados se encuentran atrapados por una roca "sello" impermeable.

Todo lo que difiere de este esquema es considerado un hidrocarburo "no convencional". En la Argentina, cuando se habla de "no convencionales", se hace referencia específicamente a dos tipos de hidrocarburos: los de las formaciones "shale", como Vaca Muerta, y los de las

formaciones "tight". En ambos casos, se trata de formaciones muy compactas. Las "tight", de baja permeabilidad. Las "shale", directamente impermeables.

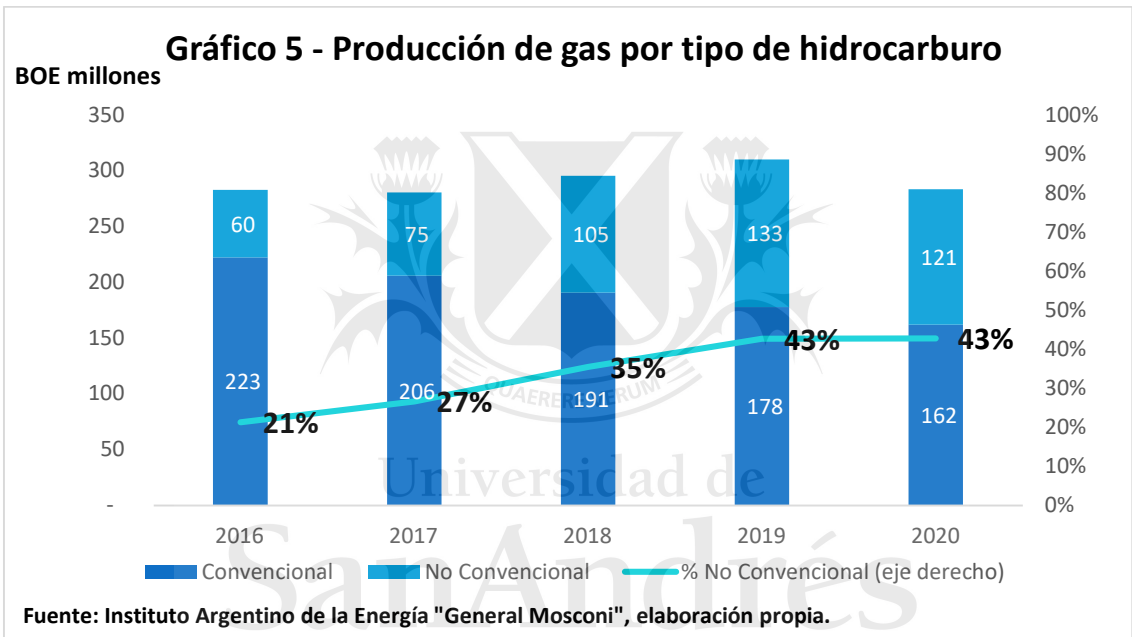
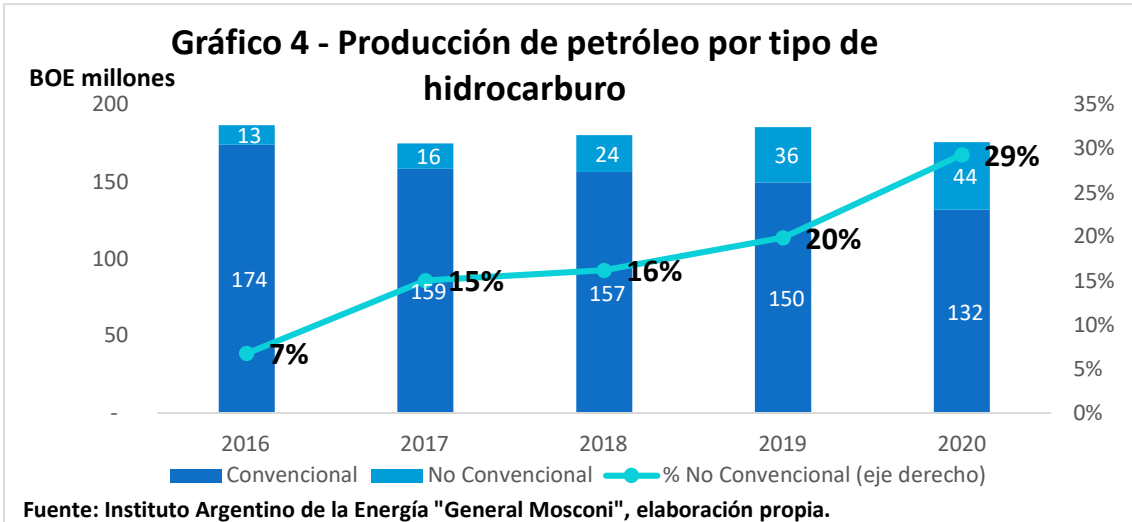
En el caso del shale, se trata de rocas formadas a partir del lecho de lagos y mares. En ellas, a lo largo de millones de años, la materia orgánica atrapada (restos de microorganismos, algas, animales, etc.) se convirtió en gas y petróleo. Por eso es común leer o escuchar que al shale se lo llama también "roca generadora" o "roca madre". Esta roca generadora (shale) ha resultado fisuradas por procesos fisicoquímicos naturales. En algunos casos, por esas fisuras, una parte de los hidrocarburos migró, en general, en dirección hacia la superficie (algunos llegaron; otros quedaron atrapados en lo que llamamos "trampas" o yacimientos convencionales). Pero buena parte de los hidrocarburos quedó allí, atrapada en la roca generadora.

La actividad para extraer el shale se ha vuelto intensiva y va en aumento. Las perforaciones que deben realizarse son de 2.500 metros o más lo cual demanda aproximadamente 20 días o menos. Luego, es necesario generar permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan escapar de la formación, es decir, abrir las vías para que fluya el hidrocarburo, algo que se logra mediante una técnica conocida como "estimulación hidráulica" o "fracking", que consiste en la inyección a presión de una mezcla de agua, arena y algunos aditivos químicos, para generar micro fisuras, más angostas que el ancho de un pelo. Finalmente, el pozo queda operativo durante años o décadas.

Argentina tiene un altísimo potencial para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales dado que es el cuarto y segundo país con recursos no convencionales de petróleo y gas respectivamente. Estos recursos representan el 8% y el 11% de este tipo en el mundo. Adicionalmente, es uno de los cinco países a nivel mundial que produce este tipo de hidrocarburos junto con Estados Unidos, Canadá, China y Rusia.

Actualmente la industria de petróleo y gas en Argentina se encuentra poniendo foco en aumentar la producción y disminuir los costos del no convencional, y así lo marca la evolución de los últimos años donde se refleja en la industria un declive en la producción del petróleo y gas convencional y un incremento en el porcentaje del no convencional. Como se observa en el gráfico 4 y 5 para el 2020, la producción de petróleo no convencional representaba un 29 % del total producido y el gas no convencional representaba un 43% del total producido.





#### 2.4. Producción de gas y petróleo

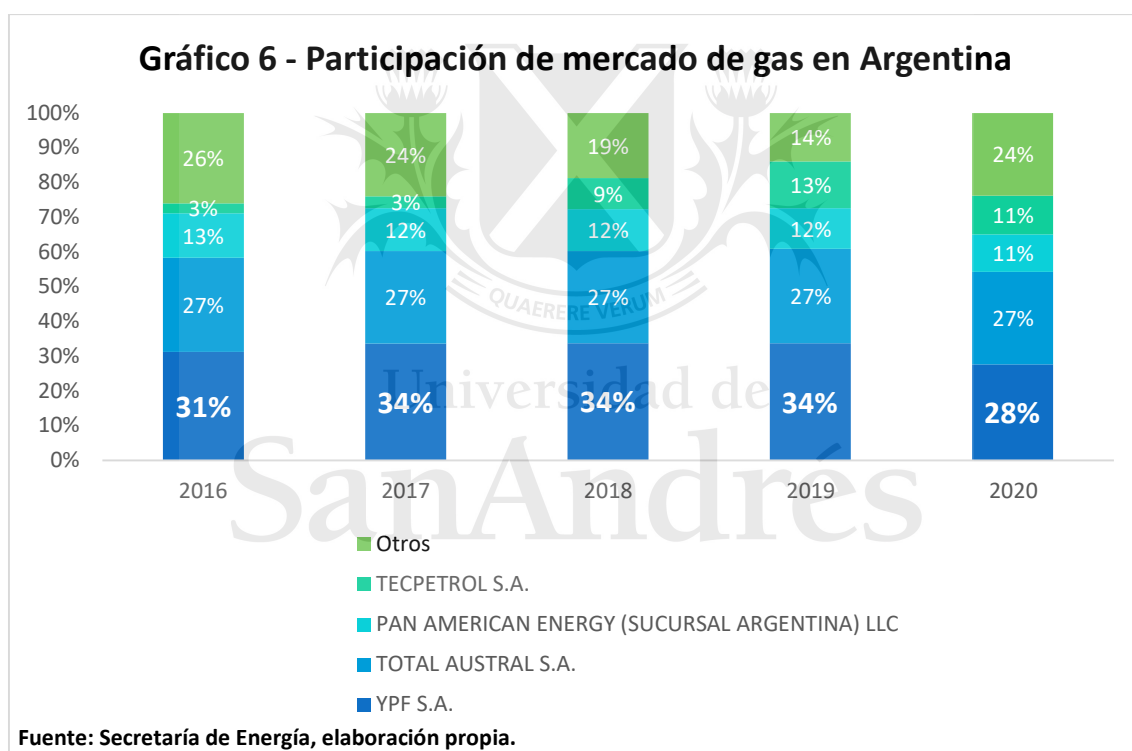
##### Producción de gas

Históricamente la oferta local no pudo satisfacer la demanda, tendencia dominante desde el año 2003, por lo que el Gobierno Nacional incurrió en la importación de gas natural, siendo en 2019 el suministro desde Bolivia en promedio de 14 millones de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) por día (información obtenida de Secretaría de Energía), un 15% inferior al volumen registrado en 2018. En el mismo sentido, la importación de gas natural licuado (GNL) vía marítima e inyectada en el sistema nacional de transporte de gas natural en el puerto de Escobar, ubicado en la Provincia de Buenos Aires, registró un aporte promedio de 5 millones de m<sup>3</sup> por día en 2019, un 52% inferior al registrado en el año 2018. Asimismo, en el año 2019 no se registró importación proveniente de GNL regasificado en Chile, mientras que en el año 2018 totalizó un volumen de

0,6 millones de m3 por día. La menor importación se debe principalmente a la caída en la demanda doméstica producto de la recesión económica, y a la mayor producción local de gas no convencional como consecuencia del incentivo Plan Gas a ciertos bloques.

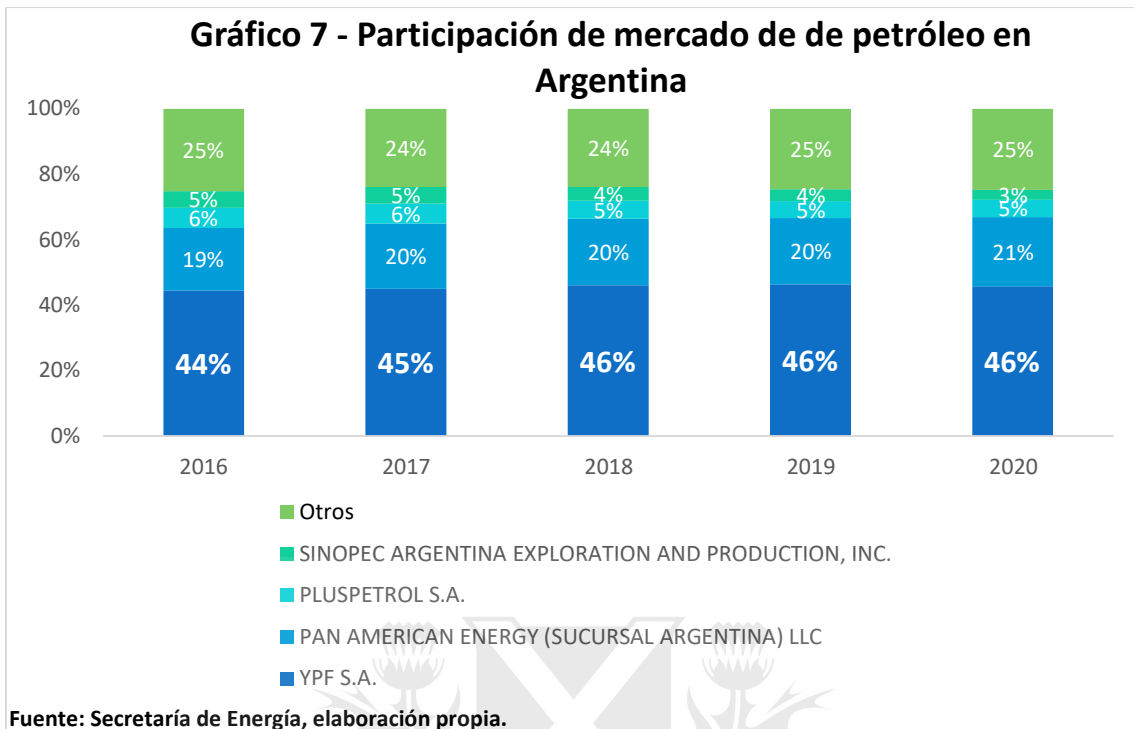
En 2020 la producción bruta total de gas natural fue de 45.096 millones de m3, un -8,6% menor respecto de los volúmenes producidos en 2019. Esta variación responde principalmente a los efectos de la pandemia del Covid-19.

Del 2016 al 2019 hubo un continuo crecimiento de la producción en la Cuenca Neuquina (más de 6 millones de m3 por día), y en menor medida en la Cuenca Austral (más de 1 millón de m3 por día), asociado al desarrollo de reservas de gas no convencional, parcialmente compensados por declinaciones en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste. Como se observa en el gráfico 6, YPF es uno de los principales operadores de gas.



### Producción de petróleo

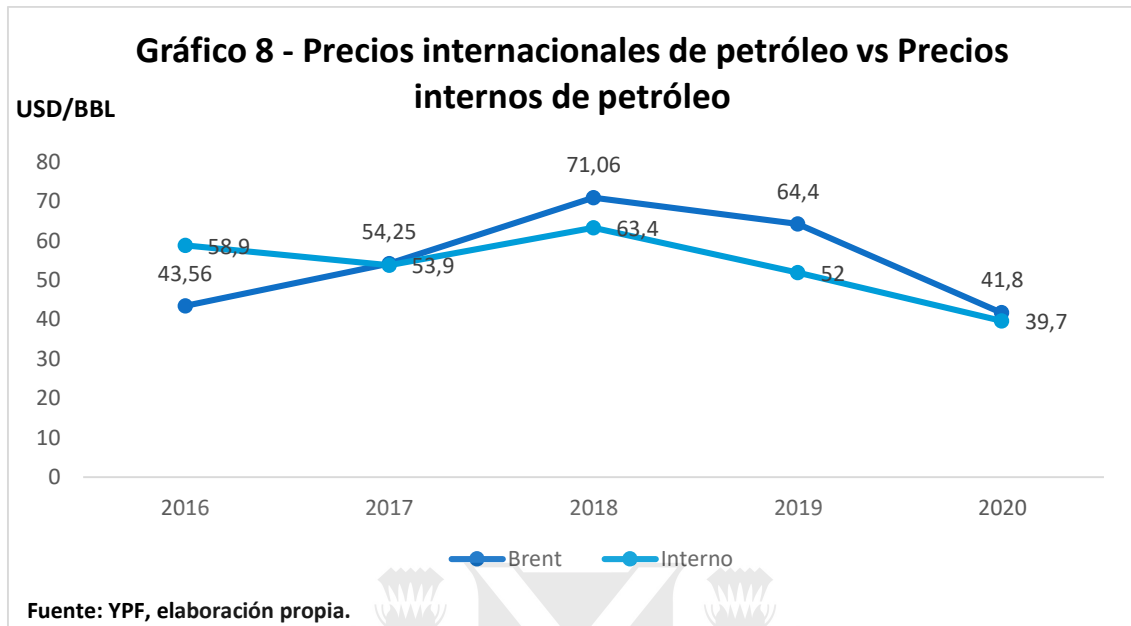
En el 2020, la producción total de petróleo en Argentina fue de 27.966 millones de metros cúbicos, un 5,3% menor respecto de los volúmenes producidos en 2019 de 29.517 millones de metros cúbicos. Desde el 2018 se había detenido la tendencia negativa en la producción de petróleo de los últimos 10 años pero por producto de la pandemia en el 2020 se redujo nuevamente. En la actualidad la cuenca neuquina representa el 48% de la producción de petróleo. Como se observa en el gráfico 7, YPF es el principal operador con un porcentaje de participación de mercado que se mantiene en un rango de 44% y 46 % a lo largo de los años.



## 2.5. Precio de barril de petróleo

El petróleo es un commodity que se opera en todo en el mundo y como tal se encuentra sujeto a las oscilaciones en sus precios. En relación con el precio del petróleo en Argentina, se observa una alta regulación de los precios donde en los casos que el precio internacional sea superior a los precios nacionales se fijan derechos de exportación y retenciones y en el caso inverso se fija un precio base también llamado “barril criollo”. Lo que se busca con este tipo de medidas es lograr un equilibrio en toda la cadena productiva desde la extracción del petróleo hasta el despacho del combustible, debido a que se poseen intereses contrapuestos. Ante un incremento en los precios, el productor de petróleo es el que se beneficia, y las compañías encargadas de refinar y comercializar el combustible deben ajustar su rentabilidad debido a un mayor costo en su materia prima. Ante una disminución en los precios, sucede el efecto inverso. En el 2014 los precios internacionales (WTI y Brent) se encontraban rondando los USD 100 por barril de petróleo, mientras que en el mercado interno el precio interno era de USD 74. En los años consecutivos, los precios internacionales se derrumbaron, pero no así en el mercado interno donde se mantuvo el precio con el llamado “barril criollo”. Como se observa en el gráfico 8, a partir del 2017 hasta el 2019 se visualiza que los precios tanto externos como internos siguen una misma tendencia, debido a que se elimina el “barril criollo”. Luego en el 2020 producto del Covid-19 los precios internacionales en febrero del 2020 llegaron al piso de USD 23 por barril, por lo que se

instauro nuevamente el “barril criollo” a un valor aproximado de USD 45. Al cierre del año, los precios se recompusieron, volviendo a converger.

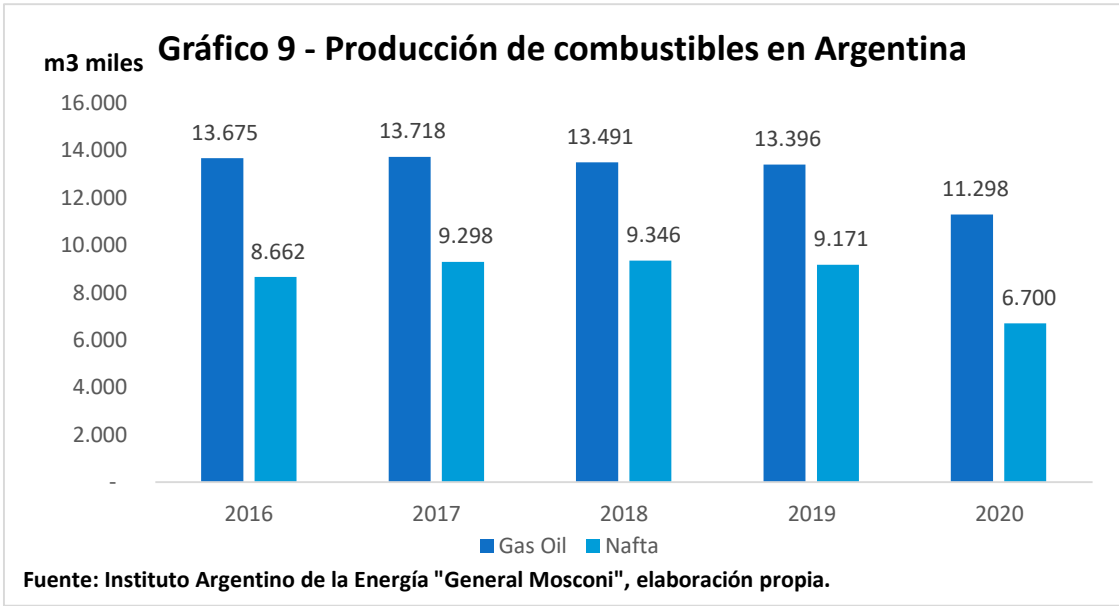


Lo que también se busca con estas medidas, es evitar la disminución en las inversiones, debido a que es una industria que requiere de capital intensivo para no sufrir una disminución de la producción. Adicionalmente, una baja en las inversiones conlleva a una menor generación de empleo y principalmente a la importación de gas y petróleo.

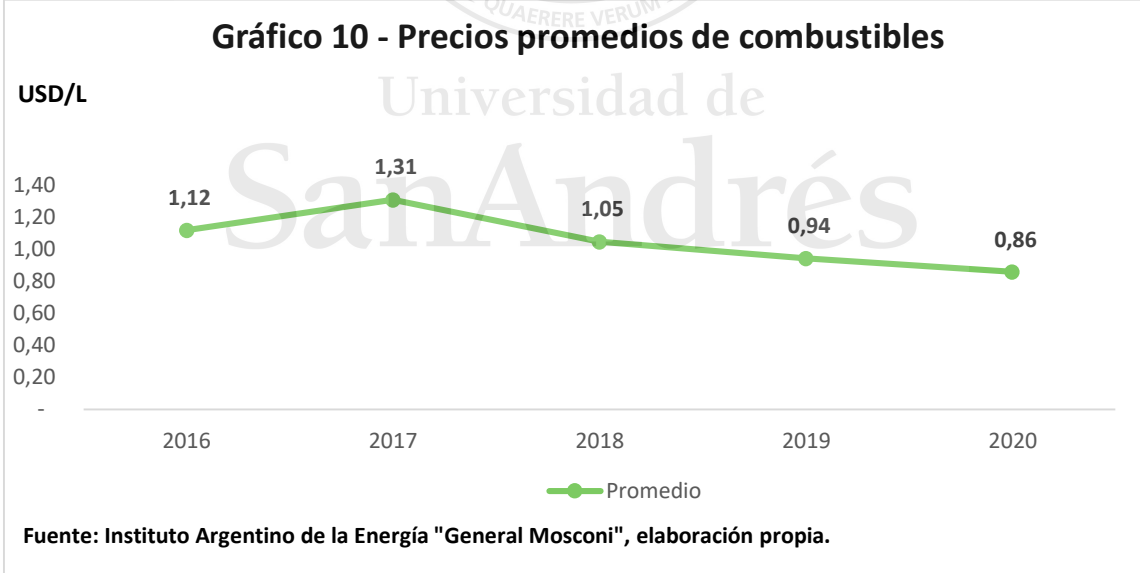
El desarrollo de Vaca Muerta lograría la autonomía energética (tanto de gas como de petróleo) y por otro lado permitiría al país ser uno de los principales exportadores a nivel internacional del shale de petróleo y shale de gas.

## 2.6. Combustibles

De acuerdo con la evolución del gráfico 9, el nivel de consumo de gasoil en el país se mantuvo estable hasta el año 2019, mientras que la nafta obtuvo un incremento anual compuesto del 1,43 % del año 2015 al 2019, luego en el año 2020 debido al Covid-19 el gasoil desciende un 16 % y la nafta un -27% respecto al 2019.

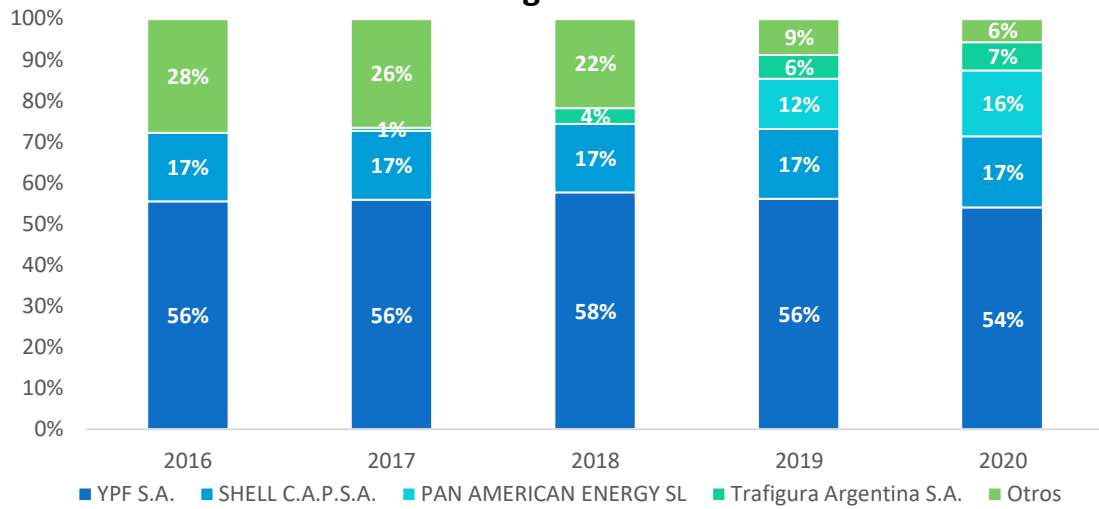


En cuanto a los precios de los combustibles medidos en dólares (en Ciudad Autónoma de Buenos Aires), en diciembre 2016 el precio promedio de los combustibles era de USD 1,12 por litro y a diciembre 2020 se encontraba en USD 0,86 por litro en gran parte debido que el Estado decretó el congelamiento de los precios y por otro lado a las devaluaciones constantes del peso argentino.



En cuanto al despacho de combustibles, YPF en el año 2020 posee una participación de mercado del 54 % teniendo en cuenta los principales productos que son gasoil G2, gasoil G3, nafta Super e Infinia (nafta premium).

**Gráfico 11 - Participación de mercado de combustibles en Argentina**



Fuente: Secretaría de Energía, elaboración propia.

### 2.7. Gas Natural

Durante los últimos años, el gobierno argentino ha tomado muchas medidas destinadas a satisfacer la demanda nacional de gas natural, incluidos precios, regulaciones de exportación, mayores impuestos a la exportación, requisitos de inyección en el mercado interno y subsidios. Estas regulaciones se aplicaron a todos los productores argentinos de gas y energía, afectando la producción y exportación de gas natural de todas las cuencas productoras. Los productores argentinos como YPF cumplieron con las instrucciones del gobierno argentino de reducir las exportaciones para suministrar gas al mercado interno, ya sea que dichas instrucciones se emitan en virtud de resoluciones o de otro modo. Las resoluciones adoptadas por el gobierno argentino prevén sanciones por incumplimiento. La norma Nro. 27/2004 emitida por la Subsecretaría de Combustibles, por ejemplo, sanciona la violación de cualquier orden dictada en virtud de la misma mediante la suspensión o revocación de la concesión de producción. Las Resoluciones Nro. 659 y Nro. 752 también establecen que a los productores que no cumplan con las órdenes de inyección se les suspenderán o revocarán sus concesiones y permisos de exportación y se declarará que los operadores de gasoductos tienen prohibido enviar cualquier gas natural inyectado por un productor exportador que no las cumpla. El 8 de enero de 2017 dejó de regir la Ley N ° 26.732, que establece derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos.

## Plan Gas

El principal problema que enfrentó el país en términos energéticos durante los últimos años estuvo relacionado con la caída en la producción de gas natural debido al agotamiento de los yacimientos convencionales, lo que obligó a incrementar las importaciones. Así, a partir de 2011 comenzó a generarse un saldo negativo en la balanza comercial energética. Así surgieron los planes de estímulo Plan Gas I y II que comenzaron en 2013 con el objeto de revertir la caída de la producción que se venía manifestando desde 2004, en donde el Estado le asegura al productor una tarifa en dólares. Tras su finalización a fines de 2017, se instrumentó un nuevo programa de incentivos focalizado en la producción no convencional de la cuenca Neuquina y Austral (Resolución N°46/2017). En términos de los resultados obtenidos, estos sucesivos programas de incentivo tuvieron su correlato en el incremento de la producción. A partir de 2013 se detuvo la declinación y, entre 2014 y 2019, el volumen de gas extraído pasó de 114 millones de metros cúbicos diarios a 135 millones de metros cúbicos diarios promedio en 2019.

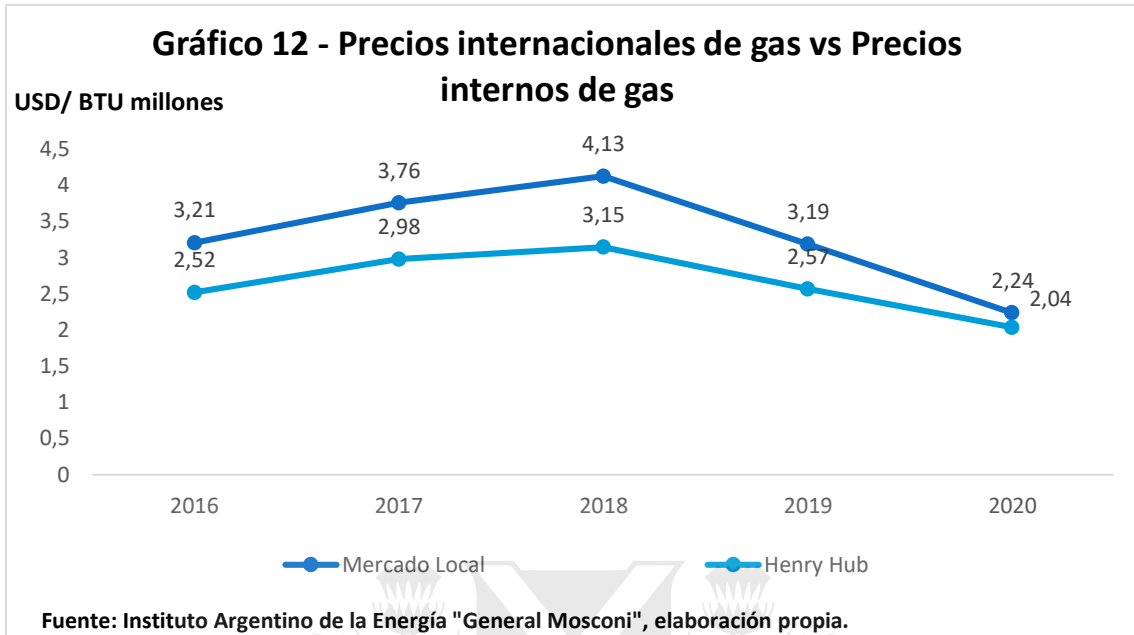
Sin embargo, durante 2018 y 2019, el mercado de gas natural se vio profundamente afectado por la situación adversa de la economía argentina y también se caracterizó por un exceso de oferta frente a la demanda interna en determinadas épocas del año, lo que impactó en la producción de gas natural resultando en el cierre temporal de producción en algunas localidades. En base a estos acontecimientos es que el precio en dólares del gas disminuyó significativamente respecto a años anteriores. A pesar de ello, en una economía endeble como la Argentina, las importaciones son un egreso de divisas que el país no puede permitirse ante la escasez de dólares. Es por ello que los programas “Plan Gas” van renovándose para evitar salida de divisas y asegurar a los productores un horizonte de previsibilidad para las inversiones necesarias para la producción de gas.

Hoy, el gas natural es fundamental para Argentina ya que el 49 % de la energía que consumimos proviene de este recurso y más del 60 % de la electricidad es generada por centrales eléctricas que utilizan el gas como combustible.

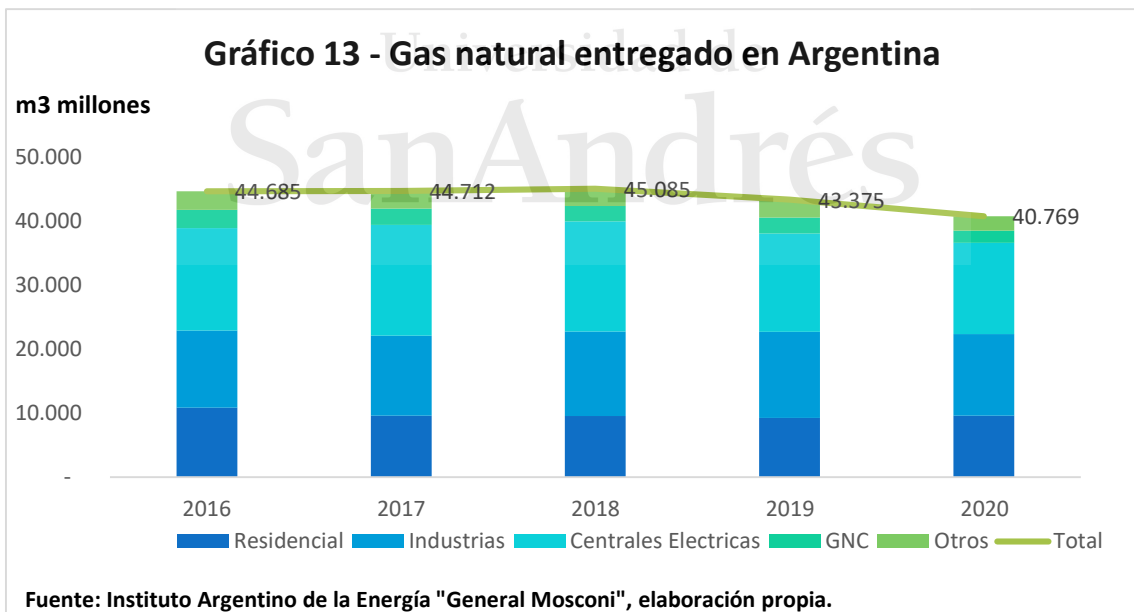
## Precios y demanda

Como se observa en el gráfico 12, el precio del gas natural local siguió la tendencia de los precios internacionales comercializados en EE. UU (Henry Hub). Los precios de gas importado de Bolivia o los precios por importación de gas natural licuado son superiores, pero como se mencionó

anteriormente, al no cubrirse la demanda de gas en los períodos de invierno es necesario su compra.



Por otro lado, las cantidades entregadas de Gas Natural disminuyó un 6% respecto al 2019. Como se observa en el gráfico 13 la mayor demanda proviene de las Centrales Eléctricas, Industria y Residencial que en el 2020 conformaban un 90% del total entregado.





### 3. Descripción del negocio

#### 3.1. Historia y estructura societaria

##### Estructura Societaria

A partir de la década de 1920 y hasta 1990 la industria del gas y el petróleo argentino fueron efectivamente monopolios del gobierno argentino. Durante este período, YPF S.A. era propiedad del estado, que controlaba la exploración y producción de petróleo y gas natural, así como la refinación de petróleo crudo y la comercialización de productos refinados del petróleo. En agosto de 1989, Argentina promulgó leyes destinadas a la desregulación de la economía y la privatización de las empresas estatales argentinas. En noviembre de 1992, el gobierno argentino promulgó la Ley de Privatización (Ley N ° 24.145), que estableció los procedimientos para la privatización de YPF. De acuerdo con la Ley de Privatizaciones, en julio de 1993 se realizó una oferta pública de 160 millones de acciones Clase D en NYSE (New York Stock Exchange), que anteriormente habían sido propiedad del gobierno argentino. Como resultado de esa oferta y otras transacciones, la participación del gobierno argentino en el capital social de la compañía se redujo del 100% al 20% aproximadamente a fines de 1993. En enero de 1999, Repsol adquirió 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de las acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol anunció una oferta pública de adquisición de todas las acciones en circulación de las clases A, B, C y D. De conformidad con la oferta, en junio de 1999 Repsol adquirió un 82,47% adicional del capital social en circulación. Conformándose así la fusión de ambas compañías que se denominaría "Repsol YPF" la cual poseía aproximadamente el 99% del capital social. Esta participación societaria se mantuvo desde 2000 hasta 2008, cuando Petersen Energía ("PEISA") adquirió el 15% de del capital social, a Repsol YPF. El 3 de mayo de 2011, PEISA ejerció una opción para adquirir, de Repsol YPF, otras acciones representativas del 10,0%.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso argentino aprobó la Ley de Expropiaciones. Entre otras materias, la Ley de Expropiaciones preveía la expropiación del 51% del capital social de YPF representado por una participación idéntica de acciones Clase D propiedad, directa o indirectamente, de Repsol YPF y sus controladas o controladoras. Las acciones sujetas a expropiación, que hubieran sido declaradas de interés público, serían asignadas de la siguiente manera: 51% a la República Argentina y 49% a los gobiernos de las provincias que integran la Organización Nacional de Estados Productores de Hidrocarburos. A la fecha de este análisis, se encuentra pendiente la transferencia de las acciones objeto de expropiación entre el Poder

Ejecutivo argentino y las provincias que integran la Organización Nacional de Estados Productores de Hidrocarburos. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiaciones, la distribución de las acciones entre las provincias que acepten su transferencia debe realizarse de manera equitativa, considerando sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y reservas probadas. Para asegurar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo argentino, por sí mismo o por medio de una entidad pública designada, ejercerá todos los derechos políticos asociados a las acciones objeto de expropiación hasta la transferencia de los derechos políticos y económicos a las provincias que componen la Organización Nacional de Estados Productores de Hidrocarburos. Además, de conformidad con el artículo 9 de la Ley de Expropiaciones, cada una de las provincias argentinas a las que se asignen acciones sujetas a expropiación, deberán suscribir un pacto de accionistas con el gobierno federal que prevea el ejercicio unificado de sus derechos como accionista.

Adicionalmente, el 25 de febrero de 2014, la República Argentina y Repsol llegaron a un acuerdo en relación con la indemnización por la expropiación de 200.589.525 de las acciones Clase D de YPF de conformidad con la Ley de Expropiaciones del "Acuerdo Repsol". Repsol aceptó USD 5.000 millones en bonos soberanos de la República Argentina y retiró los reclamos judiciales y arbitrales que había presentado, incluidos los reclamos contra YPF, y renunció a reclamos adicionales. YPF y Repsol también suscribieron un acuerdo separado el 27 de febrero de 2014, según el cual YPF y Repsol retiraron cada uno, sujeto a ciertas exclusiones, todas las acciones y / o reclamaciones presentes y futuras basadas en causas ocurridas antes de la fecha de ejecución del "Acuerdo Repsol" derivado de la expropiación de las acciones de YPF propiedad de Repsol en virtud de la Ley de Expropiaciones, incluida la intervención y posesión temporal con fines públicos de las acciones de YPF. El Acuerdo Repsol fue ratificado el 28 de marzo de 2014 en Junta General de Accionistas de Repsol y aprobado por el Congreso Nacional mediante Ley N ° 26.932 promulgada por Decreto N ° 600/2014. El 8 de mayo de 2014 se notificó a YPF la entrada en vigor del Acuerdo Repsol.

A partir de esa fecha se concluyó la expropiación de conformidad con la Ley de Expropiaciones, por lo que al 31 de diciembre del año 2020 la República Argentina es propietaria del 51% del capital social de YPF S.A. e YPF GAS S.A. y el 49% restante se encuentra en manos de privados cotizando en los mercados bursátiles.

## 3.2. Segmentos

### 3.2.1. Upstream

#### 3.2.1.1. Recurso Estratégico: Vaca Muerta

Vaca Muerta es la principal formación de hidrocarburos no convencionales de Argentina. Fue originalmente descubierta en 1927, pero recién en 2011 fue confirmado su gran potencial. Ocupa una superficie de 36.000 km<sup>2</sup>, algo menor al territorio que ocupan Suiza o los Países Bajos. Sus recursos se estiman en 27 mil millones de barriles de petróleo y 308 billones de metros cúbicos de gas, lo que significa que, de ser explotados, se incrementarían las reservas probadas del país más de 8 veces asegurándose el consumo de gas y petróleo para los próximos 150 y 85 años respectivamente. YPF tiene actualmente 961.000 acres netos seguido por Pan American Energy con 431.000 acres netos y luego en menor medida otros operadores como Total, Pampa Energía, ExxonMobil, Shell, Tecpetrol, Vista Oil & Gas, Pluspetrol, entre otras.

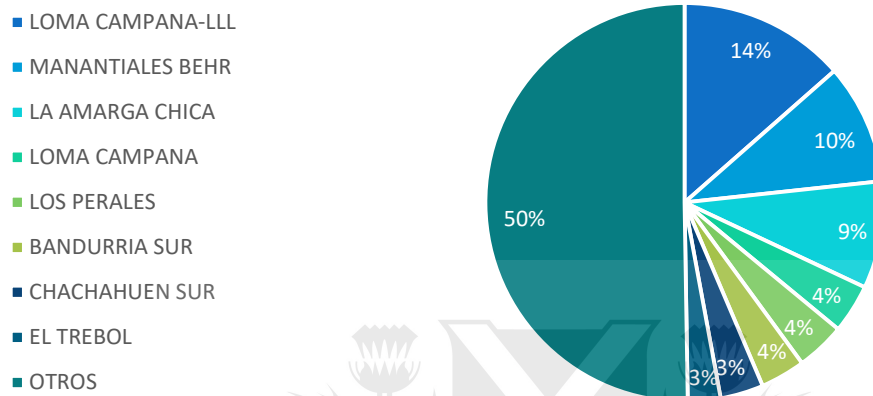
Esta formación se distingue de otras por su importante cantidad de Carbón Orgánico Total (TOC), alta presión, buena permeabilidad y gran espesor. A su vez, los hidrocarburos hallados en la formación se encuentran a una profundidad de 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, lo cual hace más segura su extracción y disminuye los riesgos ambientales. Se encuentra alejada de centros urbanos, lo que facilita notablemente las operaciones. Al mismo tiempo, está ubicada en una región productora de gas y petróleo convencional, por lo que se cuenta con la infraestructura necesaria para el desarrollo de este tipo.

Dentro del segmento Upstream el foco se centra en gestionar activamente el declive de los campos convencionales y generar un crecimiento rentable impulsado por proyectos no convencionales. Para ello, se realizan revisiones técnicas de los campos de petróleo y gas que permiten identificar oportunidades para rejuvenecer campos maduros y optimizar nuevos desarrollos de campos en las cuencas para lograr factores de recuperación similares a los que ya han alcanzado los campos maduros en otras regiones del mundo, con la aplicación de nuevas tecnologías.

En línea con el objetivo de la empresa que es el crecimiento de la producción de proyectos no convencionales. La compañía realizó la perforación de más de 800 pozos para la obtención de shale en Vaca Muerta. Principalmente en el campo de Loma Campana en asociación con Chevron, continuando el desarrollo masivo que se comenzó en 2013.

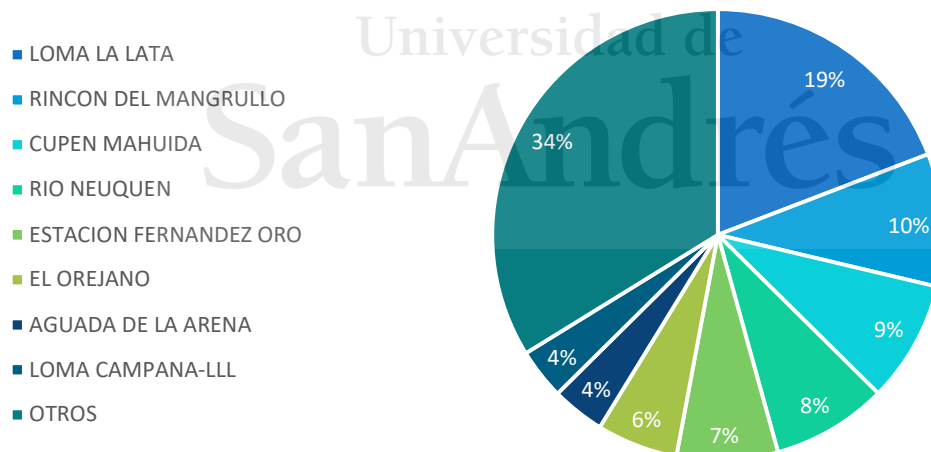
La compañía posee una vasta cantidad de bloques adjudicados el cual en su gran mayoría se operan en asociación con otros competidores. Los principales bloques con mayor producción en el 2020 son “Loma Campana”, “La Amarga Chica”, “Manantiales Behr”, “Loma la Lata” y “Rincón del Mangrullo”, como se observa en los gráficos 14 y 15.

**Gráfico 14- Bloques de petróleo de YPF S.A.**



Fuente: Secretaría de Energía , elaboración Propia.

**Gráfico 15 - Bloques de gas de YPF S.A.**



Fuente: Secretaría de Energía , elaboración Propia.

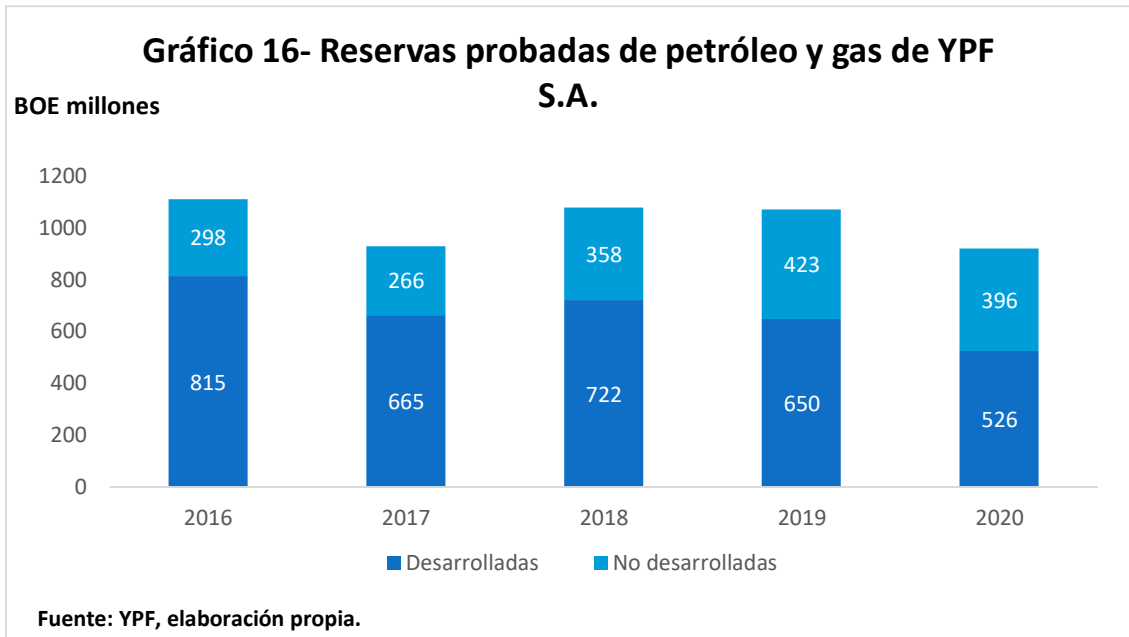
Debido a los cambios en los escenarios internacionales y locales la compañía debe reducir el precio de equilibrio de los proyectos que posee, con lo que apunta a aumentar la productividad de los pozos y mejorar la eficiencia operativa para reducir los costos de desarrollo y los gastos operativos. En este contexto, es que Y-TEC (propiedad de YPF y CONICET) ha contribuido aportando mejoras tecnológicas como técnicas y protocolos innovadores de laboratorio y operación; mejor comprensión del comportamiento de las rocas; mejoras en las herramientas

de simulación y modelado de yacimientos; productos de perforación y terminación; entre otros. Sin embargo, la viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de recuperación de recursos dependerá en gran parte de las condiciones económicas y regulatorias, así como de los precios de mercado de los hidrocarburos en Argentina.

#### *3.2.1.2. Reservas de Gas y Petróleo*

Las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, mediante el análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable para ser económicamente producibles antes del momento en que expiren los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos determinísticos o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas. Las reservas probadas estimadas de YPF al 31 de diciembre de 2020 se basan en estimaciones generadas a través de la integración de datos disponibles y apropiados, utilizando tecnologías bien establecidas que se han demostrado en el campo para producir resultados repetibles y consistentes. Los datos utilizados en estas evaluaciones integradas incluyen información obtenida directamente del subsuelo a través del pozo, como registros de pozos, muestras de núcleos de yacimientos, muestras de fluidos, información de presión estática y dinámica, datos de pruebas de producción e información de vigilancia y rendimiento. Los datos utilizados también incluyen información del subsuelo obtenida a través de mediciones indirectas, incluidos datos sísmicos 2-D y 3-D de alta calidad, calibrados con el control de pozo disponible.

Al 31 de diciembre de 2020, YPF S.A. posee reservas probadas por 922 millones de BOE de las cuales 396 son reservas no desarrollados representando un 43% del total de reservas probadas. En comparación con el total de reservas del 2019, se redujo un 14% debido a menores inversiones por el Covid-19 y a la baja en los precios del petróleo. Sin embargo el porcentaje de reservas de shale fue de un 39% respecto a un 31% en el 2019.



La composición del crudo que la compañía produce en Argentina varía según el área geográfica. Casi todo el petróleo crudo tiene un contenido de azufre muy bajo o nulo y se vende sustancialmente al segmento del Downstream. La mayor parte del gas natural que la compañía produce es de calidad de gasoducto y sustancialmente todos los campos de petróleo producen gas asociado.

### 3.2.2. Downstream

Durante el 2020, las actividades incluyeron la comercialización y transporte de petróleo crudo, combustibles refinados, lubricantes, GLP y otros productos refinados del petróleo en los mercados mayoristas y minoristas nacionales y ciertos mercados de exportación.

La compañía ofrece una amplia gama de productos refinados de petróleo en toda Argentina a través de una extensa red de personal de ventas, distribuidores independientes y de propiedad de YPF, y un amplio sistema de distribución minorista. Además, la compañía exporta productos refinados, principalmente desde el puerto de La Plata. Los productos de petróleo refinado que se comercializa incluyen gasolina, diesel, combustible para aviones, querosén, fueloil pesado y otros productos de petróleo crudo, como aceites de motor, lubricantes industriales, GLP y asfaltos.

### 3.2.2.1. Refino y Comercialización

#### Refino

La compañía posee tres refinerías con una capacidad de procesamiento total de aproximadamente 319,5 mil barriles diarios. Se encuentran ubicadas estratégicamente a lo largo de los sistemas de distribución de oleoductos que posee la compañía. En 2019, la producción de crudo, que prácticamente en su totalidad se destinó a las refinerías, representó aproximadamente el 85,1% del crudo total procesado por las refinerías, mientras que en 2019 fue del 80,1%. A través de la participación en Refinor, la compañía también posee una participación del 50% en una refinería de 26,1 mil barriles diarios ubicada en la provincia de Salta, conocida como Campo Durán.

La siguiente tabla establece los niveles de procesamiento y producción para las tres refinerías para cada uno de los cuatro años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019, 2018 y 2017.

**Tabla 1: Procesamiento y producción de refinería**

<b>Unidad: BOE millones</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b><u>Procesamiento</u></b>				
Petróleo crudo	85,8	101,3	103,6	107
Otros	3,8	4,7	4,7	4,3
<b><u>Producción</u></b>				
Diesel	39,3	41	41,5	41
Gasolina	17,8	24,8	26,1	25,2
Productos petroquímicos	8,2	8,1	7,4	7,9
Combustible para aviación	2,4	6,9	6,8	6,8
Aceites	0,9	0,9	0,8	1

Fuente: YPF, elaboración propia.

Durante 2020, la utilización de las refinerías a modo global ascendió a 73,4%, en comparación con 86,86% en 2019, en base a la capacidad nominal de 319,5 miles de barriles diarios. Este descenso se debió al Covid-19, luego empezó a normalizarse en el mes de diciembre 2020 donde el ratio alcanzó el 83,9%.

La refinería de La Plata es la refinería más grande de Argentina, con una capacidad nominal de 189 mil barriles diarios. La refinería está ubicada en el puerto de la ciudad de La Plata, en la provincia de Buenos Aires, aproximadamente a 60 km de la Ciudad de Buenos Aires. Durante 2020, debido a la pandemia, la refinería procesó aproximadamente 134,3 mil barriles diarios, con una tasa de utilización de capacidad de 71,1%, en comparación con 160,4 mil barriles diarios procesados con una tasa de utilización de capacidad de 84,9% en 2019. El crudo procesado en la refinería de La Plata proviene principalmente de las cuencas Neuquina y San Jorge. Su

abastecimiento de crudo proviene de la cuenca Neuquina por oleoducto y de la cuenca San Jorge por barco, en cada caso hasta Puerto Rosales, y luego por oleoducto desde Puerto Rosales hasta la refinería.

La refinería de Luján de Cuyo tiene una capacidad nominal de 105,5 mil barriles diarios, la tercera mayor capacidad entre las refinерías argentinas. Durante 2020, la refinería procesó aproximadamente 83,8 mil barriles diarios, con una tasa de utilización de la capacidad del 79,4% en comparación con los 93,5 mil barriles diarios procesados en 2019, con una tasa de utilización de la capacidad del 88,6%. En 2020, el procesamiento de la refinería Luján de Cuyo se vio afectado por la menor disponibilidad de crudo de las cuencas de la zona de Mendoza. Por su ubicación en la provincia de Mendoza y su proximidad a importantes terminales de distribución que posee la compañía, la refinería de Luján de Cuyo se ha convertido en la principal instalación responsable de proveer a las provincias del centro y noroeste de Argentina con productos petrolíferos para consumo interno. La refinería de Luján de Cuyo recibe suministros de crudo de las cuencas Neuquina y Cuyana por ductos directamente a la instalación. Aproximadamente el 86,3% del crudo procesado en la refinería de Luján de Cuyo en 2020 fue producido por YPF S.A., en comparación con 78,4% producido por YPF en el 2019.

La refinería Plaza Huincul, ubicada en la provincia de Neuquén, tiene una capacidad instalada de 25 mil barriles diarios. Durante 2020, la refinería procesó aproximadamente 16,2 mil barriles diarios, con una tasa de utilización de la capacidad del 65,0%, en comparación con los 23,6 mil barriles diarios procesados en 2019 con una tasa de utilización de la capacidad del 94,49%. Los únicos productos que se producen actualmente en la refinería son la gasolina, el diesel y el jet fuel, que se venden principalmente en áreas cercanas y en las regiones del sur de Argentina. Los productos más pesados, en la medida en que la producción exceda la demanda local, se mezclan con petróleo crudo y se transportan por oleoductos desde la refinería hasta las instalaciones que la compañía posee en La Plata para su posterior procesamiento.

Las refinерías mantienen sus sistemas en continuo mejoramiento y revisión por parte de organizaciones autorizadas. Durante 2020, la energía renovable producida por el parque eólico Manantiales Behr (ubicado en la provincia de Chubut) y Los Teros I (ubicado en la provincia de Buenos Aires) representó el 20% del consumo eléctrico de las Refinerías de Luján de Cuyo y La Plata, en comparación con el 15% en 2019. Manantiales Behr fue incorporado a la matriz del consumo eléctrico en julio de 2018 y Los Teros I fue incorporado en septiembre 2020, ambos son propiedad de YPF Energía Eléctrica.



## Comercialización

Esta división suministra gasolina, diesel, JET-A1 Fuel, lubricantes, asfaltos, GLP y otros derivados del petróleo en toda Argentina y otros países de la región. La distribución se realiza a diversas industrias tanto a la minorista como la de transporte y agricultura. Durante 2020, como consecuencia de la pandemia la economía del país se contrajo un 10% y el volumen de combustibles vendidos fue un 20,6% menor respecto al 2019. Sin embargo, YPF mantuvo su posición de liderazgo en Argentina, alcanzando una participación de mercado del 54% en combustibles líquidos. YPF vende dos tipos de gasolina: Infinia, una gasolina premium de 98 octanos, y Super, una gasolina regular de 95 octanos. El consumo de Infinia respecto del total consumido de naftas obtenido en 2020 fue 27,2%, manteniéndose similar al 2019 que fue de 27,3%. La participación de mercado de Infinia y Super, según la información publicada por la Secretaría de Energía de Argentina, fue de 58,3% y 51,1%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2020, en comparación con 61,0% y 54,1%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2019. El volumen de ventas de Infinia fue en 2020 un 31,1% menos que en 2019 y de Nafta Super fue en 2020 un 30,6% menos que en 2019.

Con respecto al diésel, según estimaciones de YPF, la participación de mercado de diésel e Infinia diésel fue de 53,8% y 59,0%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2020, en comparación con 55,6% y 59,7%, respectivamente, al 31 de diciembre de 2019. El volumen de ventas de Infinia diesel disminuyó 19,3% en comparación con 2019 y el volumen de diesel disminuyó 11,6% respecto al 2019.

### 3.2.2.2. *Retail y tiendas ("Full" Stores)*

#### Retail

Al 31 de diciembre de 2020, la red de ventas de la División Comercial en Argentina constaba de 1.632 estaciones de servicio minoristas, en comparación con las 1.620 al 31 de diciembre de 2019. De estas, 110 son propiedad de YPF. Las restantes 1.522 estaciones de servicio son estaciones de servicio asociadas. OPESSA, la subsidiaria de propiedad de YPF S.A., opera activamente 166 estaciones de servicio minoristas, de las cuales 88 son propiedad de YPF, 24 están arrendadas al Automóvil Club Argentino ("ACA") y 54 están arrendadas a terceros. Además, YPF posee el 50% de Refinor, empresa que opera 93 estaciones de servicio. Según estimaciones de YPF, al 31 de diciembre de 2020, la compañía es el principal minorista de combustibles en Argentina, con el 32,8% de las estaciones de servicio de gasolina del país, seguido de Shell, Axion y Puma Energy con el 14,9%, 12,8% y 6,3%, respectivamente. Durante 2020, YPF renovó exitosamente 134 contratos con terceros propietarios de estaciones

minoristas. Durante 2020, la compañía continuó implementando medidas diseñadas para mejorar la infraestructura de la red de estaciones de servicio y se introdujo un nuevo modelo de negocio modular que busca construir una estación en un corto período de tiempo, con una mínima inversión y bajos costos de mantenimiento, permitiendo servicios ágiles, simplificados y fáciles de operar. Durante 2020, las estaciones de servicio adoptaron y siguieron los protocolos del Gobierno Nacional y las autoridades locales para atender el COVID-19. Adicionalmente se lanzó el “Programa + Ventas” para incentivar la venta de combustibles. El programa se ejecuta cada dos meses y reconoce a las estaciones de servicio con mejores rendimientos, recompensándolos con una comisión adicional y excepcional (hasta 1%) basada en un sistema de puntos. Se implementó la aplicación de YPF en más de 1.170 estaciones de servicio. Con esta aplicación, la compañía agilizó el proceso de pago y también centralizó los beneficios de la red y los descuentos otorgados como los del personal de salud, promociones bancarias, descuento en Boxes, entre otros.

#### Tiendas (“Full” Stores)

La división de tiendas de YPF es una franquicia que consta de 635 tiendas abiertas las 24 horas. De estas 635 tiendas, 161 son operadas por OPESSA S.A., mientras que 474 son operadas por terceros. Las principales categorías de productos vendidos son café, comidas frías y calientes, bebidas sin alcohol y productos de quiosco. Con el fin de reducir el impacto de la pandemia y apoyar las ventas, la compañía desarrollo nuevas alternativas para los clientes. En primer lugar, 200 tiendas implementaron un servicio de entrega. Por otro lado, 513 tiendas han lanzado la posibilidad de comprar con YPF APP, evitando el intercambio de dinero o tarjeta de crédito, reduciendo el riesgo de contagio. También se incluyeron nuevos productos “esenciales” en las tiendas. Durante 2020, como resultado de las medidas adoptadas para mitigar el impacto de la pandemia COVID-19, las unidades vendidas a través de la red YPF Full Store se redujeron un 33% en comparación con 2019.

El modelo de franquicia de tiendas de YPF genera ingresos en forma de regalías pagadas por tiendas y proveedores. Estas regalías se materializan como un porcentaje de las ventas de las tiendas. Las ventas de YPF Full Stores se han visto afectadas por las medidas de bloqueo de COVID-19. Por lo que la compañía, renunció a los pagos de regalías adeudados por los dueños de las tiendas y proveedores para el período marzo / junio de 2020, por un monto total de aproximadamente USD 9,5 millones, para mitigar las consecuencias de la pandemia de COVID-19 para los propietarios y sus empleados.

### 3.2.2.3. Agricultura e Industria

#### Agricultura

La División de Agricultura proporciona una amplia cartera de productos y servicios a los productores agrícolas, que incluye asesoramiento agrícola, entrega y aplicación de productos en el lugar de consumo. La división posee una red de 103 puntos de venta (8 son propiedad de YPF) con áreas comerciales exclusivas en 19 provincias, que ofrecen combustibles, fertilizantes, lubricantes, agroquímicos y bolsas de ensilaje. La compañía ha creado la marca YPF Agro que se convirtió en el principal aliado de ExpoAgro (la feria agroindustrial más relevante del país) de 2020 a 2022, representando la unión estratégica de 2 referentes del sector para el desarrollo de la industria agrícola. En volumen se registró un incremento en fertilizantes y productos agroquímicos de 121% con respecto a 2019. Además, la participación de mercado de fertilizantes, según la estimación de YPF S.A., fue de 13,8% frente a 10,4% en 2019. YPF desarrolló financiamiento de cultivos con instrumentos como tarjetas de crédito con bancos locales, por más de USD 148,6 millones. La compañía acepta diferentes tipos de granos como pago (canje), principalmente soja, pero también maíz, arroz, trigo, sorgo, girasol, cebada y arándanos. Algunas sojas son procesadas por empresas de terceros para obtener aceite, harina y cáscaras de soja que generalmente la compañía exporta. Además, parte del aceite de soja es utilizado para la producción del diesel, que cubre aproximadamente el 12,7% de las necesidades de la refinería de YPF. Durante 2020, la compañía recibió aproximadamente 1,5 millones de toneladas de granos (una disminución del 13% en comparación con 1,7 millones de toneladas en 2019), principalmente soja. Al 31 de diciembre de 2020 los ingresos por estas exportaciones representaron aproximadamente USD 403 millones, un aumento de 14% con respecto a 2019.

#### Industria

Esta división abastece a todos los sectores de la industria nacional y el transporte (terrestre), que requieren un amplio portafolio de productos y servicios para satisfacer las necesidades de los clientes. La división desarrolla soluciones específicas para minería, petróleo y gas, transporte e industrias en general. Suministra productos como combustibles (diésel, gasolina, fuel oil), lubricantes, carbón, asfaltos y otros, ya sea directamente desde las refinerías hasta el punto de consumo (más de 8.500 clientes directos) a través de la propia red terrestre y fluvial, o mediante una red de 22 distribuidores industriales con cobertura nacional. La compañía incrementó su cartera de clientes por medio de la tarjeta de flota YER (YPF en ruta) diseñada para cubrir las necesidades de suministro y administración de vehículos de carga y pasajeros. Por otro lado, en el segmento de petróleo y gas, la compañía se encuentra construyendo un centro para abastecer

a la industria en el corazón de Vaca Muerta. Por último, en el segmento minero la compañía renovó y realizó nuevos contratos con los siguientes clientes: Sales de Jujuy S.A, Minera Exar S.A and Minera Pirquitas S.A.

#### 3.2.2.4. [Aviación y lubricantes](#)

##### Aviación

La división de aviación ofrece JET A-1 en 50 aeropuertos y AVGas 100LL en 41 aeropuertos de Argentina. Durante 2020, debido al COVID 19, la demanda bajo un 70% pasando de abastecer más de 1.232.000 metros cúbicos en 2019 a 336.256 metros cúbicos en el año 2020.

##### Lubricantes

En el mercado de Lubricantes, YPF tiene una posición de liderazgo. Fabrica una amplia gama de productos que incluyen aceite de motor, lubricantes industriales y de servicio pesado en los mercados minorista, mayorista e industrial a través de una red de concesionarios y distribuidores. En el complejo industrial de La Plata, opera una moderna y eficiente planta de fabricación donde se produce lubricantes no solo para el mercado interno, sino también para la exportación. Durante 2020, las ventas de lubricantes disminuyeron 6,4% en comparación con 2019. Las ventas al mercado interno disminuyeron 11,4%, y al mercado exterior se incrementaron un 28% en comparación con 2019. La participación de mercado al 31 de diciembre de 2020 fue de 37,9% (una disminución de 0,6% con respecto a 2019) según información publicada por la Secretaría de Energía.

#### 3.2.2.5. [Gas licuado del petróleo y químicos](#)

##### Gas licuado del petróleo

La compañía se dedica al negocio mayorista de GLP, que abarca el almacenamiento, la logística y la comercialización de GLP a los mercados nacionales y extranjeros. Se obtiene GLP de las plantas procesadoras de gas natural y refinerías, así como de terceros. Además de butano y propano, también se vende propelentes utilizados en los procesos de fabricación de aerosoles. En el mercado nacional, la compañía vende GLP principalmente a distribuidores que abastecen al mercado minorista nacional. La División GLP no abastece directamente al mercado minorista, que es abastecido por YPF Gas S.A., su filial. Durante 2020, YPF S.A. vendió aproximadamente el 26% de su producción de GLP a YPF Gas S.A. para el mercado nacional. La compañía es el mayor productor de GLP de Argentina, con ventas en 2020 que alcanzaron aproximadamente 494 mil toneladas, en comparación con 555 mil toneladas en 2019. De esto, aproximadamente 364 mil toneladas se vendieron en el mercado interno, en comparación con 374 mil toneladas en 2019.

Los principales clientes en el mercado nacional son las empresas que venden GLP en cilindros o empaques a granel a los consumidores finales, y también suministran GLP a los hogares en algunas regiones. Adicionalmente, las exportaciones en 2020 alcanzaron aproximadamente 130 mil toneladas, en comparación con 181 mil toneladas en 2019. Los principales destinos fueron Chile, Paraguay y Uruguay. El transporte de GLP a clientes extranjeros se realiza por camión, oleoducto y barcasas.

### Químicos

Los petroquímicos se producen en las unidades productivas de YPF en Ensenada, Luján de Cuyo y Plaza Huinca. Las operaciones de producción de petroquímicos en el Complejo Industrial Ensenada ("CIE") están estrechamente integradas a las actividades de refinación en la Refinería La Plata, lo que permite un suministro flexible de materia prima, el uso eficiente de subproductos como el hidrógeno y el suministro de aromático para aumentar los niveles de octanaje de la gasolina.

El gas natural, materia prima del metanol, es suministrado por el segmento de negocio Upstream. El uso de gas natural como materia prima le permite monetizar las reservas, demostrando la integración entre las divisiones Química y Upstream. Las materias primas para la producción petroquímica en el CIE, incluyendo nafta virgen, propano, butano y querosén, son abastecidas principalmente por la refinería de La Plata. En 2020, 2019 y 2018, el 75%, 72% y 67%, respectivamente, de las ventas de petroquímicos (incluido el propileno), se realizaron en el mercado interno, mientras que el resto se exporta a los países del Mercosur, Europa y los Estados Unidos.

La división de químicos también tiene el 50% de propiedad de Profertil, una empresa conjunta con Nutrien, líder mundial en fertilizantes, que inició operaciones en 2001. Profertil tiene una planta de producción en Bahía Blanca que produce 1,3 millones de toneladas de urea y 790.000 toneladas de amoníaco por año. Además, Profertil comercializa otros nutrientes y mezclas especiales de tierra preparada para optimizar el rendimiento del suelo.

### 3.2.2.6. Logística y Comercial

#### Logística

Transporte y almacenamiento de crudo y productos: la compañía tiene disponible una red de cinco oleoductos principales, dos de los cuales son de su propiedad. La red de transporte de crudo incluye cerca de 2.800 km de oleoductos con aproximadamente 640.000 barriles de capacidad de transporte diario total de productos refinados. La compañía posee tanques de petróleo crudo de aproximadamente 7 millones de barriles y mantiene instalaciones terminales en cinco puertos argentinos. La información relativa a los intereses de YPF en su red de oleoductos se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 2: Oleoductos**

De	Hasta	Participación	Longitud (Km)	Capacidad Diaria (BOE/d)
Puerto Hernández	Refinería Lujan de Cuyo	100%	528	93.509
Puerto Rosales	Refinería La Plata	100%	585	326.541
Refinería La Plata	Dock Sud	100%	52	141.006
Loma Campana	Lago Pellegrini	85%	88	125.860
Brandsen	Campana	30%	168	120.700
Plaza Huincul	Puerto Rosales	37%	888	232.000

Fuente: YPF, elaboración propia.

#### Comercial

Las actividades comprenden la venta de productos refinados y petróleo crudo a clientes internacionales y compra de petróleo crudo a compañías petroleras nacionales. Esta división exporta a diferentes países, principalmente a Estados Unidos de América, Bahamas y Brasil, así como a otros países.

### 3.2.3. Gas y Energía

Las actividades de este segmento incluyen: (i) la comercialización y distribución de gas natural a terceros; (ii) la operación técnica de la planta de licuefacción de GNL en la terminal de Bahía Blanca y regasificación en la terminal de Escobar y (iii) los proyectos de generación tanto de energía térmica convencional como de energías renovables desarrollados por YPF Energía Eléctrica S. A. (empresa co-controlada por YPF y GE).

#### 3.2.3.1. Distribución y comercialización de gas natural

La mayoría de las reservas probadas de gas natural de la compañía (aproximadamente 76% al 31 de diciembre de 2020) están ubicadas en la cuenca Neuquina, la cual está ubicada

estratégicamente en relación con el mercado principal de Buenos Aires y cuenta con el respaldo de suficiente capacidad de gasoductos durante la mayor parte del año. En consecuencia, el gas natural de esta región tiene una ventaja competitiva frente al gas natural de otras regiones. Sin embargo, la capacidad de los gasoductos en Argentina ha demostrado en el pasado ser inadecuada en ocasiones para satisfacer la demanda de invierno en los días pico, y no existe una capacidad de almacenamiento significativa en Argentina.

El gas natural es entregado a través de los sistemas de recolección que posee YPF a las cinco líneas troncales operadas por Transportadora de Gas del Norte S.A y Transportadora de Gas del Sur S.A. de cada una de las principales cuencas. La capacidad de los gasoductos de transporte de gas natural en Argentina es utilizada principalmente por empresas distribuidoras. Una gran parte de la capacidad disponible de los gasoductos de transporte es reservada por clientes en base firme, principalmente durante el invierno, dejando la capacidad disponible para clientes en base interrumpibles en diferentes grados durante el resto del año. La compañía utiliza estructuras subterráneas naturales ubicadas cerca de los mercados consumidores como instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural, con el objetivo de almacenar volúmenes limitados de gas natural durante períodos de baja demanda y vender dicho gas natural durante períodos de alta demanda. La principal instalación de almacenamiento de gas, “Diadema”, está ubicada en la región de la Patagonia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia. La inyección de gas natural al reservorio se inició en enero de 2001. En mayo de 2019 se inició la construcción del segundo almacenamiento subterráneo de gas natural (UNGS) de YPF. Se ubica en un embalse denominado Cupén Mahuida ubicado en el sector Aguada Toledo de la cuenca Neuquina. Se encuentra conectado al sistema de tuberías troncales de gas y permitirá a YPF absorber la oscilación de la demanda durante el período no pico y aumentar la producción durante la temporada de invierno. Se espera que UNGS ahorre miles de millones de pies cúbicos de gas natural durante las temporadas primavera-otoño y extraiga este volumen durante los cuatro meses más fríos del año.

La compañía se encuentra comprometida a proporcionar cantidades fijas y determinables de gas natural en un futuro próximo bajo una variedad de acuerdos contractuales. Al 31 de diciembre de 2020 la compañía tenía el compromiso contractual de entregar 2.161 bcf de gas natural en el futuro, (sin considerar los contratos de suministro de exportación interrumpibles) de los cuales aproximadamente 1.764 bcf deberán entregarse desde 2021 hasta 2024. De acuerdo con las estimaciones de YPF al 31 de diciembre de 2020, los compromisos contractuales de entrega para los próximos cuatro años podrán ser cumplidos con producción propia y, de ser necesario, con compras a terceros.



En 2020, la compañía vendió el 33,78% del gas natural a empresas locales de distribución residencial, el 2,63% a usuarios finales, el 31,86% a usuarios industriales (incluidas las afiliadas, Mega y Profertil), aproximadamente el 20,16% a las plantas de energía (incluidas YPF LUZ) y un 6,90% a las operaciones Downstream de YPF. Durante 2020, aproximadamente el 85% de las ventas de gas natural se produjeron en la cuenca Neuquina.

#### 3.2.3.2. YPF LUZ

YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF LUZ) surgió como resultado del acuerdo firmado entre Pluspetrol Energy S.A. e YPF S.A. el 1° de agosto de 2013 y comenzó sus actividades, como sociedad creada y controlada por YPF.

En el año 2015 y como consecuencia del resurgimiento de la explotación no convencional de hidrocarburos en la formación de Vaca Muerta, se necesitó de contar con mayor confiabilidad de respaldo de energía en la zona del yacimiento Loma Campana, Provincia de Neuquén, y por esta razón, se originó el primer proyecto nuevo de generación de YPF LUZ, que se denomina Loma Campana I, que comenzó a operar en noviembre 2017 con una capacidad instalada de 105 MW. Luego, con la sanción de la Ley de Energías Renovables, y la necesidad de YPF de cumplir con los requisitos mínimos de consumo de energía a través de fuentes renovables, surgió el proyecto eólico Manantiales Behr, erigido sobre terrenos de YPF en Chubut, con 99 MW de capacidad instalada, e inaugurado en 2018. Este parque tiene uno de los mejores recursos eólicos del mundo, con un factor de capacidad de 60%.

Como parte de la estrategia de YPF Luz para continuar con su crecimiento, en marzo de 2018 una afiliada de General Electric compró el 24,99% del capital social de la Compañía por USD 310 millones quedando el porcentaje restante en manos de YPF.

El negocio principal de YPF LUZ es la generación y comercialización de energía eléctrica. La compañía cuenta con una base de activos diversificada, tanto en términos de localizaciones como de fuentes de generación. La compañía genera un 90% de energía de fuente térmica y el restante 10% es eólica. Entre el año 2020 y 2021 la compañía concluyó la construcción e iniciaron operaciones el Parque Eólico los Teros I (123 MW), la Turbina de Vapor de El Bracho (199 MW), la Central Térmica La Plata Cogeneración II (89 MW) y los 5 motores del Proyecto de motores Manantial Behr por 58 MW aumentando la capacidad instalada de la compañía en 469 MW o aproximadamente 26% respecto al año anterior.

Las ventas de las centrales térmicas se originan en contratos en dólares con plazos entre 10 y 15 años. El riesgo volumétrico es bajo dado que los principales ingresos derivan de la remuneración por disponibilidad de potencia, lo cual les da una gran previsibilidad a los ingresos. Los proyectos



renovables también tienen contratos en dólares por la energía generada, con plazos entre 5 y 21 años. Estos parques tienen prioridad de despacho, con lo cual venden toda la energía que generan. En este caso el riesgo de volumen viene dado únicamente por variabilidad del recurso eólico.

CAMMESA es el principal cliente (65% de las ventas estimadas en 2021), pero con cierta diversificación respecto a comparables del sector eléctrico. El resto de las ventas son con YPF (27%) y grandes usuarios industriales (8%), entre los que se encuentran Toyota, Ford, Nestlé, Coca Cola Femsa, Holcim, Profertil, Roca, Eco de los Andes, entre otras. Esta diversificación mitiga parcialmente el riesgo de mayores retrasos en los pagos por parte de CAMMESA, que a diciembre 2020 tenía plazos de unos 75 días respecto a los 52 días promedio que poseía en 2019.

Con una capacidad instalada de 2.307 MW y 174 MW en ejecución, YPF Luz está entre los 5 generadores más grandes del país. Los cuatro principales jugadores del mercado eléctrico argentino son Central Puerto, Pampa Energía, ENEL y AES.

Las ventas de YPF LUZ fueron a diciembre 2020 de USD 268 millones, con un EBITDA de USD 202 millones y un margen EBITDA de 75,5% en comparación a 62,4% en 2019. La mayor parte de los ingresos están atados a contratos de largo plazo en dólares, representando el pago de potencia el componente principal y como se observa los márgenes de rentabilidad son significativos una vez realizada las inversiones de capital.

### 3.3. Clientes y Proveedores

YPF dentro del segmento Upstream tiene como principal cliente al Downstream a quien realiza la venta donde realiza la mayoría de las operaciones. El segmento Downstream es donde la operación se finaliza con la comercialización de los combustible a los consumidores finales. YPF es la que guía el precio a nivel país y luego el resto de las estaciones de servicios del resto de las operadoras realizan lo mismo; y por otro lado la matriz energética del país se compone mayormente de petróleo y gas, con lo cual no hay otro tipo de energía masiva y comercializada a individuos para su reemplazo. Por otro lado, una desventaja significativa a considerar es que los precios tanto del petróleo y gas como del combustible, puede ser regulados discrecionalmente por el Estado Argentino.

Dentro del segmento de Gas y Energía, las ventas se realizan por medio de contratos donde se pactan entregas a futuro por medio de licitaciones, este segmento representa el de mayor competencia, pero menor significatividad en cuanto a los ingresos de la compañía.

Por último, la compañía posee cientos de contratos con proveedores que son indispensable para la operatoria sobre todo del segmento Upstream. De acuerdo con lo expresado por la gerencia se está realizando una renegociación de todos los contratos que posee YPF para lograr una reducción significativa de sus costos y seguir manteniendo esa línea a lo largo del tiempo.

### 3.4. Productos Sustitutos

La producción de biocombustibles en nuestro país experimentó un sensible dinamismo a lo largo de la última década, tras la implementación del Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles instaurado a través de la Ley N° 26.093 en el año 2006. Lo primero a señalar es que la instauración del esquema promocional se produjo en un contexto sustancialmente distinto al actual. En ese momento, se asistía a un sensible declino de la producción local de petróleo y gas producto, entre otras causas, del agotamiento de los yacimientos convencionales, mientras que a nivel internacional se verificaban elevados niveles de precios de los hidrocarburos. Sin embargo, ese contexto se modificó de manera abrupta a lo largo de los últimos años como resultado de la disminución del valor del petróleo en el mercado internacional y del desarrollo de la producción no convencional de hidrocarburos. El otro tipo de energía es la renovable que viene incrementándose año tras año, pero en la actualidad solo representa un 4% donde uno de sus principales jugadores es YPF LUZ.

### 3.5. Conclusiones

La compañía se encuentra en una posición dominante frente a la competencia debido a que su participación en el mercado de la comercialización de combustibles es superior al 50% y dentro del segmento del Upstream es líder en producción y reservas.

Sin embargo, actualmente la industria del petróleo y gas en Argentina se encuentra en un entorno de alta regulación, existiendo escenarios donde los precios internos del petróleo no sigan la evolución de los precios internacionales y en otros períodos si tiendan a la convergencia. También se observa que las tarifas de combustible pueden llegar a estar sujetas a posibles congelamientos por períodos indeterminados.

El actual gobierno y los anteriores consideran que Vaca Muerta es un recurso estratégico y una de las herramientas para su desarrollo es por medio de YPF S.A. que como se mencionó anteriormente, el Estado Argentino posee el 51% de participación.

Sin perjuicio de ello, una de las principales restricciones que posee actualmente el desarrollo de la formación, es el contexto macroeconómico en que se encuentra el país, haciendo inviable la llegada de inversiones debido a la incertidumbre en el flujo de divisas, cambios en las reglas de

juego, control de cambios y un nivel de riesgo país elevado. Por lo tanto, es necesario llevar a cabo una planificación a largo plazo con inversiones y financiamiento sostenido mediante un marco regulatorio con leyes, normas y esquemas operativos que abstraigan a Vaca Muerta del riesgo argentino, permitiendo satisfacer la demanda local y lograr exportar masivamente hacia el exterior.



Universidad de  
**San Andrés**

## 4. Análisis Financiero

El análisis financiero se realizará en base a los últimos cinco estados financieros presentados por YPF en los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 si bien la compañía expresa sus valores en pesos tanto en el mercado local como en el internacional, la gerencia de la compañía realiza sus análisis en dólares y la compañía utiliza en sus registros al dólar como moneda funcional.

El primer punto a tener en cuenta es que la compañía opera casi en su totalidad en Argentina por lo que se encuentra sujeta a permanentes devaluaciones de la moneda y a tasas de inflación anual significativas. A continuación, se detalla la inflación anual de acuerdo al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y a la variación del tipo de cambio anual del peso argentino respecto al dólar estadounidense:

**Tabla 3: Variables Macroeconómicas**

	2016	2017	2018	2019	2020
IPC Anual	40%	25%	48%	54%	36%
Var. ARP/USD	-22%	-18%	-101%	-58%	-40%

Fuente: INDEC y tipo de cambio mayorista publicado en comunicación 3500 del BCRA.

De la tabla 3 se observa que el incremento de precios de la economía fue por debajo del ritmo devaluatorio de la moneda excepto en el 2016 y 2017.

Adicionalmente a los factores macroeconómicos del país que repercuten de lleno en la compañía, existe un agravante adicional y es que la empresa se encuentra sujeta a decisiones que provienen del Estado Nacional donde el objetivo no es el de generar mayor valor en la compañía. Esto se refleja en congelamiento de tarifas como sucedió en agosto 2019, generando así que los precios se atrasen y no permitan acompañar la inflación del país.

Al ser una industria de capital intensivo, la compañía necesita de un plan de inversiones para mantener e incrementar su producción, pero el congelamiento de tarifas genera que la principal fuente de caja con que cuenta la compañía se reduzca, lo que genera menores inversiones, menor producción y así se genera un círculo vicioso en el cual la compañía reduce su valor.

### 4.1. Reservas

Un indicador clave al momento de analizar una compañía de recursos naturales es la evolución de las reservas probadas debido a que los recursos son finitos por lo tanto si no se generan nuevas reservas, indefectiblemente se inicia un declive de las reservas existentes. Otra métrica a identificar es la producción que en definitiva “consume” las reservas. Con estos dos datos es que se obtiene el índice de reemplazo de reservas, este ratio es mirado por los inversores porque

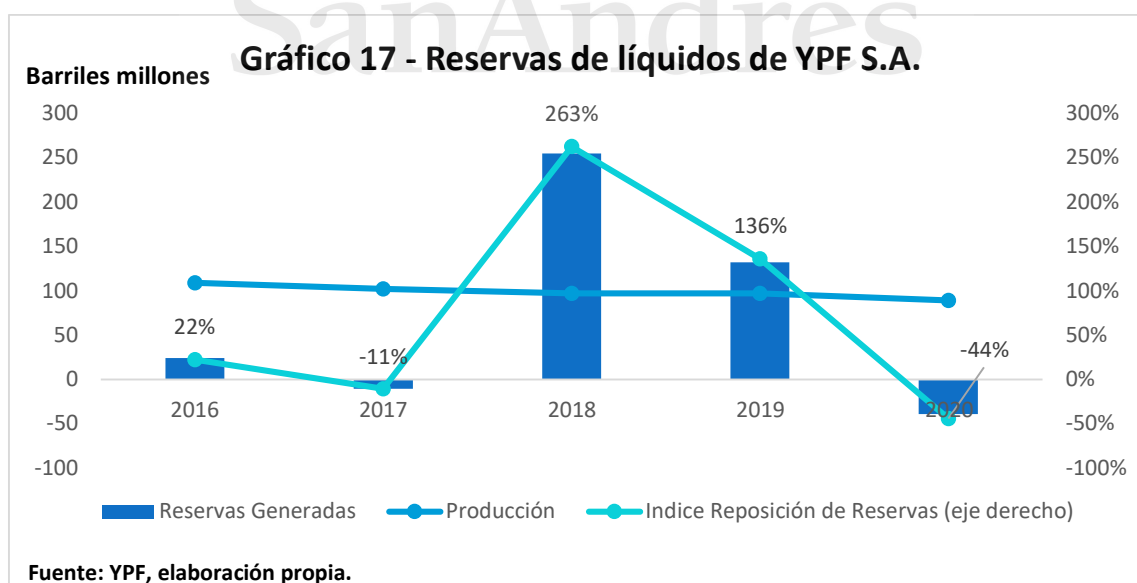
da la pauta de si existe o no crecimiento y de la capacidad de gestión de la gerencia para hacer frente al declive de las reservas. En caso de ser superior al 100%, indica que la compañía generó mayores reservas de lo que produjo y, obteniendo un resultado inferior al 100%, significa que las reservas generadas no son suficientes para equiparar el nivel de producción de la compañía. En la tabla 4 se encuentran las reservas consolidadas y acumuladas para los últimos 5 años donde hubo un declive significativo en el 2017 que luego fue recuperado en el 2018, mientras que en el 2019 se mantuvo casi estable pero luego producto de la pandemia y baja en los precios del crudo se redujo un 14%.

**Tabla 4: Reservas**

BOE millones	2016	2017	2018	2019	2020
Reservas	1.113	929	1.080	1.073	922
IRR	46%	9%	178%	96%	12%
Variación vs año anterior		-17%	16%	-1%	-14%

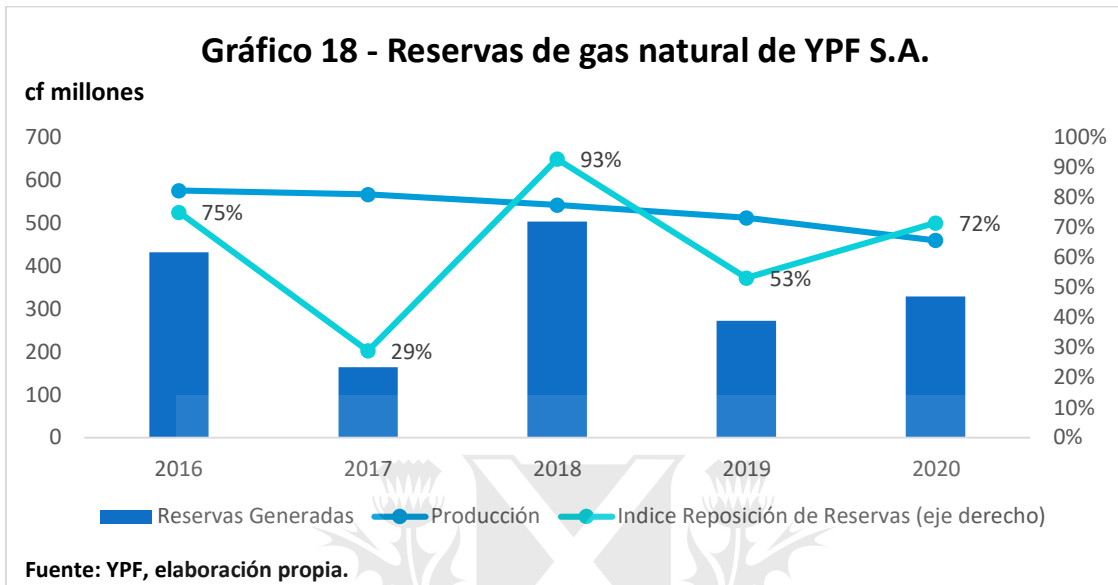
Fuente: YPF, elaboración propia.

Profundizando más en los gráficos 17 y 18, se observan las reservas generadas anualmente (conformadas por la generación de nuevas reservas, revisión de estimación pasadas y compra - venta de reservas), el nivel de producción y el índice de reposición de reservas que tuvo cada año. En el caso de las reservas de líquidos (petróleo y GNL) para el año 2016 y 2017 fueron significativamente bajas debido a que reversaron estimaciones previas. Luego ya en el 2018 y 2019 se obtuvo un IRR superior al 100%. Por último, en 2020 se obtuvo un IRR negativo por reversa en las estimaciones por la significativa baja del precio del petróleo.



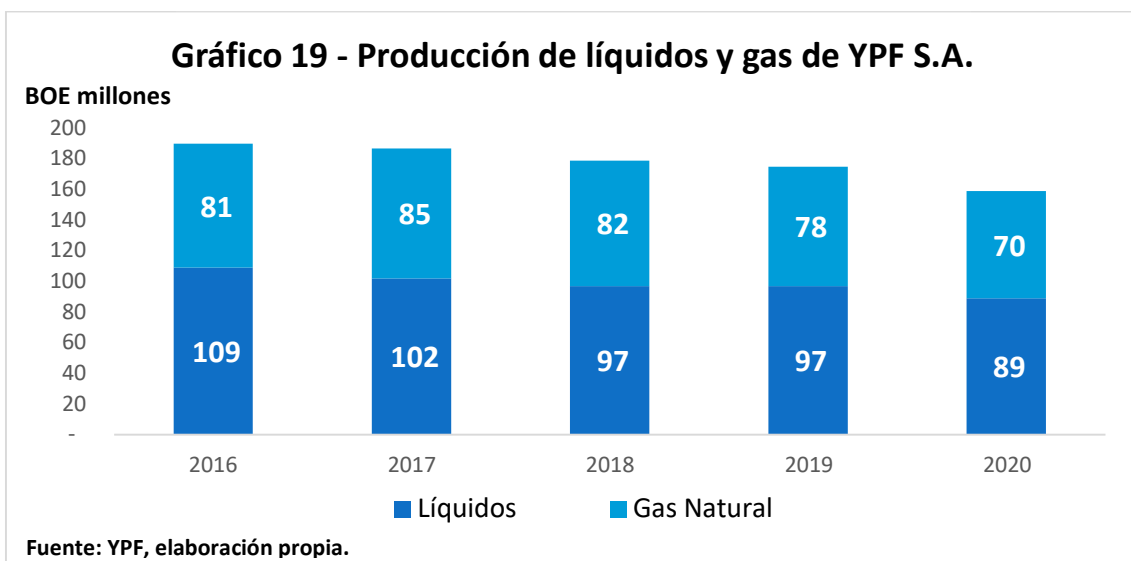
El índice de reposición de reserva de gas en los últimos 5 años no superó el 100%, es decir que no se pudo frenar el declive de las reservas, teniendo en cuenta que este recurso energético es

el más utilizado en el país. La baja del 93% al 53% en el 2019 del IRR, se debe en gran parte a la caída en los precios del gas que afecto tanto a la producción como a la perforación de nuevos pozos. Por último, en el 2020 el IRR se incrementa a 72% debido a nuevos proyectos producto del nuevo plan gas.

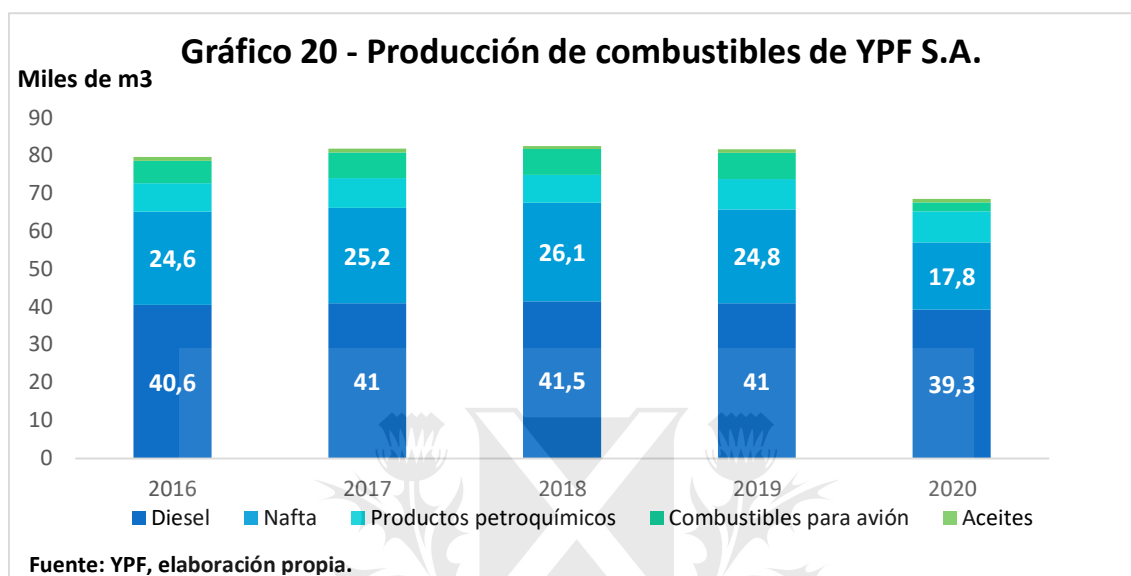


#### 4.2. Producción

La producción del segmento Upstream de la compañía sufrió un decrecimiento de la producción de un -10,6% anual respecto del 2019 producto de una combinación de factores: disminución en los precios del petróleo; la gerencia anterior enfocó su plan estratégico en el gas natural (pero no se obtuvo la rentabilidad esperada) y en energías renovables; por último en el año 2020 se inicia la pandemia del Covid-19 en todo el mundo.



La producción del segmento Downstream sufrió en el año 2019 el contexto macroeconómico del país donde los precios en el surtidor en dólares fueron a la baja en gran medida debido a la imposibilidad de realizar aumentos debido al congelamiento de las tarifas y a la devaluación del 58% del peso frente al dólar. Luego en el 2020 la producción disminuye abruptamente por la baja en la actividad producto de la prohibición de circular por el Covid-19.



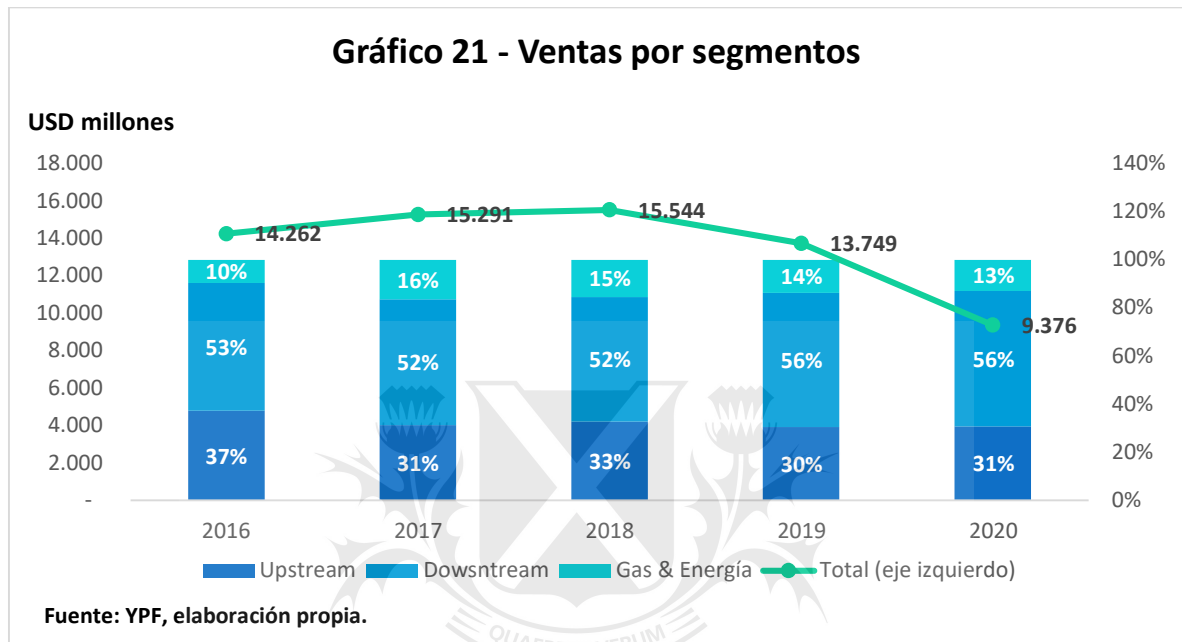
En el segmento de Gas & Energía del año 2019 la empresa atribuyó la caída interanual de 5,5% al exceso de oferta y a una serie de modificaciones regulatorias que llevaron a una caída de los precios. Esta situación ocasionó que menguaron las inversiones necesarias para sostener los volúmenes a comienzos de 2019 y como consecuencia se evidenció una disminución en la oferta de gas natural durante los últimos meses del año.

#### 4.3. Ventas

En el gráfico 21, se observa el total de ventas del año 2016 al 2020 de acuerdo a los tres segmentos de la compañía. El 99% de las ventas del Upstream son inter-segmentos, es decir toda su producción es enviada tanto al Downstream como al segmento de Gas & Energía. En sentido contrario más del 95 % del total de ventas de estos segmentos se realizan con el mercado. Por último, existe un cuarto segmento no incluido dentro del análisis que corresponde al segmento de "Corporación y Otros" que actúa a modo de soporte de los otros segmentos donde se encuentran todas las actividades relacionadas a la administración de la compañía. También comprenden actividades de construcción e ingeniería debido a la participación que posee YPF en la compañía AESA. Debido a que este segmento no es significativo y que no hace

al núcleo del negocio, no se tendrá en cuenta en el análisis financiero ni en la valuación de la compañía.

La evolución de ventas totales de los últimos 5 años da una tasa de decrecimiento anual compuesta de -9,96 % que viene dada por la disminución en ventas que se produce desde el 2019 en adelante.

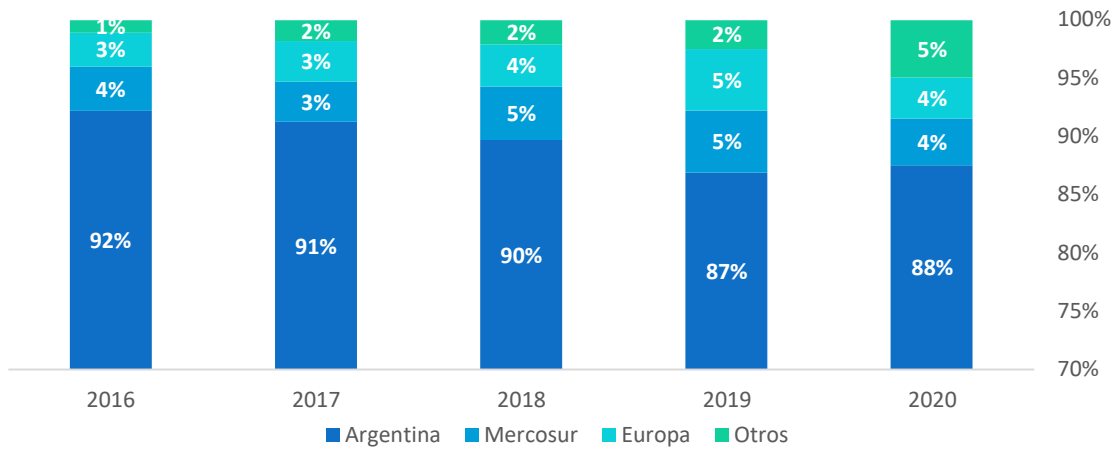


### Ventas por Geografía

Las ventas realizadas por la compañía muestran una preponderancia hacia el abastecimiento del mercado interno, como se ve reflejado en el gráfico 22, donde en el 2020 el 88 % del total de las ventas realizadas por la compañía fueron en Argentina. Sin embargo, en el 2016 representaban un 92%. Eso muestra una tendencia a una mayor exportación, aunque sigue siendo poco significativa. Esto también se debe a que por políticas públicas lo que se busca en un principio es la autonomía energética del país para dejar de depender de otros países. Con lo cual el excedente una vez satisfecha la demanda local es lo que luego se termina exportando.



**Gráfico 22 - Ventas por zona geográfica**

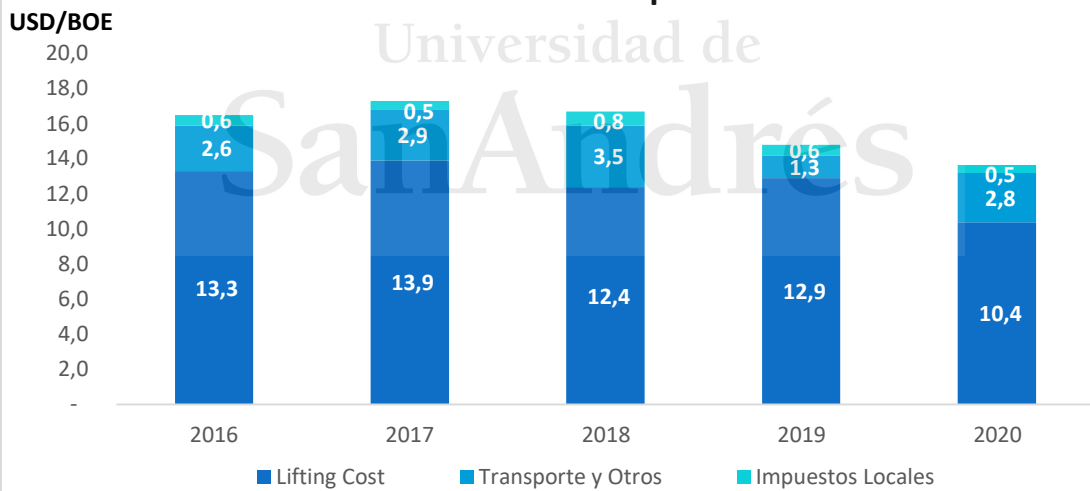


Fuente: YPF, elaboración propia.

#### 4.4. Costos Operativos

Los costos operativos unitarios disminuyeron del 2019 al 2020 en un -8%, dicha disminución corresponde principalmente a menores costos de extracción. Por otro lado, los costos de transporte y otros se incrementaron un 116%.

**Gráfico 23 - Costos de producción**



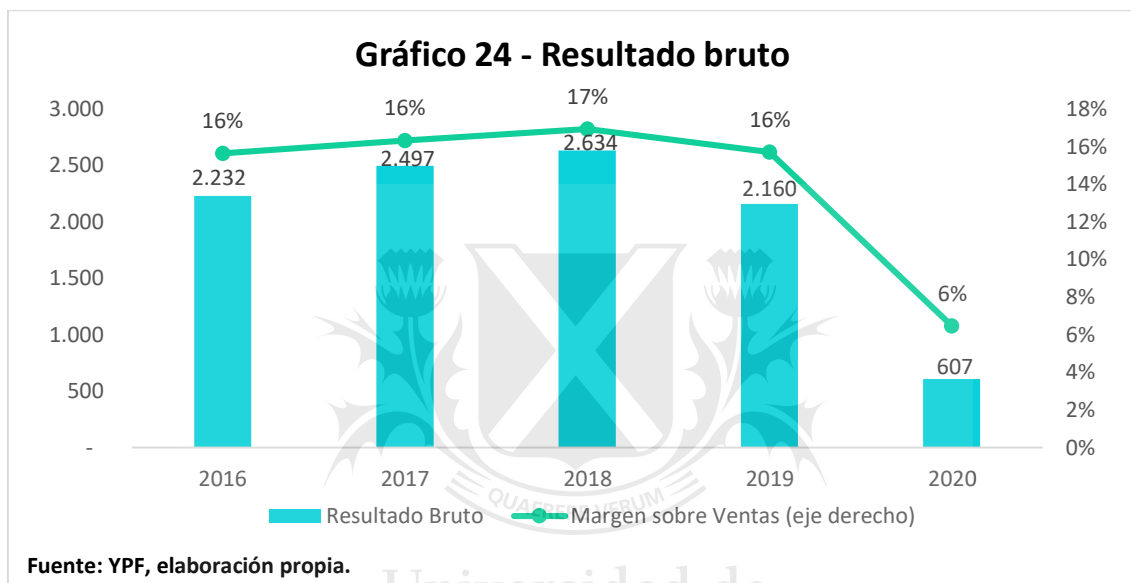
Fuente: YPF, elaboración propia.

#### 4.5. Evolución de Márgenes

##### Resultado Bruto

El resultado bruto de la compañía es aquel que se determina luego de netear las ventas de la compañía con los costos de la mercadería vendida. Estos costos abarcan las compras, salarios

de producción, depreciaciones de maquinarias, transporte, mantenimiento y otros que son necesarios para llevar a cabo la operatoria productiva de la empresa. De acuerdo con el gráfico 24, el resultado bruto del 2020 finalizó en USD 607 millones el cual disminuyó un 72% respecto al 2019 y esto se debe como se comentó con anterioridad a la fuerte baja en las ventas que sufrió la compañía. También se observa que los márgenes de rentabilidad sobre ventas en los últimos años hasta el 2019 se mantienen estables, entorno a un 16% -17% pero luego en el 2020 con la abrupta caída de ingresos la compañía, no pudo reducir sus costos, disminuyendo el margen al 6%.



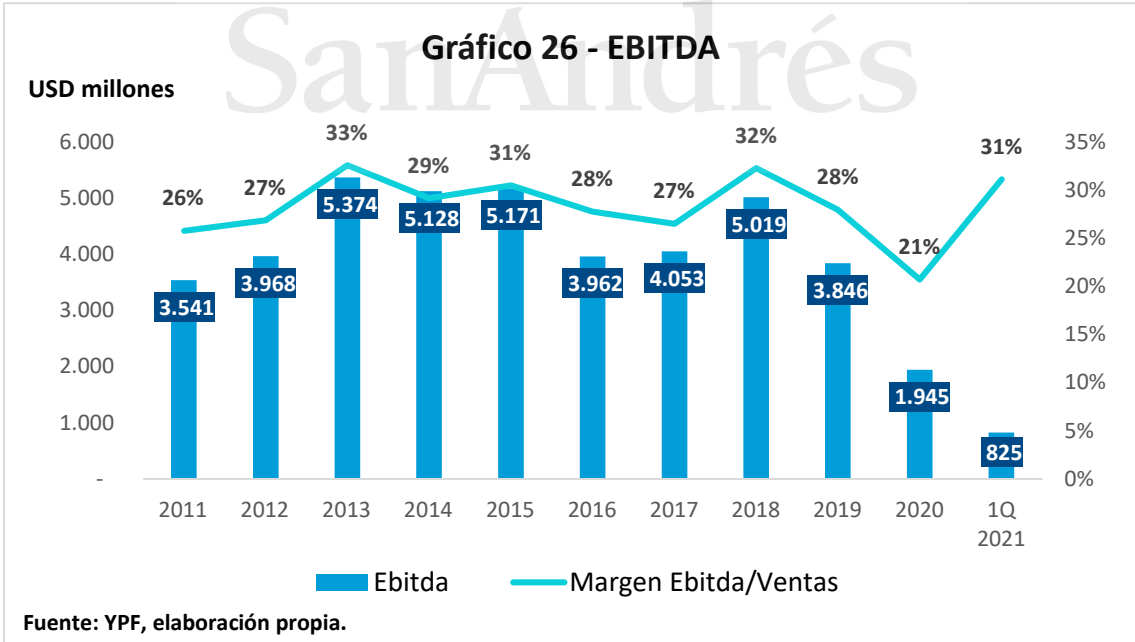
### Resultado Operativo

Este resultado expresa todos los gastos en los que incurre la compañía en el día a día incluyendo los gastos asociados a gastos de comercialización de servicios y productos, gastos de administración, cargos por deterioro de activos, gastos de exploración y otros. Sin embargo, excluye los gastos generados por intereses financieros, impuesto o inversiones en otras compañías. En este caso los resultados fueron oscilando durante los cuatro años debido en gran medida a los cambios de estimación en los deterioros de activos. En el 2016, hubo variaciones significativas en los precios del petróleo generando cambios en las estimaciones de cargos por deterioro de los activos que impactaron en el resultado operativo de la compañía. Luego en 2017 esos cargos se revierten debido a una combinación de mejoras en la macroeconomía del país, mayor producción, mejoras en los precios internacionales y asociaciones con otras empresas para la puesta en producción de pozos.



**EBITDA**

Este indicador es utilizado por la gerencia para análisis internos, así como los inversores también lo utilizan frecuentemente para realizar comparaciones con la competencia. El EBITDA parte del resultado operativo de la compañía y le quita los efectos de amortizaciones de los bienes de uso, activos intangibles, exploraciones no productivas y cargos por deterioro o recuperos de activos. Como se observa en el gráfico 26, el margen de EBITDA sobre ventas se mantuvo en el rango del 26% al 33% del 2011 al 2019, luego en el 2020 se reduce a un 21% por los motivos explicados anteriormente.



#### 4.6. Ratio de rentabilidades

Para el análisis del retorno sobre los activos (ROA) y patrimonio neto (ROE), se aplicará el modelo de Du Pont que mide el retorno sobre el patrimonio neto y se conforma del producto del retorno sobre activos y el apalancamiento financiero.

**Tabla 5: ROA y ROE**

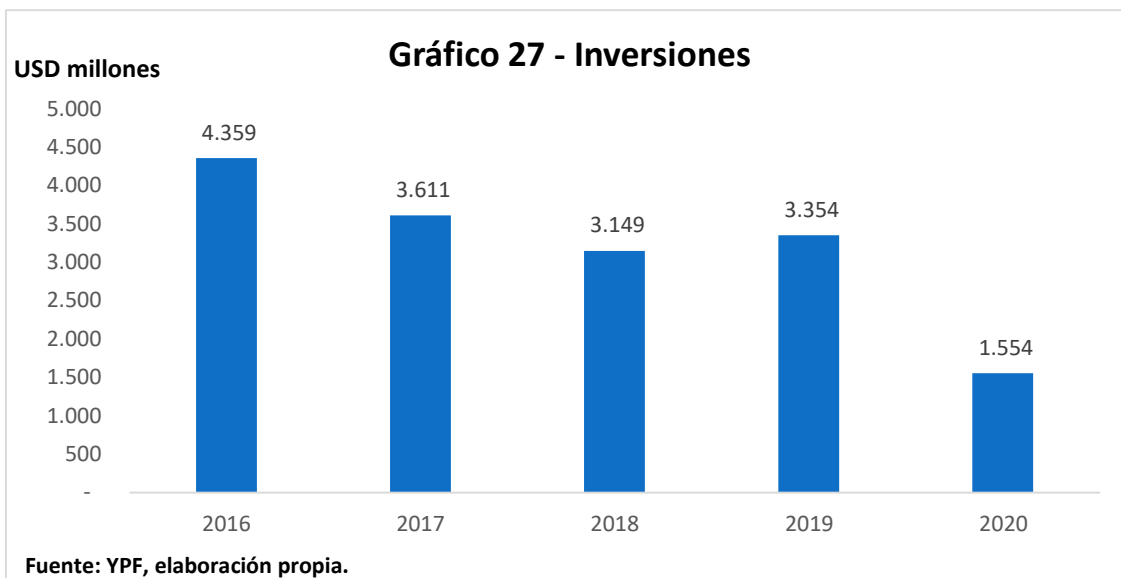
	2016	2017	2018	2019	2020
Margen Neto (UN/Ventas)	-14%	5%	9%	-5%	-12%
Rotación de Activos (Ventas/Activo)	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Apalancamiento Financiero (Activo/PN)	3,55	3,32	2,74	2,87	2,81
ROA (UN/Activo)	-7,00%	2,50%	3,60%	-2,00%	-4,80%
ROE (UN/PN)	-24,85%	8,30%	9,86%	-5,74%	-13,50%

Fuente: YPF, elaboración propia.

De la tabla 5 se desprende que el ROA ha decaído en el 2019 siendo de un -2,00%, influenciado en gran medida por tener un margen neto negativo, mientras que la rotación de activos se mantiene estable durante los años analizados. Por otro parte el retorno sobre el patrimonio fue de un -5,74% en el 2019 explicado por tener un ROA negativo y también en parte contribuye el incremento del apalancamiento financiero en un 5% del 2018 al 2019.

#### 4.7. Inversiones

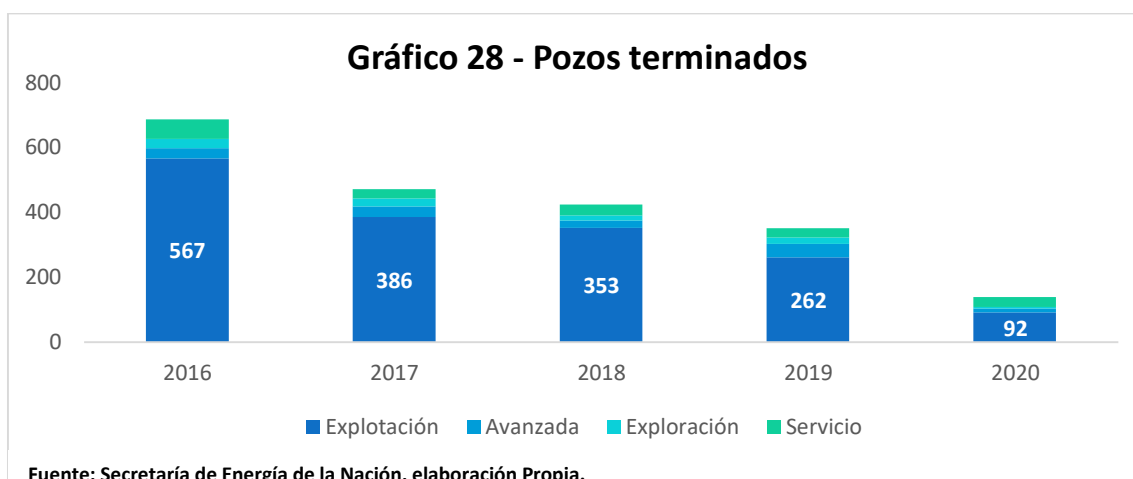
Como se observa en el gráfico 27, las inversiones realizadas anualmente fueron disminuyendo a lo largo de los años observándose un repunte en el 2019 de un 6,5% mayor que el 2018. Sin embargo, no llega a los niveles del 2016 donde las inversiones alcanzaban los 4 mil millones de dólares. La explicación a este declive se debe en gran parte a la falta de competitividad en los precios de la compañía. Como mencionamos anteriormente el ritmo devaluatorio que hubo en el país no tuvo su correlato en los precios, quedando desfasados. Por lo tanto, el poseer menores ingresos repercutió de lleno en las inversiones de la compañía. Luego en el 2020 la compañía reduce su nivel de inversiones debido a la parálisis en la producción y para mantener un nivel de caja estable.



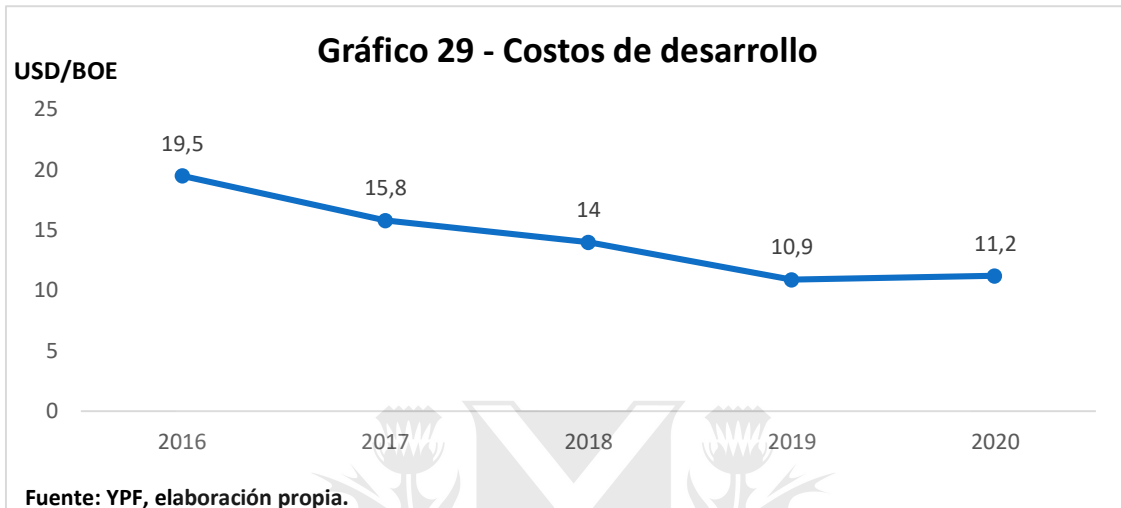
De esto se desprende la menor cantidad de pozos terminados que se pueden clasificar en 4 tipos:

- Pozo de Avanzada: sondeo realizado más allá de los límites de una zona con hidrocarburos comprobados, con el objetivo de incorporar a la misma una zona con hidrocarburos probables.
- Pozo de Exploración: pozo cuyo objetivo es descubrir petróleo y/o gas, el que es perforado en una posible trampa petrolífera, aislada de otras en donde ya se hubiere perforado uno o más pozos.
- Pozo de explotación: como su nombre lo indica, son aquellos pozos donde hay hidrocarburos comprobados y se extraen.
- Pozo de servicio: sondeo cuyo objetivo es realizar las tareas secundarias que resultaren necesarias para la optimización de la explotación de un yacimiento.

En el gráfico 28 se observa que los pozos de explotación son aquellos que mayor proporción tienen cada año, disminuyeron significativamente hasta llegar a 92 pozos terminados en el 2020.

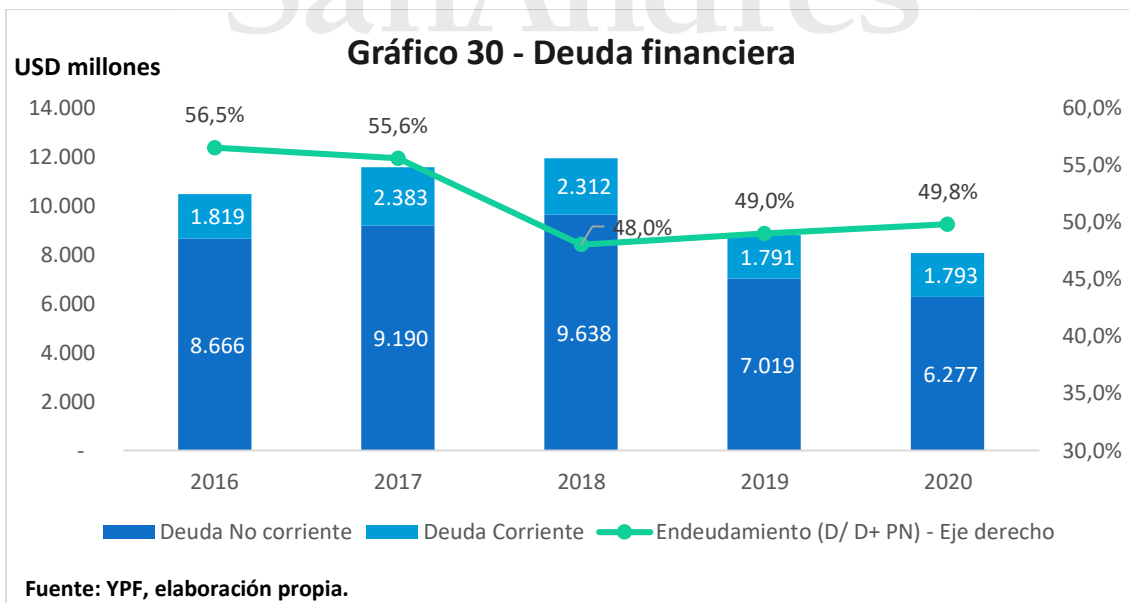


En el siguiente gráfico se visualiza la evolución del costo de desarrollo en donde se tomó el capital invertido en el Upstream respecto a la producción anual. En este se observa como el costo va disminuyendo, sin embargo, en el 2020 también se debe aclarar que el costo se incrementó en un USD 11,2 por BOE por mayores costos por protocolos de covid-19 y a menor cantidad de fracturas producto de menores pozos operados.

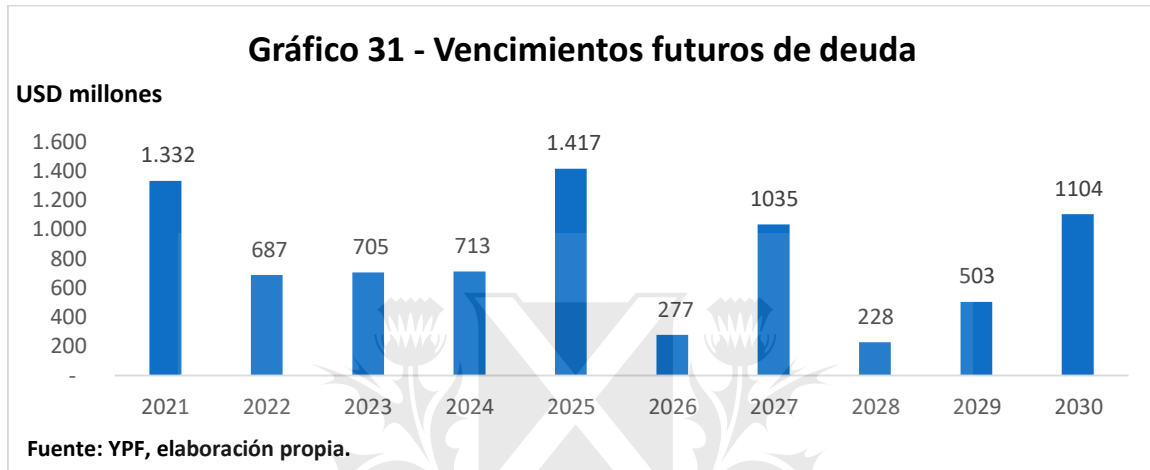


#### 4.8. Deuda Financiera

La compañía debido al tipo de industria necesita de la toma de deuda para la financiación tanto de inversiones en la producción como de capital de trabajo. La estructura de capital en el 2016 estaba compuesta por 56,5% de deuda y 43,5% de patrimonio neto, la cual fue evolucionando a lo largo de los años siendo al 2020 un 49,8 % de deuda y 50,2% de patrimonio neto.



La deuda de la compañía se encuentra compuesta por obligaciones negociables, préstamos bancarios y otros tipos de instrumentos financieros. Al 2020 la deuda se compone de un 94% en dólares y un 6% en pesos, por lo que se encuentra muy expuesta ante variaciones en el tipo de cambio. Por otro lado, en febrero del año 2021 la compañía realizó una reestructuración de su deuda para aliviar los pagos de deuda a corto plazo y poder enfocarse en incrementar la producción. Los vencimientos de deuda luego de la reestructuración quedaron conformados de la siguiente manera:



La evolución de los indicadores de deuda, muestran una mejor performance de la compañía en cuanto al apalancamiento de la compañía pasando de 1,3 en el 2016 a 0,99 en el 2020. Pero si vemos el ratio de cobertura de intereses en el 2016 era de 2,34 y en el 2019 decae a 1,90, luego en el año 2020 finaliza en 2,1. Este ratio mide la capacidad que tiene la compañía de hacer frente a los intereses generados por las deudas financieras tomadas.

**Tabla 6: Financiamiento**

	2016	2017	2018	2019	2020
Endeudamiento (D/ D+ PN)	56,50%	55,60%	48,00%	49,00%	49,80%
Apalancamiento (D/PN)	1,3	1,3	0,9	0,96	0,99
Cobertura de Intereses (Ebitda/Int. Financ.)	2,34	2,34	1,94	1,9	2,1

Fuente: YPF, elaboración propia.

#### 4.9. Flujo de caja y ratios financieros

En el año 2016 la compañía tuvo un déficit de caja básicamente por el gran volumen de inversión compensado con los ingresos provenientes de sus operaciones y de deuda contraída. Para los años siguientes la compañía consolidó su posición de caja proveniente de un aumento en las operaciones compensado con menores inversiones. Por otro lado, el pago de amortización de préstamos e intereses fueron superiores a la deuda contraída en cada año, lo que generó que también posea déficit en la caja generada por financiamiento. En el 2020 se obtuvo una disminución de caja de 455 millones de dólares.

**Tabla 7: Flujo de caja**

USD millones	2016	2017	2018	2019	2020
Caja de operaciones	3.341	4.359	4.460	4.457	2.974
Caja de inversiones	-4.496	-3.346	-2.933	-3.428	-1.557
Caja de financiación	735	-22	-1.557	-1.092	-1.689
Diferencias de cambio	105	97	647	-140	-183
Generación de caja	-315	1088	617	-203	-455

Fuente: YPF, elaboración propia.

El capital de trabajo entendiéndose como los recursos necesarios para llevar a cabo la operatoria de la empresa sin considerar la deuda financiera, representa en promedio el 17% de las ventas en los últimos 5 años. El capital de trabajo se incrementó del 2016 al 2017 un 67% y luego se redujo del 2017 al 2020 hasta los 1.280 millones de dólares. La compañía opera con un promedio de 317 días para el pago de sus deudas y la rotación de sus inventarios hasta producirse la venta es de 52 días, a su vez posee un promedio de cobro de sus créditos de 71 días. Esto nos da la pauta que YPF S.A. no solo obtiene financiamiento por medio de deuda financiera, sino que también se financia por medio de sus proveedores, esto en gran parte se explica debido al poder de negociación que tiene frente a sus proveedores y que la mayoría de sus clientes son consumidores finales. En cuanto a la liquidez la compañía se mantiene solvente, aunque en el 2020, su ratio de liquidez disminuyó llegando a 0,88.



**Tabla 8: Ratios Financieros**

USD millones	2016	2017	2018	2019	2020
Activo corriente	5.926	7.408	7.433	6.428	3.897
Pasivo corriente (neto de deuda)	3.783	3.840	4.071	4.316	2.617
Capital de trabajo	2.142	3.568	3.362	2.112	1.280
Días cuentas por cobrar	48	55	57	61	71
Días cuentas por pagar	309	245	194	225	317
Días de inventarios	44	46	53	50	52
Ciclo de conversión de caja	-217	-144	-84	-114	-194
Liquidez	1,06	1,19	1,16	0,98	0,88
Liquidez acida	0,89	0,93	0,87	0,73	0,6

Fuente: YPF, elaboración propia.

#### 4.10. Comparables

Para el análisis de YPF respecto a la industria, se tomaron otras 5 compañías que poseen diferentes características y magnitudes, pero la 5 tienen en común que son compañías integradas de petróleo y gas. Como se puede observar todas las compañías poseen un ciclo de caja negativo, como mencionamos anteriormente las empresas se financian en gran parte con dinero de los proveedores. Por otro lado, el porcentaje de deuda sobre capital propio de YPF es el más alto casi llegando a 1, mientras que el resto de las empresas posee un nivel de endeudamiento más bajo. A su vez, esto impacta en la cobertura de intereses respecto al EBITDA. Como se observa YPF posee un ratio de 2,1 cuando sus competidores poseen ratios que lo duplican.

Respecto a los márgenes de rentabilidad, el margen bruto de YPF en el 2020 fue del 6,5%, el cual está por encima de Shell que obtuvo un -6,6% pero se encuentra 20 y 40 puntos por debajo de Ecopetrol, Petrobras, Exxon y BP. Esto da la pauta, que la compañía debe realizar un profundo análisis de sus costos para lograr mayores eficiencias. Los márgenes respecto al EBITDA son de 10 y 30 puntos inferiores a los de Ecopetrol y Petrobras pero superiores a Shell, Exxon y BP. El ROA y ROE de YPF S.A. no es comparable debido a que en el año 2020 su resultado neto fue negativo al igual que la mayoría de las comparables. Sin embargo se debe tener en cuenta que el año 2020 fue atípico debido al Covid-19, por lo tanto las métricas de cada una de las compañías están influenciadas por dicho fenómeno y no es representativo del desempeño histórico que poseían anteriormente.

**Tabla 9: Comparables**

Año 2020		YPF	Ecopetrol	Petrobras	Shell	Exxon	BP
Características	Origen	Argentina	Colombia	Brasil	Países Bajos	EE.UU	UK
	Participación accionaria	Semiprivada	Semiprivada	Semiprivada	Privada	Privada	Privada
	Tipo	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
	Operaciones	América del Sur	América del Sur	Mundial	Mundial	Mundial	Mundial
	Empleados	20.298	9.770	58.000	70.100	72.000	63.600
Ratios de actividad	Rotación créditos por cobrar	71	43	46	92	41	45
	Rotación deudas por pagar	317	450	177	147	137	100
	Rotación inventarios	52	51	85	40	55	47
	Ciclo de caja	-194	-355	-45	-15	-40	-8
	Activos fijos/ventas	0,17	1,32	2,31	1,16	1,25	0,63
Ratios financieros	Deuda/ Capital propio	0,99	0,87	0,9	0,68	0,41	0,85
	Deuda / Activo	0,35	0,34	0,28	0,28	0,20	0,27
	Ebitda /Intereses	2,1	4,12	4,73	7,23	15,79	6,34
	Liquidez	0,88	1,25	1,04	1,23	0,80	3,26
Ratios de Rentabilidad	Resultado Bruto / Ventas	6,5%	25,2%	45,6%	-6,6%	48,2%	28,0%
	EBITDA /Ventas	20,7%	32,2%	52,9%	16,2%	10,1%	-3,7%
	ROA	-4,8%	2,0%	0,5%	-5,7%	-6,7%	-7,6%
	ROE	-13,5%	5,1%	1,6%	-13,7%	-13,7%	-28,5%
	ROIC	-3,9%	4,9%	2,8%	-1,4%	3,9%	-17,1%

Fuente: YPF Investors, Ecopetrol Investors, Petrobras Investors, Shell Investors, Exxon Investors, BP Investors elaboración propia.

## 5. Proyecciones

Las proyecciones fueron realizadas en la moneda dólar, extendiendo la proyección por un período de 6 años y luego se realizó el cálculo de un valor terminal para cada uno de los tres segmentos que posee la compañía.

### 5.1. Upstream

#### 5.1.1 Ventas

Las cantidades en el Upstream fueron proyectadas en base a la evolución del PBI de Argentina, debido a que YPF es una de las principales compañías nacionales del país. También se consideró incrementos en la participación de mercado de gas.

Este crecimiento va a estar impulsado por los hidrocarburos no convencionales debido a que la compañía es el principal operador desde sus inicios y destinando aproximadamente el 50% de su presupuesto en inversiones del 2021 exclusivamente al desarrollo de este tipo de hidrocarburo. Esta tendencia se ve reflejada en los últimos 5 años donde existe una mayor producción de no convencionales y el declino progresivo de los convencionales. Por otro lado, se proyecta que YPF va a mantener su participación de mercado de petróleo en los próximos años y se incrementará su participación en la producción de gas buscando cumplir con los compromisos del plan gas, debido a que desde el 2016 al 2019 poseía una participación superior al 30% y en el 2020 dicho porcentaje disminuyó al 28%.

Para valorizar la producción de líquidos y gas se calculó un valor interno para el petróleo y gas. Para el cálculo del precio del petróleo se tomó el valor futuro de los contratos del Brent que se comercializan en el mercado de Londres denominado "ICE Futures Europe" hasta el año 2026 y luego se le aplicó una disminución del 15,4% basado en el promedio de la diferencia histórica de precios internacionales e internos de los últimos 6 años. Por último, para el cálculo del gas se tomaron los contratos de precios futuros de Henry Hub de Gas Natural comercializados en NYMEX hasta el año 2026 y se le aplicó una disminución del 23,7% también basado en la diferencia de precios del promedio histórico de los últimos 6 años.

**Tabla 10: Futuros de Brent y Henry Hub**

	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Brent	73,4	66,5	62,9	60,4	58,2	57,3
Henry Hub	3,0	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9

Fuente: Investing, elaboración propia.

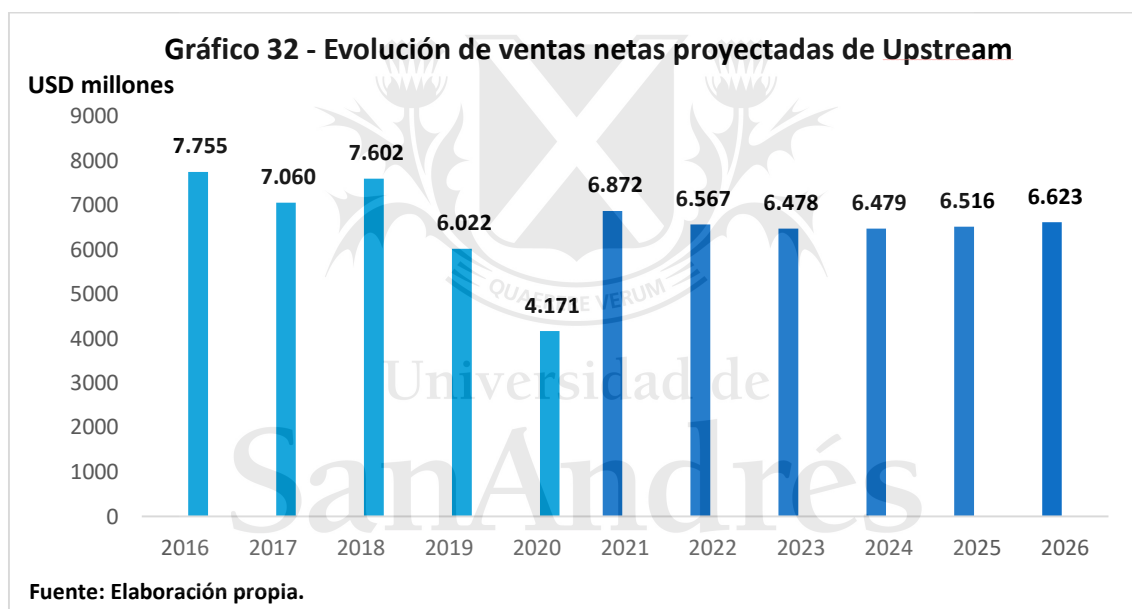
En la siguiente tabla se detallan los drivers utilizados para la proyección de ingresos del segmento Upstream.

**Tabla 11: Drivers de ventas de Upstream**

	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
PBI	6,30%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Var. cuota de mercado de petróleo	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Var. cuota de mercado de gas	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%
Petróleo Interno	62,1	56,3	53,2	51,1	49,2	48,5
Gas Interno	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2

Fuente: Investing, elaboración propia.

Por lo tanto, los ingresos del Upstream quedan conformados de la siguiente manera:



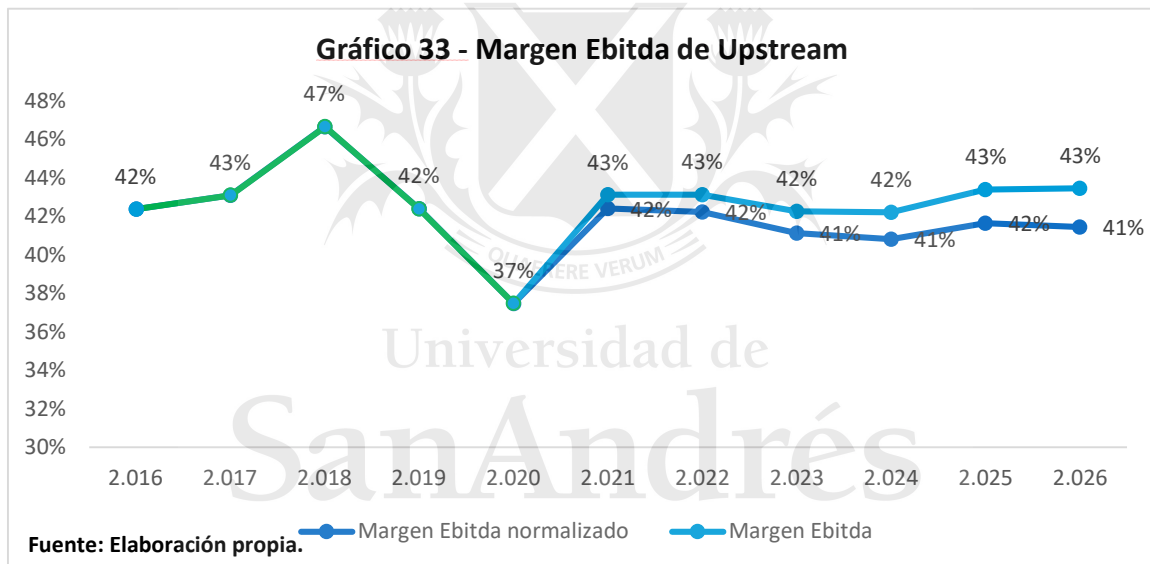
### 5.1.2 Margen EBITDA

Los costos y gastos asociados al Upstream corresponden en su gran mayoría a costos relacionados a la exploración de nuevos pozos, actividad de perforación y extracción de los hidrocarburos, pago de regalías, transporte y salarios. Para la proyección se consideró que la compañía ha iniciado un proceso de reestructuración de sus costos aplicando las siguientes medidas:

- Programa de retiro voluntarios de trabajadores resultando en una disminución del 13% de personal fuera de convenio.

- Se entabló conversaciones con los sindicatos petroleros para lograr una flexibilización en las condiciones de trabajo e incorporación de KPI para analizar la productividad.
- Se inicio el proceso de renegociación del 90% de los proveedores que posee la compañía y se encuentra revisando los procesos internos para una mayor agilidad en las operaciones.

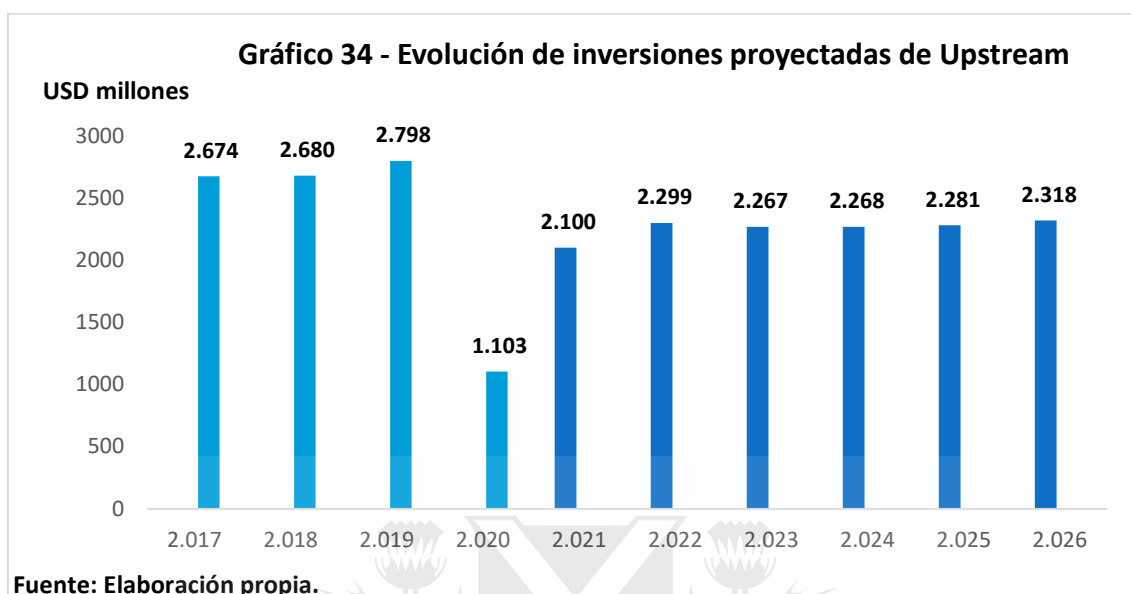
La proyección se realizó considerando también la proporción de costos operativos (excluyendo depreciaciones) respecto a ingresos de los últimos 4 años. Por lo tanto, el porcentaje histórico del margen EBITDA respecto a las ventas es del 43% excluyendo el año 2020 debido a que fue un año atípico en donde el desplome de las ventas generó un margen del 37% muy por debajo de su operatoria normal. En el gráfico 33 se observa el margen EBITDA proyectado y el margen EBITDA normalizado (no se considera las iniciativas impulsadas durante el año 2020).



### 5.1.3. Inversiones

Las inversiones como se mencionó anteriormente resultan fundamentales para el futuro de la compañía ya que consisten en las inversiones de capital que se realiza para mantener o incrementar la producción y mantener un ratio de reposición de reservas tendiente a 1. Dentro del Upstream las inversiones consisten en exploración de nuevas reservas, perforaciones de pozos, proceso de extracción, aplicación de nuevas tecnologías para reducir el declive de los pozos, alquiler de maquinarias. De acuerdo a lo expresado por la gerencia en el presupuesto 2021 las inversiones serán de aproximadamente USD 2.600 millones total de los cuales USD 2.100 millones corresponden al Upstream. Para los años futuros se mantiene un nivel de inversiones que representa el 35% de las ventas que son 3 puntos menos que el promedio

histórico, este cambio se encuentra en línea con lo expresado por la gerencia en presentaciones con inversores, donde busca gestionar mejor sus inversiones obteniendo un mayor retorno por inversión y desprenderse de activos no rentables.



#### 5.1.4 Depreciaciones y cargos por deterioro de activos

Las depreciaciones de la compañía son un componente significativo en el estado de resultado debido al nivel de inversiones que se realiza anualmente. Estas se originan a medida que transcurre la vida útil de la propiedad, planta o equipo. El criterio utilizado para proyectar las depreciaciones es el promedio de la proporción de los últimos 4 años que surge de las depreciaciones originadas sobre las ventas de la compañía para cada uno de los tres segmentos. Las cuales representan un 38% para el Upstream.

Los cargos por deterioro de activos corresponden a estimaciones que realiza la gerencia y en caso de que esos supuestos que tomó para la valuación de esos activos no se cumplan se genera un cargo contable por deterioro o por el contrario una reversión de ese deterioro. Estos cargos contables no implican erogaciones de fondos, pero si impactan en el P&L de la compañía. Debido a la imposibilidad de tomar una guía para su proyección se tomó el valor en 0 para el período proyectado.

**Tabla 12: Proyección cargos por deterioro**

USD millones	2016	2017	2018	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Cargos por deterioro	2.371	-303	-78	804	204	0	0	0	0	0	0

**Fuente: Elaboración propia.**

Tanto los cargos por deterioro de activos como las depreciaciones hay que detraerlos del resultado neto de la compañía para obtener el flujo de caja.

### 5.1.5 Capital de trabajo

Continuando con la estimación de los diferentes inputs para realizar elaboración de los flujos futuros del segmento Upstream, se analizó la situación del Capital de trabajo de la compañía. El mismo se obtuvo de la diferencia entre Activo y Pasivo Corriente de cada ejercicio. A este último se le sustrajo la deuda financiera de corto plazo que no es utilizada para el flujo diario de las operaciones de la compañía. El capital de trabajo de una compañía va a estar dado en función de las ventas que esta desea realizar, por lo tanto el rango de los últimos 5 años del capital de trabajado respecto de las ventas es del 15% al 23%, por lo que se proyectará con un promedio de 17% en función de las ventas para cada segmento.

El flujo de fondos libre del segmento Upstream queda proyectado de la siguiente manera:

UPSTREAM USD millones	2017	2018	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Ingresos por ventas	7.060	7.602	6.022	4.171	6.872	6.567	6.478	6.479	6.516	6.623
Costos y gastos operativos	-6.838	-6.847	-6.952	-4.675	-6.042	-6.069	-6.043	-6.046	-6.184	-6.304
EBIT	222	755	-930	-504	830	498	435	433	332	319
Impuesto a las ganancias	-67	-227	279	151	-249	-149	-130	-130	-99	-96
EBIT*(1-T)	155	529	-651	-353	581	349	304	303	232	223
Depreciaciones	2.732	2.710	2.600	1.979	2.135	2.337	2.306	2.306	2.501	2.566
Cargos por deterioro PPE	89	82	883	88	0	0	0	0	0	0
Var. Capital de Trabajo	174	77	450	55	-137	33	10	-0	-4	-12
CAPEX	-2.674	-2.680	-2.798	-1.103	-2.100	-2.299	-2.267	-2.268	-2.281	-2.318
FCFF	476	718	484	666	480	421	352	341	449	459

**Fuente: Elaboración propia.**

## 5.2 Downstream

### 5.2.1. Ventas

Los ingresos del Downstream provienen de la venta de productos derivados del petróleo (nafta, gasoil, combustible para aviones, otros); productos petroquímicos (fertilizantes, metanol, otros) y venta de granos y aceites. Los drivers utilizados para la proyección de cantidades fueron el factor de utilización de las refinerías que en el 2020 había descendido a un 73,40% y la participación de mercado de combustibles que en el 2020 se ubicaba en 54%. Se proyecta un incremento significativo del factor de utilización del 9% en el 2021 producto del recupero de la actividad luego de las restricciones en la circulación, llegando al año 2026 a un factor de utilización del 90%. Por otro lado la compañía contrajo su participación de mercado 2 puntos

respecto al año pasado y se proyecta un incremento del 0,3% por año para el periodo proyectado.

Por último, el driver utilizado para la proyección de precios fue la variación del crack spread (margen refino) del combustible RBOB respecto al Brent. Para ello se tomó los futuros del RBOB que se comercializan en galones, se reexpresó a la misma unidad del Brent que es el barril. Luego se obtuvo el crack spread y la variación año a año. Para el año 2025 y 2026 no se proyectan variaciones en el precio debido a que no se poseía contratos a futuro de RBOB a ese período.

**Tabla 13: Proyección de precios de Downstream**

	2021e	2022e	2023e	2024e
Futuros RBOB	85,6	78,0	72,6	70,9
Futuros Brent	73,4	66,5	62,9	60,4
RBOB/Brent crack spread	12,2	11,5	9,6	10,5

Fuente: Investing, elaboración propia.

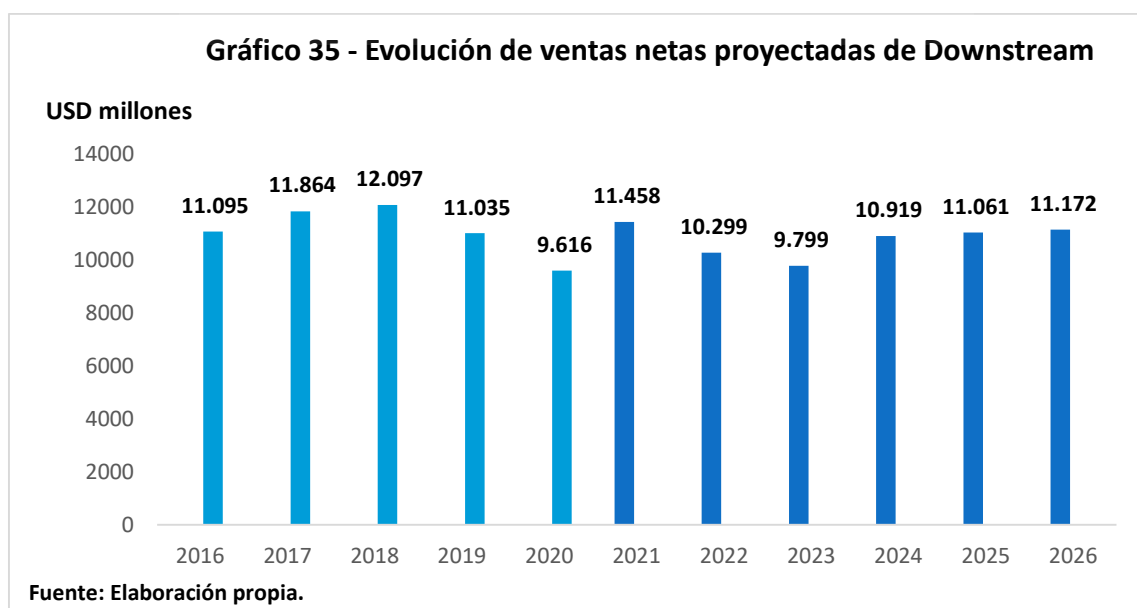
En la siguiente tabla se detallan los drivers utilizados para la proyección de ingresos del segmento Downstream.

**Tabla 14: Proyección ventas de Downstream**

	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Var. RBOB/Brent crack spread	9,00%	-13,00%	-7,00%	10,00%	0,00%	0,00%
Var. factor de utilización	9,00%	3,00%	2,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Var. cuota de mercado combustibles	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%

Fuente: Investing, elaboración propia.

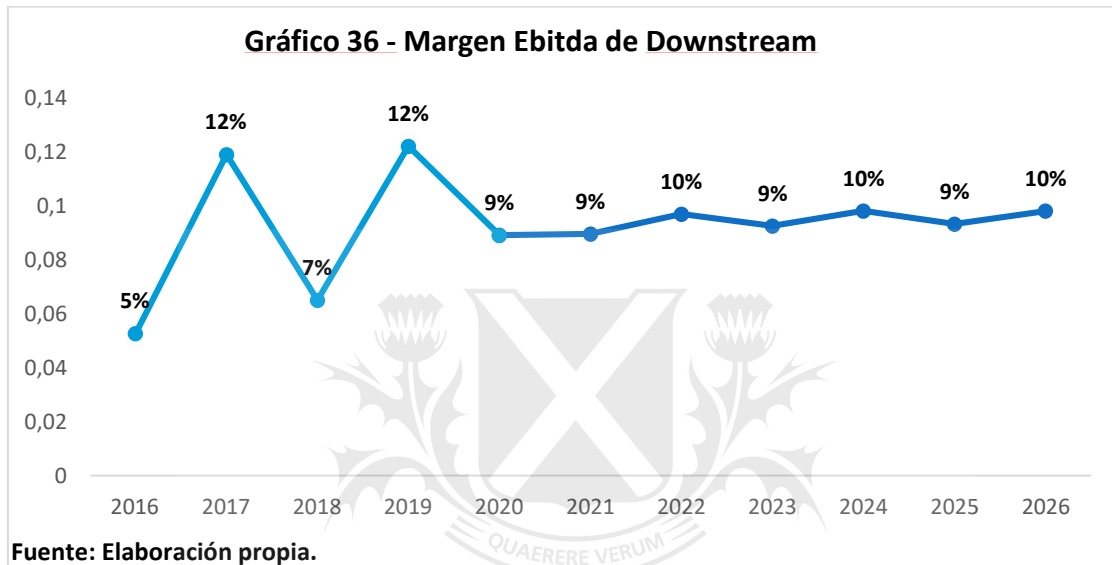
Por lo tanto, los ingresos del Downstream quedan conformados de la siguiente manera:





### 5.2.2. Margen EBITDA

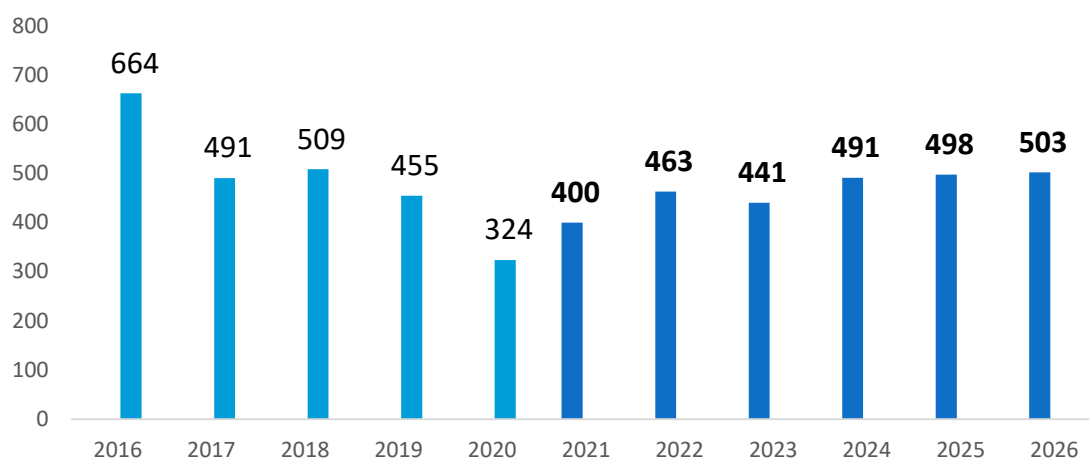
Los costos y gastos del Downstream se componen principalmente de la compra de petróleo (intersegmento y a terceros) y biocombustibles, costos asociados al proceso de las refinerías, distribución del combustible a las estaciones de servicios y salarios. El margen EBITDA respecto del Downstream promedia un 9% de los últimos 5 años y los márgenes proyectados siguen esta misma tendencia, no hay mejoras en los márgenes teniendo en cuenta que la mayoría de los contratos que se encuentra renegociando corresponde al segmento Upstream.



### 5.2.3. Inversiones y depreciaciones

Las inversiones en el segmento del Downstream consiste en el mantenimiento de sus plantas de refinación de combustibles, maquinarias y construcción de nuevas estaciones de servicios. En este caso se proyectó que las inversiones sean de mantenimiento por lo que serán igual a las depreciaciones del segmento Downstream. Estas últimas se proyectaron en base a la proporción histórica de los últimos 5 años respecto a las ventas que fueron de un 5%.

**Gráfico 37 - Evolución de inversiones proyectadas de Downstream**



Fuente: Elaboración propia.

El flujo de fondos libre del segmento Downstream queda proyectado de la siguiente manera:

DOWNSTREAM USD millones	2017	2018	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Ingresos por ventas	11.864	12.097	11.035	7.655	11.458	10.299	9.799	10.919	11.061	11.172
Costos y gastos operativos	-10.907	-11.788	-10.216	-7.586	-10.829	-9.761	-9.330	-10.337	-10.525	-10.576
EBIT	957	309	819	69	629	538	468	582	537	596
Impuesto a las ganancias	-287	-93	-246	-21	-189	-161	-141	-175	-161	-179
EBIT*(1-T)	670	216	573	48	440	376	328	408	376	417
Depreciaciones	458	480	532	615	400	463	441	491	498	503
Variación Capital de Trabajo	-232	423	-239	228	-292	127	55	-122	-16	-12
CAPEX	-491	-509	-455	-324	-400	-463	-441	-491	-498	-503
FCFF	405	611	412	567	148	503	383	285	360	405

Fuente: Elaboración propia.

## 5.3 Gas y Energía

### 5.3.1. Ventas

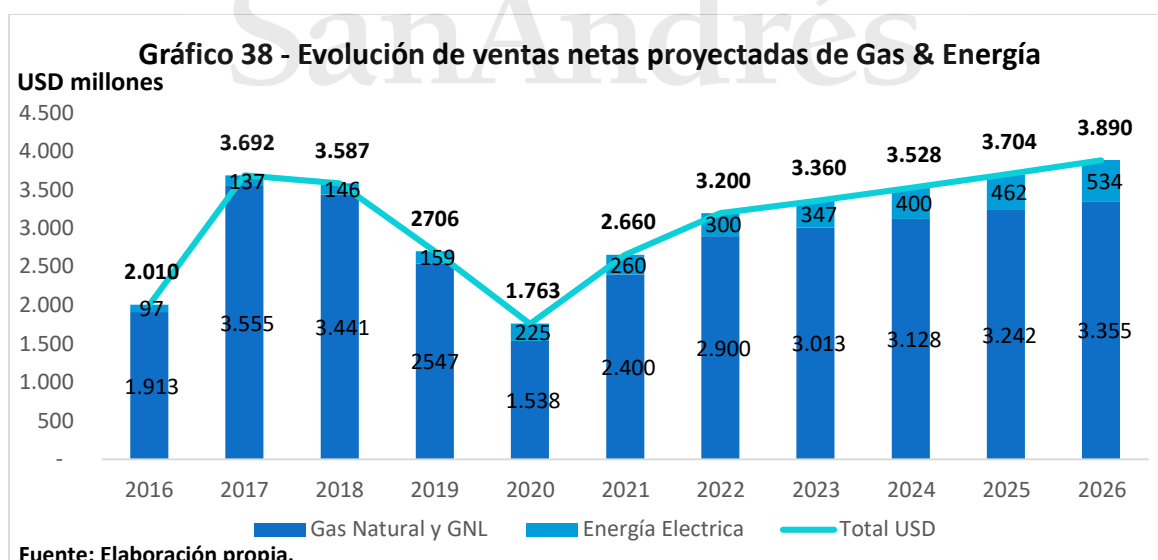
Los ingresos de este segmento corresponden a la distribución y comercialización de gas natural que es entregado a terceros y en menor medida al segmento Downstream. Como se mencionó anteriormente, un porcentaje de estos ingresos proviene de subsidios del Estado Argentino, para evitar la importación de gas este le fija precios en dólares para que el productor tenga certidumbre al momento de realizar inversiones y no dependa de las fluctuaciones del precio internacional del gas. Por otro lado, este segmento también posee los ingresos por el 75% de su participación en YPF LUZ por la generación y comercialización de energía eléctrica.

Para las proyecciones de gas natural se tomó en consideración el informe presentado por el Ministerio de Energía y Minería del 2019 donde se proyecta una tasa de incremento promedio anual de Gas Natural del 2,1% hasta el 2030 y una recomposición del precio de las tarifas. La estimación se conforma de la siguiente manera:

- Hogares Residenciales y Subdistribuidores: estimados en base a ejercicios econométricos de corte mensual y por provincia que relacionan la demanda de gas con las proyecciones de conexiones de hogares de gas natural.
- Comercial e Industria: estimado en base a ejercicios econométricos que relacionan la demanda de gas con la tasa de crecimiento del PBI.
- GNC: incremento en una sensibilidad de precios relativos con la nafta y evolución del parque automotor.

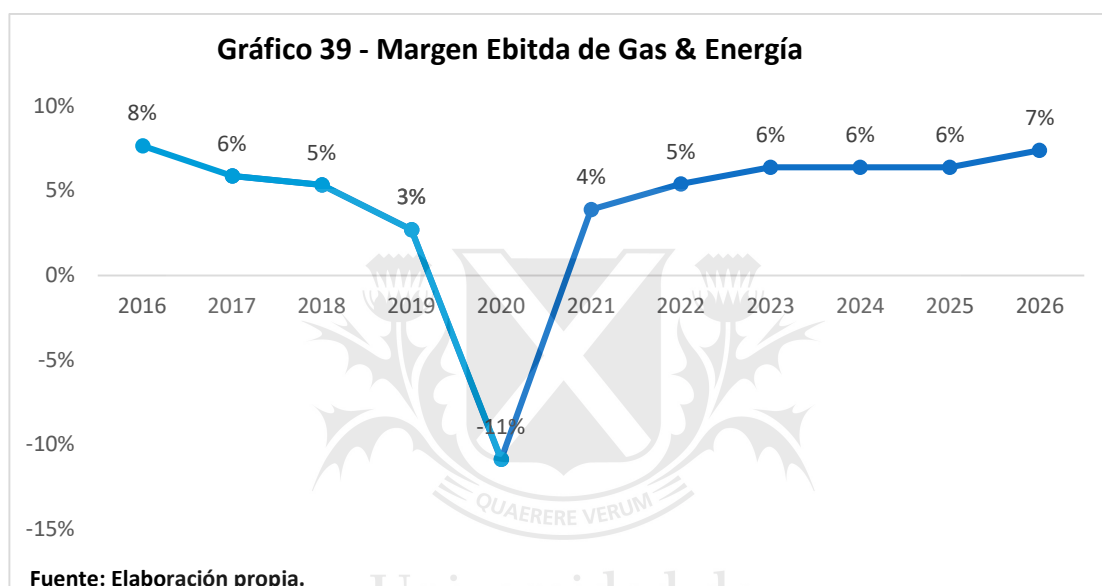
Para las proyecciones de energía eléctrica se tomó en consideración la sanción de la Ley 26.190, que expresa que la contribución de energía renovable debe alcanzar para el año 2025 un 20% del total de energía eléctrica producida en el país. De acuerdo a la información reportada por CAMESSA en el año 2016 la contribución de energías renovables representaba un 2% y en el 2020 se alcanzó un 9,7%. Partiendo de este base se necesita de un 15,5% de incremento promedio anual acumulado para obtener un 20% en el año 2025. Por lo tanto se tomó este supuesto para las ventas proyectadas de energía eléctrica.

Los ingresos del segmento Gas & Energía quedan conformados de la siguiente manera:



### 5.3.2. Margen Ebitda

Los principales costos en este segmento refieren a la compra de gas natural (intersegmento terceros), distribución de gas, salarios. Los márgenes brutos de los últimos 5 años (excluyendo el año 2020) dan un promedio de un 5% y se proyecta un repunte en la actividad en el 2021 y luego una mejora en los márgenes futuros por una mayor incidencia de la estructura de costos de YPF Luz cuyos márgenes de EBITDA son de un 70%, debido a que requieren de una inversión inicial significativa pero luego posee costos bajos de mantenimiento.

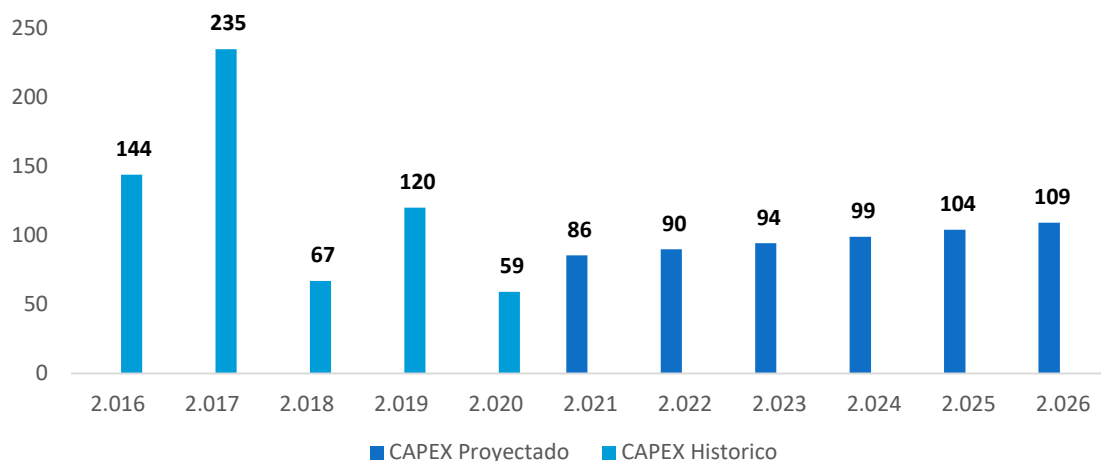


### 5.3.3. Inversiones

Las inversiones en este segmento comprenden la infraestructura para la distribución de gas y los proyectos de energías renovable. Las inversiones dentro de este segmento van a estar impulsada por proyectos de energía renovable, que se encuentran en pleno expansión debido a que mundialmente se está generado una transición energética pasando de energía térmica a este tipo de energías que no dañan el medio ambiente y adicionalmente poseen márgenes de rentabilidad superiores a lo obtenido por la comercialización del gas.

Por lo tanto, las inversiones quedan conformadas de la siguiente manera:

**Gráfico 40 - Evolución de inversiones proyectadas de Gas & Energía**



Fuente: Elaboración propia.

El flujo de fondos libre del segmento Gas & Energía queda proyectado de la siguiente manera:

Gas & Energía USD millones	2017	2018	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Ingresos por ventas	3.692	3.587	2.706	1.763	2.660	3.200	3.360	3.528	3.704	3.890
Costos y gastos operativos	-3.494	-3.427	-2.689	-2.022	-2.596	-3.069	-3.188	-3.348	-3.515	-3.652
EBIT	198	160	17	-259	64	131	172	180	189	238
Impuesto a las ganancias	-59	-48	-5	78	-19	-39	-51	-54	-57	-71
EBIT*(1-T)	139	112	12	-181	45	92	120	126	132	166
Depreciaciones	19	32	56	67	39	41	43	46	48	50
Variación Capital de Trabajo	209	121	186	358	-35	-59	-17	-18	-19	-20
CAPEX	-235	-67	-120	-59	-86	-90	-94	-99	-104	-109
FCFF	132	198	134	184	-36	-16	52	54	57	87

Fuente: Elaboración propia.

San Andrés

## 6. Valuación por flujo de fondos descontados (DCF)

### 6.1. Costo promedio ponderado del capital

El costo promedio ponderado del capital (WACC – Weighted Average Cost of Capital) representa la estructura de capital de la compañía es decir el costo de capital al tener en cuenta todas sus fuentes de financiamiento (deuda, acciones preferidas, acciones comunes). En el marco del modelo de flujos descontados para la valuación de empresas, esta tasa se utiliza para descontar a valor presente los flujos de fondos futuros de la firma. A continuación, se expresa la formula del WACC considerando dos fuentes de financiamiento, deuda financiera y capital propio.

$$WACC = \frac{E}{V} \times ke + \frac{D}{E} \times kd (1 - t)$$

Donde:

E= Valor de mercado del capital propio

V= Valor total del capital de la compañía

Ke= Costo o tasa de retorno requerida del capital propio.

Kd= Costo de la deuda

D= Valor de mercado de la deuda que mantiene la compañía.

T= Tasa impositiva

A continuación, se analizan los componentes del WACC de manera individual para calcularlos y estimar la tasa correspondiente a ser utilizada:

#### **Tasa de retorno requerida del capital propio**

El costo del capital propio puede ser entendido como la tasa de retorno que esperan obtener los accionistas como compensación por el riesgo que les genera invertir en determinada acción. Usualmente es calculado utilizando el modelo de valoración de activos financieros conocido como CAPM (Capital Asset Pricing Model). Para la valuación de YPF S.A. se aplicarán diferentes tasas de descuento de acuerdo al segmento.

A continuación, se expone la formula del mismo:

$$ke = rf + \beta \times ERP + CRP$$

Donde:

Rf= Tasa libre de riesgo

B= Beta apalancada del capital propio

ERP= Prima de riesgo del mercado

CRP=Prima de riesgo país

A continuación, se realizó el cálculo de los diferentes elementos que conforman el KE.

#### Tasa libre de riesgo

La tasa de retorno libre de riesgo es la tasa de interés que un inversor podría esperar al invertir en un activo que tenga riesgo cero. Técnicamente, esto es imposible ya que todos los activos poseen cierto grado de riesgo, sin embargo, a los fines de optar por uno, se suele utilizar los bonos del Tesoro Americano como el activo más seguro. En el presente trabajo se hace uso de la tasa de retorno del bono del Tesoro Americano a 10 años, el cual se ubica en: 0,93% al momento del análisis.

#### Beta

La Beta de una acción representa la volatilidad de sus retornos o riesgo de la misma con respecto al mercado en su conjunto. La Beta puede calcularse desapalancando Betas de compañías comparables y luego apalancar el resultado obtenido con la estructura de endeudamiento de la firma bajo estudio.

Para el presente trabajo se optó para el segmento Upstream y Downstream, analizar las Betas de las compañías Exxon, Shell, Petrobras y Ecopetrol para luego desapalancarlas y obtener así una Beta promedio desapalancada. Dicha Beta promedio desapalancada fue ajustada por la estructura de capital de YPF S.A. para de este modo hallar la Beta apalancada para estos dos segmentos.

Luego se realizó el mismo procedimiento para el segmento de Gas & Energía pero considerando compañías del rubro de energías renovables. Las compañías seleccionadas fueron: Nextera Energy, JinkoSolar Holding, Iberdrola, Brookfield Renewable y Vestas Wind Systems.

En el Anexo II se presentan los análisis de dispersión resultantes del cálculo de las regresiones entre los rendimientos mensuales de las compañías y los rendimientos mensuales del índice de mercado norteamericano S&P 500, en los últimos seis años.

Tal como se observa en la tabla 15, la Beta apalancada promedio de las compañías seleccionadas para los segmentos Upstream y Downstream es de 1,36. Posteriormente se procede a desapalancarlas, obteniendo un Beta desapalancada promedio de 0,88. Luego se le aplica la estructura de capital de YPF S.A. cuyo ratio de D/E es de 99%, muy por encima de sus comparables. Resultando una Beta apalancada de la firma para el segmento de Upstream y Downstream de 1,49. Por último en la tabla 16 se observa el mismo procedimiento obteniendo una Beta apalancada de la firma para el segmento de Gas & Energía de 0,71.

**Tabla 15: Cálculo de Beta Segmento Upstream y Downstream**

Compañías	Beta	D/E	Tasa Impositiva
ExxonMobil	1,27	0,41	21%
BP	0,96	0,85	21%
Shell	0,99	0,68	29%
Petrobras	1,80	0,9	34%
Ecopetrol	1,77	0,87	32%
Beta promedio	1,36	0,74	27%
Beta desapalancada promedio	0,88		
<b>Beta apalancada de YPF (Upstream y Downstream)</b>	<b>1,49</b>		

Fuente: Shell Investors, Ecopetrol Investors, Petrobras Investors, ExxonMobil Investors, BP investors, Yahoo Finance, elaboración propia.

**Tabla 16: Cálculo de Beta segmento Gas & Energía**

Compañías	Beta	D/E	Tasa Impositiva
Nextera Energy	0,20	0,93	21%
JinkoSolar Holding	1,13	1,20	21%
Iberdrola	0,48	0,81	25%
Brookfield Renewable	0,64	0,83	21%
Vestas Wind Systems	0,94	0,33	22%
Beta promedio	0,68	0,82	22%
Beta desapalancada promedio	0,42		
<b>Beta apalancada de YPF (Gas &amp; Energía)</b>	<b>0,71</b>		

Fuente: Nextera Energy Investors, JinkoSolar Holding Investors, Iberdrola Investors, Brookfield Renewable Investors, Vestas Wind Systems investors, Yahoo Finance elaboración propia.

#### Prima de riesgo del mercado

La prima de riesgo de mercado representa el retorno extra que podría conseguir un inversor por encima de la tasa libre de riesgo, si invirtiera en la acción de mercado, por ejemplo, en un índice representativo como el S&P500. Para el presente trabajo se utilizó el retorno anualizado de dicho índice de los últimos 60 años, arrojando un rendimiento anual de 8,3%. Posteriormente



se sustrajo al mismo la tasa libre de riesgo calculada anteriormente (0,93%) para de este modo calcular la prima de riesgo de mercado que se ubica en 7,38%.

#### Prima de riesgo país

En los países emergentes como es el caso de Argentina, esta fórmula considera un ajuste que se denomina Prima de Riesgo País (CRP), el cual vincula el riesgo adicional que debe asumir el agente al invertir en países menos estables y por ende más riesgosos. De acuerdo a la prima calculada por el JP Morgan el valor promedio de los últimos 5 meses del año 2020 es de 1.532 puntos (15,32%).

Una vez calculado cada concepto se procede al cálculo del Ke, el cual queda conformado de la siguiente manera:

#### Segmento Upstream y Downstream

$$Ke = 0,93 \% + 1,49 \times 7,38\% + 15,32\% = \mathbf{27,27\%}$$

#### Segmento Gas & Energía

$$Ke = 0,93 \% + 0,71 \times 7,38\% + 15,32\% = \mathbf{21,45\%}$$

#### Costo de la deuda

Respecto al costo de la deuda, como vimos en el segmento de análisis financiero la compañía se financia principalmente con deuda en dólares por medio de obligaciones negociables. Debido a que la compañía se encuentra en un momento de stress financiero, se decidió tomar de referencia el bono en dólares YPF29 que vence en el año 2029 cuya tasa de interés anual del 8,5% y posee actualmente una YTM de 16,32%.

#### Tasa impositiva

La tasa impositiva aplicada es la alícuota vigente de impuesto a las ganancias en Argentina de 30% para empresas.

Tal como se observa en la tabla 17 con los datos recabados se obtuvo el Costo Promedio Ponderado de Capital de YPF S.A para el segmento Upstream y Downstream de 19,38% y para el segmento de Gas & Energía de 16,46%.

**Tabla 17: Costo promedio ponderado de capital**

Costo promedio ponderado de capital	Segmento Upstream y Downstream	Segmento Gas & Energía
Costo equity (KE)	27,27%	21,45%
Tasa libre de riesgo	0,93%	0,93%
Prima de riesgo del mercado	7,38%	7,38%
Prima de riesgo país	15,32%	15,32%
Coefficiente Beta	1,49	0,71
Costo deuda (KD)	11,42%	11,42%
Costo de la deuda financiera - sin impuestos	16,32%	16,32%
Tasa impuesto a las ganancias	30%	30%
Estructura de capital		
Capital accionario/capital total	50,19%	50,19%
Deuda financiera/capital total	49,81%	49,81%
	<b>19,38%</b>	<b>16,46%</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 6.2. Valor terminal

A efectos de calcular el valor presente de YPF se tomarán las proyecciones previamente realizadas para cada uno de los segmentos y se descontarán los flujos futuros con la tasa de descuento calculada de 19,38% para el segmento Upstream y Downstream y la tasa de descuento calculada de 16,46% para el segmento Gas & Energía. Luego se realizará la suma de cada segmento para llegar al Enterprise Value.

A los tres segmentos se les calculará un valor terminal, tanto el segmento Upstream y Downstream tendrán la misma tasa de crecimiento a largo plazo, mientras que para el segmento de Gas & Energía se calculará otra.

Los factores considerados para el crecimiento a largo plazo del segmento Upstream y Downstream fueron los siguientes:

- De acuerdo a lo mencionado en este documento anteriormente, los recursos que posee Vaca Muerta aseguran el consumo de gas y petróleo para los próximos 150 y 85 años respectivamente.

- YPF mantiene su índice de reposición de reservas en un promedio de 100% año tras año.
- El Estado Argentino posee el 51% de participación de la compañía y es una de sus principales herramientas para el desarrollo de la formación.
- Tomando de referencia las proyecciones de EIA (Energy Information Administration) de EE. UU, las perspectivas de la demanda de gas natural para los próximos años es de crecimiento continuo excepto en un escenario de bajos precios. En el caso del petróleo y GNL existe un crecimiento hasta el año 2030 y luego se mantiene estable empezando a decrecer en el año 2040.

Por lo descripto previamente, se consideró el crecimiento esperado del PBI para el año 2023 publicado por el BCRA en el informe de marzo 2021 del REM (Relevamiento de expectativas de Mercado) estimado en 2,4% y la inflación de Estados Unidos basado en el índice PCE (Personal consumption expenditures) para el 2023 de 2,2%, por lo que la tasa nominal calculada es de 4,7%.

Para el segmento de Gas & Energía, se proyectó para los siguientes diez años (desde el año 2027 al año 2036), una tasa de crecimiento basada en las perspectivas esperadas del consumo mundial de energías renovables del reporte emitido por la IEA (International Energy Agency), donde se estima un crecimiento anual de 4,8% para los próximos diez años. A dicha tasa real se le aplicó la inflación de Estados Unidos basado en el índice PCE (Personal consumption expenditures) para el 2023 de 2,2%, por lo que la tasa nominal calculada es de 7,1%. Luego del período mencionado se aplicó la tasa de crecimiento a perpetuidad indicada en el segmento de Upstream y Downstream.

Una vez obtenidas las tasas de crecimiento a largo plazo para cada segmento se utilizó el modelo de Crecimiento de Gordon que consiste en la siguiente formula:

$$TV = \frac{FCFF_n \times (1 + g)}{WACC - g}$$

- a) FCFF = Flujo de fondos libre de la compañía de cada segmento.
- b) G= Tasa de crecimiento de largo plazo de cada segmento.
- c) WACC: El valor fue descontado a la tasa de descuento correspondiente a cada segmento utilizadas para los flujos de fondos libre.

Obtenido los flujos descontados por cada segmento, se realizó la suma de las partes para obtener el valor empresa de YPF, que se detalla en la tabla 18.

**Tabla 18: Suma de las Partes**

<b>Valor Actual de YPF S.A. en millones de USD</b>	
Upstream	4.680
Downstream	4.009
Gas & Energía	1.060
Valor Empresa YPF (USD millones)	9.749
Deuda Neta (USD millones)	7.420
Valor Capital Accionario YPF (USD millones)	2.329
Cantidad de Acciones en Circulación (millones)	393
<b>Precio por Acción (USD)</b>	<b>5,93</b>

Fuente: Elaboración propia.



Universidad de  
**San Andrés**

## 7. Escenarios

Al escenario base descrito en el punto 6 se incorporan al análisis dos escenarios adicionales uno optimista y otro pesimista.

Escenario optimista: se proyecta en base a que los precios internacionales tanto de petróleo como gas aumentan un 10% respecto al escenario base en todos los años, y a su vez la producción también se incrementa un 10% anual satisfaciendo la demanda y exportando el restante producido. El segmento de Downstream y Gas & Energía se mantienen igual que el escenario base.

Escenario pesimista: en este escenario se proyecta que los precios del petróleo y gas disminuyen un 10% respecto al escenario base y la producción se mantiene en las mismas cantidades que el escenario base. El segmento de Downstream y Gas & Energía se mantienen igual que el escenario base.

Una vez aplicado todos los supuestos se obtienen los flujos de fondos para cada segmento de cada escenario y se le aplica las tasas de descuento (WACC) a cada segmento que fueron calculadas previamente.

En la sección “Anexo II” se encuentran las proyecciones realizadas para el segmento Upstream en base a los escenarios planteados.

El valor de acción de YPF S.A. de acuerdo al escenario base expuesto en la tabla 19 es de USD 5,93 por acción y en un escenario pesimista u optimista el rango del precio de la acción es de USD 3,24 a USD 16,07 por acción.

**Tabla 19: Cálculo del equity de YPF S.A por medio de DCF**

Valor actual de YPF S.A. en millones de USD			
Escenarios	Pesimista	Base	Optimista
Valor empresa YPF (USD millones)	8.694	9.749	13.735
Deuda neta (USD millones)	7.420	7.420	7.420
Valor capital accionario YPF (USD millones)	1.274	2.329	6.315
Cantidad de acciones en circulación (millones)	393	393	393
<b>Precio por Acción (USD)</b>	<b>3,24</b>	<b>5,93</b>	<b>16,07</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 8. Valuación por Múltiplos






A los fines de complementar la valuación realizada del Modelo de Flujos de Fondos Descontados (DCF), en la presente sección se lleva a cabo una valuación por comparables teniendo en cuenta otras empresas de la misma industria en la que opera YPF S.A y que sean también compañías integradas. Las compañías seleccionadas fueron ExxonMobil, BP, Shell, Petrobras, Ecopetrol. Dichas compañías fueron agrupadas de acuerdo a su ubicación geográfica agrupando entre regionales y globales. Luego, el análisis fue realizado considerando los valores del año 2019 debido a que en el año 2020, los valores podrían verse distorsionados debido al COVID-19.

Se realizó el cálculo de las principales métricas de compañías de petróleo y gas como son el Margen EBITDA, Reservas P1, Producción y CAPEX. Los resultados obtenidos en la tabla 20 muestran que las compañías globales poseen magnitudes muy superiores a las compañías regionales, sin embargo los márgenes de ebitda se encuentran en un rango de 14% a 16%, mientras que las compañías regionales se encuentran en márgenes superiores al 40%. Por otro lado el promedio del múltiplo EV/EBITDA para las compañías globales se encuentra en 11,71 mientras que las regionales poseen un promedio de 3,9.

YPF S.A. posee cifras que se asemejan más a las compañías regionales por lo que se seleccionó a Petrobras (Brasil) y a Ecopetrol (Colombia). Ambas compañías operan dentro de Latinoamérica, pero también exportan sus productos al mundo y así como YPF S.A. tiene la particularidad que son empresas mixtas donde hay participación societaria público y privada.

En la industria petrolera el múltiplo más utilizado es el Enterprise Value /EBITDA, que será el utilizado para la valuación en este trabajo. El Enterprise Value es considerado el valor de mercado de los activos de una empresa, es decir el precio de mercado de sus acciones adicionando el valor de la deuda, el capital preferido y el interés minoritario netos de dinero en efectivo y equivalentes. Por lo tanto el rango del múltiplo utilizado es de 3x a 5x siendo que el múltiplo de Petrobras es 3,1 y el de Ecopetrol de 4,7.

**Tabla 20: Comparables para la valuación por múltiplos**

Globales / Regionales	EV/EBITDA	Margen EBITDA	Reservas P1 (BOE millones)	Producción (BOE millones)	CAPEX (USD millones)
 ExxonMobil	16,5x	15%	22.445	1.442	24.361
 bp	8,4x	14%	19.341	1.380	16.974
 Shell	10,1x	16 %	11.096	1.338	22.971
<b>Promedio Globales</b>	<b>11,71x</b>				
 PETROBRAS	3,1x	42%	9.590	1.011	8.556
 ECO PETROL	4,7x	44%	1.893	242	4.242
<b>Promedio Regionales</b>	<b>3,9x</b>				
<b>YPF</b>	<b>3x - 5x</b>	<b>28%</b>	<b>1.073</b>	<b>159</b>	<b>3.371</b>

Fuente: YPF Investors, Shell Investors, Ecopetrol Investors, Petrobras Investors, ExxonMobil Investors, BP investors, elaboración propia

En la tabla 21 se lleva a cabo la valuación tomando el EBITDA proyectado del año 2021 de USD 4.098 millones.

**Tabla 21: Cálculo del equity de YPF S.A por medio de múltiplos**

Múltiplo de mercado	Límite inferior	Punto medio	Límite superior
<b>EV/EBITDA</b>	<b>3x</b>	<b>4x</b>	<b>5x</b>
Valor empresa YPF (USD millones)	12.294	16.393	20.491
Deuda neta (USD millones)	7.420	7.420	7.420
Valor capital accionario YPF (USD millones)	4.874	8.973	13.071
Cantidad de acciones en circulación (millones)	393	393	393
<b>Precio por Acción (USD)</b>	<b>12,40</b>	<b>22,83</b>	<b>33,25</b>

Fuente: Elaboración propia.

Del cálculo realizado se obtiene que el rango de la acción de YPF se encuentra entre los USD 12,40 por acción hasta los USD 33,25 por acción.

Por último, en la tabla 22 se realizó un análisis de sensibilidad donde el rango de múltiplo EV/ EBITDA que se utilizó fue de 3 a 5 y el rango de EBITDA utilizado tiene como base el proyectado del año 2021 y se le aplicó una variación inferior y superior de un 5%. Teniendo en cuenta los múltiplos seleccionado el precio por acción de YPF S.A. se estima que se ubica entre los USD 16 hasta los USD 28 por acción.

**Tabla 22: Sensibilidad en función del EBITDA**

Análisis de sensibilidad: precio por Acción de YPF S.A. (USD)					
EV/EBITDA EBITDA	3x	3,5x	4x	4x	5x
<b>3.900</b>	10	15	20	25	30
<b>4.000</b>	11	16	21	26	32
<b>4.098</b>	12	17	22	28	33
<b>4.200</b>	13	18	23	29	34
<b>4.300</b>	14	19	24	30	35

Fuente: Elaboración propia.



## 9. Glosario

- Acre: medida de superficie equivalente a 4.047 m<sup>2</sup>, aproximadamente.
- Bbl: 1 barril producido equivalente a 0,16 m<sup>3</sup> equivalente a 158,99 litros.
- BFC: miles de millones de pies cúbicos.
- BOE (Barriles equivalentes de petróleo) : Las empresas que se dedican tanto al negocio del petróleo como al del gas suelen utilizar este concepto, que consiste en transformar las cantidades de gas (producidas, vendidas, etc) en barriles de petróleo para presentar estadísticas e informes más claros y significativos. Si bien siempre se especifican las cantidades de petróleo y de gas por separado en los informes, este concepto ayuda a condensar y homogeneizar la información. Un barril de petróleo representa unos 160 litros aproximadamente o 158,98 m<sup>3</sup> de gas natural.
- BTU: abreviatura de British Thermal Unit, unidad de medida del calor en el sistema británico. Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 °F la temperatura de una libra (1 libra = 0,4536 kg) de agua destilada.
- CAPEX (capital expenditure): inversión necesaria para mantener o expandir los bienes de capital.
- CAPM (Capital Asset Pricing Model): Modelo de valoración del precio de los Activos Financieros.
- CF (cubic feet): pie cúbico equivalente a 0,18 barril de petróleo.
- Commodity: Los commodities son activos que se pueden comercializar en mercados abiertos y cuyo valor puede variar.
- Crack spread: refiere al margen de refino que surge de la diferencia del precio de combustible neto del costo del petróleo.
- DCF (Discounted Cash Flows): Flujo de Fondos descontados.
- Downstream: Incluye las actividades de transporte, procesamiento, refinamiento y almacenamiento de petróleo, gas, productos refinados y distribución.
- Driver: es una guía o conductor utilizada en este caso para realizar una proyección.
- EBIT (Earnings before interest and taxes): Es el resultado de la compañía previo a intereses e impuestos.
- EBITDA (Earnings before interest, Taxes, Depreciation and Amortization): es un indicador muy utilizado en el rubro de compañías petroleras donde muestras las ganancias previo a intereses, impuestos, amortizaciones y depreciaciones.
- Equity: fracción de capital aportado por los accionistas.

- Enterprise Value (EV): Valor de la firma. Es igual a la suma del valor accionario de la compañía y la deuda financiera.
- m<sup>3</sup>: 1 metro cúbico equivalente a 0,29 barril de petróleo equivalente a 1.000 litros equivalente a 35,3 pies cúbicos.
- NYMEX (New York Mercantile Exchange): es un mercado de materias primas con sede en la ciudad de Nueva York.
- PBI: Producto Interno Bruto.
- Risk free: Tasa Libre de Riesgo.
- ROA (Return of assets): Retorno sobre los activos.
- ROE (Return on equity): Rentabilidad sobre el patrimonio neto.
- Shale: El shale o roca de esquisto es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo. Forma parte de los hidrocarburos “No Convencionales” debido a que se encuentra a miles de metro de profundidad a diferencia de los “convencionales”.
- Tight: se conoce como tight oil –literalmente “petróleo apretado”– al crudo que está atrapado en formaciones con muy poca permeabilidad, como arenas o arcillas.
- Upstream: incluye las actividades de exploración, perforación, extracción de petróleo y gas.
- USD (United States Dollars): Moneda de curso legal de los Estados Unidos.
- WACC (Weighted Average Cost of Capital): Costo del capital promedio ponderado.
- YTM: Representa el valor de los futuros pagos de cupón de un bono que recibe un inversor por su tenencia, es considerado el rendimiento de los bonos a largo plazo expresado como una tasa anual.

## 10. Bibliografía

### I) Libros y artículos académicos

- Brealey R.A., Myers S.C., Allen F. (2012). Principles of Corporate Finance. 10th Edition. McGraw-Hill Education.
- Bruner R.F., Conroy R.M., Estrada J., Kritzman M., Li W. (2002). *Introduction to "Valuation in Emerging Markets"*.
- Bruns, W.J. (2004). *Introduction to Financial Ratios and Financial Statement Analysis*. Harvard Business School.
- Damodaran, A. (2012). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset*. 3rd Edition. Wiley Finance.
- Koller, T., Goedhart, M., Wessels, D (2000). *Valuation: measuring and managing the value of companies*. 5th Edition. McKinsey & Company Inc.

### II) Reportes

- BCRA (2021). *Relevamiento de expectativas de mercado Marzo 2021 (REM)*.
- BP (2020). *Statistical Review of World Energy. 69th edition*.
- ENARGAS (2020). *Modelo de estimación de Demanda Diaria de Distribuidoras de Gas Natural*.
- Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (2019). *La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe Anual 2019*.
- Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (2020). *La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe Anual 2020*.
- International Energy Agency (2020). *World Energy Outlook*.
- Qabazard H.M. (2020). *Global Oil Outlook up to 2025*.

- Ministerio de Energía y Minería (2019). *Reporte de Escenarios energéticos 2030*.
- U.S. Energy Information Administration (2020). *Petroleum Product Price Formation. An analysis of the factors that influence product prices, with chart data updated monthly, quarterly and annually*.
- US Energy Information (2021). *Annual Energy Outlook*.

### III) Estados Financieros

- BP - Formulario 20 F año 2020
- Brookfield Renewable- Formulario 10 K año 2020.
- Ecopetrol- Formulario 20 F año 2020,2019.
- ExxonMobil- Formulario 10K F año 2020,2019.
- Iberdrola- Formulario 20 F año 2020.
- JinkoSolar Holding- Formulario 10 K año 2020.
- Nextera Energy- Formulario 10 K año 2020.
- Petrobras- Formulario 20 F año 2020,2019.
- Shell- Formulario 20 F año 2020,2019.
- Vestas Wind Systems- Formulario 20 F año 2020.
- YPF S.A. - Formulario 20 F año 2020,2019, 2018, 2017,2016.



## 11. Anexo I

### Upstream: escenario optimista

UPSTREAM USD millones	2017	2018	2019	2020	e2021	e2022	e2023	e2024	e2025	e2026
Ingresos por ventas	7.060	7.602	6.022	4.171	7.982	7.608	7.509	7.520	7.563	7.691
Costos y gastos operativos	-6.838	-6.847	-6.952	-4.675	-5.871	-6.388	-6.647	-6.653	-6.613	-6.718
EBIT	222	755	-930	-504	2.111	1.220	862	867	951	973
Impuesto a las ganancias	-67	-227	279	151	-633	-366	-259	-260	-285	-292
EBIT*(1-T)	155	529	-651	-353	1.478	854	603	607	665	681
Depreciaciones	2.732	2.725	2.600	1.979	1.963	2.656	2.909	2.913	2.930	2.979
Cargos por deterioro PPE	-303	-78	804	39	0	0	0	0	0	0
Variación Capital de Trabajo	444	39	405	-66	152	41	11	-1	-5	-14
CAPEX	-2.674	-2.680	-2.798	-1.103	-2.100	-2.400	-2.628	-2.632	-2.647	-2.692
FCFF	355	534	360	496	1.493	1.151	895	887	943	955

Fuente: Elaboración propia.

WACC	19,38%
------	--------

Valor actual proyección de 6 años	3.740
Valor actual valor terminal	4.926
<b>Total</b>	<b>8.666</b>

**Upstream: escenario pesimista**

UPSTREAM USD millones	2017	2018	2019	2020	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e
Ingresos por ventas	7.060	7.602	6.022	4.171	6.531	6.225	6.143	6.153	6.188	6.292
Costos y gastos operativos	-6.838	-6.847	-6.952	-4.675	-5.805	-6.261	-5.978	-5.982	-5.936	-6.010
EBIT	222	755	-930	-504	726	-36	165	171	253	283
Impuesto a las ganancias	-67	-227	279	151	-218	11	-50	-51	-76	-85
EBIT*(1-T)	155	529	-651	-353	508	-25	116	120	177	198
Depreciaciones	2.732	2.725	2.600	1.979	1.963	2.656	2.380	2.383	2.397	2.438
Cargos por deterioro PPE	-303	-78	804	39	0	0	0	0	0	0
Variación Capital de Trabajo	444	39	405	-66	310	33	9	-1	-4	-11
CAPEX	-2.674	-2.680	-2.798	-1.103	-2.100	-2.400	-2.150	-2.153	-2.166	-2.202
FCFF	355	534	360	496	682	264	354	349	404	422

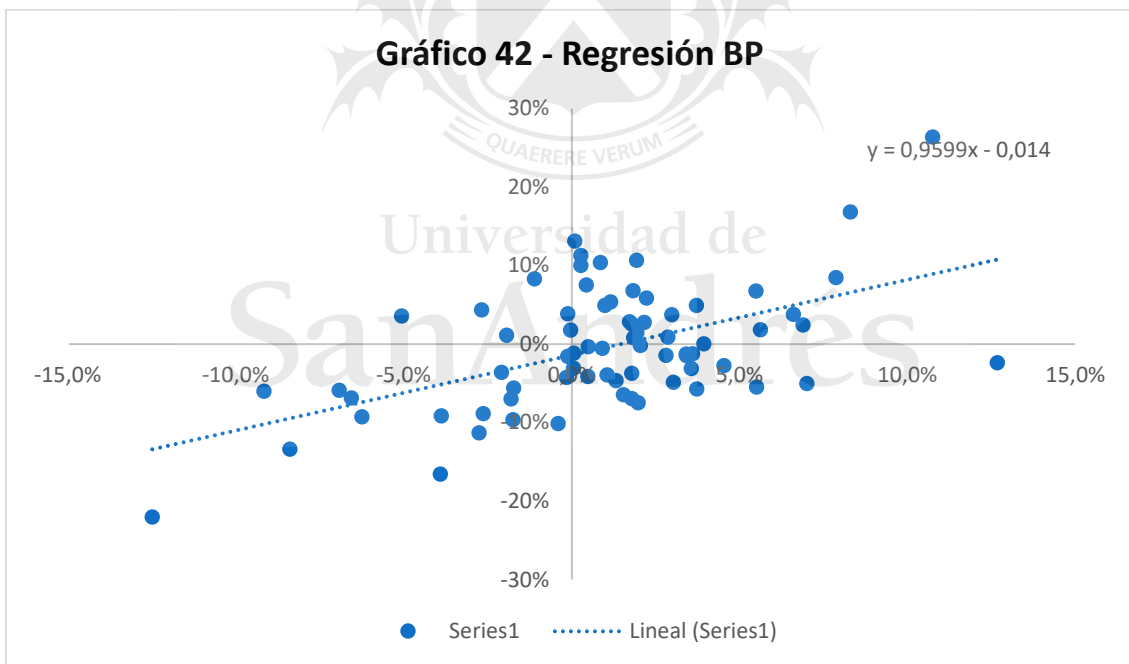
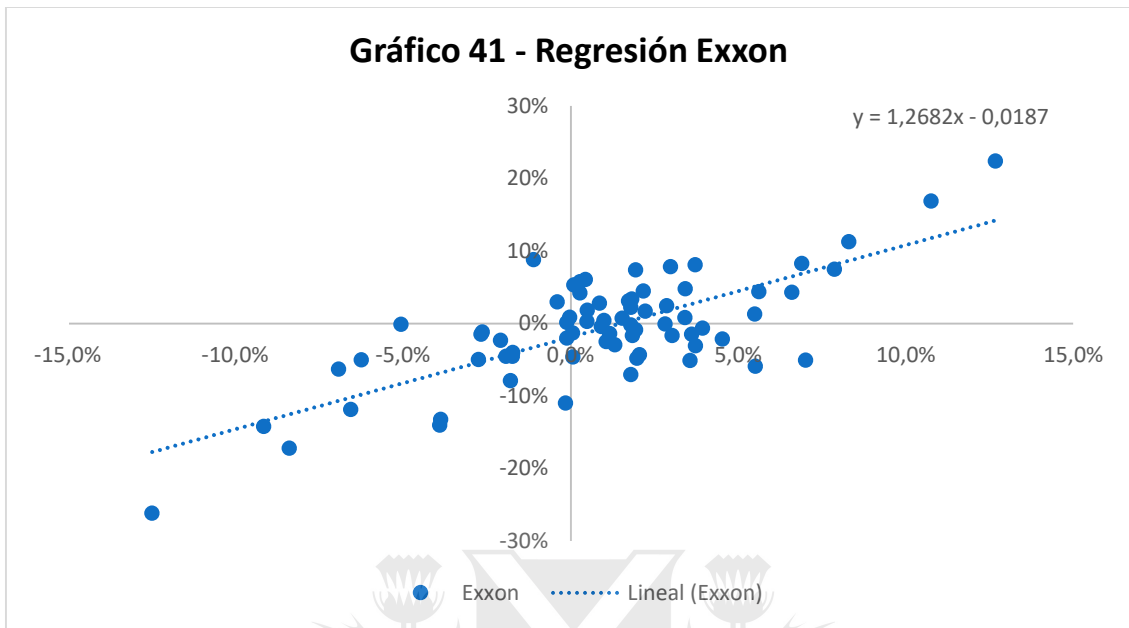
Fuente: Elaboración propia.

WACC	19,38%
------	--------

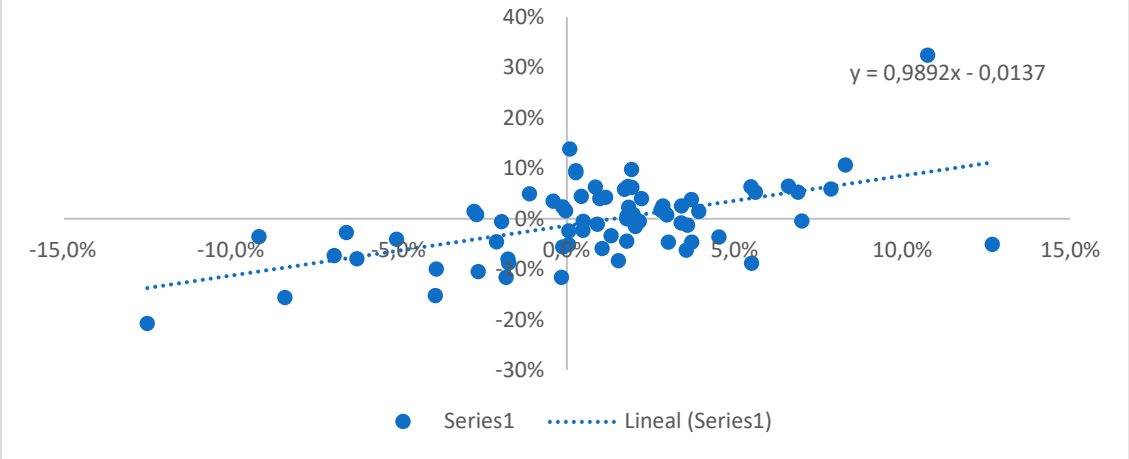
Valor actual proyección de 6 años	1.449
Valor actual valor terminal	2.176
<b>Total</b>	<b>3.625</b>

Universidad de  
**San Andrés**

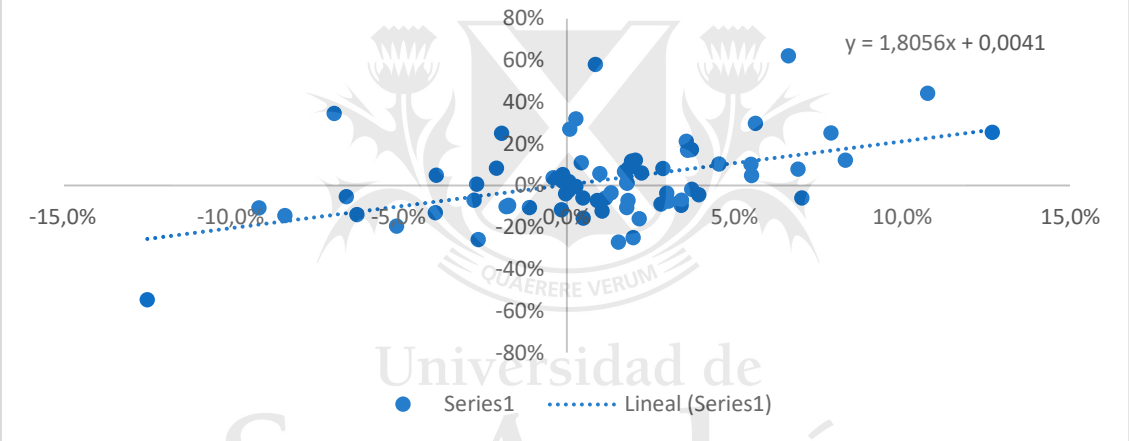
## 12. Anexo II



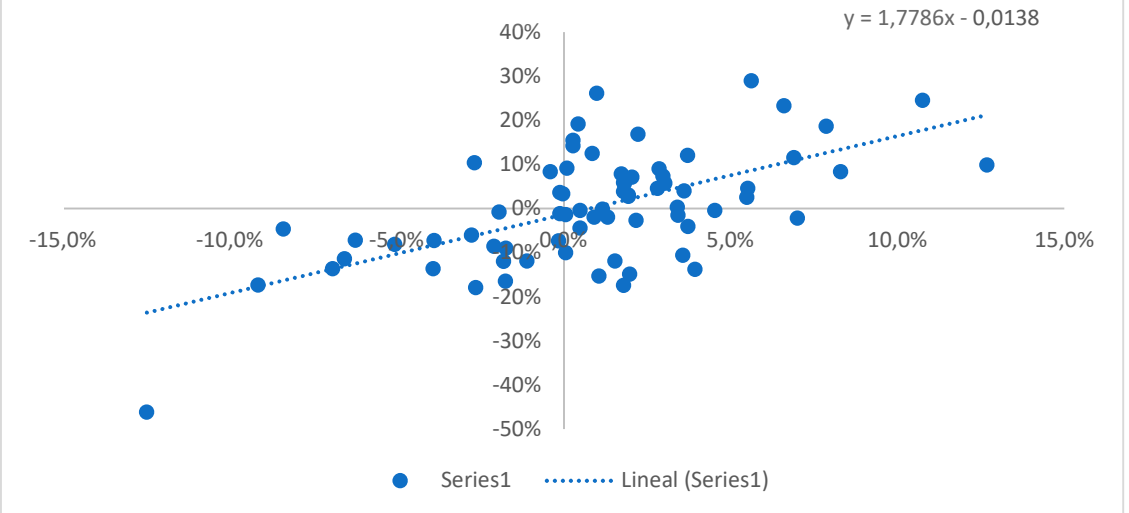
**Gráfico 43 - Regresión Shell**



**Gráfico 44 - Regresión Petrobras**

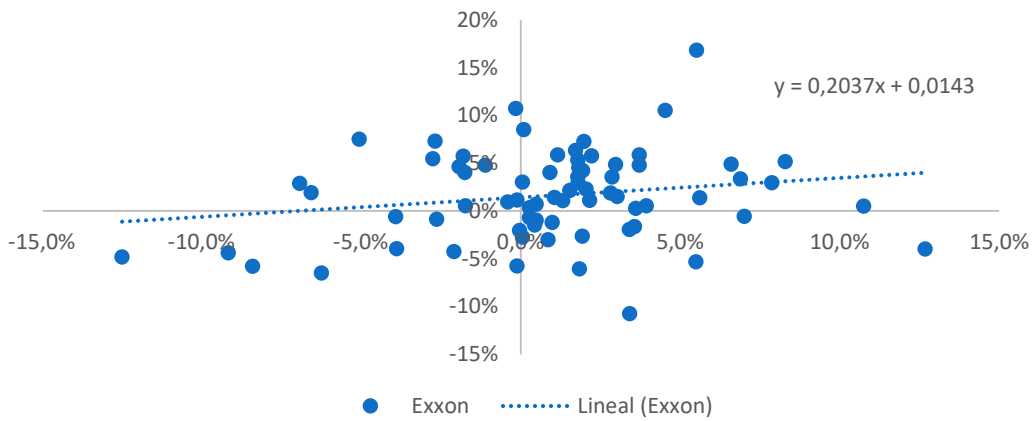


**Gráfico 45 - Regresión Ecopetrol**

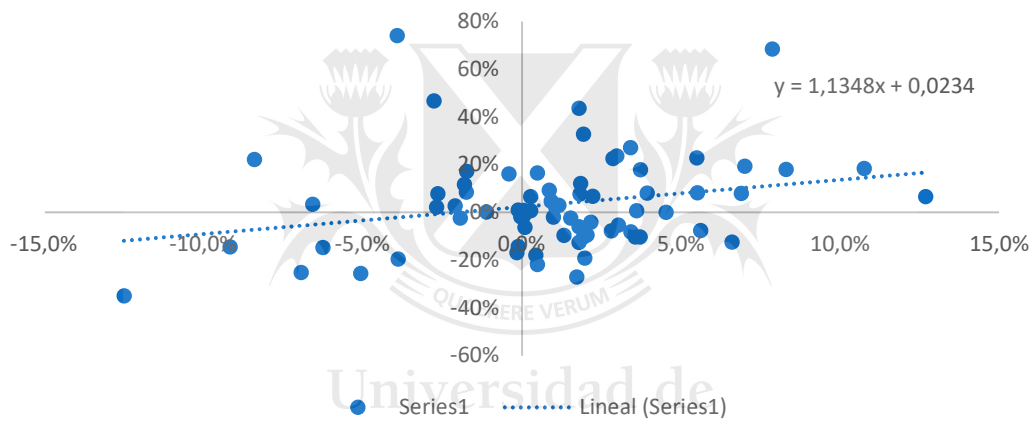




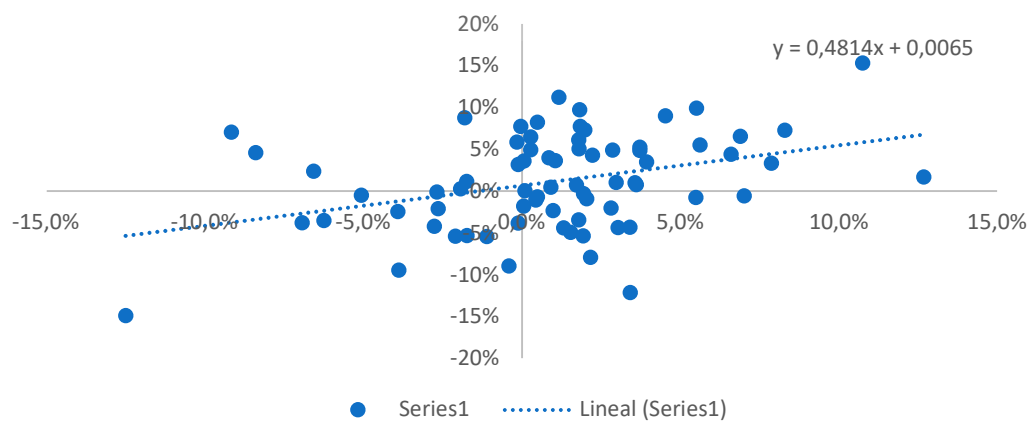
**Gráfico 46 - Regresión Nextera Energy**



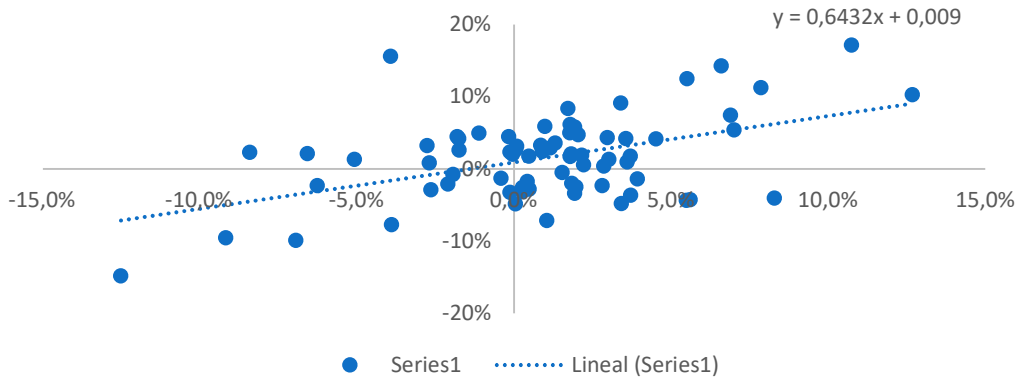
**Gráfico 47 - Regresión JinkoSolar Holding**



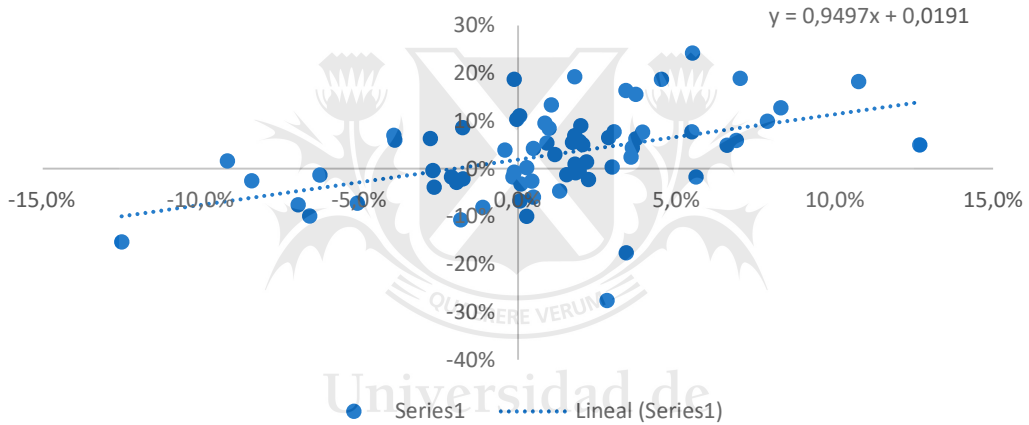
**Gráfico 48 - Regresión Iberdrola**



**Gráfico 49 - Regresión Brookfield Renewable Partners L.P. (BEP)**



**Gráfico 50 - Regresión Vestas Wind Systems**



Universidad de  
San Andrés