



Tipo de Expediente: Genérico (no tipificado)

Tipo OFICINA  
Titular: Dirección General de Secretaría

Oficina Origen: Ministerio / Dirección General de Secretaría

Asunto: EL PODER EJECUTIVO REMITE A CONSIDERACIÓN PROPUESTA DE REVISIÓN DEL SECTOR COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO POR EL ARTÍCULO 237 DE LA LEY N° 19899, DE 9 DE JULIO DE 2020.

Fecha Inicio: 27/01/2021 12:49:56 Fecha Valor: 27/01/2021

Prioridad: Urgente Acceso restringido: No

Elemento Físico: Si Clasificación: Público

<b>MIEM</b>	<b>EXPEDIENTE N°</b>						
	<b>2021-8-1-0000016</b>						
<b>Elementos físicos asociados al expediente</b>							
<b>Fecha alta</b>	<b>Oficina</b>	<b>Usuario</b>	<b>Tipo documento</b>	<b>Actuación</b>	<b>Fecha baja</b>	<b>Oficina</b>	<b>Usuario</b>
27/01/2021 13:58:28	Dirección General de Secretaría	37312600	Soporte Papel	0			



**Ministerio  
de Industria,  
Energía y Minería**

# ***Propuesta de revisión del sector de combustibles líquidos***

***Enero 2021***

## Tabla de contenido

<b>1</b>	<b><i>Introducción. Justificación de los cambios</i></b>	<b>3</b>
1.1	Un combustible costoso – un impacto no deseado en la competitividad	3
1.2	Las bases de la reforma	4
1.3	¿Refinar o importar? La Paridad de Importación.	5
1.4	Los agrocombustibles	6
1.5	La distribución secundaria	7
1.6	Resultado esperado	8
<b>2</b>	<b><i>El proceso</i></b>	<b>8</b>
2.1	Ley de Urgente Consideración y decretos reglamentarios relevantes	8
2.2	El Comité de Expertos	9
<b>3</b>	<b><i>Visión del futuro sistema de combustibles líquidos Resumen Ejecutivo</i></b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b><i>Etapas del sistema propuesto en combustibles líquidos</i></b>	<b>12</b>
4.1	Etapa Transitoria	12
4.2	Etapa 1	15
4.3	Etapa 2	16
4.4	Etapa 3	16
<b>5</b>	<b><i>Modificaciones normativas para combustibles líquidos</i></b>	<b>17</b>
5.1	Modificaciones de legislación vigente	17
5.2	Modificaciones reglamentarias	18
<b>6</b>	<b><i>Gas Licuado de Petróleo</i></b>	<b>20</b>
<b>7</b>	<b><i>Conclusiones</i></b>	<b>21</b>
<b>8</b>	<b><i>Lista de Anexos</i></b>	<b>21</b>
	- Informes de la DNE	
	- Informe del Comité de Expertos	
	- Hoja de Ruta - Implementación	

## 1 Introducción. Justificación de los cambios

### 1.1 Un combustible costoso – un impacto no deseado en la competitividad

Uruguay tiene combustibles costosos en comparación con la región, lo cual afecta en forma importante la competitividad de su sector productivo, al encarecer el transporte y la energía en la industria. También afecta la calidad de vida de los ciudadanos y los costos de las familias.

¿Cuáles son las principales causas de que el país tenga combustibles caros? Hay causas sistémicas, que hacen al funcionamiento del sector de los combustibles en Uruguay, y que sintéticamente se resumen en que no existen adecuados incentivos para la eficiencia. En otras palabras, la regulación que históricamente existe en el país ha generado reglas de juego donde los diferentes actores pueden trasladar fácilmente al precio final los eventuales aumentos de costos en los que incurran, de manera que en general, en el largo plazo la cadena productiva se vuelve cara para el consumidor e ineficiente para el país.

En efecto, se trata de un sector que, además del monopolio de la Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland (ANCAP) en las etapas de importación, refinado y distribución primaria, ha desarrollado la distribución secundaria con una lógica de contratos con ANCAP, donde existe una muy baja o nula presión competitiva para todos los actores (distribuidores, agencieros, fletes). En rigor, no existe un mercado de combustibles, sino un sistema hiper-regulado con muy pocos incentivos a la competencia, donde para todos los actores está regulado el producto y sus ingresos (precio, margen o bonificación). El volumen de ventas, por su parte, está determinado por una red comercial muy estable y de pocas variaciones en el tiempo, donde las variaciones en la cantidad de puntos de venta y sus ubicaciones – en general predeterminadas- son de escasa significación y relevancia, lo que prácticamente determina los volúmenes de venta por esta única variable.

Es evidente que tanto la forma de conducirse de ANCAP para la determinación del precio final de cada producto, como los mecanismos de determinación de márgenes y bonificaciones, así como las dificultades para introducir modificaciones en la red de puntos de venta se basan en una lógica que comúnmente se lo conoce como “costo plus”, es decir, basada en el reconocimiento de las variaciones de costos, se justifiquen o no, y su traslado a precios. Está ampliamente reconocido en la literatura internacional que este tipo de mecanismos tiende a introducir ineficiencias, aunque pueda ser apto para lograr la seguridad de suministro. El Comité de Expertos creado por el Decreto Nro. 271/20 analiza y expone esta problemática.

Existen otros elementos que explican las dificultades de Uruguay para lograr combustibles competitivos. Es relevante el tema impositivo, sobre todo el IMESI en las naftas, así como los subsidios explícitos, caso del fideicomiso del gasoil para subsidiar al transporte de pasajeros. También existen subsidios implícitos. Un caso es la incorporación mandatoria a través de la ley de biocombustibles nacionales, elaborados con materias primas nacionales (independientemente de si son competitivos o no) y la manera de incorporar el costo de éstos, también bajo la forma de “costo – plus”, donde reafirma los nullos incentivos a lograr un producto competitivo. Este “mecanismo” de fijar el precio implica que, a mayor costo, mayor será el margen del productor en términos absolutos,

lo que soporta una mayor ineficiencia en la administración y logística de la empresa, además de mayores beneficios medidos en dinero.

Otro caso de subsidio implícito es el del Gas Licuado de Petróleo (GLP o Supergás) que es un producto que se vende por debajo de costo, dinero que se debe recuperar en los precios de los demás productos. Es un subsidio a la oferta, es decir que se subsidia un producto, no a sus consumidores. Este tipo de subsidio normalmente produce un desplazamiento del consumo hacia ese producto –aumento de la demanda debido a su precio inferior, pero no focalizado en los destinatarios iniciales del subsidio. En efecto, se produce un sobreconsumo frente a una situación normal lo que lo vuelve doblemente ineficiente porque i) abarcan a muchos más sectores y grupos que el objetivo, al amplificar el consumo del energético en cuestión y ii) desplazan a otros energéticos que podrían crecer sin subsidio. Los subsidios a la oferta constituyen un error de política y se transforman en problemáticos al generar un círculo vicioso difícil de modificar. Es de hacer notar que el negocio de los biocombustibles se entiende debe clasificarse como subsidio implícito, toda vez que se le reconoce un precio de transferencia a ALUR que absorbe todos sus costos, de manera que la subsidiaria no pierde dinero, aunque es un costo elevado que se incorpora al combustible.

Con naturaleza diferente, se deben considerar las pérdidas de los negocios colaterales de ANCAP que son absorbidas por el negocio principal, compensando las mismas mediante su traslado a la tarifa del combustible. La más notoria de dichas situaciones es la del negocio del Portland, que hace más de dos décadas que implica pérdidas sustantivas, además de trasladar al sector usuario un precio comparativamente muy alto del producto. En este caso vale la pena resaltar que, además de las pérdidas económicas directas sucede otra cosa muy perjudicial para la economía en su conjunto y es que, además de las pérdidas, ANCAP influye en el mercado fijando un precio alto (para intentar reducir las mismas). A la sombra de este precio, sus competidores fijan el suyo y obtienen importantes ganancias. Lo anterior redundando en un encarecimiento de las obras de infraestructura y la construcción en general, un bien no transable que aumenta el costo país, deteriorando nuestra capacidad de competencia.

Finalmente, existen efectos específicos que tienen que ver con el marco institucional y la realidad del país. En efecto, al tener que funcionar ANCAP bajo derecho público, se introducen rigideces y sobre costos en la gestión, como es bien conocido. Al mismo tiempo, al tratarse de una refinería de escala pequeña en relación con el estándar del mercado – más aún con las tendencias actuales – y que funciona en forma independiente (no integra un grupo de refinerías donde cada una pueda especializarse), tiene costos derivados de esta menor escala que pueden impactar. Sobre estos efectos, este informe no realiza aportes ya que constituyen datos del problema.

## 1.2 Las bases de la reforma

Con el objetivo puesto en la búsqueda de competitividad, la coalición que forma el gobierno nacional se propuso una reforma en el sector de los combustibles. Luego del proceso que terminó en la aprobación de la Ley de Urgente Consideración, en el que la mayoría de las disposiciones claves fueron aprobadas incluso con los votos de todos los partidos con representación parlamentaria, quedó definida la estrategia de reforma a seguir. La misma se apoya en dos grandes pilares:

- Focalizar a ANCAP en mejorar sus procesos y su realidad empresarial, tanto en lo que hace al negocio principal (los combustibles) como en lo relativo a los negocios subsidiarios. Para ello, se pretende en un plazo prudencial que los combustibles en

puertas de las plantas de distribución primaria se puedan vender a un precio igual al que podría ofrecerlo un importador. Se trata de los llamados “precios de paridad de importación (PPI)”.

- Revisar el funcionamiento completo de la cadena de combustibles y los negocios asociados, para proponer una nueva regulación que introduzca elementos para incentivar la eficiencia de todos los actores, públicos y privados. Dicha nueva regulación será definida por el Poder Ejecutivo y luego aplicada por la Unidad Regulador de Servicios de Energías y Agua (“URSEA”), quitando de ANCAP los elementos de regulación que aún mantiene.

Los elementos claves de la reforma serán entonces la mayor autonomía de la URSEA y sus nuevas potestades, el Precio Paridad de Importación como norte para ANCAP, una hoja de ruta definida por el Poder Ejecutivo a partir del trabajo de una Comisión de Expertos, los insumos elaborados por la DNE (Dirección Nacional de Energía del MIEM) y los informes de asesores independientes. Dicha hoja de ruta es necesaria para llevar adelante una transición entre el modelo actual de funcionamiento y el nuevo, definiendo etapas y asegurando la previsibilidad, razonabilidad y gradualidad de dicha transición.

Por lo tanto, en este informe a la Asamblea General, el Poder Ejecutivo se propone transmitir su visión acerca de la nueva regulación del sector de los combustibles y la hoja de ruta de transición, es decir las principales instancias y etapas que se habrán de recorrer desde el punto de vista regulatorio e institucional para asegurar la llegada, en un tiempo razonable, a un sistema más eficiente y con combustible más competitivo. A lo largo del informe, se enumerarán las modificaciones legales y reglamentarias que se entienden necesarias para llevar adelante el proceso. En forma paralela a este proceso, ANCAP deberá instrumentar medidas para lograr la convergencia deseada con la paridad de importación.

### 1.3 ¿Refinar o importar? La Paridad de Importación.

Mucho se ha debatido acerca de si existe una ventaja estratégica en poder refinar localmente, importando petróleo crudo para aprovisionar el mercado local con derivados producidos en el país, en régimen de monopolio. El mundo ha cambiado mucho desde la crisis del petróleo, donde aprovisionarse de crudo ya era un desafío y el mercado de derivados era meramente de oportunidad y muy volátil. Hoy existe un mercado de derivados profundo y con múltiples proveedores, de tal manera que resulta difícil considerar la actividad de refinado como estratégica. De hecho, tanto Brasil como Argentina, aunque tienen su capacidad de refinado, importan sistemáticamente una parte relevante de sus necesidades de combustibles ya refinado, lo que implica que el acceso a derivados ya no resulta un elemento problemático.

Es cierto que la actividad de la refinería implica la generación de valor agregado nacional, y que, en tal sentido, si resulta competitiva, es interesante poder desarrollarla en el país. Ahora bien, también existe un debate acerca de los costos que la decisión de refinar aquí puede implicar y si los mismos son razonables. Ahora bien, un valor agregado a precios superiores a los internacionales donde se afecta la capacidad de competencia de amplios sectores de la producción local, puede terminar destruyendo PBI en términos netos, siendo algo no tan infrecuente cuando se analiza la economía en su conjunto. La pregunta a realizarse es ¿cuántos empleos no se generan por el sobrecosto?

Países como Paraguay o Costa Rica han dejado de refinar, al aumentar a nivel internacional las capacidades de las grandes refinerías del Golfo de México y el comercio internacional de derivados.

Otros como Chile, en cambio, mantienen su refinado local, aunque permiten importar si los costos superan la paridad de importación. Por otra parte, en países alejados de los proveedores como el nuestro existe una "protección logística", dado que el costo del flete es mayor y permite al proceso de refinación local competir mejor con el combustible importado.

Justamente, lo que el legislador ha decidido en la LUC, en función de este debate, es que ANCAP siga refinando, pero debería poder alinearse con la paridad de importación. Es lo que se votó en el artículo 236 correspondiente. En otras palabras, se mantiene el monopolio de la refinación y se apoya el desarrollo de la actividad localmente, pero debe ser competitiva con la posibilidad de importar. En los primeros cálculos que ha realizado la URSEA sobre el PPI, tal cual lo ha definido el Poder Ejecutivo en el decreto Nro. 241/20, se ve que ANCAP tiene hoy precios superiores a los que obtendría un importador teórico que introdujera la gasolina y el gasoil (y demás derivados) para atender el mercado nacional. En otras palabras, debería ajustar sus costos para lograr el objetivo de vender a PPI.

Que ANCAP converja al PPI es un desafío para la empresa, ya que se busca que lo haga en forma sostenible, es decir, por un lado, evitando poner en riesgo su viabilidad, pero a la vez de manera exigente, para que realmente se logre una mejora genuina de los costos operativos de ANCAP. Como se dijo antes, ANCAP deberá entonces desarrollar un plan de acción para lograr esa mejora. Debido a que esa mejora genuina no se logra en forma instantánea, y como la empresa deberá desarrollar un plan de trabajo exigente para lograrla, puertas hacia adentro y en sus negocios laterales, también el proceso de convergencia debe ser gradual.

Una convergencia gradual implica que el precio en la planta de distribución primaria de ANCAP no será llevado al valor de PPI inmediatamente, sino mediante un proceso. Se reconocerá, para cada producto un valor adicional "X", de manera que el precio ex planta de cada producto será el del PPI correspondiente más el "X". Dicho "X" se determinará por un plazo y se irá reduciendo gradualmente, para llegar a eliminarse en un plazo prudencial y conocido de antemano, que estimamos de tres años.

#### 1.4 Los agrocombustibles

La Ley Nro. 18.195 determinó que es obligatorio en el Uruguay comercializar combustibles que contengan una mezcla de un mínimo de 5% de etanol en la gasolina y 5% de biodiesel en el gasoil. Además, determinó que estos productos deberían ser de producción nacional, con insumos nacionales (caña de azúcar, sorgo dulce, oleaginosas según el caso).

Por otra parte, en el período comprendido entre los años 2007 y 2015, ANCAP decidió desarrollar la producción de biocombustibles de manera verticalmente integrada, es decir con una empresa del grupo (ALUR) como único proveedor de los biocombustibles. Se invirtió en transformar el ingenio azucarero de Bella Unión en un complejo sucro alcoholero, y se instaló una planta nueva de etanol a partir de granos en Paysandú y una planta nueva de biodiesel en Capurro. La capacidad de producción instalada en el país, solamente por cuenta de ALUR, terminó siendo toda la necesaria para cumplir la ley en biodiesel, y bastante más alta en el caso del etanol (unos 80.000 m<sup>3</sup>, una cantidad cercana al 10% de la demanda de gasolina). Al hacerlo, se estaba absorbiendo por parte de ANCAP una posición completamente dominante en el mercado, pero también una responsabilidad de proveer el biocombustible al costo que resultara. En los hechos, termina transformándose en un fuerte subsidio implícito, toda vez que los agrocombustibles nacionales resultan mucho más costosos que sus alternativas importadas (desde el 100% al 400% más costosos según el caso).



En definitiva, las ventajas de incorporar biocombustibles en cuanto a reducción de emisiones y en la generación de empleo se han visto opacadas por un impacto muy fuerte en los costos de los combustibles, que se han trasladado al usuario final, sea empresarial o particular. Se propone entonces revisar y ajustar este aspecto, sin dejar de tomar en cuenta que existe un impacto social, sobre todo en el interior –especialmente en Bella Unión–, así como compromisos internacionales de reducción de emisiones que son relevantes.

### 1.5 La distribución secundaria

Es evidente también que en el Uruguay la distribución secundaria es costosa (del orden del 16% del precio final) y se rige por reglas de juego muy particulares, que tampoco impulsan la eficiencia. En tal sentido, hay que destacar que tenemos un sistema donde los márgenes, tanto de los distribuidores como de las estaciones de servicios (llamados “bonificaciones” para estas últimas), están fijados en pesos y se reajustan periódicamente de acuerdo a una paramétrica, independientemente del precio del combustible.

En el escenario actual, se constata que la figura del distribuidor está prácticamente limitada a la de agente financiero en la cadena de pagos, así como de financiador de inversiones, y de asegurador de la seguridad de las operaciones y de la calidad y disponibilidad del producto. También, evidentemente se hacen cargo del desarrollo de la imagen de marca. Pero hay que resaltar que la figura del distribuidor tiene hoy poca relevancia en la definición del producto, del precio, así como tampoco juega un papel importante en la optimización logística de la cadena y en la gestión de los costos asociados. En Uruguay es prácticamente indiferente concurrir a estaciones de servicio de un sello u otro, el producto y el precio es el mismo. Por otra parte, los fletes los paga ANCAP, de manera que el distribuidor se ve poco implicado en optimizar la distribución, en invertir en almacenamiento intermedio para lograr mejores costos de transporte, etc.

Finalmente, el operador de la estación de servicio está muy regulado: de la ubicación de su estación depende su negocio casi en un 100%, y la ubicación está completamente regulada, el proceso para establecer una estación es lento y depende de ANCAP, así como su traslado. No se diferencian por precio (salvo en el caso de los descuentos a grandes consumidores de gasoil), aunque sí mínimamente por servicios o en negocios laterales (mini mercado, gomería, lavado, etc.). Se puede decir que, una vez ubicada en determinados ejes de transporte, la estación de servicio tiene establecido prácticamente su mercado. Tampoco es su problema optimizar el flete, ni invertir en tanques de almacenamiento, puesto que ese será problema de ANCAP.

Asimismo, ANCAP en la distribución secundaria opera de juez y parte. Determina las condiciones de funcionamiento de toda la cadena, a través de acuerdos con los distribuidores, determina la apertura de nuevas estaciones de servicio o el traslado o cierre de las existentes. En suma, no existe una dinámica de mercado donde los diferentes jugadores puedan diferenciarse, buscar mejorar sus costos o su captación de clientes. Al final, es un sistema estable, sí, pero costoso, determinado a través de una compleja regulación que en buena parte consiste en acuerdos privados entre ANCAP y las partes.

En suma, es necesario revisar las reglas de funcionamiento de este mercado para introducir incentivos a la eficiencia en todos sus eslabones. Como primera medida, hay que retirar a ANCAP de lo que sucede “aguas abajo” de la distribución primaria (nos referimos a los aspectos regulatorios, ya que seguirá teniendo participación como accionista de DUCSA). La regulación del mercado secundario, luego de la LUC, es responsabilidad de la URSEA bajo directivas del Poder Ejecutivo.

Las reglas de juego (dónde y cómo se decide la instalación de estaciones, cuáles son los requisitos para ser distribuidor, cómo funciona la logística, quién puede aprovisionarse en la distribución primaria, etc.) deben asegurar el aprovisionamiento de la población y el sector productivo, pero deben buscar la eficiencia y evitar una dinámica histórica “costo plus”, donde la discusión se centra en qué costos se reconocen a los diferentes eslabones de la cadena y se ajustan así sus remuneraciones. Por supuesto, cambiar estas reglas es un desafío importante, pues se deben cuidar los equilibrios entre los diferentes actores, evitar abusos y eventualmente comportamientos anticompetitivos que impliquen aumentos de precio.

En tal sentido, el informe del Comité de Expertos propone etapas, instancias y equilibrios. Basado en la mayoría de sus recomendaciones, en lo que sigue se expone la propuesta del Poder Ejecutivo.

## 1.6 Resultado esperado

En este proceso, el Poder Ejecutivo entiende necesario diferenciar los resultados esperados y los que son deseados. Esta distinción no es meramente formal, sino que implica fijar las expectativas respecto a los cambios que se implementarán.

Se espera que esta reforma dote a los agentes de los incentivos y las condiciones necesarias para que exista un mercado más competitivo y eficiente y por lo tanto de combustibles más accesibles para los consumidores. En tal sentido, el resultado deseado es que dichas condiciones sean suficientes para ejercer una presión competitiva en el mercado, que impacte en una baja real del precio de los combustibles, incremento de la oferta y en una ampliación de los servicios.

## 2 El proceso

### 2.1 Ley de Urgente Consideración y decretos reglamentarios relevantes

El artículo 237 de la ley Nro. 19.889 (“LUC”) encomendó al Poder Ejecutivo en un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la vigencia de ley a presentar a la Asamblea General una propuesta integral de revisión, tanto legal como reglamentaria, del mercado de combustibles que contemple, entre otros, una serie de estudios sobre ANCAP, la refinera estatal, la distribución de combustibles, un estudio comparado de marcos regulatorios, y facultó a que el Poder Ejecutivo convoque a un comité de expertos a tales efectos.

El Poder Ejecutivo liderado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) dispuso un grupo de trabajo en el ámbito de la Dirección Nacional de Energía para trabajar en tres informes que intentan dar respuesta a cada uno de los encargos de la Ley.

Dicho grupo elaboró tres informes bajo el título de “El mercado de Petróleo y crudo y sus derivados en UY”: (i) Tomo I: “Enfoque en las Actividades de ANCAP” cuyo foco es responder a los literales a), e) y f) del artículo 237 de la ley antes citada; (ii) Tomo II: “Enfoque en la distribución secundaria de combustibles líquidos” cuyo foco es responder a los literales b), c) y d) del artículo 237 de la ley antes citada; (iii) Tomo III: “Enfoque en el mercado del GLP”. Se adjuntan los tres tomos como **Anexo I**.

En paralelo, el Poder Ejecutivo aprobó el Decreto Nro. 241/20 que estableció los criterios rectores para la revisión de la metodología de cálculo del PPI, y la URSEA cumplió con el mandato normativo aprobando una nueva metodología, cuya primera serie se informó por primera vez el 7 de noviembre del 2020.

## 2.2 El Comité de Expertos

Por su parte, mediante el Decreto Nro. 271/020 el Poder Ejecutivo convocó a un comité de expertos para analizar una serie de estudios que llevó adelante el Ministerio de Industria, Energía y Minería (el "MIEM"), y aprobar una revisión integral del sector combustibles. Este documento refleja los resultados de dicho trabajo.

El Comité de Expertos (el "Comité") comenzó a sesionar el 22 de octubre del 2020. El Comité se integró por: (i) Horacio Bafico designado por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, (ii) Pablo Mautone designado por el Ministerio de Economía y Finanzas, (iii) Andrés Hermida designado por Ursea, (iv) Ricardo Gorosito designado por el Congreso de Intendentes, (v) Noelia Medina y Gonzalo Irrazábal designados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

El Comité contó con los informes elaborados por el MIEM, así como aportes de consultores y aquellos preparados por los diferentes actores que concurrieron a las sesiones del Comité.

El Comité entregó su informe el 15 de diciembre de 2020, donde resumen sus principales recomendaciones en diferentes ejes temáticos: (i) Ancap y búsqueda de eficiencia, (ii) aprobación de precio ex planta y precio máximo, (iii) agrocombustibles, (iv) fideicomiso del Boleto, (v) situación del GLP, (vi) proceso de implementación, y (vii) proceso de implementación jurídica.<sup>1</sup>

Finalmente, mediante el Decreto 363/20 reglamentó el artículo 235 de la LUC en cuanto a la actualización que realizará mensualmente el Poder Ejecutivo del precio máximo.

## 3 Visión del futuro sistema de combustibles líquidos Resúmen

### Ejecutivo

Analizado los insumos preparados por el grupo de trabajo de la Dirección Nacional de Energía del MIEM, los insumos de expertos nacionales e internacionales y el informe del Comité, el Poder Ejecutivo presenta a la Asamblea General la visión del futuro sistema del sector de los combustibles, que se resume en lo que sigue:

<sup>1</sup> El informe completo se puede acceder a través del siguiente link [https://medios.presidencia.gub.uy/tav\\_portal/2020/noticias/AH\\_215/INFORME%20FINAL.pdf](https://medios.presidencia.gub.uy/tav_portal/2020/noticias/AH_215/INFORME%20FINAL.pdf) y también forma parte del presente informe como Anexo II.

- Respecto a los ingresos netos de ANCAP por la venta de combustibles, la Ley N° 19.889, establece que este precio deberá ser definido en base a informes preceptivos de URSEA con un **Precio de Paridad de Importación Ex Planta**, valores a los cuales deberá converger. Este ejercicio supone una presión competitiva para el ente que lo debería llevar a mejorar sus procesos de eficiencia interna.
  - Se sugiere una **gradualidad para alcanzar el valor de PPI** definido por la metodología de URSEA, definiendo el precio como **“PPI más X”**, un valor **“X” que irá decreciendo en el tiempo** en caso de ser positivo hasta eliminarse en un plazo aproximado de tres años. Mientras, ANCAP deberá trabajar a la interna de sus procesos productivos para poder alcanzar los valores establecidos por el PPI.
  - El valor **“X”** será por producto, de manera que el precio ex-planta de cada producto será el del PPI correspondiente más el **“X”**. En primera instancia dicho parámetro se construye a partir de la diferencia entre el PPI y los costos de ANCAP que se le aceptan (se trata en general de costos en el país, que no dependen de la materia prima y por lo tanto el **“X”** no depende del precio del petróleo).
  
- Dentro de los costos de producción de ANCAP, se encuentra el costo asociado a **los biocombustibles**. Según la Ley 18.195, ANCAP debe mezclar un mínimo de 5% de etanol en las gasolinas y 5% de biodiesel en el gasoil con biocombustibles de materia prima nacional. En este contexto debe comprarle a ALUR los biocombustibles producidos, y el precio de estos se establece para cubrir sus costos de producción. De las 3 plantas de ALUR, la ubicada en Bella Unión (etanol) es la que más relevancia tiene en la economía local, la planta de Paysandú (etanol) es la más eficiente y la ubicada en Capurro la única que produce biodiesel. El biodiesel aumenta el precio del gasoil de forma significativa, sin mejorar el producto final. El gas oil es un combustible de uso principalmente productivo (transporte, agro) y, por tanto, base de cadena competitiva. Es por ello que **recomienda la eliminación de la mezcla de este producto (biodiesel) en la medida en que implique sobrecostos**. Para el caso del etanol, la situación difiere por su impacto social, a la vez que la mezcla mejora el producto final. En este caso, se recomiendan estrategias de otras características apuntando a largo plazo a ir disminuyendo su impacto económico. Estas decisiones pueden tener repercusiones en los compromisos internacionales ambientales asumidos por el país, que deberán ser compensados.
  
- Como medida parcialmente compensatoria a la recomendación anterior y de forma de empezar a establecer mecanismos más apropiados para la implementación de premios y castigos con respecto al cuidado del medio ambiente, se sugiere en el corto plazo **relacionar la tasa de imposición del IMESI e IVA de los combustibles**, a

un impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>, en línea con lo implementado a la fecha por países como Suecia, Finlandia entre otros.

- Respecto a los **márgenes de distribuidores, bonificaciones de estaciones de servicio y fletes secundarios** se propone un proceso gradual donde estos precios intermedios se establezcan a largo plazo en régimen de competencia efectiva y no regido por contratos. La Ley N° 19.889 impone un precio máximo de venta al público, lo que sumado al PPI ex - planta, establece las condiciones de borde del sistema.
  - Se propone en una primera etapa donde la URSEA fije un “precio máximo intermedio de venta”, que corresponde al precio que las distribuidoras podrán vender el combustible a las Estaciones de Servicio.
  - El margen de los distribuidores, las bonificaciones de las estaciones de servicio y el precio de transporte ya no estarán regidos por contratos sino eventualmente regulados por URSEA, de acuerdo a lo definido en cada etapa.
  - Al final del proceso se propone eliminar el precio máximo al público (requiere modificación legal) y el precio máximo intermedio, pasando a un régimen de libre pero con control de la URSEA, pudiendo definirse un precios máximos o intermedios de forma temporal para evitar abusos o diversas distorsiones.
- Mientras se avanza en la implementación, se deberá ir manteniendo informada a la población, generando sistemas de información actualizado con los diferentes precios y costos. Se entiende que estas medidas pueden ayudar a crear las condiciones para aumentar la elasticidad de la demanda en el sector.
- Se propone que el costo de **transporte y logística** sea asumido y administrado por las empresas distribuidoras. Éstas deberán negociar con los transportistas el precio que abonarán por el transporte. Al existir un único precio máximo nacional, y no diferentes precios según la locación, el precio máximo intermedio que determine el regulador determinará el reconocimiento de un costo de transporte ponderado.
- El precio del gasoil incluye un aumento de precio para permitir la recaudación adicional derivada del Fideicomiso del Boleto (Decreto 347/2006). El objetivo de este instrumento es subsidiar el precio del boleto de transporte colectivo de pasajeros a nivel nacional para incentivar su uso. Se entiende que los incentivos de este instrumento no son actualmente los adecuados y sobrecargan los costos de los sistemas productivos (principales consumidores del gasoil). Se recomiendan impulsar una mayor eficiencia y razonabilidad en su aplicación, comenzando por volver a establecer un monto fijo del subsidio.

- El caso del GLP (supergás) difiere del resto de los combustibles por su cadena de distribución y tipo de consumidores, aunque aquí también el sistema está regulado a partir de contratos con ANCAP. Es un producto con un alto nivel de subsidio implícito, lo cual se ve reflejado en la brecha entre el PPI del GLP y el precio de venta al público, que es inversa a los demás combustibles. ANCAP participa de la fase envasado a través de GASUR, en acuerdo con algunos envasadores - distribuidores. Los contratos han sido observados por considerarse anti competitivos. Se propone un proceso de transición en donde ANCAP establece nuevos contratos de suministro y se independiza del envasado y distribución. Concomitantemente, la URSEA generará nueva regulación para fomentar la mejora de los costos de la cadena.

## 4 Etapas del sistema propuesto en combustibles líquidos

Compartiendo la hoja de ruta que propone el Comité en su informe, el Poder Ejecutivo visualiza cuatro etapas hacia un mercado menos regulado, más eficiente y competitivo.

En este aspecto, es importante advertir a los destinatarios del informe que las etapas que aquí se mencionan no son exactamente iguales a las propuestas por el Comité, en cuanto a fechas y contenido.

Siguiendo las recomendaciones del Comité, al final de cada etapa el Poder Ejecutivo y la URSEA evaluarán la situación antes de pasar a la etapa siguiente.

En el **Anexo II** del presente informe se presenta un esquema con las etapas propuestas por el Comité. A continuación, desarrollamos cada una de ellas y, en particular, la etapa 0, llamada aquí "Etapa Transitoria".

### 4.1 Etapa Transitoria

Esta etapa comenzaría el 10 de marzo del 2021, aunque algunas medidas comenzaron a regir antes. En efecto, el Decreto 363/20 reglamentario del artículo 235 de la LUC establece que el Poder Ejecutivo actualizará de forma mensual el precio máximo de los productos monopólicos que vende ANCAP.

Mediante Decreto del Poder Ejecutivo, se reglamentará el mencionado artículo 235 de la LUC en cuanto a la aprobación del precio de venta de los diferentes combustibles producidos por ANCAP, con entrega en cada una de sus plantas de distribución. Mediante dicho instrumento, se establecerá que a partir del 10 de abril de 2021 comenzaría a regir el precio en planta de distribución que aprobará oportunamente y de forma mensual el Poder Ejecutivo, previo informe de ANCAP y URSEA.

A tales efectos, los precios que apruebe el Poder Ejecutivo deberán considerar el Precio de Paridad de importación que publica URSEA, valor al cual debería converger en un plazo razonable el precio ex planta (en las plantas de distribución primaria) facturado por ANCAP. Lo que se propone es que dicho precio ex planta se componga del PPI más un margen X

(sobreprecio), que es el que debe converger a 0 en dicho plazo. En ese sentido, tomando la recomendación de los expertos, se definiría un valor de X para cada producto de ANCAP, vigente para todos los ajustes de combustible en determinado lapso, por ejemplo anual, de manera que al variar el PPI ya se conoce el valor ex planta para cada producto.

Es importante destacar que mediante esta estrategia el Poder Ejecutivo está generando un mecanismo de convergencia del precio del combustible con los costos internacionales, para lograr competitividad, pero al mismo tiempo otorgando a ANCAP un plazo y un tiempo para realizar las transformaciones necesarias y acompasarse a dicha realidad. Será entonces clave que el ente estatal se focalice en su principal cometido, que son los combustibles y lo haga de tal manera que logre la mayor eficiencia resolviendo algunos problemas históricos en diversas unidades de negocios o procesos para lograrlo. No será parte de este informe el plan de ANCAP a tales efectos, sino simplemente el establecimiento de este marco de funcionamiento que implica una directiva clave para que la empresa pueda luego definir sus acciones y sus prioridades, que podrán implicar inversiones y también desinversiones, racionalización de procesos y también el desarrollo de nuevas iniciativas que generen valor, siempre en el ámbito de los combustibles y bajo el monopolio legal existente.

Entre la aprobación del precio ex planta y el precio máximo, se interpondrá un precio máximo intermedio transitorio que determinará la URSEA de conformidad a las directivas que dicte el Poder Ejecutivo. Este precio regirá hasta que comience la Etapa 1, donde la URSEA definirá un precio máximo intermedio eficiente luego de conducir los estudios encomendados por el Poder Ejecutivo.

Por otra parte, en esta etapa transitoria es importante que la regulación del mercado de combustibles que hasta el día de hoy se ejerce a través de ANCAP sea asumida por la URSEA. Aunque transitoriamente no existan cambios sustantivos en las reglas de juego en esta etapa, sí se debe ir ajustando el marco legal y reglamentario mientras este organismo se prepara para desarrollar y aplicar las nuevas reglas en el marco de las políticas del Poder Ejecutivo.

A los efectos de instrumentar esta etapa, el Poder Ejecutivo emitirá dos decretos. Uno dirigido para ANCAP encomendándole ciertas acciones, y otro para la URSEA encomendándole la aprobación de ciertos reglamentos.

En cuanto al primer decreto, el Poder Ejecutivo encomendará a ANCAP a renegociar nuevos contratos con las distribuidoras existentes (DUCSA, AXION y Petrobras), en la medida que los anteriores se encuentran vencidos y que hoy en día ANCAP suministra combustibles a dichas distribuidoras sin contratos vigentes. Asimismo, el Poder Ejecutivo es consciente de la existencia de dos fallos arbitrales en el marco de dos procesos promovidos por AXION y Petrobras donde se dictamina que las partes tendrán que negociar de buena fe nuevos contratos. Por lo tanto, la exhortación desde el Poder Ejecutivo a ANCAP también tiene por finalidad cumplir con lo dispuesto en los respectivos fallos arbitrales.

Los nuevos contratos deberán considerar las modificaciones del sector que comenzaron a través de la implementación de la LUC, el decreto Nro. 363/020 (implementación de la actualización del precio máximo) y el decreto que reglamente la aprobación del precio de venta en la planta de distribución de ANCAP. En tal sentido, los contratos deberán ser esencialmente de suministro de combustibles, evitando cualquier regulación contractual sobre el funcionamiento del mercado, lo que actualmente compete a la URSEA.

En cuanto a los fletes, tanto en distribución primaria como secundaria, en esta etapa seguirán siendo administrados y abonados por ANCAP, reconociendo dicho gasto en el precio en planta de distribución.

Por otro lado, el Poder Ejecutivo también dictará un Decreto encomendado a la URSEA a dictar los reglamentos necesarios respecto a: (i) condiciones iniciales y transitorias para operar una estación de servicio, (ii) condiciones iniciales y transitorias para ser distribuidor, (iii) cláusulas prohibidas en contratos del sector (iv) condiciones iniciales y transitorias de apertura, traslado y cierre de estaciones, (v) determinación del precio máximo intermedio transitorio al que podrían vender las distribuidoras a las estaciones de su red, (vi) plazos máximos de contratos del sector, (vii) definición de zonas desabastecidas, (viii) reglamento de información contable que deberán proporcionar los actores (a vía de ejemplo, información sobre venta de productos, por tipo de combustibles, porcentaje de venta de producto en porcentaje de venta genera, descuentos), (ix) reglamentación transitoria de auto-despacho y, (x) condiciones para ser transportista de combustibles.

El Poder Ejecutivo es consciente del esfuerzo que se le solicita a la URSEA para cumplir con las reglamentaciones encomendadas en el plazo previsto. En tal sentido, en la sección siguiente se propone una modificación legal para dotar al regulador de mayores recursos. Asimismo, el Poder Ejecutivo encomendará a la URSEA que los aspectos centrales de la regulación sean aprobados dentro de la fecha prevista para comenzar la transición (10 de abril de 2021), dejando para una instancia posterior los aspectos secundarios y en plena conciencia de que se trata de una etapa donde no existirán cambios sustantivos en el funcionamiento del mercado, los cuales se dejan para las etapas posteriores.

El contenido de la mayoría de los reglamentos se explica por sí solo. No obstante, es pertinente comentar específicamente el concepto de "Zonas Desabastecidas". Siguiendo con las recomendaciones del Comité de Expertos, el Poder Ejecutivo entiende necesario modificar el concepto de estaciones de fin social y modificarlas por zonas que tengan carencia de suministro. El regulador deberá determinar cuáles son esas zonas, y aplicar un mecanismo de compensación adicional para las mismas. Hasta tanto la URSEA dicte la reglamentación correspondiente, las estaciones de fin social existentes seguirán operando normalmente, gozando de un descuento sobre el precio al que compran los combustibles a las distribuidoras, quienes solicitarán a ANCAP que se lo reintegren.

Siguiendo con el desarrollo de algunos de los puntos que deberán ser reglamentados con URSEA, el Poder Ejecutivo entiende pertinente que el regulador tenga información propia de



sus regulados. De esta forma, se minimiza la asimetría de información entre regulado y regulador que opera en todo mercado, la URSEA tendría más insumos para poder dictar normas que se adapten a las dinámicas propias del mercado regulado, y puede monitorear, de forma más cercana y en tiempo real, la evolución del mercado. Para esto, se determinarán variables claves que los diferentes actores deberán informar a la URSEA, tales como volúmenes, y otros relevantes..

En esta etapa se entiende pertinente mantener el límite actual de estaciones de servicios operadas bajo la modalidad Company- Owned, Company- Operated ("COCOs"), es decir estaciones de servicio que son propiedad del distribuidor y son operadas por él.

Asimismo, la URSEA, ANCAP y los actores relevantes deberán tomar en consideración los cambios operativos que esta primera fase de transición conlleva, principalmente a los efectos de adaptar sus sistemas de facturación y control.

Finalmente, en línea con lo propuesto por el Comité de Expertos, se le encomienda a la URSEA a que realice un estudio sobre el precio eficiente máximo intermedio al que las distribuidoras podrían vender combustible a su red de estaciones, para aplicación en la etapa siguiente.

#### 4.2 Etapa 1

Esta etapa comenzaría a regir el 10 de enero del 2022. En la misma, se pretende que comience a regir el nuevo precio máximo intermedio (precio en que los distribuidores venden a los agencieros) conforme metodología que haya aprobado la URSEA en la etapa anterior. Se realizará también la aprobación de un valor menor para el "X" en los productos principales, que regirá para la fijación del precio ex - planta. No habría otros cambios en materia de precios.

En cuanto a la regulación del sistema, se entiende que los distribuidores pueden absorber los costos del flete, reconociendo un costo óptimo para el flete dentro del cálculo del precio máximo intermedio. Se debe tener presente que en la etapa anterior se eliminó cualquier restricción para que cualquier camión que cumpla con la reglamentación de seguridad que dictamine el regulador pueda cargar combustibles, siempre que lo hagan para actores habilitados en la cadena (distribuidores y agencieros).

Por su parte, se encomendará a la URSEA una reglamentación que autorice a los distribuidores a que puedan diferenciar productos, pero siempre tienen que tener disponibilidad del producto base o vender el producto premium al precio base. Esto permitirá que exista una competencia basada en productos, más allá de la competencia por precio, posibilitando que los distribuidores puedan ofrecer mejoras a los productos básicos que adquiera de ANCAP y de esa forma contribuir a generar un mercado competitivo.

En esta etapa se lanzará un sistema de información al que podrá acceder los usuarios en general. Este sistema se basará en parte de la información que recabe el regulador y que se

entienda que debe ser de acceso público. Según entiende el Comité de Expertos en su informe, y basado en aportes de expertos, este hito permitiría conocer la elasticidad precio de la demanda.

#### 4.3 Etapa 2

En principio, esta etapa comienza el 1 de enero de 2023, sujeto a una evaluación de las etapas anteriores. En ella el Poder Ejecutivo encomendaría a la URSEA una revisión del reglamento aplicable para la apertura de estaciones de servicio, eliminando algunas condiciones que actúen como restricciones o barreras de entrada al mercado.

En esta etapa, se continúa el ajuste a la baja del precio de venta ex planta, con una nueva baja en el valor del "X", que se eliminaría al culminar esta etapa.

Asimismo, en esta etapa la URSEA permitiría que las estaciones de servicio puedan operar bajo otro sello, para lo cual modificaría las condiciones para ser operador de estaciones de servicio. Como contrapartida, la URSEA aprobará una metodología para determinar el precio justo o mecanismo de compensación por los activos que las distribuidoras posean dentro de los recintos de las estaciones. Este precio justo regiría en subsidio de acuerdo de partes.

Por otra parte, la URSEA determinaría que se considera como "Grandes consumidores", habilitando a los mismos a abastecerse directamente de los distribuidores, si cumplen con esta condición.

Por último, se revisará la restricción a la cantidad de COCOs, mediante una eventual modificación del límite establecido por el regulador, aun llegando a un porcentaje bajo del total de la red. De esta manera se busca asegurar un adecuado equilibrio entre las mejoras de eficiencia que se pueden conseguir mediante la integración vertical, por una parte, pero evitando la consolidación de una posición de mercado por parte de los distribuidores que afecte o interfiera la libre competencia.

#### 4.4 Etapa 3

Al igual que en las etapas anteriores, esta etapa se llevaría adelante siempre y cuando exista una evaluación satisfactoria del Poder Ejecutivo con el asesoramiento preceptivo de la URSEA.

Partiendo de dicha premisa, se busca una competencia más libre en el mercado, si los diferentes actores cumplen con las condiciones de operación determinadas en los reglamentos respectivos. Para ello, se eliminaría el precio máximo de venta al público establecido por el artículo 235 de la LUC y reglamentado por el decreto 363/20. De esta forma, el Poder Ejecutivo aprobaría solamente el precio en planta de distribución primaria.

No obstante, el regulador tendría la potestad legal de determinar un precio máximo siempre que constate abusos o prácticas anti competitivas. Ante dichas constataciones, impondría un precio máximo, provisorio, revisable, precario, pero con un plazo mínimo a los efectos de

que los actores y el público en general puedan tener previsibilidad respecto de las reglas de juego del mercado.

En esta etapa, el término "X" debería ser eliminado y ANCAP vender en las plantas de distribución primaria a valor PPI.

## **5 Modificaciones normativas para combustibles líquidos**

- Esta sección pretende enumerar los cambios que se deberían realizar en la legislación vigente y las modificaciones reglamentarias necesarias para los cambios que se proponen.

### **5.1 Modificaciones de legislación vigente**

Los cambios legales que se proponen son específicos de forma de utilizar el instrumento normativo adecuado para dotar de seguridad jurídica a algunos cambios que se impulsan.

En primer lugar, se entiende necesario introducir algunas reformas a los efectos de fortalecer el poder normativo de la URSEA y sus recursos humanos. De esta forma, se propone que el regulador tenga la opción de solicitar por única vez, y sin límite alguno, funcionarios de ANCAP y de UTE. Los funcionarios podrán pasar en comisión de servicios permanentes por un plazo máximo de 3 años, y luego podrán elegir si continúan en la URSEA o quieren regresar al organismo.

En segundo lugar, dado el esfuerzo que deberá realizar la URSEA en materia de aprobación de nuevas normas, se entiende necesario que se elimine su competencia en materia de Defensa de la Competencia y que la misma se concentre en la Comisión de Defensa de la Competencia. El Poder Ejecutivo, entiende que esta propuesta (y el razonamiento que existe detrás de la misma) se podría hacer extensiva a todos los organismos reguladores, concentrando dichas facultades dentro del área de Defensa de la Competencia del Ministerio de Economía y Finanzas. A tales efectos, se entiende necesario modificar la ley de creación, y sus modificativas, de los citados reguladores a los efectos de eliminar esta competencia.

Finalmente, compartiendo lo expuesto por el Comité de Expertos, el Poder Ejecutivo entiende necesario derogar el artículo 6 de la Ley de agrocombustibles eliminando la obligación de mezcla del 5% de biodiesel en el gasoil que se le impuso a ANCAP. Se estima que esto generaría un ahorro para el sistema al eliminar el sobre costo por biodiesel en la metodología del PPI, lo que impactaría positivamente en una reducción del valor del gasoil que pueda ser trasladable al público.

A tales efectos, y previo a enviar el proyecto de ley respectivo, el Poder Ejecutivo consciente de que dicho porcentaje de mezcla se encuentra incluido como un indicador en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional aprobadas por el Decreto Nro. 310/17 en el marco del Acuerdo de París para el Cambio Climático, buscará alternativas de compensación

de dicho indicador mediante otros esfuerzos que el país está realizando o realizará para mitigar emisiones.

Respecto de la mezcla con Etanol, el Poder Ejecutivo considera que la misma debe mantenerse, toda vez que implica una importante generación de empleo en zonas críticas del país, a la vez que el etanol proporciona valor agregado al combustible resultante.

No obstante ello, el Poder Ejecutivo entiende necesario profundizar en la exigencia de planes de racionalización y mejora de la productividad y eficiencia en la producción de etanol, hoy mucho más costosa que su equivalente importado.

Asimismo, siguiendo las recomendaciones del Comité de Expertos se estudiarán otras fuentes de financiamiento para el subsidio implícito que percibe ALUR para el etanol, así como instar a ANCAP a tomar medidas para mejorar su eficiencia, mitigando la enorme distancia con los parámetros internacionales. En este sentido, resulta importante destacar lo que menciona el Comité de Expertos en cuanto a que el sobre costo de producir Etanol en Bella unión en 2019 ascendió a USD 30.000.0000 anuales, lo que equivaldría a USD 11.000/año por empleado directo e indirecto que se desempeña en la zona.

En este punto, también se entiende necesario profundizar el análisis socio-económico de las zonas donde se produce el producto de forma de encontrar y fomentar otras alternativas productivas y de generación de empleo.

Mientras tanto, se mantiene la imposición del 5% de mezcla de etanol como costo reconocido en el PPI según el decreto que estableció los criterios rectores, lo cual implica una presión sobre el producto para mejorar su eficiencia, toda vez que se decida por parte de ANCAP una mezcla de mayor cuantía, como está sucediendo actualmente.

## 5.2 Modificaciones reglamentarias

La mayoría de las modificaciones reglamentarias surgen de la descripción de las diferentes etapas detalladas en la sección anterior. **Principalmente de los dos decretos que exhortan a ANCAP y a URSEA a realizar determinados actos tendientes a la readecuación del sector.**

Asimismo, también se ha mencionado la reglamentación del cronograma de aplicación del precio en planta de distribución. En tal sentido, el Poder Ejecutivo se encuentra trabajando en un **decreto reglamentario que determine desde cuándo comenzará a regir el nuevo mecanismo de aprobación de precios.**

Como se ha expresado en este documento, el Poder Ejecutivo entiende necesario que se trate de una aprobación mensual, tal y como se estableció para la actualización de los precios máximos, y que exista un valor "X" por producto, de manera que el precio ex-planta de cada producto será el del PPI correspondiente más el "X"<sup>2</sup>. Tal como se menciona en el resumen ejecutivo y en la etapa transitoria, dicho factor será por producto, ajustable en

<sup>2</sup> "X" es negativo en el caso de productos subsidiados.

hitos, en principio anuales. En primera instancia será la diferencia entre el PPI y los costos de ANCAP (hay que tomar en cuenta que los costos de estructura en general no dependan de la materia prima y por lo tanto el "X" no depende del precio del petróleo). De esta manera, el precio ex – planta acompañará la evolución periódica del PPI, agregando el mencionado parámetro "X" que será constante en tramos anuales. Dicho "X" se determinará por un plazo en principio anual y se irá reduciendo gradualmente, para llegar a eliminarse en un plazo prudencial y conocido de antemano.

Con la nueva periodicidad en la fijación de precios, existe el riesgo de que una alta volatilidad de los precios internacionales se pueda trasladar al mercado interno de manera inconveniente, más allá del efecto amortiguador que puede implementar ANCAP y su política de inventarios y compras. Para mitigar este efecto, el Poder Ejecutivo podrá estudiar la implementación de un fondo de estabilización, como se realiza en otros mercados de la región.

Con respecto a las cargas de IVA e IMESI de los combustibles, se sugiere en el corto plazo evaluar un cambio en la forma de aplicación de los mismos, cambiando de una tasa variable en pesos por litro (o % imponible en el caso del IVA del gasoil) a un cargo relacionado a la emisión de CO2 de cada combustible.

Por otro lado, se entiende pertinente revisar el esquema del financiamiento al transporte colectivo instrumentado por el Decreto Nro. 347/2006, en la redacción dada por el decreto de fecha 27 de octubre de 2007 y la Ley Nro. 18.878. El Poder Ejecutivo entiende conveniente volver a la redacción original del decreto en cuanto a establecer un monto fijo del subsidio. Esto es, estableciendo un valor fijo y no un variable que se ajuste en función del precio máximo de los combustibles. Es importante tener en cuenta que el transporte colectivo mediante este mecanismo está siendo financiado por todo el sector de transporte de cargas y la maquinaria de producción, en especial del agro en general (agricultura, ganadería, silvicultura), lo que parece notoriamente inconveniente al cargar directamente a la producción con este subsidio.

Alternativamente, considerando lo dispuesto precedentemente, se puede cambiar la lógica de cómo se fondea el subsidio al transporte colectivo, incorporando este cargo al cálculo inicial del costo por emisión de CO2 del gasoil. A partir de ahí, el Poder Ejecutivo, Ministerio de Economía y Finanzas con cargo a rentas generales realizaría los aportes al Fideicomiso del Boleto, implementando una lógica de ajuste a medida para los objetivos del subsidio. Por otro lado, se conseguiría así eliminar la relación directa que existe actualmente de un cargo directo en el consumo de gasoil para un uso específico (el subsidio de transporte colectivo).

Complementariamente, el Poder Ejecutivo analizará en profundidad todo el instrumento, en particular la evolución y los usos históricos de los fondos y el mecanismo por el cual las empresas obtienen el subsidio. Naturalmente esto no compete únicamente a los combustibles, por lo que se entiende necesario involucrar a otras secretarías de Estado y actores, por lo que las propuestas concretas respecto a este punto quedarán para una instancia específica de revisión del instrumento.

Finalmente, el Poder Ejecutivo reglamentará el literal c) numeral 4 del artículo 15 de la ley de Nro. 17.598 en la redacción dada por la LUC, respecto al alcance de la potestad de regular el mercado de combustibles líquidos que le fuera conferida a la URSEA.

## 6 Gas Licuado de Petróleo

Se ha decidido tratar este tema en otro capítulo, en la medida que este energético y su cadena de valor propia registra varias particularidades respecto al mercado de las gasolinas y el gasoil.

En primer lugar, el Poder Ejecutivo comparte lo expresado por el Comité de Expertos en su informe respecto a que los subsidios deben ser siempre transparentes, directos, dirigidos a un público objetivo, y monitoreados en el tiempo. En tal sentido, un equipo interministerial se encuentra desarrollando una propuesta relacionada a una readecuación del subsidio que hoy en día goza el sector, que es un subsidio implícito generado por su precio de venta, situado notoriamente por debajo de la PPI. Es evidente que un subsidio genérico, al consumo de un producto determinado es claramente inconveniente como instrumento de política social, pues se distorsiona el mercado de los energéticos, aumentando el consumo y llegando a sectores que no lo necesitan. El subsidio alcanza a todos los sectores sociales y todos los usos, en lugar de impactar en el sector socioeconómico más vulnerable y para usos básicos de cocción y calefacción de viviendas o MiPYMEs exclusivamente. La realidad actual nos dice que ANCAP debe importar GLP pues no alcanza su producción propia, y vende el producto final bien por debajo de su costo de importación.

Más allá del subsidio implícito genérico del que hoy goza este producto, subsidio a la oferta, existe también un subsidio expreso que se implementó para un público objetivo, un instrumento más adecuado pero restringido en su alcance. Ambos subsidios implican un esfuerzo económico importante para el Estado, pero el primero impacta directamente en las finanzas de ANCAP e indirectamente en la economía en su conjunto en un efecto no medido. Toda la información respecto a los subsidios se encuentra detallada en el Tomo III de los informes elaborados por la DNE que se anexa al presente como Anexo I.

En segundo lugar, y con independencia del subsidio, se entiende pertinente encomendar a la URSEA una revisión de la regulación existente, en el marco de los vencimientos de los contratos que posee ANCAP con las empresas de envasado y distribución, con el objetivo de establecer modificaciones en dichos sectores y lograr mejoras de competitividad. Asimismo, se entiende necesario encomendar a la URSEA regular el mercado de garrafas de 3 kilos (al día de hoy por fuera de la regulación), puede argumentarse que es el único tipo de envasado que debería contar con un subsidio.

Finalmente, en línea con lo anterior, al aproximarse la finalización de los contratos vigentes, cuya fecha límite es 2023, se modificará la regulación del sector. Particularmente, el Poder Ejecutivo entiende conveniente que ANCAP analice la venta de las plantas de envasado mediante un proceso competitivo y que se independice de las etapas de envasado y

distribución. En ese marco, se encomendará a ANCAP a realizar contratos de suministro, de forma similar al combustible líquido. Por otra parte, la URSEA, con las correspondientes directivas del Ejecutivo deberá confeccionar una regulación para estas etapas que fortalezca los incentivos a la eficiencia en toda la cadena.

## 7 Conclusiones

El presente documento resume el resultado de más de 6 meses de trabajo respecto al proceso para aprobar una reforma del sector combustibles líquidos que comenzó con la aprobación de la LUC.

En tal sentido, el Poder Ejecutivo en cumplimiento del mandato que surge del artículo 237 de la LUC encaró un trabajo de revisión del sector, donde se convocó a equipos técnicos, a un Comité de Expertos (quién por su parte recibió a todos los actores), donde se cuenta con análisis expertos nacionales e internacionales. Con los elementos a la vista, se elaboró la presente propuesta de revisión legal y reglamentaria.

La misma se sustenta en un diagnóstico del sector, con el objetivo de crear las condiciones necesarias y los incentivos correctos para que exista un mercado competitivo y eficiente, que redunde en mejores costos de los combustibles en el país. Pondera, según entiende el Ejecutivo, de forma equilibrada los diversos intereses de los actores que conforman el sector y, fundamentalmente, el del público consumidor. Se trata, de una propuesta que consta en etapas, delimitadas y revisables, que permiten monitorear la reforma y corregir efectos no deseados, y que tienen un horizonte o norte claro.

En definitiva, se cumple con el mandato legal y se eleva para la consideración de la Asamblea General el presente informe y sus anexos, y quedando a disposición para lo que se entienda pertinente.

## 8 Lista de Anexos

- Informes de la DNE
- Informe del Comité de Expertos
- Hojas de ruta - Implementación



Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**

## *Anexo I - Informes de la DNE*





Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**

## EL MERCADO DE PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS EN URUGUAY

### TOMO I: ENFOQUE EN LAS ACTIVIDADES DE ANCAP

Versión Diciembre 2020

## TABLA DE CONTENIDOS

1.	ANCAP - Sus actividades y líneas de negocio .....	5
1.1.	Descripción de ANCAP.....	5
1.2.	Organigrama.....	7
1.3.	Participación de ANCAP en los diferentes mercados.....	7
1.3.1.	Mercado de combustibles de uso automotriz .....	7
1.3.2.	Mercado de GLP .....	8
1.3.3.	Mercado de fueloil .....	9
1.3.4.	Mercado de combustible para aviación.....	10
1.3.5.	Mercado de combustibles marinos.....	11
1.3.6.	Mercado de gas natural .....	11
1.3.7.	Mercado de lubricantes .....	12
1.3.8.	Mercado de Pórtland .....	13
1.4.	Participación de ANCAP en las diferentes empresas subsidiarias .....	14
1.5.	Descripción de las actividades .....	15
1.5.1.	Combustibles líquidos derivados del petróleo.....	15
1.5.1.1.	Importación de petróleo crudo .....	15
1.5.1.2.	Refinación.....	16
1.5.1.3.	Distribución primaria y comercialización de energéticos .....	19
1.5.1.4.	Importación y exportación de derivados .....	20
1.5.1.5.	Demanda de combustibles en el mercado interno y zona franca.....	21
1.5.1.6.	Calidad de los combustibles .....	22
1.5.2.	Gas natural: importación, transporte y suministro.....	25
1.5.3.	Prospección y Exploración.....	27
1.5.3.1.	Marco regulatorio .....	27
1.5.3.2.	Actividades de Prospección y Exploración .....	27
1.5.4.	Producción y comercialización de no energéticos .....	29
1.5.4.1.	Fabricación de Lubricantes.....	29
1.5.4.2.	Fabricación de Pórtland.....	31
1.5.4.3.	Servicio de Laboratorio de Bebidas y Alcoholes.....	32
2.	ESTRUCTURA DE COSTOS E INGRESOS DENTRO DE CADA LÍNEA DE NEGOCIOS.....	33

2.1.	Ingresos por línea de negocio .....	33
2.2.	Costos totales y por línea de negocio .....	35
2.2.1.	Costos totales ANCAP.....	35
2.2.2.	Estructura de costos de combustibles .....	37
2.2.3.	Estructura de costos de lubricantes .....	38
2.2.4.	Estructura de costos de gas natural .....	39
2.2.5.	Estructura de costos de Pórtland .....	40
3.	SUBSIDIARIAS. Sus líneas de negocio, resultados e interacción con ANCAP. ....	42
3.1.	Distribuidora Uruguaya de Combustibles S.A. – DUCSA .....	42
3.2.	Alcoholes del Uruguay S.A. – ALUR.....	43
3.3.	Cementos del Plata S.A. – CDP .....	45
3.4.	Gas Uruguay S.A. (GASUR) .....	46
3.5.	Gasoducto Cruz del Sur S.A. ....	47
3.6.	Conecta S.A. ....	48
3.7.	Gas Sayago S.A. ....	49
3.8.	Ancsol S.A. / Carboclor S.A. ....	49
3.9.	Petrouruguay S.A.....	51
3.10.	Compañía ANCAP de Bebidas y Alcoholes S.A. – CABA.....	52
3.11.	Matriz – Asistencia Técnica y Servicios S.A. ....	52
3.12.	Pamacor S.A. ....	53
3.13.	Talobras S.A. ....	54
4.	REFINERÍA DE LA TEJA – Análisis de rentabilidad y valor agregado .....	55
4.1.	Rentabilidad .....	55
4.1.1.	Según los EEFF de ANCAP.....	55
4.1.2.	Según metodología ANCAP para refinerías.....	56
4.2.	Valor Agregado.....	59
4.2.1.	Composición del valor agregado .....	60
4.2.2.	Valor agregado del Banco Central del Uruguay .....	62
5.	SUBSIDIOS DIRECTOS E INDIRECTOS ENTRE LAS DISTINTAS ACTIVIDADES Y LÍNEAS DE NEGOCIOS DE ANCAP.....	64
5.1.	Subsidios directos.....	64

5.1.1.	Fideicomiso del transporte de pasajeros .....	64
5.1.2.	Subsidio en el precio de venta del GLP .....	65
5.2.	Subsidios indirectos.....	66
5.2.1.	Subsidio cruzado en el GLP (generalizado o no focalizado) .....	66
5.2.2.	Subsidio a la actividad de Pórtland .....	68
6.	Refinería de ANCAP, una visión de futuro.....	70
7.	ANEXOS .....	73
7.1.	Anexo 1 – Estado de situación de las actividades de Exploración y Producción. ....	73
7.2.	Anexo 2 – Metodología de cálculo del Valor agregado.....	76
7.3.	Anexo 3 – Metodología de cálculo de la descomposición del Valor Agregado .....	79
7.4.	Anexo 4 – Algunas acotaciones sobre la Metodología BCU para el cálculo VAB.....	81

## INTRODUCCIÓN

El presente informe pretende aportar a la revisión del mercado de combustibles solicitada por la ley 19.889, en particular en lo referido a los literales A), E) y F) del artículo 237<sup>1</sup>, esto es:

- Un estudio sobre refinado, exportación e importación de petróleo y sus derivados, tomando en cuenta las condiciones, posibilidades e infraestructura presente en el país.
- Un estudio sobre la rentabilidad y el aporte de valor de la Refinería La Teja, incluyendo el análisis de los Estados de Resultados del negocio de combustibles de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) en los últimos cinco años.
- Un estudio sobre los esquemas de subsidios directos o indirectos entre las distintas actividades y líneas de negocios que desarrolla ANCAP, en cuanto a su incidencia en los precios de venta al público y en la eficiencia de los procesos productivos, en particular en aquellas actividades que se desarrollan en regímenes de competencia.

Este documento ha sido preparado por el equipo profesional de la Dirección Nacional de Energía (DNE), a partir de información pública, información aportada por ANCAP y URSEA así como información propia.

### 1. ANCAP - Sus actividades y líneas de negocio

#### 1.1. Descripción de ANCAP

ANCAP es una empresa integrada de energía de propiedad estatal, creada como ente autónomo por la ley 8.764 (1931) y cuyas actividades principales son “explotar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional y de importar, rectificar y vender petróleo y sus derivados y de fabricar Portland” (artículo 1º de la ley 8.764).

En la década de los noventa y principios del siglo XXI, algunos de los monopolios creados por ley fueron derogados: el de los alcoholes y bebidas alcohólicas por la ley 16.753 (13 de junio de 1996)<sup>2</sup>, el de la importación y venta de asfalto y derivados por la ley 17.296 (21 de febrero de 2001) y el de la importación de gas natural por el art.63 de la ley 17.292(29 de enero de 2001).

Según nuestro ordenamiento jurídico, ANCAP se relaciona con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM), que asimismo es el encargado del diseño de las políticas energéticas (tal como lo establece expresamente el artículo 403 de la ley 18.719) y es quien aprueba los precios máximos de venta al público de los combustibles líquidos, hasta ahora propuestos por ANCAP.

Por otra parte, se relaciona con la URSEA, que es el regulador del mercado en materia de petróleo y derivados de hidrocarburos. La reciente ley 19.889 dotó a la URSEA de mayores

---

<sup>1</sup> Artículo 237. (Reforma del mercado de petróleo crudo y derivados). Encomiéndase al Poder Ejecutivo, en un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la vigencia de la presente ley a presentar a la Asamblea General una propuesta integral de revisión, tanto legal como reglamentaria, del mercado de combustibles.

<sup>2</sup> La ley 16.753 derogó “el monopolio de alcoholes y bebidas alcohólicas”, si bien la Administración “continuará ejerciendo en concurrencia con la actividad privada, los cometidos de fabricación, comercialización, importación y exportación de alcoholes y bebidas alcohólicas destiladas” (art. 1º) y “establecerá los precios de venta de todos los productos que elabore y comercialice en régimen de competencia” (art. 12).

competencias, incluyendo la obligación de informar un precio de paridad de importación al Poder Ejecutivo, a los efectos de la aprobación de los precios de los combustibles en plantas de distribución de ANCAP.

A continuación se listan las líneas de negocio en las que tiene participación ANCAP:

- Producción de Energéticos:
  - Importación de petróleo crudo y refinación
- Comercialización de Energéticos:
  - Distribución primaria y venta de combustibles
  - Importación, transporte y suministro de gas natural
  - Importación y exportación derivados (cuando se generan excedentes)
- Operaciones de Prospección y Exploración de hidrocarburos
- Producción y comercialización de no energéticos:
  - Fabricación Lubricantes
  - Fabricación Pórtland
  - Laboratorio Bebidas y Alcoholes

En relación específicamente al negocio principal en cuanto a ingresos, que es el suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo, el monopolio vigente le genera a ANCAP la obligación de asegurar el abastecimiento de la demanda interna de dichos productos en todo el territorio nacional.

Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se consumen en el mercado interno son producidos en la refinería de ANCAP en forma mayoritaria (son excepciones por ejemplo las importaciones puntuales para abastecimiento de los picos de demanda de gas licuado de petróleo (GLP)<sup>3</sup> en invierno, así como de gasoil para generación térmica). La distribución primaria de combustibles desde la refinería a las plantas de almacenamiento también es realizada por ANCAP.

En cuanto a la cadena de distribución secundaria de los combustibles líquidos principales (gasoil y gasolina) que es una actividad de libre competencia, ANCAP participa como distribuidor, a través de DUCSA, lo que también realiza en el mercado de GLP. Asimismo, participa en la actividad de envasado de GLP siendo accionista en GASUR.

En relación a las restantes actividades llevadas adelante por ANCAP, se destacan: la producción de Pórtland (como la única actividad sin relación con la energética), la exploración de hidrocarburos, la fabricación de lubricantes y la producción de biocombustibles como aquellas que están indirectamente relacionadas a la actividad principal, y finalmente el negocio de importación/comercialización de gas natural, que es una actividad energética no monopólica.

---

<sup>3</sup> Conocido en el mercado con el nombre de supergás.

## 1.2. Organigrama

En la figura 1.1. a continuación se incluye el organigrama público del ente.

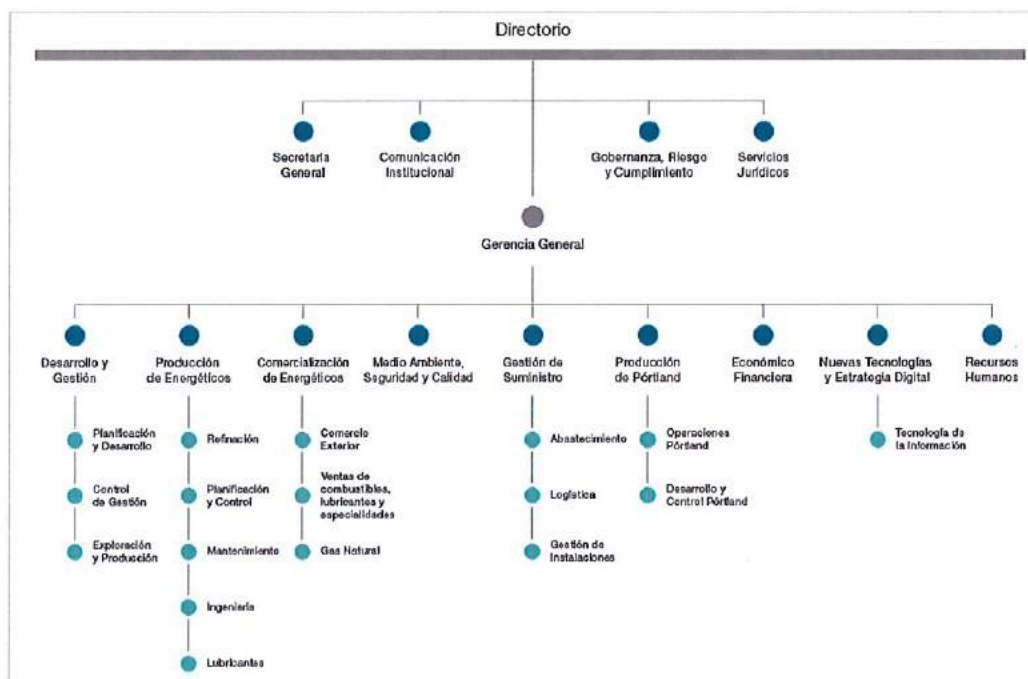


Figura 1.1. Organigrama de ANCAP. Fuente: ANCAP.

## 1.3. Participación de ANCAP en los diferentes mercados

A continuación se presentan, en forma esquemática, cada uno de los mercados en los cuales ANCAP participa. Aquellas empresas en las que ANCAP tiene alguna participación se señalan con una estrella verde. Al final del capítulo se presenta la síntesis de las distintas empresas y los porcentajes de participación de ANCAP.

### 1.3.1. Mercado de combustibles de uso automotriz

Como puede observarse en la figura 1.2., ANCAP participa en las actividades de refinación, importación y exportación de crudos y derivados, así como en la distribución primaria y secundaria de los combustibles de uso automotriz (gasoil y gasolinas).

El transporte desde la refinería hacia las plantas de almacenaje se realiza mediante cuatro modos: camión, tren, barco y ducto, para ser almacenados en cinco plantas de distribución propiedad de ANCAP.

ANCAP realiza la mezcla de biocombustibles producidos por ALUR en la refinería de la Teja (para el caso del biodiésel) o en las plantas de distribución de Tablada o Paysandú (para el caso del etanol) asegurando el porcentaje de mezcla mínimo establecido por ley y cumpliendo las exigencias de la URSEA.

En la distribución secundaria, participan más actores: las distribuidoras, los transportistas y las estaciones de servicio (EESS).

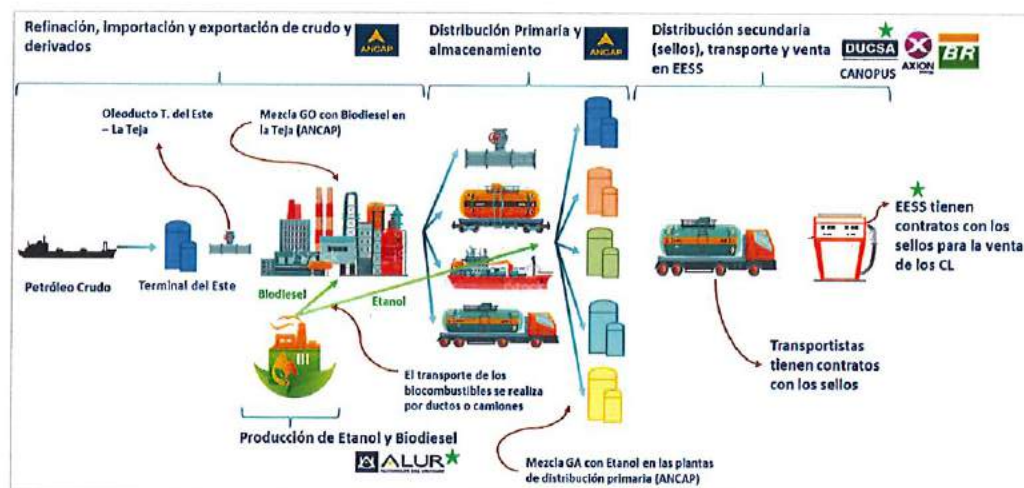


Figura 1.2. Mercado de combustibles de uso automotriz, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Las distribuidoras de líquidos son actualmente tres: DUCSA<sup>4</sup>, PETROBRAS<sup>5</sup> y AXION, también denominadas “sellos” por la bandera o marca comercial que utilizan (ANCAP, PETROBRAS y AXION, respectivamente), son las empresas responsables de la seguridad operativa y ambiental de la cadena hasta las estaciones y de asegurar el abastecimiento de combustible a las mismas.

En resumen, ANCAP participa en todas las etapas desde la importación de crudo, hasta el expendio al consumidor final, en distintos formatos.

### 1.3.2. Mercado de GLP

ANCAP es el responsable de la producción e importación (cuando es necesario para abastecimiento de la demanda) de GLP. El envasado, actividad de libre competencia, es realizada actualmente por dos empresas GASUR y MEGAL, y la distribución de garrafas o cilindros por cuatro distribuidoras: ACODIKE, RIOGAS, DUCSA y MEGAL, también denominadas “sellos” por las banderas utilizadas (ACODIKE, RIOGAS, ANCAP y MEGAL respectivamente). El GLP a granel es distribuido por tres empresas: GASUR, ACODIKE y RIOGAS. Los accionistas de la empresa GASUR son ACODIKE, RIOGAS y ANCAP.

Actualmente existen tres plantas de envasado, dos son propiedad de ANCAP y una de MEGAL. Las plantas de ANCAP son arrendadas por GASUR y operadas una por ACODIKE y la otra por RIOGAS (subcontratadas por GASUR en rol de operadoras).

<sup>4</sup> Formalmente también existe la sociedad Canopus Uruguay Ltda, pero es gestionada por DUCSA a partir de la compra de la red Chevron Texaco.

<sup>5</sup> PETROBRAS en trámite de venta de este negocio al grupo español DISA.





Figura 1.3. Mercado de combustibles de GLP, elaboración propia. Fuente ANCAP.

En resumen, ANCAP participa en el mercado de GLP desde la refinación del petróleo (o eventualmente importación del producto terminado), almacenamiento y distribución primaria y luego como envasador en GASUR y como distribuidor en DUCSA.

### 1.3.3. Mercado de fueloil

ANCAP produce o importa todo el fueloil (FO) consumido en Uruguay<sup>6</sup>. Las distribuidoras DUCSA, PETROBRAS y AXION, contratan empresas transportistas y sub-distribuidoras para el traslado del energético desde la refinería de La Teja hasta las instalaciones de los clientes finales: residenciales, comerciales o industriales. La planta de almacenamiento de Paysandú es la única que actualmente cuenta con almacenamiento de fueloil desde donde el producto también es distribuido por medio de los sellos.

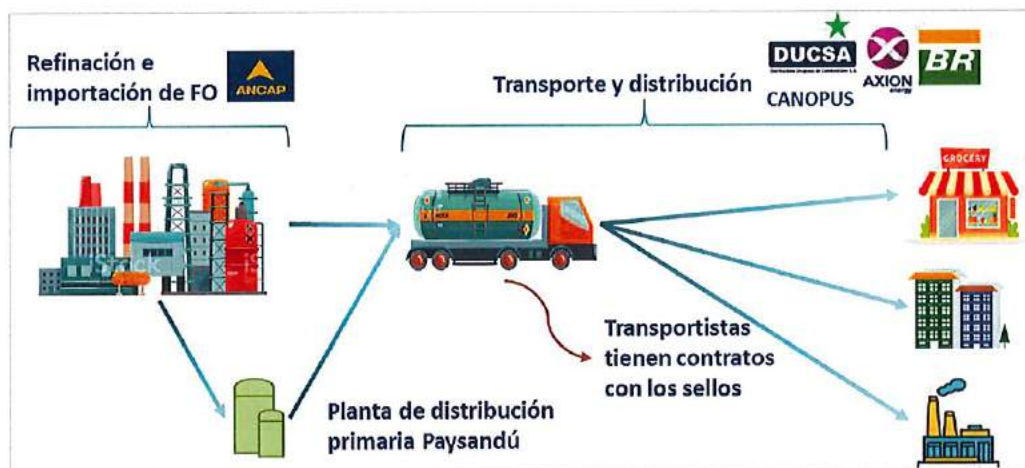


Figura 1.4. Mercado de fueloil, elaboración propia. Fuente ANCAP.

En resumen, ANCAP participa en el mercado de FO desde la importación del petróleo, refinación, almacenamiento y distribución primaria y finalmente como distribuidor en DUCSA.

<sup>6</sup> Considerando únicamente la demanda interna con excepción de zonas francas, las que al no estar alcanzadas por el monopolio tienen la posibilidad de importar su combustible, como es el caso de las fábricas de celulosa Montes del Plata y UPM (que pueden importar el fueloil pero generalmente se lo compran a ANCAP que se presenta a sus licitaciones).

### 1.3.4. Mercado de combustible para aviación

El Jet A1 y la gasolina de aviación son producidas en la refinería de la Teja (salvo la gasolina aviación grado 100 LL que es actualmente importada). ANCAP vende estos productos en dos modalidades, mercado interno, para consumidores finales uruguayos y *bunker* para empresas extranjeras (aerolíneas de bandera extranjera).

ANCAP vende el producto con entrega en la refinería de La Teja a las empresas distribuidoras AXION y PETROBRAS, y estas lo expenden, en competencia con ANCAP, en el aeropuerto de Carrasco donde existe terminal de despacho. ANCAP también posee despacho de combustibles de aviación en la terminal de Laguna del Sauce.

Adicionalmente, los productos pueden ser despachados directamente al cliente final o a la DINACIA desde la terminal de La Teja o desde algunas de las terminales de almacenamiento de ANCAP en el interior del país (hasta allí los combustibles se transportan en diferentes modalidades según la terminal). En el caso de DINACIA los combustibles llegan al cliente final a través de los diferentes aeródromos.

En resumen, como se observa en el siguiente figura, ANCAP participa en el mercado de combustibles de aviación desde la importación del petróleo, refinación, almacenamiento, distribución primaria y finalmente en el expendio tanto desde la refinería, como en las plantas de distribución primaria y las de despacho.

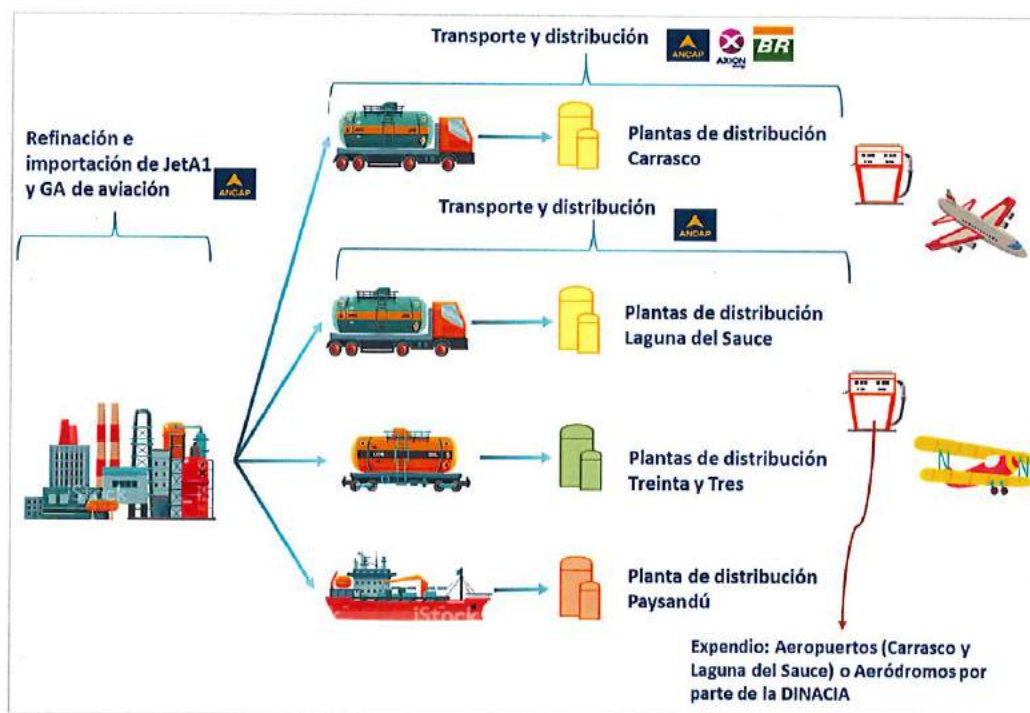


Figura 1.5. Mercado de combustible para aviación, elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 1.3.5. Mercado de combustibles marinos

En el caso de los combustibles para embarcaciones (gasoil marino<sup>7</sup> y fueloil intermedio), ANCAP los produce y las empresas DUCSA, AXION, PETROBRAS y Cristophersen, lo distribuyen.

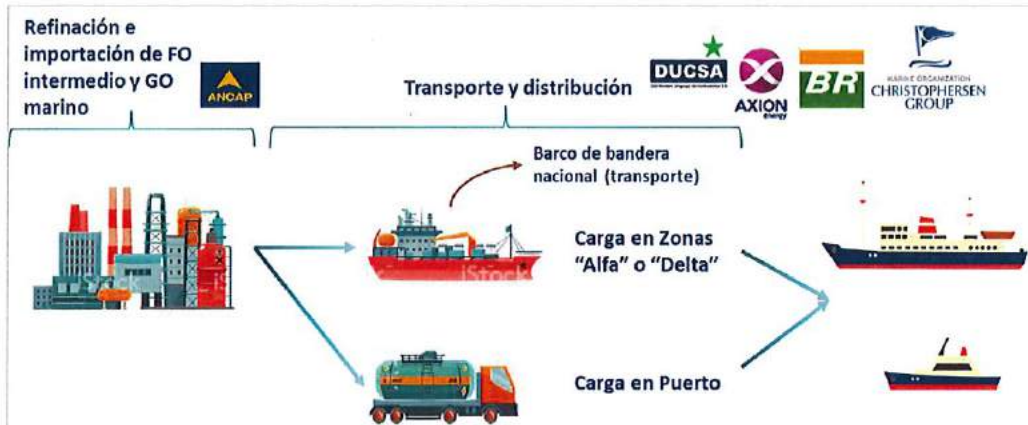


Figura 1.6. Mercado de combustibles marinos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

El combustible es transportado mediante barcos de bandera nacional (actualmente existe un único barco autorizado por Prefectura Nacional) hasta las correspondientes embarcaciones, y la carga se realiza únicamente en las zonas habilitadas para el suministro de combustible en el Río de la Plata. Actualmente existen dos zonas, “alfa” (frente a Montevideo) y “delta” (en Maldonado).

Las embarcaciones también pueden adquirir combustible en los puertos, en ese caso los distribuidores mencionados se encargan de enviarlo por camiones al puerto.

En resumen, ANCAP participa en el mercado de combustibles para embarcaciones desde la importación del petróleo, refinación, almacenamiento y distribución primaria y finalmente como distribuidor a través de DUCSA.

### 1.3.6. Mercado de gas natural

Para la importación de gas natural no rige el monopolio para consumos diarios que superen los 5.000 m<sup>3</sup> en el promedio anual (art. 63 de la ley 17.292)<sup>8</sup>.

Actualmente la única empresa con contrato vigente de suministro en firme de gas natural desde Argentina es ANCAP, que actúa en la figura de comercializador del energético y asimismo es quien suministra el transporte a las empresas distribuidoras en los gasoductos que comunican Argentina y Uruguay tanto en el Sur como en el Norte del país.

<sup>7</sup> Este gasoil no se mezcla con biodiésel.

<sup>8</sup> “Todo comprador de gas natural al por mayor cuyo consumo promedio anual sea no inferior a 5.000 metros cúbicos diarios queda habilitado a elegir su proveedor de gas natural entre los agentes nacionales o extranjeros autorizados en el marco de los acuerdos vigentes entre la República y otros países e importarlo sin restricción o exigencia de especie alguna, conviniendo libremente las condiciones de transacción sin tener que pagar tarifa de importación alguna.”

Como se observa en la siguiente figura, los transportistas son ANCAP y Gasoducto Cruz del Sur, en el norte y sur respectivamente, mientras que la distribución es realizada por las empresas Montevideo Gas y Conecta en Montevideo y departamentos del interior respectivamente.

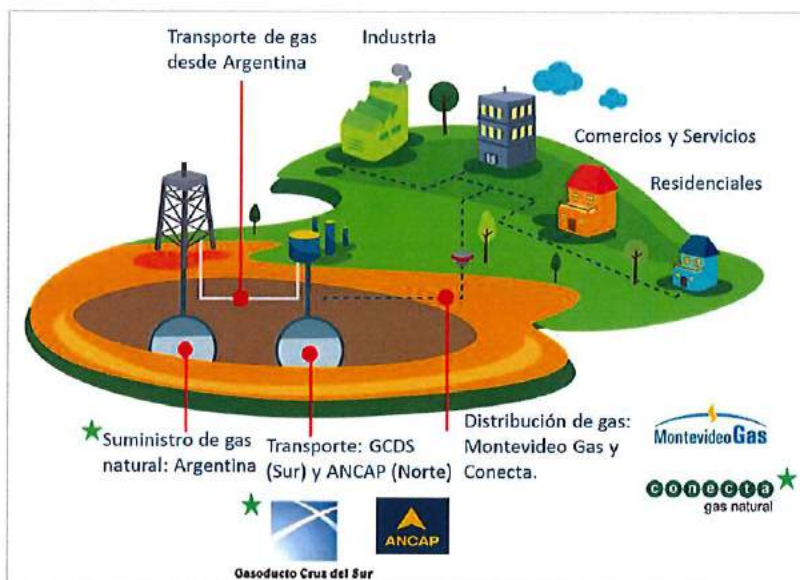


Figura 1.7. Mercado de gas natural. Elaboración propia (con dibujo de grupovanti.com).

En resumen, ANCAP participa en el mercado de gas natural desde la importación, luego en el transporte (como accionista de GCDS y como dueño y permisario del gasoducto del Litoral) y finalmente en la distribución (como accionista de CONECTA).

### 1.3.7. Mercado de lubricantes

En el mercado de lubricantes ANCAP actúa en libre competencia en la fabricación de lubricantes y grasas. DUCSA distribuye y comercializa dichos productos a través de las EESS de sello ANCAP, como se observa el siguiente esquema.



Figura 1.8. Mercado de lubricantes, elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 1.3.8. Mercado de Pórtland

En el mercado de Pórtland, ANCAP participa directamente desde la prospección de la piedra caliza, exploración y explotación de la misma, hasta la producción e indirectamente en la distribución y comercialización a través de la empresa Cementos del Plata S.A.

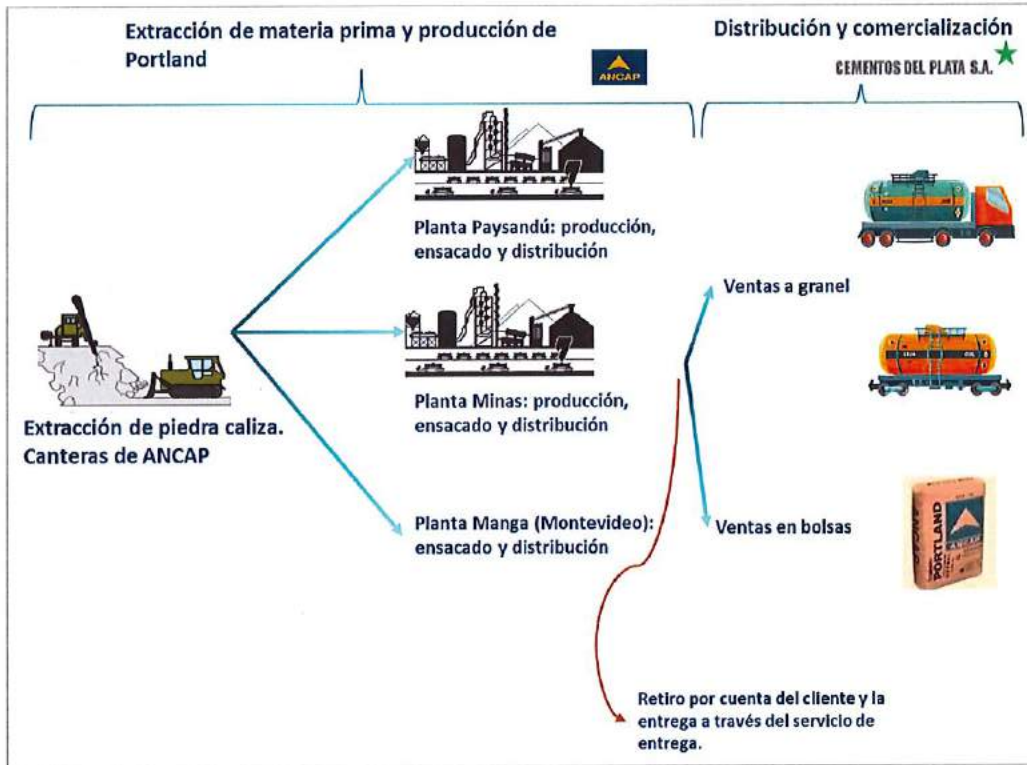
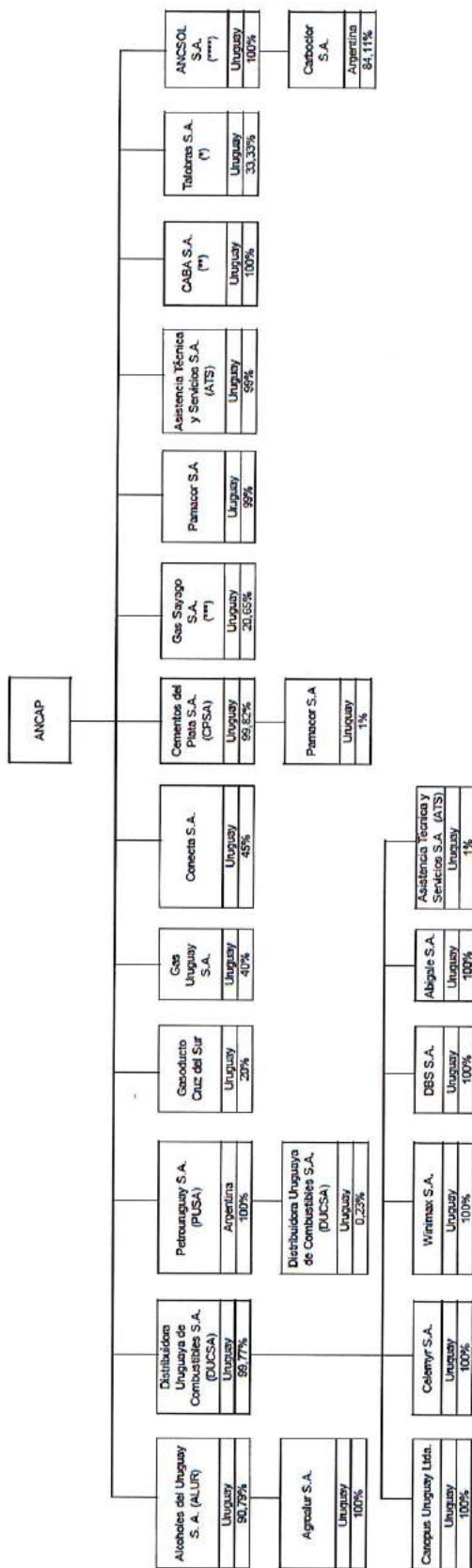


Figura 1.9. Mercado de Pórtland, elaboración propia. Fuente ANCAP.

1.4. Participación de ANCAP en las diferentes empresas subsidiarias



- (\*) No se ha integrado capital
- (\*\*) Con fecha 22 de junio de 2018, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de CABA S.A. resolvió aprobar su disolución y liquidación.
- (\*\*\*) Con fecha 31 de diciembre de 2019, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de Gas Sayago S.A. resolvió aprobar su disolución y liquidación.
- (\*\*\*\*) ANCSOL S.A. presenta un nivel de patrimonio que hace que se encuentre comprendido dentro de la hipótesis de reducción obligatoria de capital de acuerdo con las disposiciones de la Ley 16.060.

Figura 1.10: Participación de ANCAP en las empresas subsidiarias, fuente: Estados Financieros Individuales por el ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2019.

## 1.5. Descripción de las actividades

### 1.5.1. Combustibles líquidos derivados del petróleo

#### 1.5.1.1. Importación de petróleo crudo

Dada la localización geográfica del país, los mercados a los que se accede principalmente para el suministro de crudo son EEUU y África (*US Gulf Coast* y *West Africa*). En 2019 el volumen total de crudo importado fue del orden de los 16 millones de barriles (2.6 millones de m<sup>3</sup>) adquiridos desde los mercados mencionados, específicamente los crudos *Nemba* desde Angola, *Qua Iboe* y *Erha* desde Nigeria y *Midland* desde EEUU. A continuación se muestran los porcentajes desde los diferentes orígenes.

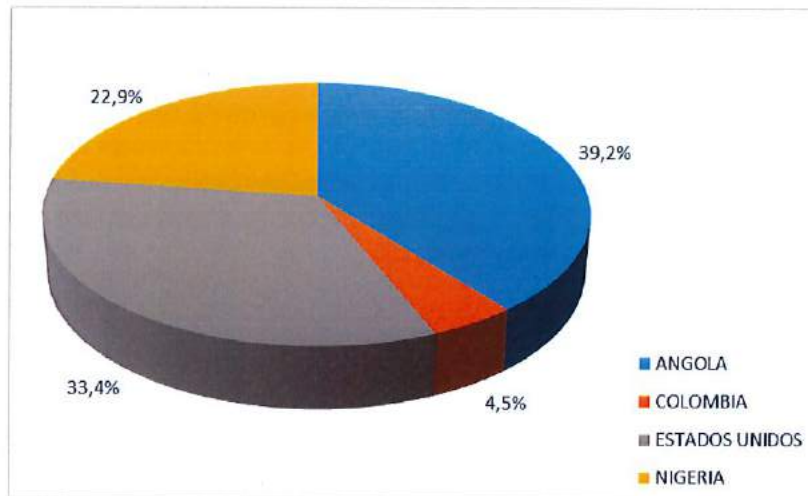


Gráfico 1.1 Importación de crudo 2019 en barriles de petróleo (bbl), elaboración propia. Fuente DNE.

En el siguiente gráfico se muestran los precios promedio y volúmenes de los crudos importados, del año 2019.

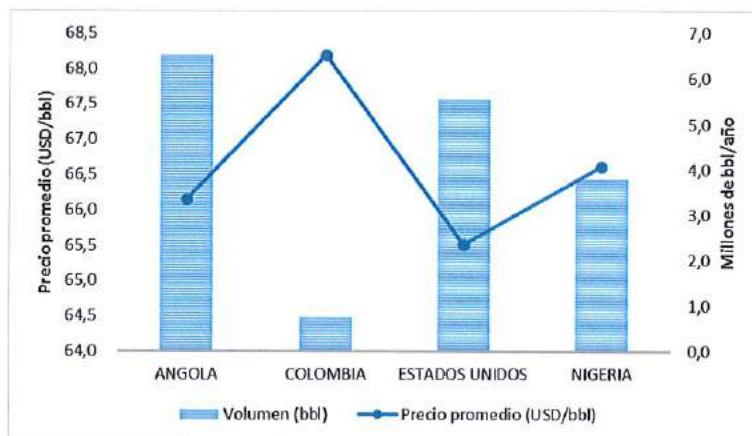


Gráfico 1.2. Precios y volúmenes de importación de crudo, elaboración propia. Fuente DNE, MIEM.

Los embarques de crudo se reciben en la terminal off-shore de José Ignacio (departamento de Maldonado), instalación propiedad de ANCAP conocida como “boya petrolera”, con una frecuencia promedio de 20 días. El tamaño promedio de las cargas es de 1 millón de barriles (1 MMbbl) por embarque (159.000 m<sup>3</sup>).

La capacidad de almacenamiento de crudo (plantas de recepción en Terminal del Este y refinería) está dada por 8 tanques de 65.000 m<sup>3</sup> cada uno (3 MMbbl en total) y 4 tanques en la refinería cuyo volumen total ronda los 77.000 m<sup>3</sup> (484.000 bbl).

En relación a la compra de crudo, durante los últimos años ANCAP ha contratado instrumentos de cobertura a los efectos de mitigar los riesgos asociados a la volatilidad del precio del petróleo mediante la utilización de instrumentos financieros. Estos actúan como una “póliza de seguro” (ANCAP paga prima de protección ante evento extremo) y tienen la ventaja de que el costo de la cobertura se conoce desde el inicio de la operación y no genera pasivos contingentes, ya que se activa en caso de suba de precios internacionales del activo subyacente. Por ejemplo el primero de enero de 2020 se contrató con el Banco Mundial un instrumento financiero derivado, llamado *Call Asiática*<sup>9</sup>. Estos instrumentos permiten fijar un precio de referencia del crudo Brent sobre el cual, ante volatilidades del precio, extremas e imprevistas, el banco absorbe dichas volatilidades, lo que se traduce en una seguridad de precio de adquisición del petróleo para ANCAP.

#### 1.5.1.2. Refinación

ANCAP tiene por ley el monopolio de la refinación, esto trae asociado la necesidad de asegurar el abastecimiento del 100% de la demanda interna de todos los derivados, lo que implícitamente determina la estructura de la canasta de productos que deberá producir.

Para atender la producción, todo el petróleo importado en Uruguay es transportado por ducto desde José Ignacio hasta la refinería de La Teja en la bahía de Montevideo.

El conjunto específico de las unidades de proceso, así como el tamaño y características técnicas de las mismas permiten el procesamiento de 50.000 barriles por día de crudos (capacidad nominal de la unidad de destilación atmosférica) del tipo medio y liviano (aproximadamente entre 23 y 43 grados API<sup>10</sup>). A continuación se presenta el promedio de la calidad de crudos procesada en el período 2010-2020 (hasta julio).

Como puede observarse en el gráfico 1.3., el contenido de azufre de los crudos que se han importado en los últimos años ha bajado significativamente (llamados “crudos dulces”).

<sup>9</sup>Activo Subyacente (tipo de crudo): Dated Brent (Platts). /Cantidad de barriles: 2 MM en el primer trimestre de 2020./Precio de ejercicio (strike): valor de referencia crudo Brent asociado a la tarifa actual, más un máximo de 13 USD/bbl./ Plazo de cobertura: primer trimestre de 2020, con posibilidad de ejecución por tramos./ Liquidación: mensual, trimestral./ Total primas más comisión de la transacción hasta USD 6 millones.

<sup>10</sup> La densidad de crudo requerida depende del tipo de productos que se requieran producir, grados API inferiores (crudos más pesados) son crudos asfálticos, mientras que los grados API superiores corresponden a crudos más livianos y consecuentemente más caros.



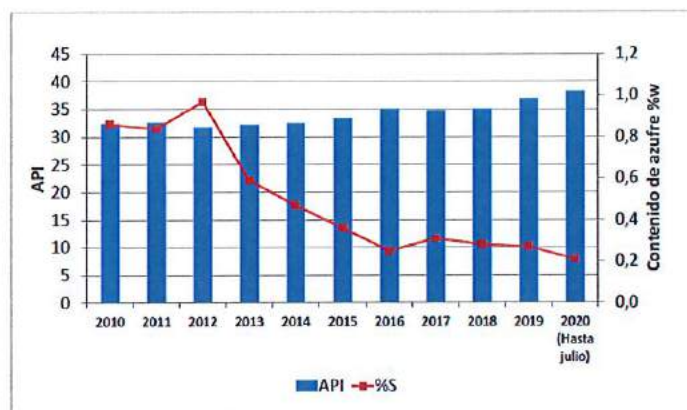


Gráfico 1.3. Calidad y tipo de crudo procesado 2010-2020. Fuente: ANCAP.

Las razones son varias y se superponen, en 2013 comenzó a bajar el límite especificado del contenido de azufre del fueloil para generación eléctrica (UTE), así como para las fábricas de celulosa, llegando al 1%. A su vez, el mercado *bunker* de fueloil (IFO) se fue contrayendo por precio y logística, sumado a la baja de demanda de este para generación térmica (por desmantelamiento de una de las turbinas de generación térmica de Central Batlle y la introducción de generación renovable) resultaron en la necesidad de seleccionar crudos más livianos que generalmente son más dulces<sup>11</sup>.

Por otra parte, con el incremento de la producción de "shale" en EEUU (estrictamente *Light Tight Oil*) la brecha entre crudos agrios y dulces, y livianos y pesados comenzó a estrecharse, por lo que optar por crudos dulces y livianos no necesariamente era más caro. Los crudos de dicha procedencia comenzaron a importarse en 2018.

Por último, debe considerarse que ANCAP compra la totalidad del crudo en el mercado *spot* por lo que constantemente debe adaptarse a los cambios del mismo, que se desplaza cada vez más hacia productos limpios, lo cual resulta en mayor oferta de crudos livianos.

Continuando con la descripción del proceso de refinación, en relación a la configuración de la refinería, esta es del tipo de Conversión y complejidad alta<sup>12</sup>. Específicamente porque cuenta con la unidad de crackeo catalítico, además de las unidades de hidrot ratamiento y desulfurización. Sin embargo, no tiene la posibilidad de convertir las fracciones más pesadas del crudo (aceite residual y asfalto) en productos livianos (diferencia con el grupo de refinerías más complejas que agregan mayor valor a los productos, que son las de conversión profunda).

Por tanto los derivados producidos por la refinería de la Teja son: propano, butano, gasolinas, querosene, diésel, fueloil y asfalto.

A continuación se muestra la estructura de producción de la refinería para el año 2019.

<sup>11</sup> Sumado a lo anterior en diciembre de 2019 se comenzó a aplicar el IMO 2020 que limita a 0.5% de azufre en el fueloil *bunker* (IFO).

<sup>12</sup> A mayor complejidad de una refinería, mayor es la intensidad de las inversiones de capital de la refinería y su capacidad de agregar valor al petróleo crudo mediante:

(1) la conversión de más fracciones de crudo pesado en productos livianos y de alto valor, y  
 (2) la elaboración de productos livianos conforme las especificaciones de calidad más estrictas (por ejemplo, combustibles con contenido ultra bajo de azufre).

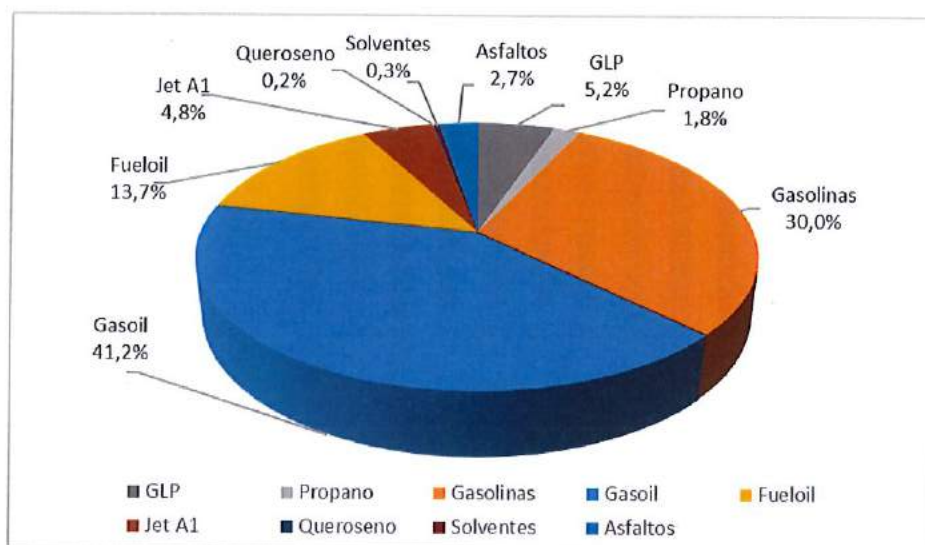


Gráfico 1.4. Producción de la refinería 2019 (en volumen), elaboración propia. Fuente DNE, MIEM.

Respecto al personal asociado a este proceso, en el año 2019 ascendió a 1386 la cantidad de personas que trabajan en tareas relacionadas con refinación y servicios asociados (incluyendo medio ambiente), logística de crudo y derivados, y comercialización de combustibles, ubicadas en su mayor parte en la refinería, Terminal del Este, plantas de distribución primaria, y en menor medida en el edificio de oficinas centrales.

A continuación se presenta gráficamente la distribución de dicho personal por área de actividad.

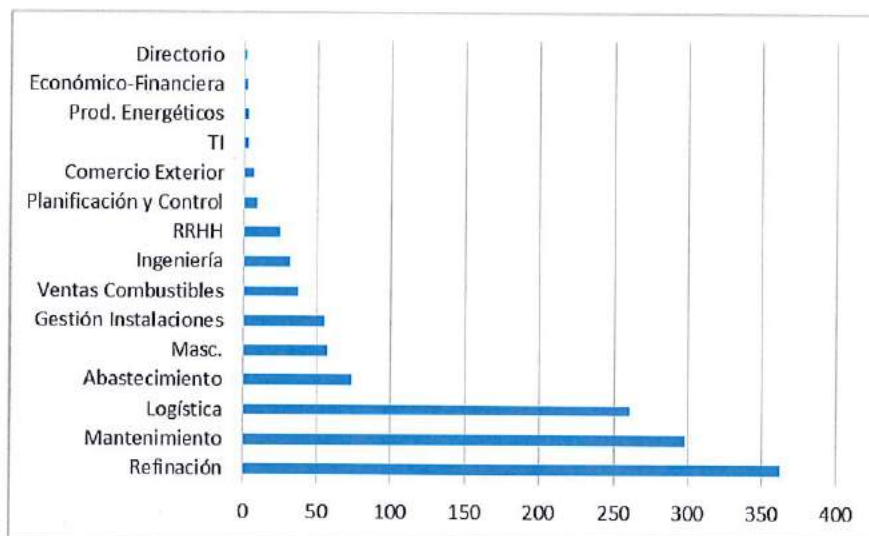


Gráfico 1.5. Número de funcionarios por área, relacionada únicamente a la actividad de refinación (Terminal del Este más refinería de la Teja), elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 1.5.1.3. Distribución primaria y comercialización de energéticos

Una vez refinados los productos, y dependiendo del canal de comercialización, los derivados son transportados hacia una de las 5 plantas de distribución primaria de ANCAP, ubicadas en los departamentos de Montevideo (La Tablada), Paysandú, Durazno, Treinta y Tres y Colonia (Juan Lacaze), o eventualmente hacia una planta despacho en los aeropuertos (plantas Carrasco y Laguna del Sauce con capacidad para la expedición de gasolina de aviación 100 octanos y Jet A1) o al consumidor final en el caso de los diferentes tipos de fueloil.



Figura 1.11. Plantas de distribución primaria de ANCAP, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Específicamente los productos Gasolina Super 95, Premium 97, Gasoil, Queroseno, Propano Industrial y Supergás, para ser distribuidos en los departamentos de Montevideo, Canelones, Maldonado, Rocha, San José, Florida y Lavalleja (85% de la demanda del mercado interno) se transportan por poliducto y gasoducto desde la refinería a la planta de la Tablada. La capacidad total de esta planta de almacenamiento es de 127.400 m<sup>3</sup>.

Los productos a ser distribuidos en los departamentos de Artigas, Salto, Paysandú, Río Negro, y la ciudad de Mercedes en Soriano, se transportan vía fluvial desde la refinería hacia la planta de Paysandú (capacidad total de almacenamiento de 26.000 m<sup>3</sup>).

Los departamentos de Durazno, Rivera, Tacuarembó, Flores y parte de Florida se abastecen desde la planta de Durazno, que recibe el combustible por tren<sup>13</sup>, en vagones de 30 m<sup>3</sup>. La capacidad de almacenamiento está dada por 13 tanques que suman un total de 4.750 m<sup>3</sup>.

La planta de Juan Lacaze se abastece por vía fluvial hasta puerto Sauce y desde allí a través de oleoducto. Tiene una capacidad de almacenamiento de 10.600 m<sup>3</sup>, dada por 21 tanques. Desde esta planta se distribuyen combustibles a los departamentos de Colonia, San José y Soriano.

<sup>13</sup> Actualmente, dadas las obras relacionadas a la construcción de la tercer planta de producción de celulosa a instalarse en Uruguay, el transporte en vagones ha sido sustituido por camiones.

Finalmente los departamentos de Treinta y Tres, Cerro Largo y parte de Lavalleja son abastecidos por la planta de distribución ubicada en el departamento de Treinta y Tres, que posee una capacidad de almacenamiento de 4.100 m<sup>3</sup>, dada por una playa de 19 tanques y recibe el combustible por medio de vagones. Las plantas de Paysandú y Treinta y Tres también tienen capacidad de almacenamiento de gasolina de aviación 100 octanos.

Los departamentos que abastece cada planta se presentan en el gráfico con el mismo color que el departamento en el que la misma se ubica. Los departamentos de San José, Lavalleja y Soriano se muestran con un asterisco y en diferente color ya que se abastecen de las plantas de Juan Lacaze y La Tablada, Durazno y Treinta y Tres, y Juan Lacaze y Paysandú respectivamente. Las "burbujas" ubicadas en cada una de las plantas representa la capacidad de almacenamiento correspondiente.

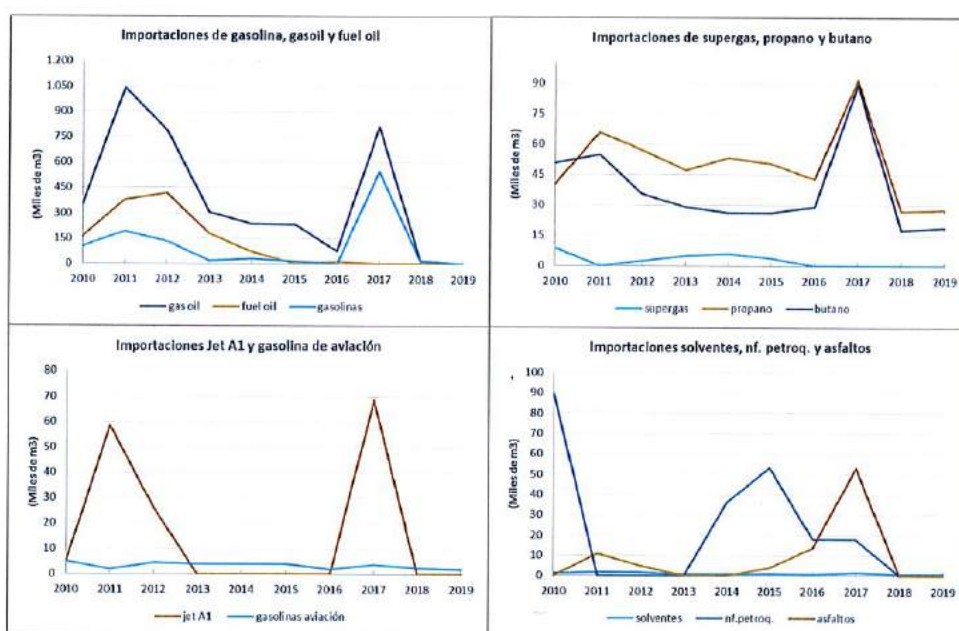
Respecto a los diferentes tipos de fueloil, estos son abastecidos casi en su totalidad desde la terminal de despacho ubicada en la refinería de la Teja (únicamente la planta de Paysandú tiene almacenamiento de fueloil medio).

La venta de combustibles y lubricantes a los canales mayorista y minorista es gestionada por la Gerencia de Ventas de Combustible, Lubricantes y Especialidades.

Los detalles en relación a la actividad de distribución secundaria se presentan en informe aparte (Tomo II).

#### 1.5.1.4. Importación y exportación de derivados

A continuación, los volúmenes de las importaciones de derivados en los últimos 10 años.



Gráficos 1.6. Volumen de las importaciones de derivados de petróleo, elaboración propia. Fuente DNE, MIEM.

Los picos de importaciones efectuados en 2011 y 2017 observados en los gráficos anteriores para todos los productos, se corresponden con las paradas de la refinería para mantenimiento de las unidades de proceso.

Asimismo se resalta la demanda sostenida de importaciones de propano y butano requeridos para el abastecimiento de la demanda en los meses de invierno.

En relación a las exportaciones, en los últimos 10 años se registraron volúmenes mínimos exportados de gasolina y GLP (2010 y 2011 y 2012), gasoil, fueloil y solventes (2011 y 2012) y en el resto de los años algunas exportaciones puntuales de gasolina y solventes.

#### 1.5.1.5. Demanda de combustibles en el mercado interno y zona franca.

A continuación se presentan las ventas en el mercado interno y zonas francas desde el año 2009 para los diferentes productos derivados de petróleo.

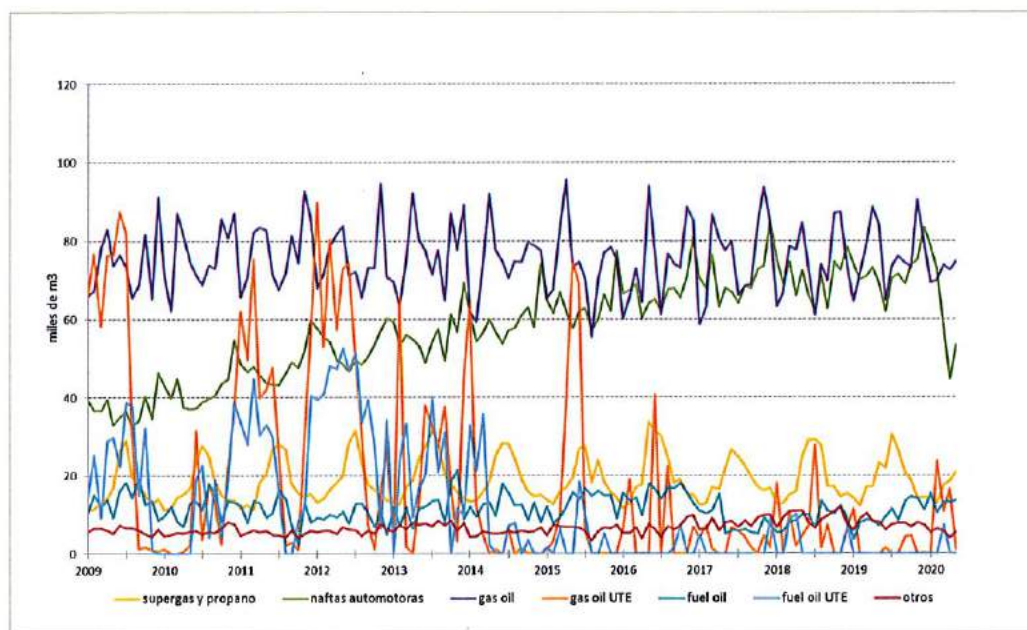


Gráfico 1.7. Volumen de ventas de los derivados en el mercado interno y zona franca. Fuente DNE.

La referencia "otros" incluye asfaltos, queroseno, lubricantes, solventes y gasolina de aviación. A continuación se presenta la matriz de consumo de derivados de petróleo para el año 2019.

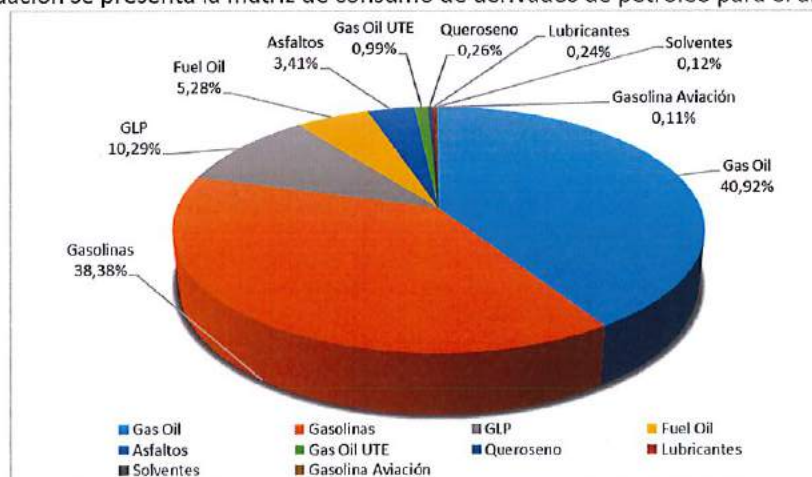


Gráfico 1.8. Distribución porcentual de las ventas de derivados de petróleo para el año 2019 (en volumen), elaboración propia. Fuente DNE, MIEM.

#### 1.5.1.6. Calidad de los combustibles

ANCAP debe abastecer el mercado interno de combustibles asegurando los estándares de calidad de sus productos, cumpliendo en primer lugar con las especificaciones del regulador (URSEA), además de las exigencias de las autoridades ambientales (DINAMA), y de la industria automotriz (proveedores de vehículos) que requiere la actualización constante de los combustibles para que puedan ser utilizados por los motores sin generar problemas para los usuarios. Esto repercutió en los últimos años en los costos de inversión y operativos, particularmente para la producción de los combustibles con bajo azufre.

##### 1.5.1.6.1. Contenido de azufre

El gasoil y la gasolina que produce ANCAP tienen bajo contenido de azufre (actualmente gasolinas 30 ppm y gasoil 50 y 10 ppm). Esta calidad se alcanza mediante el proceso de desulfurización que se aplica a estos productos luego de la refinación del petróleo.

Alrededor del año 2005, y en respuesta a las crecientes presiones ambientales sobre las emisiones de combustibles en Europa y Estados Unidos que obligaban a reducir el contenido de azufre en el gasoil a no más de 500 ppm (siendo el objetivo a largo plazo 50 ppm) y de los avances en la tecnología que repercutía en los automóviles disponibles en el mercado (específicamente EURO V), ANCAP comenzó a evaluar la inversión en una planta desulfuradora que permitiera reducir el contenido de azufre del gasoil producido, que en ese momento tenía un contenido comprendido entre los 2.000 y 5.000 ppm. Como sucedía en varios países, dicha mejora en calidad tenía la dificultad de la recuperación de la inversión, dada la imposibilidad de transferir los costos directamente a los precios de venta al público en el corto plazo<sup>14</sup>. Finalmente la inversión fue realizada por ANCAP y fue consecuente con las decisiones tomadas por la mayoría de los países a nivel global, como se observa en la figura 1.12. donde se muestra el contenido de azufre del gasoil que se produce en los diferentes lugares del mundo. Dicha inversión, que fue del orden de 360 MMUSD, permitió la producción de combustibles de bajo azufre, con la consecuente mejora ambiental y reducción de los impactos negativos tanto en la salud como en los vehículos.

<sup>14</sup> La dificultad del recupero de la inversión en este tipo de proyectos es una característica común en países de bajos a medianos ingresos con control de precios en los combustibles, según el informe "Cleaning up the Global on-Road Diésel Fleet" (CAC):

*"Of the 900 billion liters of on-road diésel fuel consumed worldwide every year, thirty percent contains high levels of sulphur. As it stands, 4.1 billion people in over 120 countries have no access or limited access to low-sulphur fuel. And while some countries have access to low-sulfur fuels they have not implemented corresponding vehicle emissions standards to take advantage of these cleaner fuels. An estimated 80,000 premature deaths from transport-related air pollution occur each year in these countries. Mapping out a way to prevent these avoidable deaths is the focus of this global strategy..."*

*... "Sulphur levels below 50 parts per million (ppm) ('low-sulphur fuels') are needed in order to avoid damage to emission control systems in Euro 4/IV vehicles and above. Maximum sulphur levels of 10 to 15 ppm ('ultra-low-sulphur fuels') are required for the most effective emissions control systems, such as diésel particulate filters, to achieve the emission reductions necessary to meet limits set by filter-forcing standards..."*

*... "Many low-and middle-income countries, especially oil producing ones, control the retail price of fuels by imposing controls or limits on fuel prices, effectively subsidizing fuel consumption. This interference with the market price of fuels means that refiners may be unable to pass through the capital and operational costs of desulfurization to consumers. Similarly, in these price-controlled markets importers have no option to pass through higher costs of low-sulphur fuel purchased on the market. This can make investment financially non-viable from the point of view of the refiner..."*

<https://ccacoalition.org/en/resources/global-strategy-introduce%2%A0low-sulfur-fuels-and-cleaner-diésel-vehicles>

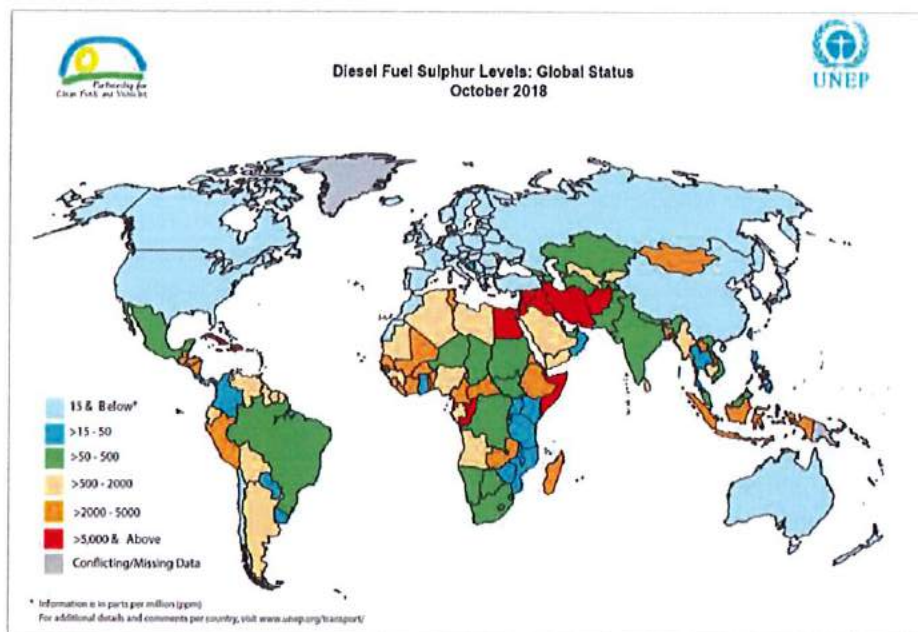


Figura 1.12: “Guidance to Fuel Importing Countries for Reducing on-Road Fuel Sulphur Levels, Improving Vehicle Emission Standards”, diciembre 2018. CAC (Climate and Clean Air Coalition)<sup>15</sup>.

#### 1.5.1.6.2. Mezcla con agrocombustibles

La ley 18.195 fijó como objetivo principal “reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en los términos del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, aprobados por la ley 17.279, de 23 de noviembre de 2000, contribuyendo al desarrollo sostenible del país”.

Asimismo dicha ley definió que “tendrá por objetivo dicha producción de agrocombustibles el fomento de las inversiones; el desarrollo de tecnología asociada a la utilización de insumos y equipos de origen nacional; el fortalecimiento de las capacidades productivas locales, regionales y de carácter nacional; la participación de pequeñas y medianas empresas de origen agrícola o industrial; la generación de empleo, especialmente en el interior del país; el fomento de un equilibrio entre la producción y el cuidado del medio ambiente asociados a criterios de ordenamiento territorial; y la seguridad del suministro energético interno” (art. 1º inc. final).

De este modo, la ley encomienda a ANCAP la mezcla de gasolina con alcohol carburante producido en el país con materias primas nacionales, en una proporción mínima de 5% sobre el volumen total de la mezcla, a partir del año 2015. Asimismo, la ley obliga a incorporar en el gasoil un mínimo de 5% de biodiésel (B100), producido en el país con materias primas nacionales, sobre el volumen total de la mezcla, a partir de 2012.

En otro orden, la ley establece que “Los costos resultantes de las incorporaciones estipuladas en los artículos 6º y 7º serán transferidos a tarifas, en tanto el Poder Ejecutivo no estipule otros mecanismos de compensación”.

<sup>15</sup><https://ccacoalition.org/en/resources/guidance-fuel-importing-countries-reducing-road-fuel-sulfur-levels-improving-vehicle>

Según el estudio "Análisis de Ciclo de Vida, Impactos Socio-Económicos y Cuantificación Preliminar de las Externalidades de la producción de biocombustibles de la empresa Alcoholes del Uruguay"<sup>16</sup> analizando el ciclo de vida de la producción nacional de biocombustibles, se concluye que la misma genera beneficios tanto ambientales, por reducción de emisiones al sustituir el consumo de combustibles fósiles, como en relación al desarrollo del sector productivo con impactos económicos y sociales.

A continuación se listan algunas de las conclusiones de dicho estudio publicado en 2017 por parte de la Dirección Nacional de Energía del MIEM, donde se ha evaluado que:

- i. las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas (expresadas en gCO<sub>2</sub> equiv/MJ biocombustible) a partir de su uso en reemplazo del correspondiente combustible fósil en que se realiza su mezcla. Adicionalmente, utilizando el factor de daño se han calculado los beneficios externos medioambientales (expresado en \$/L) que el uso de cada biocombustible genera.
- ii. el incremento neto de valor añadido a la economía (expresado en \$/L de biocombustible)
- iii. el efecto externo neto sobre la generación de empleo (incluyendo el empleo rural) en términos de ahorros para el Estado en concepto de subsidio de desempleo (expresado en \$/L biocombustible)
- iv. el beneficio externo neto total de la producción y uso de cada biocombustible (expresado en \$/L biocombustible).

En resumen se observa lo siguiente:

	Etanol		Biodiésel
	Caña de azúcar (Bella Unión)	Cereales (Paysandú)	Mix de materias primas (Montevideo)
Emisiones evitadas (gCO <sub>2eq</sub> /MJ biocombustible)	55,18	33,45	58,51
Beneficios externos medioambientales (\$/l biocombustibles)	0,31	3,35	0,64
Valor añadido a la economía (\$/l biocombustible)	25,19	18,45	17,52
Efecto externo - generación de empleo (\$/l biocombustible)	1,55	2,6	2,29
Beneficio externo neto total (\$/l biocombustible)	27,14	21,4	20,46

Figura 1.13. Resultados del informe del CIEMAT.

Asimismo, en la actualidad, se estima en 5.450 los empleos directos e indirectos involucrados en los diferentes procesos productivos de biocombustibles<sup>17</sup>.

En contrapartida a los beneficios mencionados previstos por la ley, cabe señalar que en la medida que producir biocombustibles nacionales es más costoso que producir o importar gasoil y gasolina, incorporarlos al producto final se traduce en un mayor costo de los combustibles.

<sup>16</sup> "Análisis de Ciclo de Vida, Impactos Socio-Económicos y Cuantificación Preliminar de las Externalidades de la producción de biocombustibles de la empresa Alcoholes del Uruguay". Los estudios de biodiésel y bioetanol de cereales se realizaron en el marco del proyecto "Externalidades Sociales, Económicas y Huella de Carbono de la producción de biocombustibles en Uruguay" que contó con financiamiento de la ANII.

Todos los estudios fueron realizados por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas de España (CIEMAT) a solicitud y con apoyo de la empresa ALUR y MIEM-DNE.

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/analisis-vinculados-produccion-biocombustibles>

<sup>17</sup> Información reportada por DNE-MIEM a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).



### 1.5.2. Gas natural: importación, transporte y suministro

ANCAP es importador, transportista y comercializador de gas natural en Uruguay, suministrando gas y/o transporte de gas.

Desde el año 2017 es el único comercializador de este energético con contrato en firme con un proveedor argentino.

El transporte en el norte del país (Paysandú) es provisto a través del Gasoducto Cr. Federico Slinger (gasoducto de litoral), construido y operado por ANCAP, y en el sur a través del Gasoducto Cruz del Sur, del cual ANCAP es cargador, y además socio con el 20 % de acciones.



Figura 1.14. Gasoducto del Litoral en el norte y Gasoducto Cruz del Sur.

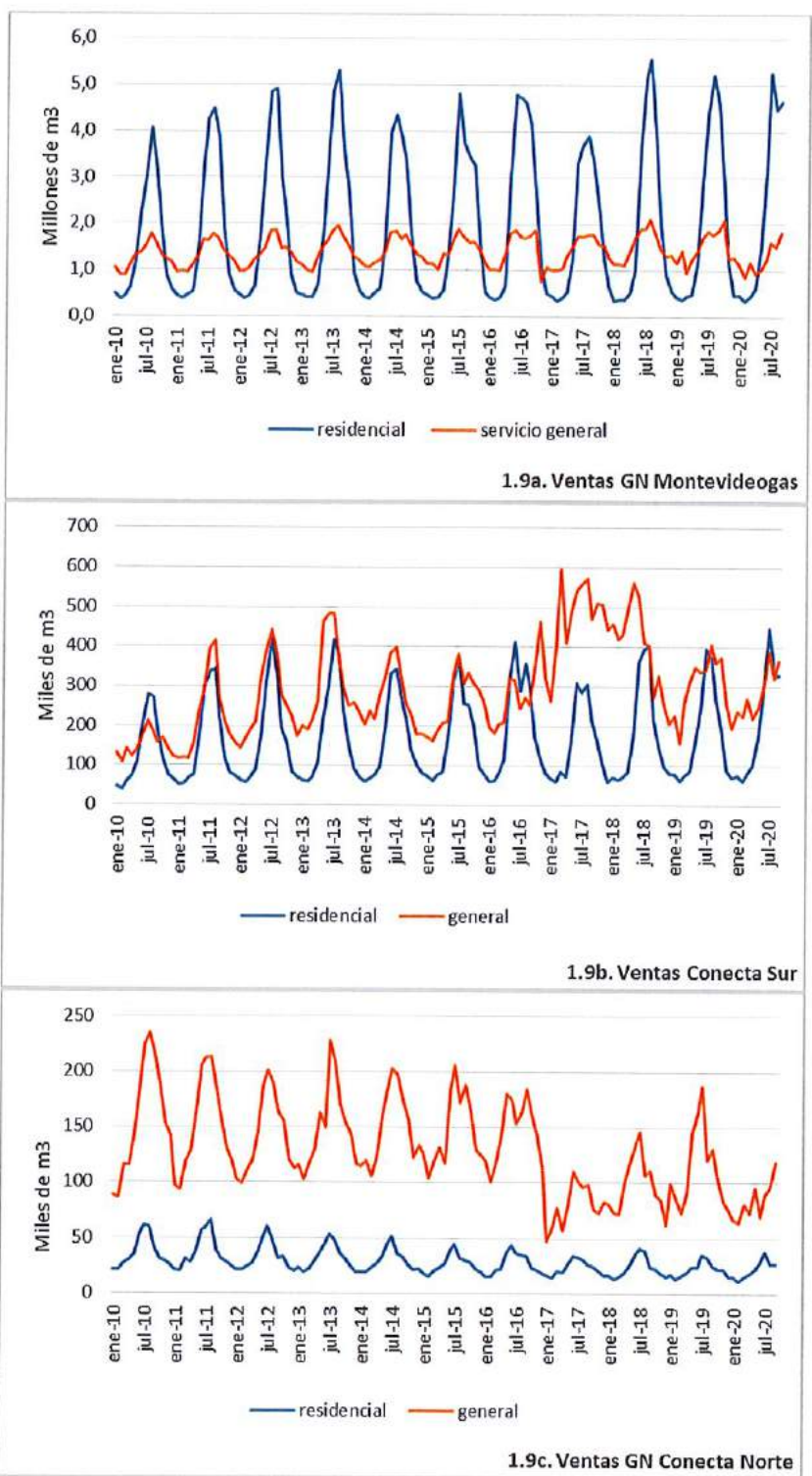
Asimismo, las empresas Montevideo Gas y Conecta tienen las concesiones para la distribución de gas natural en Montevideo y los departamentos del interior del país respectivamente. No obstante, la infraestructura actual permite abastecer únicamente la zona sur del departamento de Montevideo, varias ciudades en el departamento de Canelones, y en menor medida localidades de Paysandú, Colonia y San José. ANCAP participa en la distribución, a través de su participación accionaria de un 45% en la empresa Conecta S.A.

Por el gasoducto del litoral se transporta gas natural a la red de distribución de la empresa Conecta para usuarios residenciales, comerciales, e industrias del departamento de Paysandú, así como se abasteció a grandes consumidores en alguna oportunidad.

Por el Gasoducto Cruz del Sur se transporta gas natural a las redes de distribución de Montevideo Gas y de Conecta Sur así como a grandes consumidores (Central Térmica de Punta de Tigre, por ejemplo).

A continuación se presentan los volúmenes de venta de gas natural facturados por las empresas distribuidoras Montevideo Gas y Conecta (Sur y Norte) para los últimos diez años<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> El servicio "general" incluye las categorías de usuario "P" (comerciales, pequeñas industrias) y "G" grandes usuarios regulados.



Gráficos 1.9. Volumen de venta de las distribuidoras de gas natural, a) Montevideo Gas, b) Conecta "Sur" y c) "Norte" por tipo de tarifa.

### 1.5.3. Prospección y Exploración

#### 1.5.3.1. Marco regulatorio

El Decreto de ley N° 14.181 (ley de Hidrocarburos) y su decreto reglamentario N° 366/974 dictan disposiciones para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En ellos se establece que todos los depósitos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan situados en el territorio nacional pertenecen a la Nación y solamente pueden ser explorados y explotados por el Estado.

Conforme lo dispuesto en el artículo 7 del Código de Minería, ANCAP es titular de los derechos mineros en relación a los yacimientos de Clase I, y podrá ejecutar cualquier fase de la operación petrolera por sí misma o por medio de terceros, nacionales o extranjeros. Las sustancias minerales de los yacimientos Clase I, de ser separadas o extraídas del yacimiento, se incorporarían al dominio del Estado, con excepción de los volúmenes necesarios para resarcir el costo de producción o para retribuir al contratista.

Las bases para la contratación de terceros deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, que también debe aprobar el contrato a suscribirse. La selección del contratista es mediante concurso de ofertas o licitación pública, aunque puede prescindirse de éstos y efectuar la contratación directa con autorización del Poder Ejecutivo. La retribución al contratista podrá ser en especie, bajo la condición de que el ente Estatal tendrá el derecho de adquirir al contratista los volúmenes que se destinen al mercado interno.

#### 1.5.3.2. Actividades de Prospección y Exploración

Si bien ANCAP realiza actividad exploratoria desde hace décadas, muy particularmente en los últimos años, con el impulso de la Política Energética vigente, se retomó la promoción de la prospección y exploración de hidrocarburos, mediante rondas licitatorias que permitieron una inversión extranjera cercana a los US\$ 1.500 millones, y se marcó un hito con la perforación del pozo exploratorio offshore récord a nivel mundial de 3.404 metros de lámina de agua (y aproximadamente 2.500 metros extra de perforación bajo el lecho marino).

En estas actividades participaron empresas petroleras ubicadas en los primeros lugares del ranking mundial (como TOTAL, ExxonMobil, Shell y BP), operadores internacionales de prestigio (como Equinor -ex Statoil-, BG, Tullow Oil, Inpex, Petrobras, YPF y Galp), así como también empresas más pequeñas. Asimismo, han trabajado reconocidas empresas de servicios geológicos y geofísicos (Schlumberger, Spectrum, EMGS, Ion-GXT, CGG/Robertson, PGS y TGS, entre otras) que han permitido importantes avances en el conocimiento de nuestro subsuelo.

Todos estos contratos de exploración y explotación así como de servicios de los últimos años fueron a riesgo de las empresas petroleras o de servicios. Finalmente, llegadas las etapas del contrato exploratorio que requerían mayores inversiones, dichas empresas decidieron no seguir adelante con los mismos<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> Vale aclarar que todas las cuencas en Uruguay aún se consideran en la "frontera exploratoria", por lo que la exploración implica grandes inversiones, por ejemplo la realización de pozos exploratorios en el *off shore* tiene asociados costos del orden de cientos de millones de dólares. Actualmente no se puede concluir sobre las posibilidades del Uruguay en cuanto a descubrimientos, se requiere continuar explorando a los efectos de tener mayor información para la toma de decisiones.

En 2019 se realizó el lanzamiento de la Ronda Uruguay Abierta (RUA), régimen por el cual actualmente los terceros pueden celebrar contratos con ANCAP a través de rondas licitatorias, según se establece en el decreto N° 111/019. El cambio en el esquema propone un proceso abierto de forma continua, en el que las empresas pueden presentarse a calificar y ofertar en cualquier momento. Sin embargo, el sistema no implica una negociación directa, sino que funciona con dos rondas por año con apertura de ofertas en el último día hábil de Mayo y Noviembre y a través de un contrato tipo (en el que el riesgo es de la empresa petrolera que en caso de éxito se cobra con parte de la producción).

Las acciones llevadas a cabo en estos últimos años permitieron posicionar a Uruguay en el mapa petrolero mundial, no solo sin inversión propia sino con ganancias, ya que las empresas de servicios que han vendido sus productos a las petroleras (sísmica, análisis de muestras, megnetotelúrica, interpretaciones, etc.) tienen la obligación de compartir parte de las ganancias de las ventas con ANCAP durante el tiempo establecido en cada contrato del tipo multicliente (producto disponible para todos los clientes que quieran adquirirlos).

A continuación se muestra el esquema con el que se opera en el área de la exploración y explotación de hidrocarburos, según las buenas prácticas internacionales:

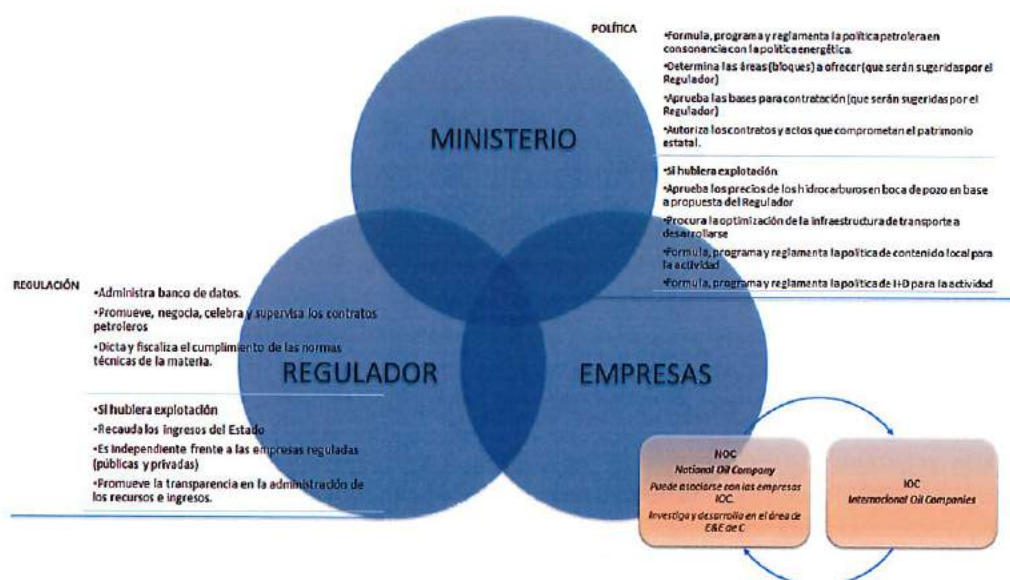


Figura 1.15: Esquema de la separación de roles según las buenas prácticas internacionales. Fuente DNE.

En nuestro país, se ha entendido que, hasta tanto no haya descubrimientos no tendría sentido la creación de un Regulador independiente (Agencia de Hidrocarburos) y es por ello que se introdujeron cambios en los contratos tipo para que el Poder Ejecutivo pueda controlar las distintas etapas de la vida de estos proyectos.

ANCAP cumple hasta la fecha el rol de regulador (administra la información, promueve las rondas, fiscaliza el cumplimiento de las normas, le propone al MIEM las áreas que se ponen a disposición) y adicionalmente actúa como típica empresa nacional de petróleo, realizando contratos con las empresas petroleras internacionales, previa aprobación del Poder Ejecutivo, actuando como facilitador de la actividad (ante los organismos del Estado donde las empresas petroleras deben tramitar autorizaciones, ante empresas de servicios que se asocian a riesgo con ANCAP para vender sus productos, las vincula con empresas de servicios uruguayas como

portuarias, estudios jurídicos, etc.) y realizando actividad de investigación y desarrollo por sí misma.

Se entiende que es una actividad que se ha autofinanciado, con los ingresos por ventas de productos realizados con empresas de servicios (los ingresos de los últimos 10 años por este concepto rondan los 40 MMUSD).

En el anexo 1 se presenta un resumen de lo acontecido en los últimos años y el estado de situación.

#### 1.5.4. Producción y comercialización de no energéticos

##### 1.5.4.1. Fabricación de Lubricantes

ANCAP produce lubricantes, grasas y productos especiales de uso en automotivo (automóviles, náuticos, motos), industrial y marino. La producción anual es del orden de 6.000 m<sup>3</sup> de lubricantes y 130.000 Kg de grasas, para el mercado interno y exportaciones.

La Gerencia de Ventas Combustible Lubricantes y Especialidades gestiona el negocio de venta de combustibles y lubricantes en Uruguay a través de los canales, mayorista y minorista y de la venta a sellos, así como la venta de especialidades por producto y por cliente.

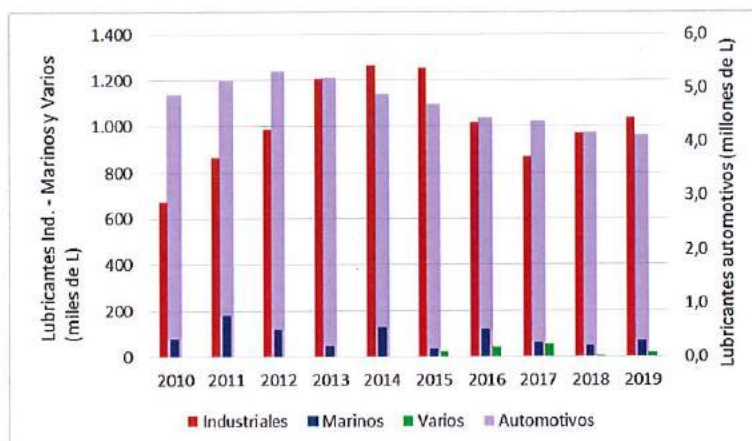


Gráfico 1.9. Ventas de lubricantes en el mercado interno, elaboración propia. Fuente ANCAP.

En relación a las exportaciones de lubricantes, las ventas mayoritariamente fueron a Paraguay (la firma Monte Alegre) y en muy menor medida, y acotada en el tiempo, a Brasil (2010 a 2012). El resto de las exportaciones corresponden a lubricantes marinos que se elaboran con las especificaciones de las empresas *Gulf* o *TOTAL*, facturándose a la casa matriz de las mismas, ubicadas en Hong Kong y Francia respectivamente. Estas ventas son facturadas a las empresas mencionadas, siendo el destino final del producto la entrega a buques de bandera extranjera<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> Hasta el año 2014 el criterio era exponer las ventas de marinos como *bunkers*, posteriormente se los expone como exportaciones.

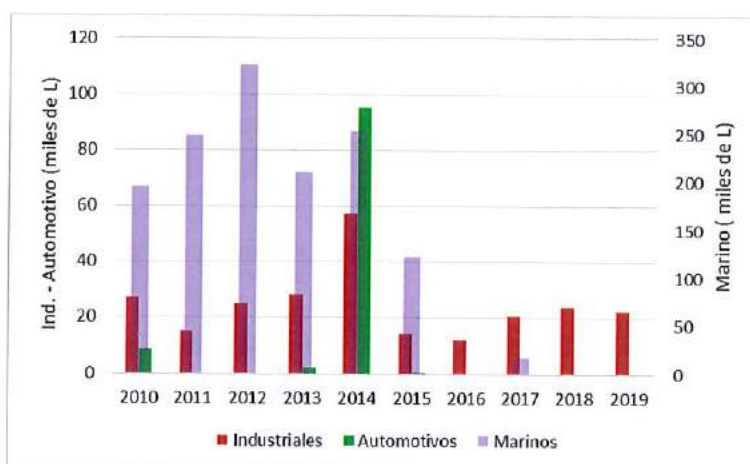


Gráfico 1.10. Exportación de lubricantes, elaboración propia. Fuente ANCAP.

En cuanto a las grasas, se observa muy poca exportación y de hecho nula en los últimos 5 años.

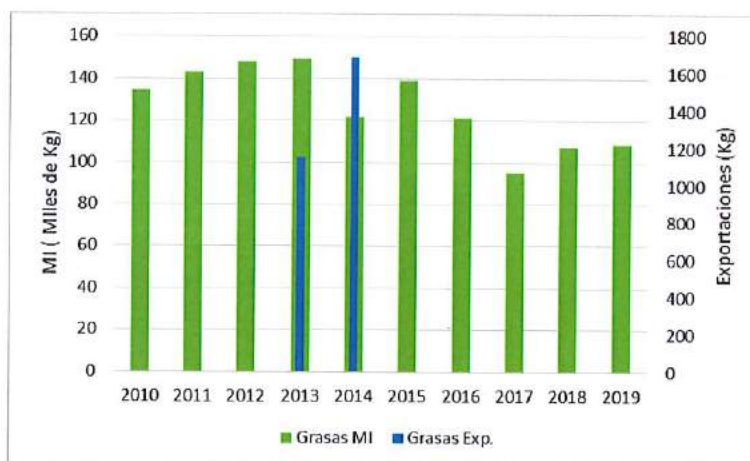


Gráfico 1.11. Grasas: mercado interno (MI) y exportación, ambas en Kg, elaboración propia. Fuente ANCAP.

La planta de producción y envasado de lubricantes y grasas está localizada junto a la refinería La Teja, actualmente con líneas de envasado que van desde 100 cm<sup>3</sup> hasta 200 litros (en algunos casos recipientes de hasta 1.000 L).

Específicamente para el envasado de lubricantes cuenta con envasadoras manuales para aceites para motores de 2 tiempos, líquido para frenos y aditivos para combustibles que se expenden en estaciones de servicio (100 - 250 cm<sup>3</sup>).

Los aceites automotivos, para 2 tiempos y transmisiones en envases de 1L, así como los productos de mayor venta, *Luban*, *Superdiésel*, *Super A 20W50* y *Turbodiesel 15W40* (envases de 4L) son envasados en líneas automáticas o semiautomáticas.

Finalmente, los aceites industriales y transmisiones (también automotivos) se envasan en equipos manuales y semiautomáticos y se expenden en volúmenes mayores, de entre 20 y 200L.

En relación a las grasas, estas se envasan en recipientes de 0,75 a 180 Kg.

En el mismo predio se encuentra el laboratorio de lubricantes que realiza el control de calidad y servicio al cliente. El mismo se encuentra certificado de acuerdo con la norma de calidad UNIT-ISO 9001:2000 y contrasta los resultados de sus ensayos en forma anual con alrededor de 80 laboratorios de renombre en todo el mundo a través de ensayos inter-laboratorios.

Además, el laboratorio de lubricantes realiza los servicios que se listan a continuación:

- Análisis para Mantenimiento Predictivo-Proactivo para los consumidores de lubricantes ANCAP y TEXACO. Análisis de muestras y evaluación de resultados, recomendaciones al usuario sobre funcionamiento del equipo y prevención de fallas.
- Seguimiento de flotas a través del análisis de aceites usados.
- Asesoramiento en la creación de planes de mantenimiento predictivo.
- Atención de reclamos.
- Servicio de Análisis para Mantenimiento Predictivo-Proactivo (S.A. /M.P.) para terceros (no consumidores habituales de la marca ANCAP o TEXACO).
- Análisis varios para terceros (trazas metálicas en aguas, aleaciones, parafinas, suelos etc.) haciendo uso del potencial que tiene en Absorción Atómica y Emisión atómica por Plasma.
- Análisis Especiales para terceros, previa verificación de la técnica y disponibilidad del equipamiento a emplear.

#### 1.5.4.2. Fabricación de Pórtland

ANCAP tiene dos plantas productoras de cementos ubicadas en Paysandú y Minas, y un centro de distribución y logística en Manga. Los productos son Cemento Pórtland y Ancaplast (para trabajos de albañilería, no estructural).

A continuación una breve descripción de las plantas:

**Planta Paysandú:** es una de las plantas productoras de cemento, mediante proceso seco<sup>21</sup>. Se realiza la expedición y venta del cemento en bolsas y granel. Desde esta planta se abastece el mercado del norte del país. Cuenta con dos líneas de producción con una capacidad de producción de cemento de 240.000 ton/año.

**Planta Minas:** es una planta productora de cemento, mediante proceso semi- húmedo<sup>22</sup>. Se realiza la expedición y venta del cemento en bolsas y granel, y además abastece de cemento a granel a Planta Manga mediante transporte ferroviario, para luego ser ensacado o vendido a granel. Cuenta con dos líneas de producción con una capacidad de producción de cemento de 240.000Ton/año.

**Planta Manga:** en esta planta se ensaca y también expide a granel cemento producido fundamentalmente en planta Minas. Cuenta con dos líneas de ensacado con una capacidad total entre ambas líneas de 2500 bolsas/hora. Además se utiliza como centro de acopio de materias primas importadas para el proceso productivo tales como yeso y bauxita.

---

<sup>21</sup> Extracción de materia prima – trituración - molienda de crudo - homogeneización en silos harina,- *clinkerización* - molienda de cemento - ensacado y expedición.

<sup>22</sup> Extracción de materia prima – trituración - molienda de pastas - homogeneización en balsas/secador de martillos,- *clinkerización* - molienda de cemento - ensacado y expedición.

La comercialización y distribución de los productos se realiza a través de la empresa Cementos del Plata S.A.<sup>23</sup>, que pertenece al Grupo ANCAP, desde los tres centros de ANCAP mencionados.

#### 1.5.4.3. Servicio de Laboratorio de Bebidas y Alcoholes

Según lo encomienda la ley 16.753, ANCAP es el encargado de analizar todas las bebidas alcohólicas destiladas y todos los alcoholes para consumo humano que circulan en nuestro país. Es el único laboratorio del país acreditado por entidades especializadas como Laboratorio de Ensayos en el área de bebidas y alcoholes.

Los productos que se analizan, ya sean de origen nacional o extranjero, no pueden ser comercializados sin la autorización que ANCAP les otorga luego de comprobar que los mismos cumplen con las especificaciones correspondientes.

Asimismo, en el indicado laboratorio se analizan las muestras de diversas bebidas tomadas del mercado a los efectos de controlar la calidad y autenticidad de las mismas. Adicionalmente brinda servicio a terceros, realizando análisis solicitados por particulares a efectos de controlar la calidad de la producción de las bebidas que fabrican.

Por otra parte el Laboratorio participa a través de un delegado en el Comité Especializado de Bebidas Espirituosas de UNIT y en el Subgrupo de Trabajo N°3 "Reglamentos Técnicos", "Comisión de Alimentos" Grupo Ad-Hoc Bebidas - Bebidas Alcohólicas (con excepción de las fermentadas) del Mercosur.

El Laboratorio posee el certificado de acreditación como Laboratorio de Ensayos bajo los requisitos de la Norma UNIT-ISO-IEC 17025. Además integra el Registro de Entidades Acreditadas con el código LE 004, acreditación que constituye la expresión formal de su competencia técnica para actuar como Laboratorio de Ensayos (único laboratorio uruguayo acreditado en el área de bebidas y alcoholes).

En el año 2019 el Poder Ejecutivo a través del MIEM presentó ante el Parlamento un Proyecto de ley por la cual los controles y sanciones en relación a los alcoholes y bebidas alcohólicas, que habían quedado como competencia de ANCAP, pasaran a ser responsabilidad del MIEM con la asistencia técnica del LATU. También es intención de ANCAP dejar de tener dicha competencia según resolución de Directorio N° 431/7/2020.

---

<sup>23</sup> Cementos del Plata S.A. también produce y comercializa Cal Viva en la planta de Treinta y Tres para mercado externo.



## 2. ESTRUCTURA DE COSTOS E INGRESOS DENTRO DE CADA LÍNEA DE NEGOCIOS

A los efectos de presentar los números asociados a cada línea de negocio, se hará referencia a la propia descripción que hace ANCAP al respecto, a saber: Combustibles, Lubricantes, Gas Natural y Pórtland. Con esto, dentro de Combustibles se incorporan por ejemplo las actividades asociadas a Prospección y Exploración. La estructura de la sección se compondrá en primer lugar de un análisis de los ingresos, a los efectos de analizar las principales fuentes de generación de ingresos de la empresa y luego un análisis de sus costos con la apertura por línea de negocio.

### 2.1. Ingresos por línea de negocio

Antes de adentrarse en el análisis propiamente dicho de los ingresos por línea de negocio, vale aclarar que se trabaja con los ingresos netos de la empresa. Esto implica descontar de los ingresos brutos, que refiere al total del dinero que ingresa a las arcas de ANCAP, los descuentos comerciales concedidos, la contribución al Fideicomiso del Transporte, la contribución al Fideicomiso de Eficiencia Energética y el Impuesto Específico Interno (IMESI).

En el gráfico siguiente se muestra la evolución en pesos corrientes de los ingresos de ANCAP, y su composición por línea de negocio.

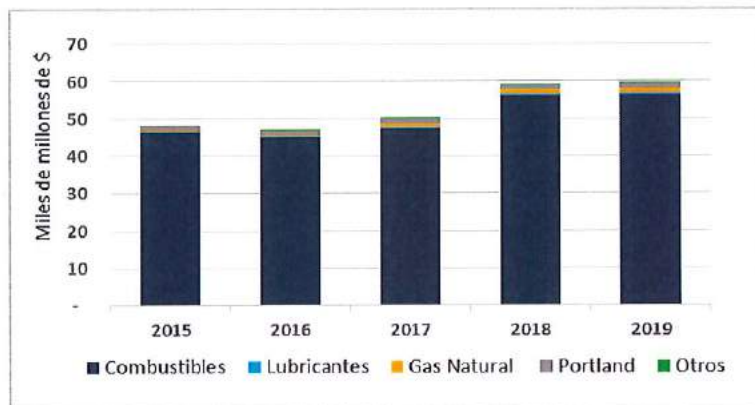


Gráfico 2.1. Ingresos Netos (en miles de millones de pesos) por línea de negocio, elaboración propia, fuente ANCAP.

Se observa con claridad que Combustibles es la línea de negocio que le reporta mayores ingresos a la empresa de forma sostenida y de manera histórica. En términos porcentuales, se posicionó en estos últimos cinco años en el entorno al 95% del total de los ingresos netos.

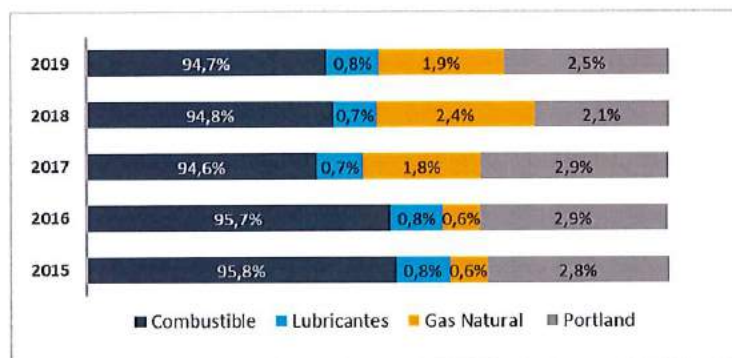


Gráfico 2.2. Ingresos Netos por línea de negocio (gráfico no a escala), elaboración propia, fuente ANCAP.

También se analizan los ingresos netos por línea de negocio medidos en dólares. En gráfica a continuación se observa en el eje principal la evolución de la línea de negocio Combustibles, mientras que en el eje secundario la evolución de las otras tres líneas, debido a un tema de escala. El gráfico muestra el impacto de la apreciación del dólar en el último ejercicio, que se ubicara en el 15.1%, lo que explica que en dólares la facturación neta de la empresa se redujera un 12.5% en el ejercicio 2019, explicada principalmente por Combustibles que también se contrae en igual porcentaje en 2019 en comparación con el nivel de ingresos netos observado en 2018.

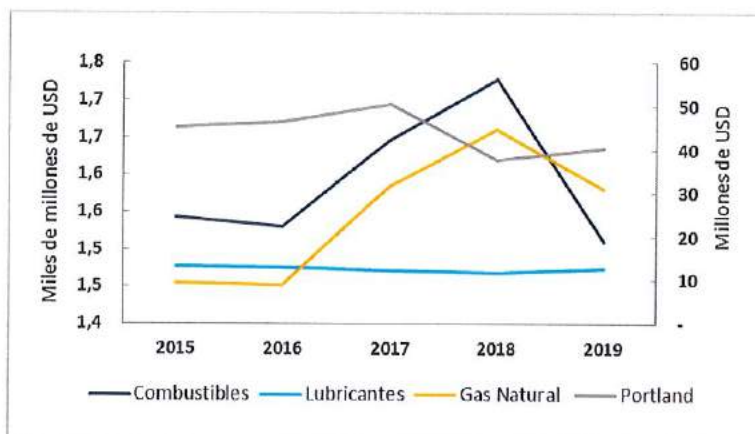


Gráfico 2.3. Evolución de ingresos netos en USD por línea de negocio, elaboración propia. Fuente ANCAP. Eje de la izquierda para Combustibles, eje de la derecha para las otras tres líneas.

Por último, en relación al apartado de ingresos por línea de negocio, se generan índices de ingresos para cada línea de negocio con bases en el año 2015<sup>24</sup>, y cuyas evoluciones recogen únicamente la variación real en pesos que se observa en la variable de interés, los ingresos netos. Los resultados se presentan en el gráfico siguiente.

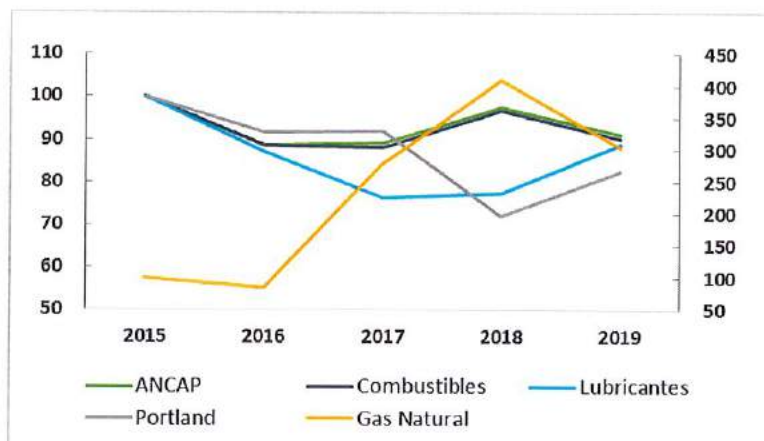


Gráfico 2.4. Evolución de índice de ingresos netos constantes por línea de negocio con base 2015, elaboración propia. Fuente ANCAP. Eje secundario para gas natural.

<sup>24</sup> La utilización de números índices para realizar comparaciones y analizar la evolución de distintas variables debe comprender previamente la definición del período base, que en este caso se opta por fijarlo en el año 2015, por lo que el índice recogerá la variación porcentual en los ingresos en relación con dicho período base (2015).

El índice de ingresos netos reales de Gas Natural se grafica sobre el eje secundario, dado que su variación implica una escala más amplia y en caso contrario no se lograría apreciar gráficamente la variación presentada por el resto. A su vez, es la única línea de negocio, Gas Natural, que en términos reales logró incrementar los ingresos netos al cabo de estos cinco años, explicado por el cambio de condiciones en el mercado a partir del 2017, pasando a ser ANCAP el único importador-comercializador del energético en el país.

Por otro lado, se observa con claridad que la evolución de Combustibles define lo que sucede con la evolución real de los ingresos netos para la empresa en general, dado el peso relativo de la línea de negocio mencionada. Por tanto, no es de extrañar que en los últimos años la totalidad de la empresa y particularmente los Combustibles presenten un deterioro en los ingresos netos a valores constantes de 2015, debido a que los ajustes de tarifas en general se realizaron por debajo de la variación del Índice de Precios al Consumo (IPC), variable utilizada en este caso para aproximarnos al fenómeno inflacionario. De hecho, el último ajuste tarifario se produjo en enero 2019 cuando operó únicamente una modificación en la tarifa de GLP, mientras que desde mediados de 2018 no se modifica la tarifa de las gasolinas que se venden en el mercado interno, y la tarifa de gasoil no presenta cambios desde enero de ese mismo año.

## 2.2. Costos totales y por línea de negocio

Para acercarse al análisis a la apertura de costos por línea de negocio de ANCAP, primero es importante mencionar que la información presentada se divide entre costos de ventas, que son aquellos costos asociados directamente con el proceso productivo, y los gastos de administración y ventas, que se asocian con los aquellos desembolsos necesarios para el funcionamiento de la estructura de la empresa. De todas formas, en primera instancia se analizará el total de costos de la empresa, para luego si poner foco en la apertura de los mismos por líneas de negocios.

### 2.2.1. Costos totales ANCAP

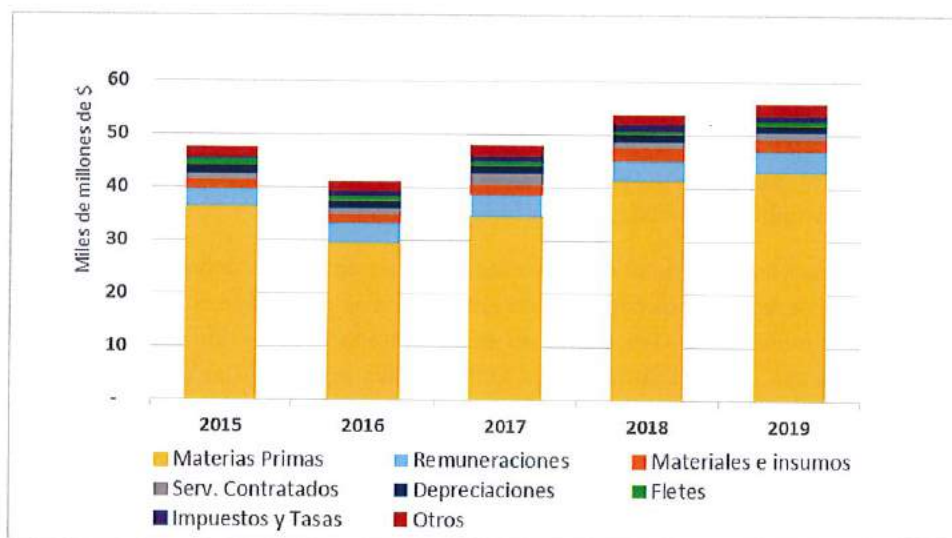
A los efectos de facilitar el análisis los costos de la empresa, y por tanto también de cada línea de negocio, se agrupan en 8 grandes conceptos<sup>25</sup>, a saber; Remuneraciones, Materiales e insumos, Servicios Contratados, Materias Primas, Depreciaciones, Fletes, Impuestos y Tasas y finalmente Otros.

En el gráfico que se adjunta se observa la evolución en valores corrientes de estos ocho conceptos de costos, siendo claramente el primero y principal el asociado con Materias Primas, donde principalmente se comprende la compra de crudo y derivados.

Por otro lado, dejando de lado el costo en Materias Primas, el segundo concepto de gasto que se destaca sobre el resto e incluso se sostiene a lo largo de los cinco años analizados es el asociado a las Remuneraciones del personal.

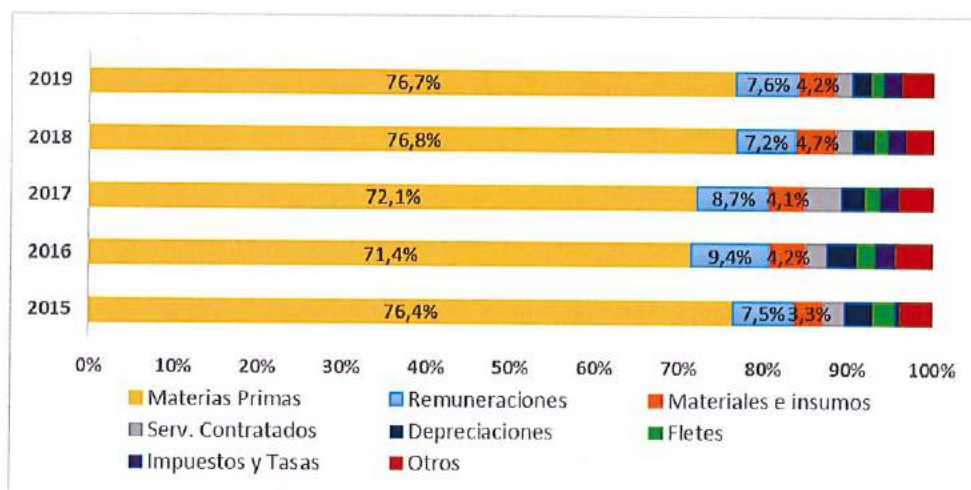
---

<sup>25</sup> No se toma en cuenta en el total de costos el concepto asociado a Incobrables, o Resultado por deterioro de Créditos, debido y de acuerdo a la nueva normativa contable NIIF, donde a los efectos expositivos a partir del ejercicio 2018 no se consideran dentro de los GAV. Por tanto, tampoco en este caso se consideran para los años anteriores.



**Gráfico 2.5.** Evolución de costos totales de ANCAP en miles de millones de pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

En cuanto a la composición de los costos y la evolución a lo largo de los últimos cinco años, en el gráfico siguiente se observa con claridad que la adquisición de Materia Prima, principalmente de crudo y derivados, explica el 75% aproximadamente de los costos totales de la empresa. Luego, las Remuneraciones al personal se posicionan entre un 7% y 9% a lo largo de los cinco años analizados.



**Gráfico 2.6.** Composición de costos totales de ANCAP, elaboración propia. Fuente ANCAP.

En cuanto a la desagregación entre Costos de Ventas y Gastos de Administración, los primeros explican prácticamente el 90% de la totalidad de los costos de la empresa, principalmente por comprender al costo por excelencia de la empresa que es Materias Primas. En el gráfico siguiente se muestra la evolución de los costos de la empresa cuando se los clasifica entre Costos de Ventas, asociados al proceso productivo, y Gastos de Administración, asociados a cubrir costos fijos de funcionamiento de ANCAP.

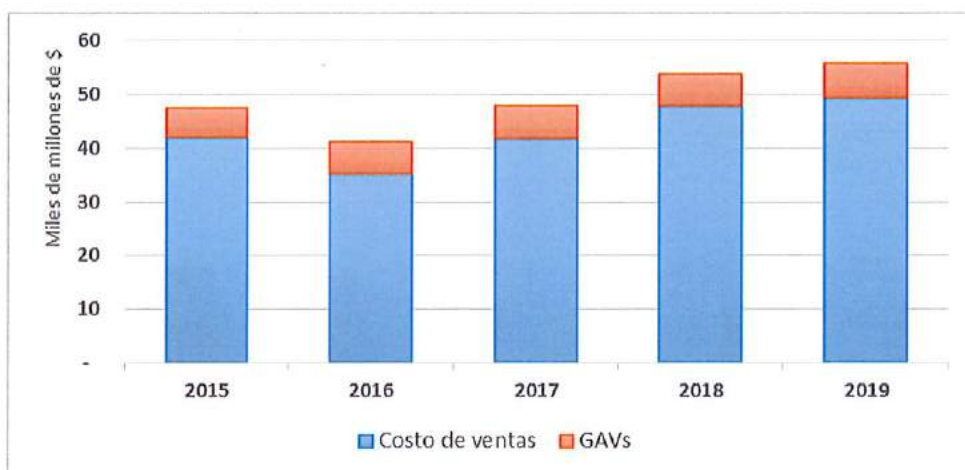


Gráfico 2.7. Costos ANCAP en miles de millones de pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Si los costos se adjudican a cada línea de negocio, existe una correlación como era de esperarse con la apertura de ingresos que fuera analizada previamente. En este caso se incorpora un área que es Oficinas Centrales, que son aquellos costos que no se pueden adjudicar de forma directa a ninguna línea de negocio y que son transversales y necesarios para el funcionamiento de todas las mismas. En el gráfico se aprecia de forma clara que Combustibles es la línea de negocio que más explica la totalidad de costos de ANCAP, con diferencia del resto, ubicándose Oficinas Centrales en el segundo lugar y Portland como la tercera en importancia.

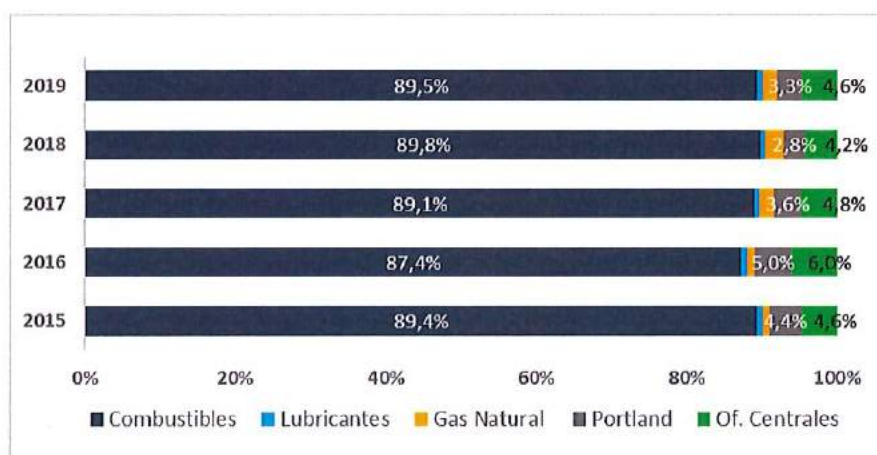


Gráfico 2.8. Estructura de costos según línea de negocio, elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 2.2.2. Estructura de costos de combustibles

En el análisis de la estructura de costos dentro de la línea de negocio relacionada a la producción, comercialización y venta de combustibles, se destaca como principal costo la adquisición de materias primas. En los gráficos se observa que la evolución de dicho concepto explica la evolución de los costos agregados de la línea de negocio, y que de hecho termina explicando en gran parte, como fuera mencionado, la evolución de los costos de la empresa en general.

Mientras la adquisición de materias primas, principalmente crudos y derivados explica en los últimos años cerca del 85% de los costos de la línea de negocio, le sigue la remuneración de mano de obra con algo más del 4% de los costos y luego entre depreciaciones e impuestos y tasas explican cada concepto cerca del 2.5% del total de las erogaciones en esta área de negocio de la empresa.

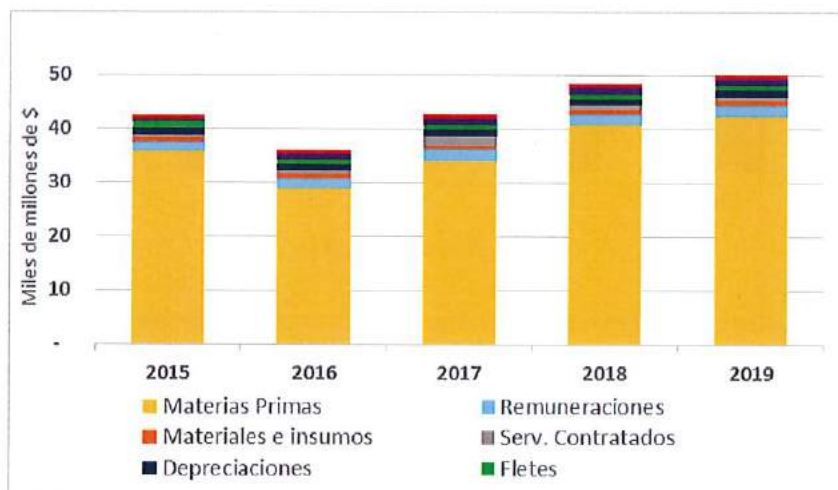


Gráfico 2.9. Estructura de costos de Combustibles en miles de millones de pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

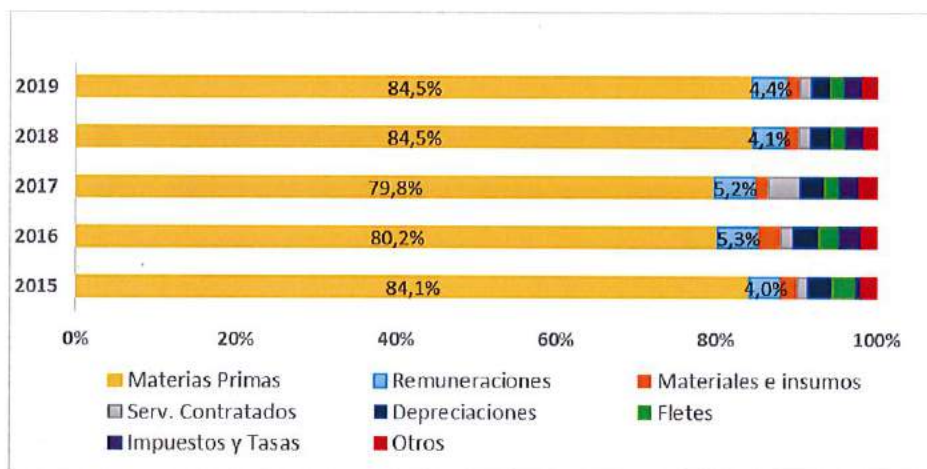


Gráfico 2.10. Estructura de costos de Combustibles en %, elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 2.2.3. Estructura de costos de lubricantes

En el caso de la línea de negocio Lubricantes, el principal costo vuelve a ser materias primas, pero con un peso algo inferior que el que presenta en Combustible, ubicándose en niveles superiores al 60% del total de los costos del área. Materiales e insumos es el segundo concepto en importancia en este caso, en guarismos cercanos al 20% de la estructura, mientras que las remuneraciones a la mano de obra asociada a la producción de estos productos, viene en tercer lugar en importancia con valores cercanos al 15% de los costos de la línea de negocio.

El resto de la estructura de costos la explican tanto las Depreciaciones imputadas a esta línea de negocio, como los Servicios Contratados, ambos conceptos de gastos en el orden el 2,5% de la estructura de costos del sector.

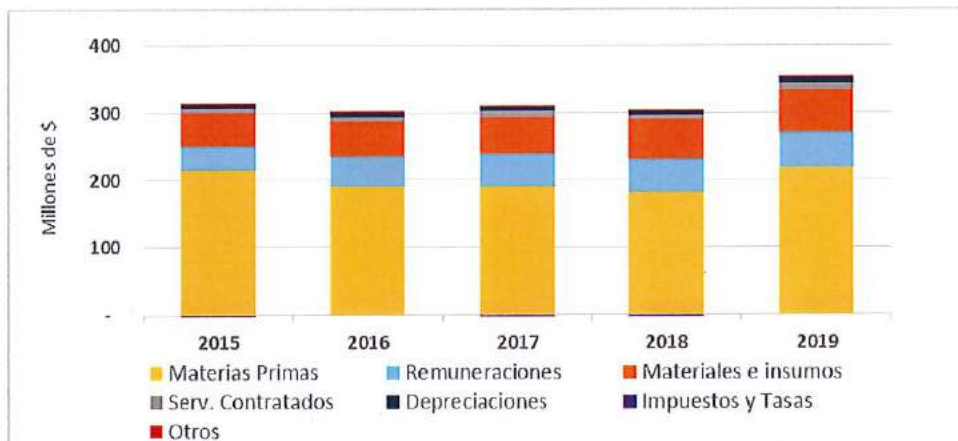


Gráfico 2.11. Estructura de costos de Lubricantes en millones de pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

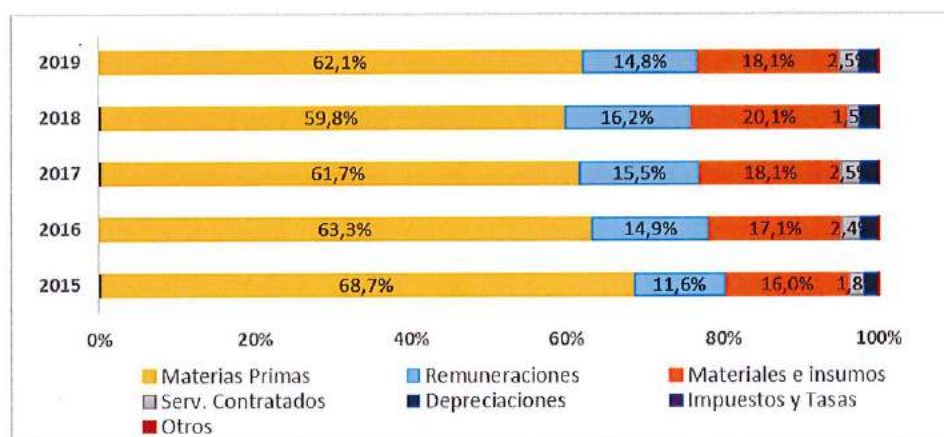


Gráfico 2.12. Estructura de costos de Lubricantes en %, elaboración propia. Fuente ANCAP.

#### 2.2.4. Estructura de costos de gas natural

A los efectos de analizar la estructura de costos en la línea de negocios Gas Natural, vale aclarar que en este caso el principal costo estará asociado a Materiales e insumos, debido a que el producto gas natural se importa desde Argentina y no sufre ningún proceso de transformación productiva en la empresa, sino que únicamente se lo comercializa a las distribuidoras de dicho energético. Luego del cambio de condiciones en este mercado provocadas por las caídas de los contratos de importación y por las condiciones en Argentina de desabastecimiento del mercado local, ANCAP pasó a ser el único comercializador en Uruguay de gas natural, provocando que el costo que refleja la importación del energético creciera de manera exponencial, a partir de mayo de 2017.

El segundo concepto de costo en importancia dentro de Gas Natural es remuneraciones de la mano de obra, que hasta el 2016 inclusive explicaban junto con materiales e insumos, cada uno la mitad de los costos de la línea de negocio prácticamente. Luego a partir de 2017 por lo antes dicho, la importancia de remuneraciones en términos relativos descendió a estar por arriba del 15% del total de costos de este sector de la empresa.

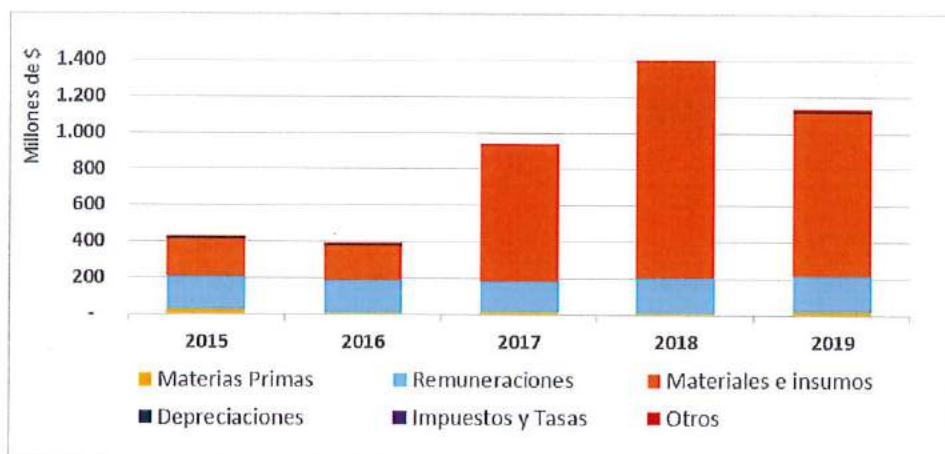


Gráfico 2.13. Estructura de costos de GN en millones de pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

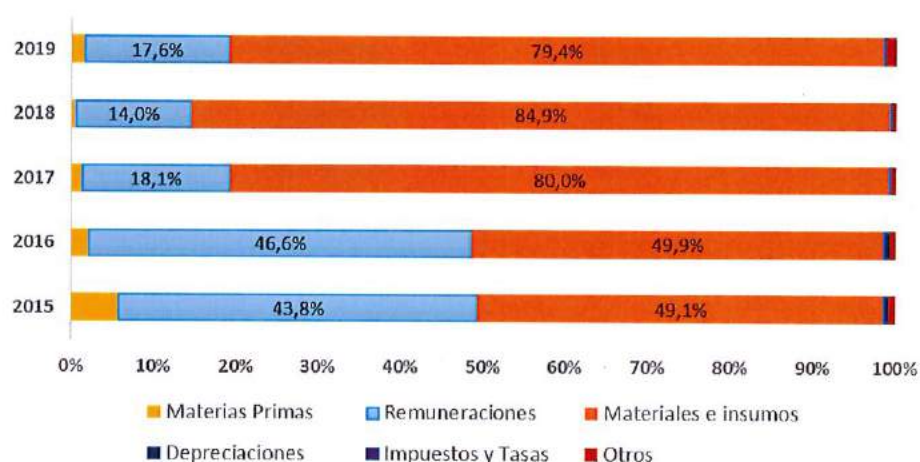


Gráfico 2.14. Estructura de costos de Gas Natural en %, elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 2.2.5. Estructura de costos de Pórtland

La línea de negocio Pórtland es la que presenta la estructura de costos más diversificada dentro de todas las líneas de negocio de la empresa analizadas en este capítulo del documento. Existen cuatro conceptos importantes, ellos son Materiales e insumos, que los últimos años representan prácticamente el 30% de los costos del área, Servicios Contratados que se lleva algo menos del 25%, Materias Primas que se ubica cercano al 20% del total de costos de Pórtland, y Remuneraciones que explica algo más del 17% del total de costos de esta línea de negocio de la empresa.

Es importante considerar que durante los años 2015 y 2016 principalmente, se reconoció una pérdida por deterioro de activos fijos del área Pórtland, lo cual afectaba el resultado de la línea



de negocio vía costos principalmente depreciaciones. Por este motivo, se aprecia de forma clara en los gráficos siguientes que dicho concepto de gasto aparece de forma importante en los primeros años analizados, para luego tener un peso marginal en el total de la estructura del área.

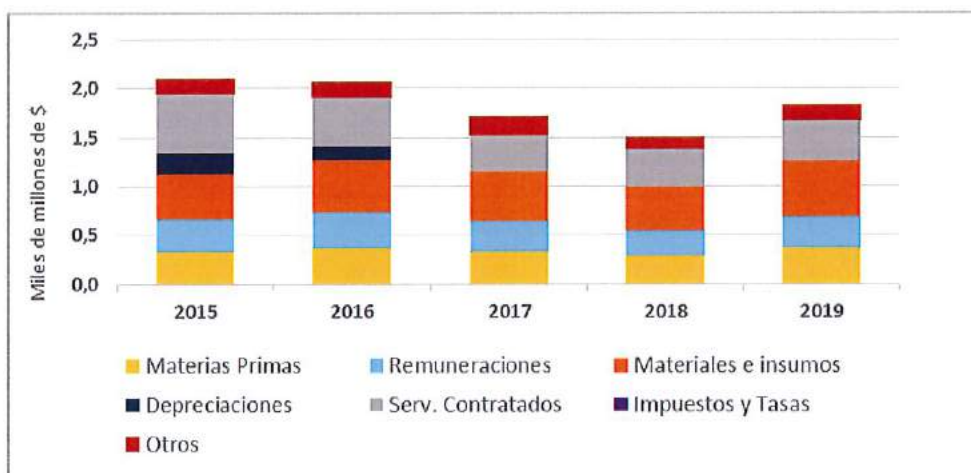


Gráfico 2.15. Estructura de costos de Pórtland en miles de millones de pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

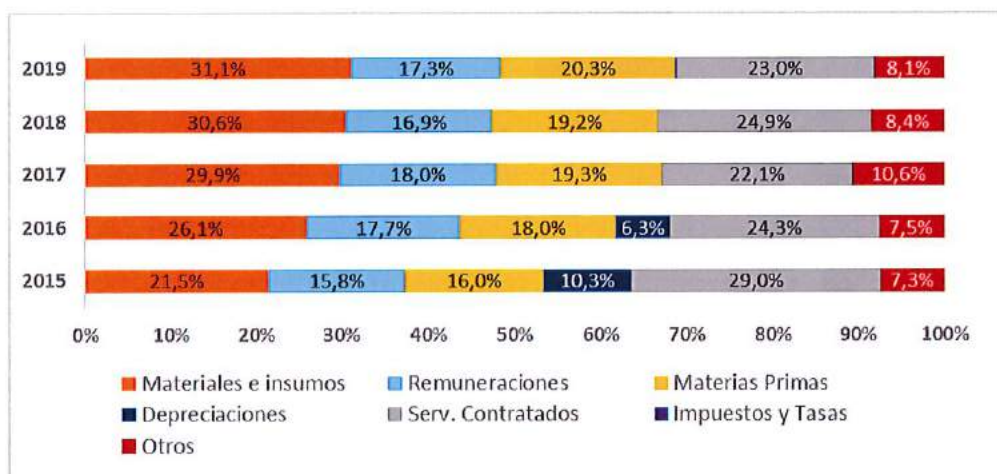


Gráfico 2.16. Estructura de costos de Pórtland en %, elaboración propia. Fuente ANCAP.

### 3. SUBSIDIARIAS. Sus líneas de negocio, resultados e interacción con ANCAP.

El siguiente capítulo pone foco en realizar un recorrido por las empresas subsidiarias del Grupo ANCAP, sus principales actividades, la participación que tiene ANCAP como socio o propietario en las mismas, y los resultados económico financieros de los últimos cinco ejercicios.

El esquema presentado a continuación muestra todas las empresas vinculadas del Grupo ANCAP, incluso señalando las que se encuentran en proceso de liquidación. Las flechas en el esquema tienen por significado mostrar como es el proceso de participación accionaria de ANCAP o alguna de sus subsidiarias en la empresa respectivamente señalada. No se describe en este esquema la participación de otros accionistas en las que sí los tienen, que se pasará a describir cuando se detallen cada una de las empresas subsidiarias.

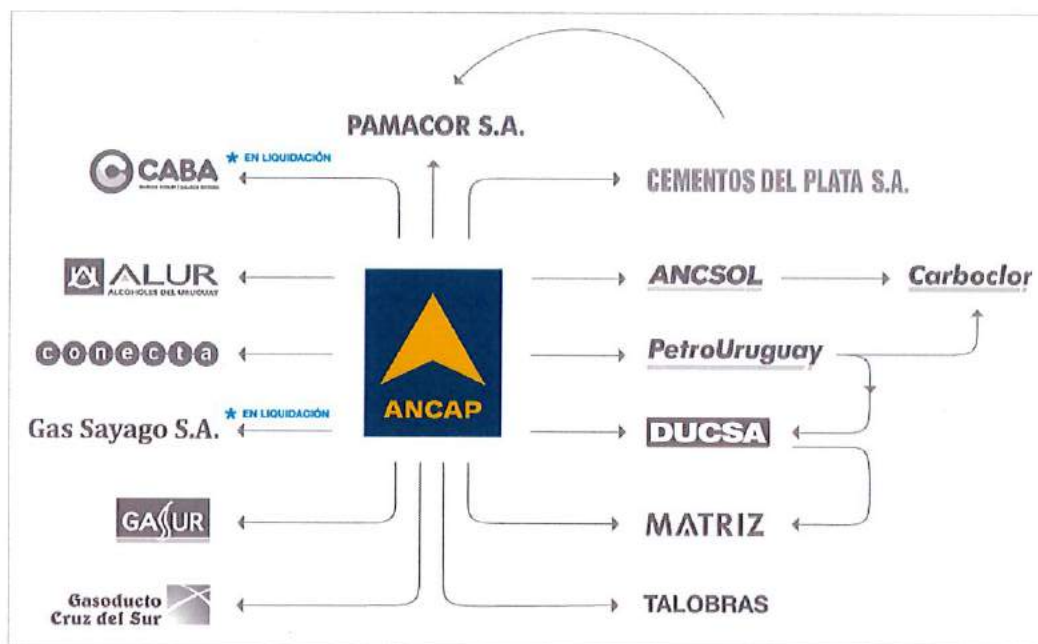


Figura 3.1. Empresas del Grupo ANCAP. Fuente ANCAP.

#### 3.1. Distribuidora Uruguaya de Combustibles S.A. – DUCSA

La Distribuidora Uruguaya de combustibles es una sociedad anónima abierta de capital estatal, donde ANCAP es la propietaria del 99,77% del capital accionario, quedando el restante 0,23% en manos de la empresa Petrouuguay S.A. El núcleo del negocio de DUCSA es la distribución de combustibles y lubricantes de ANCAP.

En relación a la distribución de combustibles líquidos compite en la distribución con AXION y PETROBRAS y también con Christophersen en el caso de combustibles marítimos. En el caso del GLP su competencia es con ACODIKE, RIOGAS y MEGAL y en materia de distribución de lubricantes de marca ANCAP compite con otras 50 marcas, obteniendo resultados positivos en cada línea de negocio mencionada.

Con respecto a la participación de mercado con la que cuenta esta empresa vinculada, en gasolinas aumentó respecto a 2018 en un punto porcentual ubicándose en el 61% del mercado, mientras que en gasoil también se dio un incremento, en este caso de medio punto porcentual para llegar hasta el 58% del mercado. En el mercado de GLP prácticamente

mantuvo la participación de 19%, mientras que logró aumentarla en el mercado de lubricantes con un 54% del mercado con las líneas ANCAP y Chevron-Texaco. Finalmente, en el mercado bunkers aumentó también la participación en el último ejercicio respecto al 2018, tanto para gasoil marino como para fueloil marino, llegando a un 24% del mercado.

Estados de Resultados					
Miles de \$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	34,211,485	35,037,977	38,563,220	42,045,007	44,642,016
Costo de ventas	32,680,279	33,267,705	36,878,810	40,402,237	42,830,670
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>1,531,206</b>	<b>1,770,272</b>	<b>1,684,410</b>	<b>1,642,770</b>	<b>1,811,346</b>
Otros ingresos	13,308	12,583	10,032	27,169	26,410
Gastos Adm. y Ventas	972,918	995,229	985,695	960,419	1,012,113
<b>Result. Operativo</b>	<b>571,596</b>	<b>787,626</b>	<b>708,747</b>	<b>709,520</b>	<b>825,643</b>
Result. Financiero	85,281	80,793	106,989	151,932	179,302
<b>EBT</b>	<b>656,877</b>	<b>868,419</b>	<b>815,736</b>	<b>861,452</b>	<b>1,004,945</b>
IRAE	(145,613)	(202,962)	(187,277)	(200,164)	(211,851)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>511,264</b>	<b>665,457</b>	<b>628,459</b>	<b>661,288</b>	<b>793,094</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	4.48%	5.05%	4.37%	3.91%	4.06%
EBIT	1.67%	2.25%	1.84%	1.69%	1.85%
EBT	1.92%	2.48%	2.12%	2.05%	2.25%
Margen Neto	1.49%	1.90%	1.63%	1.57%	1.78%
ROA	11.25%	13.57%	11.57%	10.97%	12.29%
ROC	60.28%	78.47%	74.10%	77.97%	93.52%
ROE	16.45%	19.54%	16.54%	15.34%	16.34%

**Cuadro 3.1.** DUCSA: Estado de Resultados en miles de pesos y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

Con respecto a los resultados de DUCSA se presentan los dos cuadros precedentes, donde el primero se muestra en miles de pesos uruguayos y representa el Estado de Resultados de los últimos cinco años de la empresa. Estos resultados se presentan robustos y esto se aprecia en los ratios de rentabilidad que se adjuntan en el segundo cuadro. La rentabilidad de la empresa sobre la facturación supera el 1,5% por año, pero demuestra que es un negocio con márgenes acotados en relación a los ingresos por ventas que presenta la empresa. Luego, ya sea que se analiza el retorno sobre el activo, o sobre el capital de los accionistas, o incluso sobre el patrimonio de la firma, los ratios demuestran una empresa con absoluta solvencia y buenos niveles de retornos respectivos.

Asimismo, DUCSA tiene 3 subsidiarias de la que es propietaria 100%.<sup>26</sup>

### 3.2. Alcoholes del Uruguay S.A. – ALUR

Alcoholes del Uruguay, en adelante ALUR, es una de las empresas vinculadas donde ANCAP participa con el 90,79% del paquete accionario, y donde el restante 9,21% se encuentra en propiedad de Petróleos de Venezuela S.A. Uruguay (PDVSA Uruguay). Sus principales líneas de negocio son la producción y comercialización de etanol combustible, biodiésel, alimento

<sup>26</sup> WINIMAX (su objeto principal es ser la propietaria de inmuebles ubicados en la Ciudad de la Costa). /CELEMYR (es concesionario operador de estaciones de servicio del sello ANCAP / DBS (presta servicios de mantenimiento, mano de obra de instalación y equipamiento del Sistema de Control Vehicular (SISCONVE) utilizado por ANCAP, así como también el sistema para flotas privadas).

animal y azúcar. También produce y comercializa pero a menor escala etanol solvente a granel, etanol potable, etanol en gel envasado, así como también solventes ANCAP y energía eléctrica.

Al cierre del ejercicio 2019 ALUR facturó 217 MMUSD, de los cuales 158 MMUSD corresponden a los Biocombustibles vendidos a ANCAP, los que explican el 73% de los ingresos de la empresa. Por otra parte, las otras dos fuentes destacables de ingreso fueron el alimento animal, que llegó al 20% del total de la facturación del año, y la venta de azúcar que alcanzó el 4,5%, como se muestra en el gráfico a continuación.

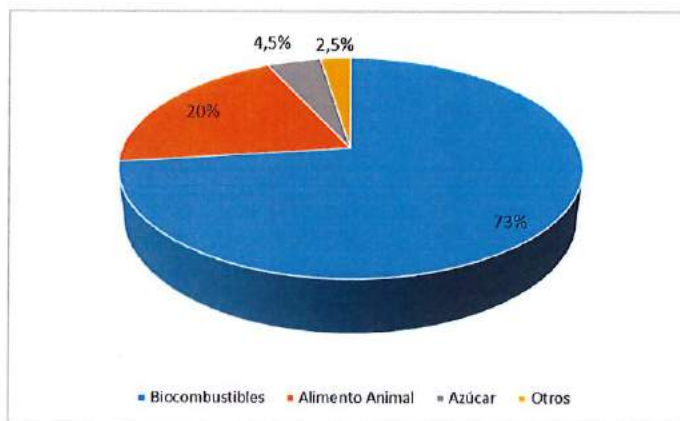


Gráfico 3.1. ALUR: Participación en % de las distintas fuentes de facturación 2019. Fuente: ANCAP.

Durante el último ejercicio se le entregó a ANCAP un mayor volumen de biocombustibles que el presupuestado en aproximadamente un 5%, y también en comparación con el 2018, con un aumento en el volumen entregado del 3% en ese caso. Sin embargo la facturación de biocombustibles a ANCAP fue menor a la presupuestada en un 6%, y en relación al año anterior también se logró gastar un 7% menos en la adquisición de biocombustibles.

Estados de Resultados					
Miles de \$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	6,957,681	7,487,350	6,650,670	7,085,780	7,747,860
Costo de ventas	5,540,962	6,216,138	5,477,541	5,698,361	6,448,529
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>1,416,719</b>	<b>1,271,212</b>	<b>1,173,129</b>	<b>1,387,419</b>	<b>1,299,331</b>
Otros ingresos	109,861	103,919	96,272	120,329	153,795
Costos Fijos	1,126,144	1,360,583	1,144,488	924,978	913,898
<b>Result. Operativo</b>	<b>400,436</b>	<b>14,548</b>	<b>124,913</b>	<b>582,770</b>	<b>539,228</b>
Result. Financiero	(333,411)	(285,103)	(172,398)	(246,210)	(63,844)
<b>EBT</b>	<b>67,025</b>	<b>(270,555)</b>	<b>(47,485)</b>	<b>336,560</b>	<b>475,384</b>
IRAE	(400)	(431)	(426)	(689)	(992)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>66,625</b>	<b>(270,986)</b>	<b>(47,911)</b>	<b>335,871</b>	<b>474,392</b>
Ratios de rentabilidad					
	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	20.36%	16.98%	17.64%	19.58%	16.77%
EBIT	5.76%	0.19%	1.88%	8.22%	6.96%
EBT	0.96%	-3.61%	-0.71%	4.75%	6.14%
Margen Neto	0.96%	-3.62%	-0.72%	4.74%	6.12%
ROA	0.54%	-2.66%	-0.53%	3.46%	4.45%
ROC	2.01%	-8.18%	-1.45%	10.13%	14.31%
ROE	1.62%	-7.23%	-1.32%	7.58%	8.48%

Cuadro 3.2. ALUR: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente: ANCAP.

Se observa en el cuadro 3.2. que luego de un 2016 deficitario, se comenzó a transitar un camino de mejora que ha llevado a que el resultado observado en el último ejercicio haya sido el más elevado de los últimos cinco. Esto último relacionado a una disminución de los costos fijos de la empresa, dado que en términos de utilidad bruta, si bien la empresa presenta ciertas fluctuaciones, se observa una tendencia decreciente en los costos fijos desde 2016 en adelante.

Lo mencionado en el párrafo anterior, se reconoce en los ratios de rentabilidad, donde luego de la caída en todos los ratios en 2016 respecto al ejercicio anterior, todos comienzan un proceso de mejora sostenido incluso hasta el 2019, mejorando por tanto el rendimiento de la empresa sobre la propia facturación, sobre el activo de la empresa, pero también sobre el capital propio del accionista y el patrimonio de la firma.

### 3.3. Cementos del Plata S.A. – CDP

Cementos del Plata es la cementera vinculada a ANCAP cuyo paquete accionario pertenece en un 99,8% a la propia ANCAP, y el restante 0,2% está en manos de Loma Negra C.I.A.S.A. Las actividades principales de la empresa son la compra, distribución y comercialización de cementos, clinker y otros productos, así como también la producción y venta de cal en el Departamento de Treinta y Tres.

En relación a las ventas por unidad de negocio para el último ejercicio cerrado, se comercializaron 317.571 ton de cementos en el mercado local, de los cuales 2.856 fueron de cemento ensacado y 13.763 ton de cemento granel adquirido a Cementos Artigas, el resto fue producción de Cementos del Plata. Sobre las ventas de la unidad de cal, las mismas fueron de 119.016 ton de cal viva, de las cuales en una gran proporción fueron exportadas a la Compañía de Generación Termo Eléctrica de Electrobras, y tan solo en el orden de 500 ton fueron colocadas en el mercado local.

Estados de Resultados					
Miles de \$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	1,967,618	1,701,961	2,154,364	2,067,985	2,580,060
Costo de ventas	1,849,954	1,661,368	2,024,718	2,027,052	2,395,866
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>117,664</b>	<b>40,593</b>	<b>129,646</b>	<b>40,933</b>	<b>184,194</b>
Otros ingresos	58	5,216	171	1,224	-
Gastos Adm. y Ventas	1,704,341	164,609	110,742	122,720	134,197
<b>Result. Operativo</b>	<b>(1,586,619)</b>	<b>(118,800)</b>	<b>19,075</b>	<b>(80,563)</b>	<b>49,997</b>
Result. Fin. Y Otros	16,694	16,331	(1,684)	(10,780)	9,708
<b>EBT</b>	<b>(1,569,925)</b>	<b>(102,469)</b>	<b>17,391</b>	<b>(91,343)</b>	<b>59,705</b>
IRAE	32,653	(115)	(116)	(143)	15,554
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(1,537,272)</b>	<b>(102,584)</b>	<b>17,275</b>	<b>(91,486)</b>	<b>75,259</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	5.98%	2.39%	6.02%	1.98%	7.14%
EBIT	-80.64%	-6.98%	0.89%	-3.90%	1.94%
EBT	-79.79%	-6.02%	0.81%	-4.42%	2.31%
Margen Neto	-78.13%	-6.03%	0.80%	-4.42%	2.92%
ROA	-67.94%	-3.72%	0.63%	-3.41%	2.67%
ROC	-50.72%	-3.38%	0.71%	-3.48%	2.86%
ROE	-112.38%	-8.11%	1.35%	-6.59%	5.14%

Cuadro 3.3. CDP: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente: ANCAP.

Los números de Cementos del Plata han sido cambiantes y así los expresan tanto los resultados de los últimos cinco ejercicios, como los ratios de rentabilidad. Particularmente el año 2015 está impactado por el deterioro de activos fijos que tienen efecto en las depreciaciones y por tanto generan un dato no esperado para los Gastos de dicho año, afectando así el resultado de la empresa. Asimismo, desde 2016 en adelante se han presentado ejercicios deficitarios y superavitarios, alternando entre ellos, explicados los déficit por años en los cuales el costo de venta es elevado respecto a la facturación que finalmente se consigue, haciendo por tanto que la ganancia generada en el proceso productivo no sea lo suficientemente buena para afrontar luego los Gastos de Administración y Ventas. De todas formas, se destaca que el último ejercicio presentó los mejores resultados de los últimos cinco años, reflejado también en los ratios de rentabilidad, aunque pareciera que todavía le falta camino por recorrer a la firma para alcanzar umbrales deseables de retornos sobre ventas, activos, capital y patrimonio.

### 3.4. Gas Uruguay S.A. (GASUR)

GASUR es otra de las empresas subsidiarias de ANCAP cuya actividad principal es el suministro de propano a granel y el envasado de supergás. Para cumplir con sus cometidos gestiona dos plantas de envasado que son propiedad de ANCAP ubicadas las mismas en la zona de La Tablada (tercerizando la operación en ACODIKE y RIOGAS). El capital accionario de la empresa se encuentra conformado por ANCAP con una participación del 40%, mientras que el restante 60% se divide en partes iguales, un 30% para Acodike Supergas S.A. y otro tanto para Riogás S.A.

Estados de Resultados					
Miles de \$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	1,375,213	1,389,208	1,401,321	1,811,784	1,905,239
Costo de ventas	1,303,309	1,287,898	1,328,612	1,680,145	1,806,465
Utilidad Bruta	71,904	101,310	72,709	131,639	98,774
Otros Ingresos	-	-	1,071	-	-
Gastos Adm. y Ventas	13,433	16,035	19,189	19,342	21,574
<b>Result. Operativo</b>	<b>58,471</b>	<b>85,275</b>	<b>54,591</b>	<b>112,297</b>	<b>77,200</b>
Result. Fin.	(1,755)	(1,147)	283	1,461	2,939
EBT	56,716	84,128	54,874	113,758	80,139
IRAE	(13,980)	(21,990)	(13,891)	(28,631)	(20,021)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>42,736</b>	<b>62,138</b>	<b>40,983</b>	<b>85,127</b>	<b>60,118</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	5.23%	7.29%	5.19%	7.27%	5.18%
EBIT	4.25%	6.14%	3.90%	6.20%	4.05%
EBT	4.12%	6.06%	3.92%	6.28%	4.21%
Margen Neto	3.11%	4.47%	2.92%	4.70%	3.16%
ROA	27.58%	46.72%	22.29%	40.37%	16.29%
ROC	427.36%	621.38%	409.83%	851.27%	601.18%
ROE	106.41%	177.59%	92.55%	221.63%	129.21%

Cuadro 3.4. GASUR: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

GASUR es una empresa que genera resultados positivos en todos los ejercicios que se analizan, llegando a su mejor desempeño en el 2018. El Estado de Resultados se presenta nuevamente en miles de pesos uruguayos, por lo que queda claro que esta subsidiaria pasa a ser una de las de mejor rendimiento para ANCAP. Incluso en esa línea, presenta retornos bastante elevados sobre el capital y el patrimonio, y sobre los fondos de los accionistas. De cualquier manera, el

retorno sobre el activo de la empresa presentó su menor nivel en el último ejercicio, pero esto se debe al reconocimiento de los activos por derecho de arrendamiento tras actualización de normas contables.

### 3.5. Gasoducto Cruz del Sur S.A.

En esta empresa vinculada, la participación accionaria de ANCAP es minoritaria, con el 20% del paquete accionario de la compañía. El resto de los propietarios son accionistas privados, entre los cuales se encuentran SHELL con el 40% de participación, a su vez cumpliendo el rol de operador técnico de las actividades, Pan American Energy con un 30% de las acciones y Wintershall con el 10% restante de participación en el capital accionario de la empresa.

Su principal actividad y núcleo de negocio es el transporte de gas natural desde Punta Lara, Argentina, hasta los departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo, abasteciendo de forma directa a industrias, a las distribuidoras del mencionado energético y a las centrales termoeléctricas de Punta del Tigre. Dado el escaso desarrollo del mercado de gas natural, la actividad de la empresa se ha visto afectada.

Estados de Resultados					
USD	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	10,633,016	10,229,846	10,044,570	7,633,362	5,820,781
Costo de ventas	8,813,836	8,756,521	8,760,208	8,611,070	8,910,624
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>1,819,180</b>	<b>1,473,325</b>	<b>1,284,362</b>	<b>(977,708)</b>	<b>(3,089,843)</b>
Otros ingresos	213,817	279,260	312,009	227,224	296,105
Gastos Adm. y Ventas	2,133,637	2,088,635	2,405,833	2,414,534	2,419,101
<b>Result. Operativo</b>	<b>(100,640)</b>	<b>(336,050)</b>	<b>(809,462)</b>	<b>(3,165,018)</b>	<b>(5,212,839)</b>
Result. Financiero	(3,112,806)	1,112,627	960,414	(1,173,452)	(1,475,863)
<b>EBT</b>	<b>(3,213,446)</b>	<b>776,577</b>	<b>150,952</b>	<b>(4,338,470)</b>	<b>(6,688,702)</b>
IRAE	(3,254,425)	1,044,576	1,349,472	(2,541,074)	728,436
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(6,467,871)</b>	<b>1,821,153</b>	<b>1,500,424</b>	<b>(6,879,544)</b>	<b>(5,960,266)</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	17.11%	14.40%	12.79%	-12.81%	-53.08%
EBIT	-0.95%	-3.28%	-8.06%	-41.46%	-89.56%
EBT	-30.22%	7.59%	1.50%	-56.84%	-114.91%
Margen Neto	-60.83%	17.80%	14.94%	-90.12%	-102.40%
ROA	-7.92%	2.02%	1.56%	-7.14%	-6.29%
ROC	-7.10%	2.00%	1.65%	-7.55%	-6.54%
ROE	-8.09%	2.12%	1.62%	-7.54%	-6.66%

Cuadro 3.5. GCDS: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

El cuadro de resultados de Gasoducto Cruz del Sur es el único que se muestra en dólares, dado que resulta ser la moneda manejada para la concesión. Más allá de los malos resultados observados en el ejercicio 2015, debido principalmente a resultados financieros por diferencia de cambio que fue desfavorable para la compañía por su posición en dólares en dicho año, es importante analizar que en términos de resultado operativo la empresa resulta ser una firma deficitaria en los cinco años que se muestran. Este fenómeno se ve potenciado por la realidad de los últimos años, en la que se ingresó en un período de transición mientras se negociaban aspectos tarifarios para los segundos quince años de la concesión.

La empresa enfrenta el desafío de próximos años en los que debe procurar la venta de transporte interrumpible a UTE para generación térmica, si quiere mejorar los números actuales.

### 3.6. Conecta S.A.

Conecta es una empresa dedicada a la distribución de gas natural por cañería, tanto en el sur del país con excepción del departamento de Montevideo (Colonia, San José, Canelones), como en la ciudad de Paysandú, y permite que accedan a dicho energético clientes residenciales, comerciales e industriales. ANCAP participa con el 45% de las acciones de la compañía, mientras que el restante 55% de las mismas, luego del retiro de PETROBRAS de dicho mercado pasaron a ser propiedad del Fideicomiso Distribución de Gas Natural desde el 30 de setiembre de 2019 (acciones que pasaron a manos del Estado Uruguayo por el momento). El fideicomitente es justamente el Estado Uruguayo, quien nombró como fiduciario a la Corporación Nacional para el Desarrollo.

La empresa funciona bajo un régimen de concesión de obra pública, la cual fuera otorgada en 2002 por un plazo de 30 años. A diciembre de 2019 tiene una cantidad total de 5.675 clientes, de los cuales 5.367 son clientes residenciales, 299 son de carácter comercial y 9 clientes son industriales. Dada una mejora en la competitividad precio del energético a lo largo del año 2019, la cantidad de clientes mejoró respecto al cierre del 2018, principalmente focalizados en el sur y particularmente en el sector industrial con un aumento de las cantidades vendidas.

Estados de Resultados					
\$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	249,786,694	254,992,744	270,973,601	337,063,513	361,739,192
Costo de ventas	445,759,702	387,966,175	376,181,077	287,641,496	257,355,633
Utilidad Bruta	(195,973,008)	(132,973,431)	(105,207,476)	49,422,017	104,383,559
Otros ingresos	2,622,396	3,595,035	1,941,888	1,078,394	1,237,146
Gastos Adm. y Ventas	109,258,264	114,346,761	122,475,400	166,989,963	2,132,276
Result. Operativo	(302,608,876)	(243,725,157)	(225,740,988)	(116,489,552)	103,488,429
Result. Financiero	(26,085,447)	(3,139,119)	8,410,130	3,522,018	(8,910,053)
EBT	(328,694,323)	(246,864,276)	(217,330,858)	(112,967,534)	94,578,376
IRAE	(105,530)	(115,110)	(125,160)	(132,820)	(7,000,227)
Resultado Ejercicio	(328,799,853)	(246,979,386)	(217,456,018)	(113,100,354)	87,578,149

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	-78.46%	-52.15%	-38.83%	14.66%	28.86%
EBIT	-121.15%	-95.58%	-83.31%	-34.56%	28.61%
EBT	-131.59%	-96.81%	-80.20%	-33.52%	26.15%
Margen Neto	-131.63%	-96.86%	-80.25%	-33.55%	24.21%
ROA	-75.45%	-98.02%	-296.21%	-140.61%	59.96%
ROC	-31.68%	-23.80%	-51.06%	-23.32%	114.59%
ROE	-144.48%	1273.22%	-635.80%	574.31%	129.01%

Cuadro 3.6. Conecta: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

Los números de Conecta muestran una mejora marcada a partir del 2018 principalmente por una baja en los costos de ventas, asociados a una caída en el costos del gas. Esto permitió que para los últimos dos ejercicios la empresa pasara a generar valor a partir del proceso productivo, antes de descontar los costos fijos. En ese sentido, los resultados tanto de 2018 como de 2019 se encuentran afectados por el pago de honorarios que realizó la empresa, en el primero de los años mencionados por cuestiones asociadas al proceso arbitral llevado adelante



contra el Estado Uruguayo por algo más de 85 millones de pesos, los cuales año siguiente fueron reembolsados por el accionista mayoritario de la compañía. Esto hace que los Gastos de administración y ventas una vez descontado ese reembolso en 2019, presente un valor muy menor dado que se imputó como un gasto negativo el reembolso de esos honorarios.

En definitiva, sin ese efecto, el resultado de 2018 no hubiera sido tan deficitario como fue, pero tampoco el resultado en 2019 alcanzó el nivel de superávit mostrado, sino que apenas estuvo en zona positiva. De todas formas esto no es para nada despreciable conociendo el historial de la empresa, además de que el costo de venta siguió cayendo, mientras el ingreso por ventas de gas en pesos corrientes volvió a aumentar.

Por último, en relación a los ratios de rentabilidad, vale mencionar que la empresa tuvo patrimonio negativo en los ejercicios 2016 y 2018, por lo que no tienen sentido los niveles observados de ROE para esos años, así como también los ratios de 2019 tienen el sesgo mencionado de presentar una rentabilidad que de no ser por el reembolso mencionado hubiera sido bastante menor.

### 3.7. Gas Sayago S.A.

Esta sociedad anónima fue creada para llevar adelante el proyecto de instalación de una planta regasificadora, en la cual ANCAP participa hasta el día de hoy con el 20,65% del paquete accionario de la misma. El resto del capital accionario pertenece a UTE, que posee el 79,35% de las acciones de la empresa. Dada la cancelación del proyecto mencionado, la empresa ya no cuenta con personal propio activo, llevando actualmente adelante un proceso de disolución y liquidación en el cual se ingresó a partir del 31 de diciembre de 2019 (proceso llevado adelante con personal perteneciente a sus accionistas).

Estados de Resultados					
Miles de \$	2015	2016	2017	2018	2019
Resultados Diversos	(1,506)	(177,426)	(44,062)	(10,739)	(684)
Gastos Adm. y Ventas	119,946	264,019	168,450	154,353	109,205
<b>Result. Operativo</b>	<b>(121,452)</b>	<b>(441,445)</b>	<b>(212,512)</b>	<b>(165,092)</b>	<b>(109,889)</b>
Result. Fin. Y Liq.	(24,894)	36,789	(52,303)	(200,931)	(752,450)
<b>EBT</b>	<b>(146,346)</b>	<b>(404,656)</b>	<b>(264,815)</b>	<b>(366,023)</b>	<b>(862,339)</b>
IRAE	69,011	(108,504)	(25,565)	(323,930)	(407,376)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(77,335)</b>	<b>(513,160)</b>	<b>(290,380)</b>	<b>(689,953)</b>	<b>(1,269,715)</b>

Cuadro 3.7. GSSA: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

Al ser una empresa en proceso de liquidación no tiene sentido mostrar ratios de rentabilidad porque de hecho, es una empresa que no llegó a generar ingresos por su actividad principal. El cuadro referido al Estado de Resultados de la firma se presenta en miles de pesos uruguayos, y si bien se han ido disminuyendo los gastos de administración, el proceso de liquidación ha traído consigo los costos asociados al mismo, por lo que el resultado de la empresa se ha visto deteriorado.

### 3.8. Ancsol S.A. / Carboclor S.A.

Estas empresas se pueden considerar como un "Grupo" en el cual ANCAP concentra ciertas actividades de interés en Argentina. Al momento de presentar los resultados económicos, los Balances publicados por ANCAP son el consolidado que incluye a ambas empresas.

ANCSOL es una empresa que funciona en la República Argentina y su actividad principal es participar en dicho país de forma directa o como socia de otras empresas, en las diversas fases de la operación petrolera, a saber: prospección, exploración, producción, refinación, almacenaje, distribución, transporte y comercialización de combustibles derivados de petróleo. ANCAP es la poseedora del 100% del capital accionario de la empresa.

Para el caso de Carboclor nos encontramos en presencia de una empresa argentina, que es controlada por ANCAP por medio de ANCSOL S.A., de la cual se posee el 84,11% del capital accionario. El restante 15,89% de acciones se encuentran en propiedad de otros accionistas privados, cotizando las mismas en la Bolsa de Valores de Buenos Aires. Existe una cantidad sumamente marginal de acciones de la empresa en posesión de Petrouruguay S.A. (también subsidiaria de ANCAP), pero con menos del 0,01% del capital total. La empresa cambió su giro y principal actividad luego de discontinuar las relacionadas a la producción y refinación de hidrocarburos, pasando a focalizarse en la actividad logística portuaria y almacenamiento.

A pesar del fuerte enlentecimiento de la actividad industrial en 2019 en Argentina, y de verse afectado el nivel de ocupación de la terminal, la empresa mantiene rentabilidad positiva estabilizando el EBITDA y sus flujos operativos. De esta manera, habiendo a su vez acordado con los acreedores la salida del concurso al discontinuar las actividades mencionadas previamente, y obteniendo flujos positivos a partir de la actividad logística, la empresa logró sustentabilidad e independencia financiera.

Estados de Resultados					
En miles \$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	1,758,703	1,809,010	135,086	231,082	219,701
Costo de ventas	1,480,175	1,593,247	96,958	110,454	113,491
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>278,528</b>	<b>215,763</b>	<b>38,128</b>	<b>120,628</b>	<b>106,210</b>
Otros ingresos	2,551	10,200	390	538	130
Gastos de distribución	174,341	195,759	58,734	48,266	34,592
Gastos Adm. y Ventas	142,278	165,176	78,738	56,545	38,767
Otros Gastos	8,215	26,188	7,777	-	575
<b>Result. Operativo</b>	<b>(43,755)</b>	<b>(161,160)</b>	<b>(106,731)</b>	<b>16,355</b>	<b>32,406</b>
Result. Fin. E inv.	(84,879)	(167,635)	33,462	(6,230)	22,193
<b>EBT</b>	<b>(128,634)</b>	<b>(328,795)</b>	<b>(73,269)</b>	<b>10,125</b>	<b>54,599</b>
IRAE	17,842	(143,616)	12,489	(16,947)	(6,165)
Res. Op. Discontinuadas			(821,755)	178,901	(3,655)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(110,792)</b>	<b>(472,411)</b>	<b>(882,535)</b>	<b>172,079</b>	<b>44,779</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	15.84%	11.93%	28.22%	52.20%	48.34%
EBIT	-2.49%	-8.91%	-79.01%	7.08%	14.75%
EBT	-7.31%	-18.18%	-54.24%	4.38%	24.85%
Margen Neto	-6.30%	-26.11%	-653.31%	74.47%	20.38%
ROA	-7.76%	-48.90%	-298.94%	27.10%	8.28%
ROC	-18.73%	-79.87%	-326.26%	21.49%	5.59%
ROE	-29.69%	331.94%	123.59%	49.90%	12.45%

Cuadro 3.8. ANCSOL: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

Se observa de forma clara que para el caso de este grupo de dos empresas, el cambio de estrategia comenzado a operar a partir de 2017 dio por resultado mejorar los números finales de las firmas. Si bien se dejó de operar en determinados negocios y eso se observa en un nivel

de ingresos por ventas del orden del 10% al que se tenía previo al 2017, se logró resultados operativos positivos a partir de 2018, y mejoró los ratios de rentabilidad hacia el último ejercicio, corrigiendo el patrimonio negativo que tuvo hasta 2017 inclusive a partir de un aporte de capital de los accionistas.

Carboclor S.A. se encuentra en estos momentos en un proceso de ofrecimiento de venta de sus acciones.

### 3.9. Petrouuguay S.A.

Petrouuguay es una empresa que también opera en la República Argentina y que es un 100% propiedad de ANCAP. El principal objeto de la empresa es realizar las actividades de prospección, exploración, perforación, explotación, producción, comercialización, importación y exportación de hidrocarburos líquidos y gaseosos y sus derivados. En el ejercicio 2019 la actividad que desarrolló con mayor intensidad fue la de comercialización de transporte de gas.

Estados de Resultados					
§ Arg.	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	50,676,047	68,080,666	34,021,837	46,355,210	47,169,930
Costo de ventas	38,826,483	43,948,874	20,746,851	61,922,978	50,106,107
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>11,849,564</b>	<b>24,131,792</b>	<b>13,274,986</b>	<b>(15,567,768)</b>	<b>(2,936,177)</b>
Otros Ingresos	(27,676)	134,318	227,046,876	958,735	
Gastos Adm. y Ventas	8,302,039	11,158,336	26,273,817	19,918,052	11,545,026
<b>Result. Operativo</b>	<b>3,519,849</b>	<b>13,107,774</b>	<b>214,048,045</b>	<b>(34,527,085)</b>	<b>(14,481,203)</b>
Result. Fin.	28,258,399	15,373,955	15,513,700	40,640,309	26,988,515
<b>EBT</b>	<b>31,778,248</b>	<b>28,481,729</b>	<b>229,561,745</b>	<b>6,113,224</b>	<b>12,507,312</b>
IRAE	(9,450,182)	(9,579,438)	(88,821,842)	(39,754,869)	(8,694,139)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>22,328,066</b>	<b>18,902,291</b>	<b>140,739,903</b>	<b>(33,641,645)</b>	<b>3,813,173</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	23.38%	35.45%	39.02%	-33.58%	-6.22%
EBIT	6.95%	19.25%	629.15%	-74.48%	-30.70%
EBT	62.71%	41.84%	674.75%	13.19%	26.52%
Margen Neto	44.06%	27.76%	413.68%	-72.57%	8.08%
ROA	10.51%	9.65%	29.91%	-13.96%	1.99%
ROC	15.37%	10.97%	46.34%	-25.24%	2.78%
ROE	15.37%	10.97%	46.34%	-25.24%	2.78%

Cuadro 3.9. Petrouuguay S.A.: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente: ANCAP.

Los números de Petrouuguay se presentan en Pesos Argentinos, dado que es la moneda funcional de la empresa. Dada la situación del vecino país respecto del proceso inflacionario y de pérdida de valor de la moneda local, los balances son reexpresados siguiendo las reglas contables respectivas.

Con respecto al ejercicio 2017 que se destaca sobre el resto, hay que considerar que en dicho año se realizó la venta de la participación en el área Aguada de la Arena, por lo que generó un ingreso extraordinario de más de 227 millones de pesos argentinos de ese momento, lo que generó una ganancia adicional pero no propia de las actividades principales de la compañía. De no ser por dicha venta, ya en el 2017 la empresa hubiera presentado números negativos en el resultado operativo, al igual que lo hizo en 2018 y 2019.

### 3.10. Compañía ANCAP de Bebidas y Alcoholes S.A. – CABA

El principal giro de esta firma era el añejamiento y la elaboración de bebidas alcohólicas, su comercialización en plaza y en el exterior. Esta empresa se encuentra en proceso de liquidación desde el año 2017, y ha traspasado parte de sus actividades secundarias a ALUR, fundamentalmente lo relacionado a la comercialización de alcoholes y solventes. Durante el ejercicio 2019 se continuó con las acciones necesarias para la valorización de los activos, desde los stocks de bebidas, como la venta de marcas y dominios. También se viene trabajando en la liquidación de los pasivos, esperando que en el ejercicio que transcurre se culmine con el proceso y quede formalmente disuelta la firma. Se presentan los resultados de los últimos cinco ejercicios simplemente a los efectos de ilustrar como se viene desarrollando este proceso.

Estados de Resultados					
En \$	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	519,558,650	538,747,643	431,769,671	127,017,466	15,296,275
Costo de ventas	426,396,582	445,864,823	336,854,845	154,747,853	(4,756,330)
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>93,162,068</b>	<b>92,882,820</b>	<b>94,914,826</b>	<b>(27,730,387)</b>	<b>20,052,605</b>
Otros ingresos	1,437,734	4,797,930	1,416,145	309,638	586,125
Gastos de distribución	17,790,374	20,542,690	15,910,655	20,217,926	-
Gastos Adm. y Ventas	79,417,274	80,938,381	79,994,623	126,286,299	(3,108,860)
Otros Gastos	188,366	357,546	402,119	768,545	924,500
<b>Result. Operativo</b>	<b>(2,796,212)</b>	<b>(4,157,867)</b>	<b>23,574</b>	<b>(174,693,519)</b>	<b>22,823,090</b>
Result. Fin. Y Perd. Det.	(19,552,308)	(15,262,374)	(10,643,854)	(9,045,967)	(8,492,636)
<b>EBT</b>	<b>(22,348,520)</b>	<b>(19,420,241)</b>	<b>(10,620,280)</b>	<b>(183,739,486)</b>	<b>14,330,454</b>
IRAE	(6,549,671)	(2,865,008)	(94,500)	(133,440)	(144,360)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(28,898,191)</b>	<b>(22,285,249)</b>	<b>(10,714,780)</b>	<b>(183,872,926)</b>	<b>14,186,094</b>

Cuadro 3.10. CABA: Estado de Resultados. Fuente ANCAP.

### 3.11. Matriz – Asistencia Técnica y Servicios S.A.

Esta empresa vinculada de ANCAP es una sociedad anónima cerrada de derecho privado, con un capital accionario que se encuentra 99% en manos de ANCAP y el restante 1% en poder de DUCSA. La principal línea de negocio de Matriz es prestar servicios de consultoría, asesoramiento y asistencia técnica relacionados a la gestión de procesos industriales, administración, control de gestión, tecnología, administración pública y dirección y gobierno de empresas.

Sobre el cierre del ejercicio 2019 se encontraba participando en proyectos tanto en la propia ANCAP como en otras empresas vinculadas al Grupo, lo que determinó unas 14.000 horas aproximadamente dedicadas a los diferentes asesoramientos. Esto significa un incremento de horas de consultoría del orden del 68% en relación a las del ejercicio 2018, fundamentalmente relacionado con una diversificación operada en las áreas de especialización, incorporando las áreas de ingeniería civil, ingeniería eléctrica, minería, gestión del cambio y gestión de proyectos.

Estados de Resultados					
§	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	13,307,158	12,828,283	11,177,386	14,642,101	25,873,195
Costo de servicios prestados	15,816,285	13,880,937	9,936,632	13,746,121	22,188,551
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>(2,509,127)</b>	<b>(1,052,654)</b>	<b>1,240,754</b>	<b>895,980</b>	<b>3,684,644</b>
Gastos Adm. y Ventas	751,362	1,075,212	816,937	1,027,837	1,336,204
<b>Result. Operativo</b>	<b>(3,260,489)</b>	<b>(2,127,866)</b>	<b>423,817</b>	<b>(131,857)</b>	<b>2,348,440</b>
Result. Financiero	714,313	(28,182)	(51,353)	519,989	655,425
<b>EBT</b>	<b>(2,546,176)</b>	<b>(2,156,048)</b>	<b>372,464</b>	<b>388,132</b>	<b>3,003,865</b>
IRAE	450,381	(457,212)	(56,275)	(365,258)	(744,996)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(2,095,795)</b>	<b>(2,613,260)</b>	<b>316,189</b>	<b>22,874</b>	<b>2,258,869</b>

Ratios de rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019
Margen Bruto	-18.86%	-8.21%	11.10%	6.12%	14.24%
EBIT	-24.50%	-16.59%	3.79%	-0.90%	9.08%
EBT	-19.13%	-16.81%	3.33%	2.65%	11.61%
Margen Neto	-15.75%	-20.37%	2.83%	0.16%	8.73%
ROA	-10.02%	-20.08%	2.72%	0.15%	13.17%
ROC	-15.52%	-19.36%	2.34%	0.17%	16.73%
ROE	-17.44%	-27.79%	3.25%	0.23%	18.82%

**Cuadro 3.11.** Matriz: Estado de Resultados y Ratios de rentabilidad. Fuente ANCAP.

Esta empresa consultora hacia el último ejercicio muestra los mejores resultados de los últimos cinco años. Genera el resultado operativo más elevado, a partir de generar un buen margen de ganancia bruta, es decir, al descontar de los ingresos por ventas, los costos de los servicios prestados, antes de descontar los gastos de administración. Ya en el 2017 había generado ganancias genuinas, y no apalancadas en los resultados financieros como si lo hizo en 2018. Los ratios de rentabilidad se posicionan en niveles por demás interesantes en 2019.

### 3.12. Pamacor S.A.

Pamacor es una empresa subsidiaria de ANCAP, de la cual posee el 99% de las acciones de forma directa, y el 1% restante se encuentra en posesión de Cementos del Plata. El objeto de esta empresa es la prospección, exploración y explotación de recursos minerales y subproductos de éstos. En octubre de 2002 Pamacor en conjunto con ANCAP constituyeron un consorcio denominado "Consortio Minero del Uruguay", por el cual llevan adelante las actividades detalladas previamente, donde Pamacor se encarga de realizar todas las gestiones necesarias para la obtención y vigencia de los permisos mineros, mientras que ANCAP brinda la capacidad técnica y financiera necesaria para cumplir con el objeto del Consorcio.

Tal y como se observa en el cuadro siguiente donde se presenta el Estado de Resultados de la empresa, la misma es una firma menor, hasta marginal dentro del Grupo ANCAP considerando el nivel de actividad y facturación que tiene. El cuadro está presentado en pesos uruguayos y el dato que llama la atención es un deterioro por activos intangibles de más de un millón de pesos que declaran en 2018 y que afecta por tanto el resultado de la empresa en dicho año.

Estados de Resultados					
§	2015	2016	2017	2018	2019
Ingreso por ventas	-	226,172	222,874	198,490	134,727
Costo de servicios prestados	-	-	-	3,908	-
<b>Utilidad Bruta</b>	-	<b>226,172</b>	<b>222,874</b>	<b>194,582</b>	<b>134,727</b>
Gastos Adm. y Ventas	333,002	240,055	207,556	1,247,863	319,226
<b>Result. Operativo</b>	<b>(333,002)</b>	<b>(13,883)</b>	<b>15,318</b>	<b>(1,053,281)</b>	<b>(184,499)</b>
Result. Financiero	184,948	(6,477)	(43,940)	182,268	234,892
<b>EBT</b>	<b>(148,054)</b>	<b>(20,360)</b>	<b>(28,622)</b>	<b>(871,013)</b>	<b>50,393</b>
IRAE	-	(3,870)	(54,050)	(53,812)	(57,418)
<b>Resultado Ejercicio</b>	<b>(148,054)</b>	<b>(24,230)</b>	<b>(82,672)</b>	<b>(924,825)</b>	<b>(7,025)</b>

Cuadro 3.12. Pamacor: Estado de Resultados. Fuente ANCAP.

### 3.13. Talobras S.A.

En el caso de la empresa TALOBRAS, la misma es una sociedad anónima de la cual ANCAP posee el 33,33% del capital accionario, mientras que el resto de los accionistas de la firma son Orodone S.A. y PETROBRAS, también cada uno con el 33,33%. La misma nunca habría llegado a desarrollar sus actividades, que eran la de prestar servicios "intoplane" de combustibles de aviación, Jet A1 y Avgas en la terminal del Aeropuerto Internacional de Carrasco, a través de la operación y mantenimiento de plantas de almacenaje y despacho, sistema de ductos y equipos móviles tales como camiones refuellers, camionetas y dispensadoras en pista (Servicers) y todas las actividades conexas.

#### 4. REFINERÍA DE LA TEJA – Análisis de rentabilidad y valor agregado

El presente apartado atiende a lo solicitado en el literal E) del artículo 237 de la ley 19889<sup>27</sup>

##### 4.1. Rentabilidad

###### 4.1.1. Según los EEFF de ANCAP

La ganancia neta, también conocida como el resultado final de una empresa es una medida de rentabilidad después de contabilizar todos los costos e impuestos. En este apartado incluiremos por tanto este resultado que surge de los Estados Financieros (EEFF) de la empresa, específicamente del Estado de Resultados.

La empresa ANCAP publica tanto los Estados Financieros Individuales como los Estados Financieros Consolidados. En estos últimos se incluyen los resultados de todas las empresas en las que ANCAP tiene participación. Por este motivo aquí se analizarán los resultados de los Estados Financieros Individuales. De todos modos vale aclarar que se incluyen otras actividades de ANCAP, como por ejemplo Pórtland, y ya no sólo la refinería como se analizará en el apartado de Valor Agregado. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la actividad correspondiente a combustibles líquidos constituye el rubro principal de la empresa y representa aproximadamente el 95% de los ingresos de la compañía estatal.

En el cuadro 4.1 se reproducen los Estados de Resultados Individuales de ANCAP en el período 2015-2019.

Estado de Resultados	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos Netos	48.260.873.937	46.913.916.486	50.149.098.964	59.055.349.434	59.522.273.394
Costo de Ventas	-42.043.993.545	-35.230.951.503	-41.781.054.882	-47.866.546.873	-49.446.403.013
<b>Ganancia bruta</b>	<b>6.216.880.392</b>	<b>11.682.964.983</b>	<b>8.368.044.082</b>	<b>11.188.802.561</b>	<b>10.075.870.381</b>
Otros Ingresos	208.181.091	192.279.179	192.122.469	238.091.044	791.224.757
Resultado por deterioro de créditos comerciales			-209.272.744	-33.984.240	-21.161.500
Gastos de Administración y Ventas	-5.378.961.348	-5.287.400.564	-6.104.728.659	-5.900.101.072	-6.434.743.179
Otros gastos	-4.269.498.642	-7.124.509.639	-186.506.132	-197.953.731	-367.508.551
<b>Resultado operativo</b>	<b>-3.223.398.507</b>	<b>-536.666.041</b>	<b>2.059.659.016</b>	<b>5.294.854.562</b>	<b>4.043.681.908</b>
Ingresos financieros	2.379.876.197	651.258.557	294.498.381	72.699.146	145.780.052
Costos financieros	-8.915.165.292	-726.515.731	-922.402.917	-2.725.991.058	-3.251.229.301
<b>Costos financiero neto</b>	<b>-6.535.289.095</b>	<b>-75.257.174</b>	<b>-627.904.536</b>	<b>-2.653.291.912</b>	<b>-3.105.449.249</b>
Resultado por participación en subsidiarias	-1.257.568.150	-381.853.252	1.105.249	666.680.096	1.041.261.998
Resultado antes de impuestos	-11.016.255.752	-993.776.467	1.432.859.729	3.308.242.746	1.979.494.657
Resultado por impuesto a la renta	5.072.242.335	1.429.312.616	308.224.596	-453.919.777	-515.213.521
<b>Resultado del Ejercicio (\$)</b>	<b>-5.944.013.417</b>	<b>435.536.149</b>	<b>1.741.084.325</b>	<b>2.854.322.969</b>	<b>1.464.281.136</b>
<b>Resultado del Ejercicio (USD)</b>	<b>-217.512.509</b>	<b>14.439.609</b>	<b>60.714.841</b>	<b>92.898.209</b>	<b>41.533.570</b>

**Cuadro 4.1.** Estado de Resultados de Estados Financieros Individuales de ANCAP, en pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

El resultado final del ejercicio aquí analizado surge de tomar los ingresos netos menos los costos de ventas (ganancia bruta), luego se consideran otros ingresos y gastos como los gastos de administración y ventas (GAVs) obteniendo el resultado operativo. Por último se suma el

<sup>27</sup> Art. 234 lit. E) "Un estudio sobre la rentabilidad y el aporte de valor de la Refinería La Teja, incluyendo el análisis de los estados de resultados del negocio de combustibles de ANCAP en los últimos cinco años".

resultado financiero (ingresos menos costos financieros) y finalmente se obtiene el resultado antes de impuestos considerando además el resultado por participación en subsidiarias. Por último se llega al resultado final del ejercicio al considerar el IRAE.

Si bien los Estados Financieros se presentan en pesos uruguayos, en el cuadro anterior se calculan los resultados de cada año expresados en dólares (considerando el tipo de cambio promedio anual) ya que muchas veces se está más familiarizado con los resultados de las empresas en moneda extranjera.

En el período analizado (2015-2019) se observa que ANCAP tuvo un resultado positivo excepto en 2015 cuando registró una pérdida de aproximadamente \$ 5.944 millones (USD 217,5 millones). A partir de 2016 el resultado fue positivo y creciente durante tres años. Las ganancias fueron de: \$ 435,5 millones (USD \$ 14,4 millones) en 2016, \$ 1.741 millones (USD 60,7 millones) en 2017 y \$ 2.854,3 millones (USD 92,9 millones) en 2018. En 2019 el resultado fue positivo alcanzando los \$1.464,3 millones (USD 41,5 millones).

#### 4.1.2. Según metodología ANCAP para refinerías

En este apartado se presenta el cálculo de margen de refinación realizado y publicado por ANCAP desde hace unos años, que constituye una medida de valor generado por la refinería.

El cálculo que realiza la empresa evalúa la decisión económica de suministrar todos los combustibles derivados del petróleo vía refinarlos en el país o importarlos. El Margen de Refinación entonces se calcula como la diferencia entre el costo de suministrar vía importaciones y el costo de suministro refinando en el país.

La metodología utilizada para el cálculo de este margen se encuentra estandarizada y es muy utilizada en la industria petrolera a nivel mundial. A continuación se resume la metodología y cómo se realiza el cálculo en las diferentes alternativas de suministro evaluadas.

En la **alternativa de suministro con refinación nacional**, se utiliza un indicador del costo en salida de refinería de la canasta de combustibles obtenida en base a la refinación de petróleo.

El costo de la canasta de derivados en salida de refinería tiene dos grandes componentes: por un lado el costo del petróleo y por otro todos los costos de operación y mantenimiento. En el caso del petróleo la metodología utilizada considera las compras de petróleo procesado en el año a precios *Profile*<sup>28</sup> (según metodología de Benchmarking Solomon).

Los costos de operación y mantenimiento incluyen costos laborales, otros insumos, energéticos y todos los costos de mantenimiento de la refinería y surgen del sistema contable.

En la **alternativa de suministro con importaciones** de la canasta de derivados, se utiliza la metodología de URSEA de Precio de Paridad de Importación (PPI) calculados a la salida de la refinería para ser comparable con la alternativa de refinación en el país.

El **margen de refinación** surge de considerar entonces la diferencia entre el valor de la canasta de derivados a precios PPI (valor de los productos), los costos de petróleo (costos de las cargas) y los costos de operación y mantenimiento como se señala en el diagrama siguiente.

<sup>28</sup> Estos precios corresponden a precios de *Benchmark* internacionales definidos en la metodología realizada por la empresa *Solomon Associates* (conocida como Solomon), que es utilizada a nivel internacional en la industria petrolera.



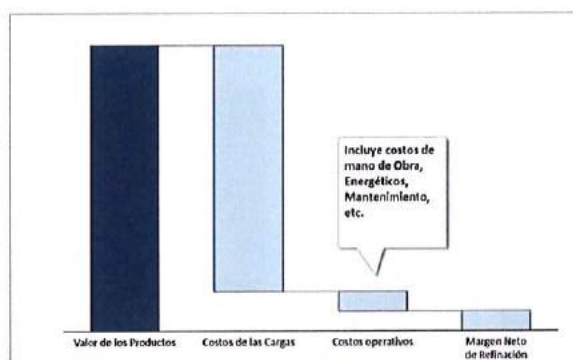


Figura 4.1. Margen de Refinación (conceptual). Fuente ANCAP.

A modo de ejemplo se muestra el cálculo para el año 2018 realizado por ANCAP en miles de dólares, el que se representa en la figura a continuación.

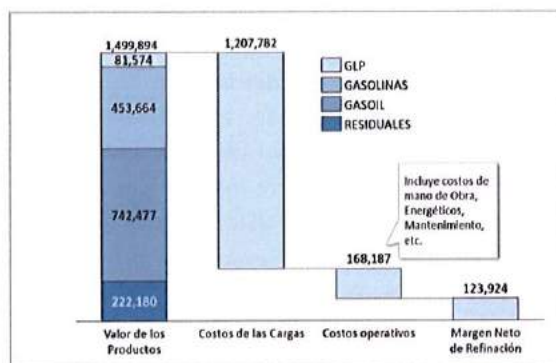


Figura 4.2. Margen de Refinación 2018. Fuente ANCAP.

Para el 2018 el valor de la canasta de bienes vendidos valorados a precios de PPI fue de USD 1.499 millones. Los costos de petróleo a valores *Profile* fueron de USD 1.207,8 millones y los costos operativos de USD 168,2 millones.

Por lo tanto el margen neto de refinación, que surge de la diferencia entre el valor de los productos y los costos de petróleo y operativos se ubicó en USD 123,9 millones.

En cuanto a la evolución del Margen Bruto de la Refinería, se cuenta con el período 2016 – 2019 de acuerdo con la información proporcionada por ANCAP, lo que se puede observar en el gráfico 4.1., el que muestra además los barriles de crudo procesados (eje secundario).

En 2016 el Margen Bruto fue de USD 69 millones, en 2017 se ubicó en USD 30 millones (debido a que en ese año se realizó una parada por mantenimiento), en 2018 fue de USD 124 millones y por último en 2019 de USD 126.

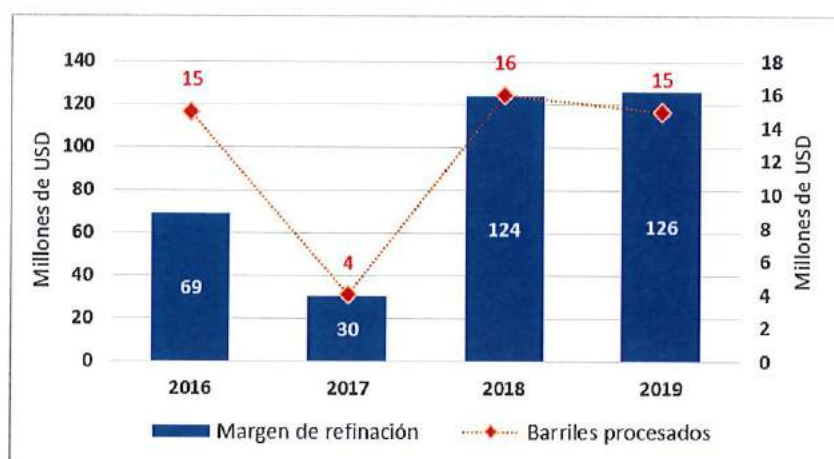


Gráfico 4.1. Evolución del Margen de Refinación. Fuente ANCAP

Cabe destacar que en 2018 y 2019 el margen aumentó a nivel internacional debido a que los derivados se valorizaron más que el petróleo en comparación con el año 2016.

Una alternativa para presentar la información del margen de refinación es en términos de barriles de petróleo procesados. A continuación, el gráfico 4.2 muestra la evolución del margen por barril, indicando por lo tanto el valor obtenido por refinar un barril de petróleo ante la alternativa de importar los derivados. El margen por barril muestra una evolución creciente en los últimos años, alcanzando los 8,4 USD por barril en 2019.

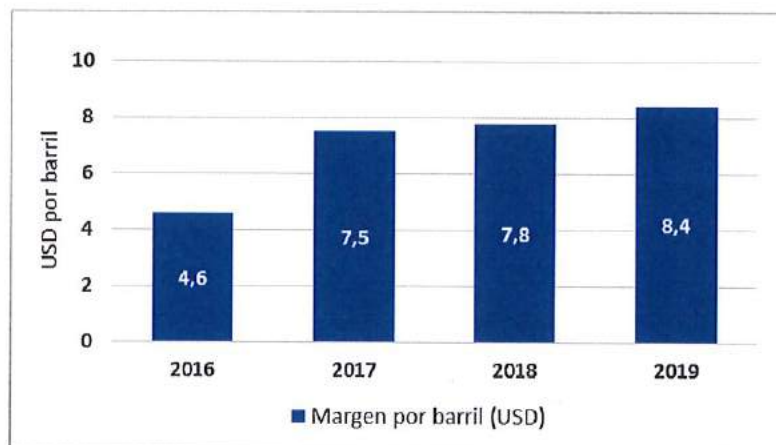


Gráfico 4.2. Evolución del Margen por barril. Fuente ANCAP

En resumen se puede apreciar que entre las opciones de refinar e importar los productos derivados (a precio PPI) se observa un margen positivo asociado a la refinación del crudo.

## 4.2. Valor Agregado

En el presente apartado se realiza un cálculo del Valor Agregado de las actividades productivas de la refinería de la Teja, para los años 2015 a 2019 con información proveniente de los Estados Financieros de ANCAP y con información adicional brindada por la empresa.

El Valor Agregado se define como valor económico adicional que adquieren los bienes y servicios al ser transformados durante un proceso productivo. Es decir que el Valor Agregado es aquel que un determinado proceso productivo agrega al consumo intermedio, o sea a los insumos utilizados para su producción. El consumo intermedio está conformado por materias primas, materiales, insumos y electricidad, entre otros. En el consumo intermedio no se consideran los costos de producción como los costos laborales, los costos financieros, la depreciación y los impuestos sobre la producción, porque todos ellos forman parte del valor agregado.

En otras palabras, el valor agregado es la remuneración a los diferentes factores de producción que intervienen en un proceso productivo y está formado por: salarios (remuneración al trabajo), depreciaciones, utilidades, intereses (remuneraciones al capital), e impuestos menos subvenciones a la producción (remuneración al Estado).

El enfoque metodológico utilizado implica contar con información referente específicamente a la actividad de refinación y no a la empresa ANCAP en su conjunto. Los Estados Financieros (balances) son una fuente fundamental de información, sin embargo los mismos muestran la información para la empresa en su conjunto y no siempre puede desagregarse la actividad de refinación. Los balances incluyen Pórtland, Gas natural y las oficinas centrales, motivo por el cual se solicitó a ANCAP un conjunto de información específica.

El cálculo del Valor Agregado realizado aquí, se obtiene de considerar los **Ingresos Netos** y se le restan los **costos de materias primas, insumos, materiales, luz, agua, servicios contratados y las depreciaciones**.

El cuadro 4.2 muestra las cifras calculadas del Valor Agregado en pesos corrientes y en dólares (considerando el tipo de cambio promedio anual interbancario). A los ingresos netos se restan los fletes (ya que no se consideran tampoco en los gastos) y se agregan los ingresos financieros. Luego se resta el consumo intermedio (costos de insumos, materias primas, materiales y servicios contratados). En el Anexo 2 se detalla la forma de cálculo y la información utilizada.

Cálculo de Valor Agregado de la Refinería					
	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos netos	46.620.997.876	45.288.545.220	47.787.762.312	56.388.496.768	56.857.011.948
Fletes	-807.877.974	-890.463.359	-813.437.390	-821.892.526	-856.457.076
Ingresos financieros	2.378.142.109	642.964.227	296.629.617	69.855.607	138.831.988
Materia prima, insumos y servicios contr	-37.387.345.526	-29.984.418.973	-34.902.949.748	-41.863.823.598	-43.337.009.712
<b>VA Refinería (\$)</b>	<b>10.803.916.484</b>	<b>15.056.627.115</b>	<b>12.368.004.790</b>	<b>13.772.636.250</b>	<b>12.802.377.148</b>
<b>VA Refinería (USD)</b>	<b>395.353.580</b>	<b>499.182.006</b>	<b>431.295.279</b>	<b>448.251.042</b>	<b>363.132.744</b>

**Cuadro 4.2.** Cálculo del Valor Agregado de la refinería, elaboración propia. Fuente ANCAP

Aplicando la metodología descrita, el valor agregado de la refinería se ubicó en el período en estudio entre 363 millones de dólares y 499 millones de dólares anuales. Esto significa que la producción de derivados de petróleo en el país generó estos valores, que corresponden a los diferentes factores productivos asociados al proceso de refinación.

#### 4.2.1. Composición del valor agregado

Con el objetivo de descomponer el valor agregado y cuantificar las remuneraciones a los diferentes factores productivos, se realizaron un conjunto de cálculos que se describen en el Anexo 3. Luego de agrupar la información en los diferentes factores productivos se llega a la desagregación del Valor Agregado en pesos que se muestra en el cuadro a continuación:

Composición de VA (\$)					
	2015	2016	2017	2018	2019
Salarios	2.974.119.590	3.263.110.795	3.600.451.014	3.345.797.357	3.625.389.331
Depreciaciones y Amortizaciones	1.344.557.970	1.315.069.233	1.331.461.090	1.348.904.307	1.270.252.670
Impuestos, tasas y contribuciones	748.650.607	2.970.483.500	2.104.499.633	2.069.222.096	1.547.456.834
Otros	1.567.261.318	1.536.029.647	1.656.171.662	1.509.912.321	1.849.026.519
Costos financieros	4.169.326.999	69.589.750	621.413.442	2.739.728.539	3.284.391.309
Utilidad después de impuestos	0	5.902.344.191	3.054.007.949	2.759.071.631	1.225.860.485
<b>Total valor agregado</b>	<b>10.803.916.484</b>	<b>15.056.627.115</b>	<b>12.368.004.790</b>	<b>13.772.636.250</b>	<b>12.802.377.148</b>

**Cuadro 4.3.** Composición del Valor Agregado de la Refinería en pesos, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Vale aclarar que el concepto "Otros" no se pudo desagregar y es de esperar que incluya diferentes tipo de gastos que deberían estar en los demás ítems.

Análogamente a lo realizado en los apartados anteriores, se muestra el mismo cuadro de composición del Valor Agregado en dólares:

Composición de VA (USD)					
	2015	2016	2017	2018	2019
Salarios	108.833.572	108.184.003	125.554.409	108.893.978	102.832.276
Depreciaciones y Amortizaciones	49.202.140	43.599.333	46.430.519	43.902.108	36.030.054
Impuestos, tasas y contribuciones	27.395.778	98.482.343	73.387.808	67.345.927	43.892.805
Otros	57.351.644	50.924.975	57.753.779	49.142.354	52.446.672
Costos financieros	152.570.446	2.307.154	21.669.840	89.168.562	93.160.045
Utilidad después de impuestos	0	195.684.199	106.498.925	89.798.112	34.770.893
<b>Total valor agregado</b>	<b>395.353.580</b>	<b>499.182.006</b>	<b>431.295.279</b>	<b>448.251.042</b>	<b>363.132.744</b>

**Cuadro 4.4.** Composición del VA de la Refinería en dólares, elaboración propia. Fuente ANCAP

Los cuadros 4.3 y 4.4 muestran que por un lado los salarios o la remuneración al factor trabajo se ha ubicado la mayor parte del período en el entorno de los USD 108 millones y en el 2019 se redujo a aproximadamente USD 103 millones. Las depreciaciones y amortizaciones también se mantienen en valores relativamente constante (entre USD 44 y USD 49 millones entre 2015 y 2018) y también muestra una reducción en 2019. Los impuestos (se incluyen aquellos asociados a la producción como el impuesto a la renta IRAE, impuesto al patrimonio y tasas) son variables y se debe al valor del IRAE que varía según la ganancia. Los costos financieros también muestran un comportamiento muy variable, explicado fundamentalmente por la diferencia de cambio. El rubro "Otros", es bastante constante en el tiempo. Por último, la utilidad después de impuestos también varía según el año. A continuación se muestra gráficamente la composición del Valor Agregado en dólares.

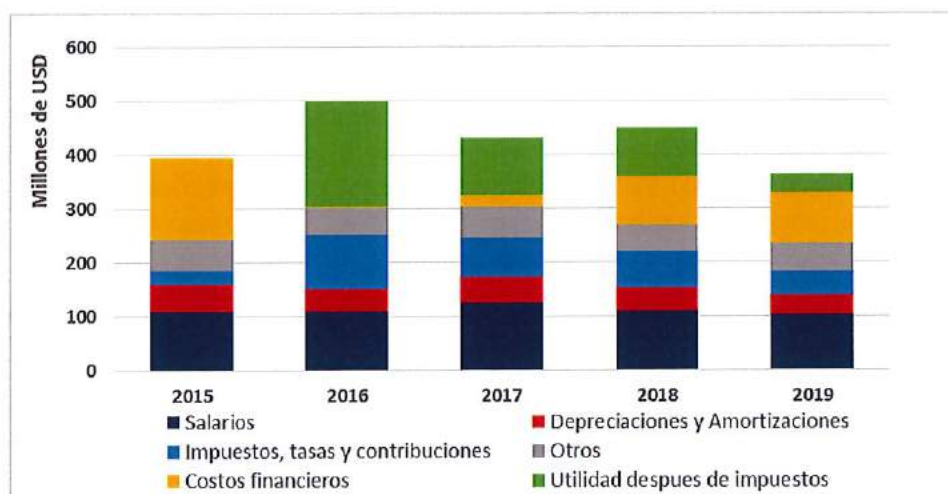


Gráfico 4.3. Composición del VA de la Refinería en dólares, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Al analizar la composición del Valor Agregado en términos porcentuales (cuadro 4.5 y gráfico 4.4) se observa una gran variación del aporte de cada factor productivo al Valor Agregado. Esto se debe a los diferentes valores que toman algunos ítems. Sin embargo se observa que los salarios mantienen cierta estabilidad en su participación entre 22% y 29%, así como las depreciaciones y amortizaciones se ubican entre 9% y 12%. La utilidad después de impuestos presenta una participación muy diferente según el año. Los costos financieros también muestran gran disparidad alcanzando en 2015 casi al 39% del Valor Agregado.

Composición de VA (%)	2015	2016	2017	2018	2019
Salarios	27,5%	21,7%	29,1%	24,3%	28,3%
Depreciaciones y Amortizaciones	12,4%	8,7%	10,8%	9,8%	9,9%
Impuestos, tasas y contribuciones	6,9%	19,7%	17,0%	15,0%	12,1%
Otros	14,5%	10,2%	13,4%	11,0%	14,4%
Costos financieros	38,6%	0,5%	5,0%	19,9%	25,7%
Utilidad después de impuestos	0,0%	39,2%	24,7%	20,0%	9,6%
Total valor agregado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Cuadro 4.5. Composición del VA de la Refinería en porcentaje, elaboración propia. Fuente ANCAP

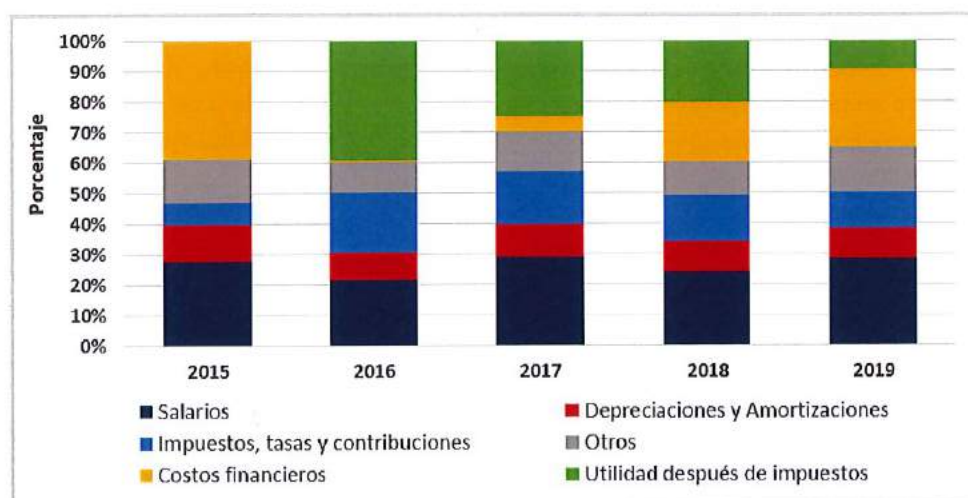


Gráfico 4.4. Composición del VA de la Refinería en porcentaje, elaboración propia. Fuente ANCAP

#### 4.2.2. Valor agregado del Banco Central del Uruguay

El Banco Central del Uruguay, en sus Cuentas Nacionales calcula de acuerdo a determinada metodología, el Valor Agregado o Producto Interno Bruto (PIB) y lo publica de acuerdo a diferentes aperturas. En el cuadro de PIB por industrias (serie anual a precios constantes), dentro del apartado de Industria manufacturera aparece la línea "Fabricación de coque, productos de la refinación del petróleo y combustible nuclear" que corresponde a la actividad de la refinería de ANCAP ya que en el país no se produce coque ni combustible nuclear.

Cabe aclarar que la metodología utilizada por el BCU es diferente a la definida anteriormente en este informe para el cálculo del Valor Agregado. Debido al diferente enfoque metodológico es que los valores calculados aquí y los publicados por el BCU son diferentes.

El cuadro 4.6 muestra los valores publicados por la institución monetaria, del Valor Agregado para la actividad de la refinería.

Valor Agregado de la Refinería del BCU					
	2015	2016	2017	2018	2019
Valor agregado (\$)	18.703.407.654	17.065.360.962	12.643.740.377	22.604.742.211	17.868.302.100
Valor agregado (USD)	684.423.947	565.778.846	440.910.691	735.705.137	506.825.060

**Cuadro 4.6.** Valor Agregado de la Refinería en pesos y en dólares, elaboración propia. Fuente BCU.

El Valor Agregado Bruto (VAB) de esta industria surge por diferencia entre el valor de la producción y el consumo intermedio, midiendo el valor añadido en el proceso productivo.

Si se comparan los valores del BCU con los calculados en la sección anterior de este informe, en primer lugar se observa que para todos los años el valor del BCU es mayor, ubicándose entre 441 millones de dólares y 735 millones de dólares en el período considerado. En particular para el 2015 y 2018 la diferencia es significativa.

Estas diferencias se explican por los distintos abordajes metodológicos en el registro de la producción y el consumo intermedio. En el Anexo 4 se presentan algunas acotaciones sobre la metodología BCU para mayor comprensión.

Dado que el BCU calcula el Valor Agregado para los distintos sectores de actividad y dentro de la industria manufacturera para las diferentes ramas, es de interés mostrar cómo se compone el Valor Agregado de la industria manufacturera y analizar el peso de la refinería en la misma.

La refinación de petróleo es la cuarta rama industrial en generación de Valor Agregado o PIB industrial con un peso significativo en el total de la industria manufacturera de entre un 8% y un 11% dependiendo del año (no incluyendo el 2017 ya que su actividad fue menor debido al paro por mantenimiento de la refinería).

<b>Industria manufacturera por rama en pesos (BCU)</b>					
	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Refinación de petróleo	17.868.302	22.604.742	12.643.740	17.065.361	18.703.408
Productos alimenticios, bebidas y tabaco	87.360.409	95.475.539	101.149.545	97.290.075	108.389.813
Productos textiles, de cuero y calzado	5.377.474	5.650.894	5.167.945	6.009.773	5.829.186
Productos de madera, papel e imprentas	29.314.701	26.779.325	25.712.905	40.798.585	42.591.909
Productos químicos, caucho y plástico	23.478.983	25.488.759	27.107.515	26.052.248	27.939.497
Productos minerales no metálicos	5.794.885	5.291.361	5.620.223	6.586.013	7.345.246
Maquinaria y equipo, metálica, eléctrica, etc	15.322.693	16.128.958	15.967.081	14.986.206	16.339.205
Material de transporte	2.273.859	609.932	902.733	548.746	624.380
Otras industrias manufactureras	6.001.742	5.674.630	5.524.478	4.026.696	4.169.423
<b>Total industria manufacturera</b>	<b>192.793.049</b>	<b>203.704.140</b>	<b>199.796.164</b>	<b>213.363.704</b>	<b>231.932.066</b>
Peso de refinería en VA industrial	9,3%	11,1%	6,3%	8,0%	8,1%

**Cuadro 4.7.** V.A. de Industria Manufacturera por Rama en pesos, elaboración propia. Fuente BCU.

## 5. SUBSIDIOS DIRECTOS E INDIRECTOS ENTRE LAS DISTINTAS ACTIVIDADES Y LÍNEAS DE NEGOCIOS DE ANCAP

El presente apartado atiende al literal F) del artículo 237 de la ley 19.889<sup>29</sup>.

### 5.1. Subsidios directos

Se entiende como subsidio directo, un aporte o asistencia principalmente de tipo económica, con el objetivo de financiar parte de un servicio o cubrir parte de los costos de un producto, a los efectos que se incentive el consumo del mismo a un costo más accesible para el consumidor.

En este sentido, los únicos subsidios que atienden esta definición, son el del transporte colectivo de pasajeros incluido en el precio del gasoil y el subsidio focalizado de 15% al precio del GLP que alcanza a un conjunto de la población de bajos ingresos.

#### 5.1.1. Fideicomiso del transporte de pasajeros

Por el Decreto N° 347/006 de fecha 28 de setiembre de 2006 se constituyó un fideicomiso de administración, a través del cual se implementó una política dirigida al sector del transporte colectivo de pasajeros, con el objetivo de lograr un abatimiento del costo de dicho servicio público. El artículo 276 de la ley 18.362 de fecha 6 de octubre de 2008, autorizó a ANCAP a transferir directamente al fideicomiso mencionado, los fondos provenientes de la recaudación adicional del precio del gasoil, financiando de esta manera el fideicomiso, y por tanto, el subsidio directo hacia el costo del transporte colectivo de pasajeros.

Por tanto, en el precio del litro de gasoil se encuentra un cargo a estos efectos (del orden de los 3.5 \$/l) que se detalla en el cuadro siguiente:

Año	Subsidio (\$)	Gasoil (lts)	\$/litro GO	%/Precio de GO	TC Prom.	Subsidio USD
2015	3,480,237,302	1,088,935,326	3.196	8.3%	27.327	127,355,264
2016	3,213,304,156	988,708,971	3.250	8.4%	30.163	106,531,318
2017	3,275,762,630	949,221,278	3.451	8.6%	28.676	114,233,597
2018	3,423,159,908	982,537,287	3.484	8.6%	30.725	111,412,853
2019	3,281,488,309	941,873,797	3.484	8.6%	35.255	93,078,664

**Cuadro 5.1.** Peso en el precio del gasoil del subsidio al transporte colectivo y montos anuales. Elaboración propia. Fuente ANCAP.

Obsérvese que en términos corrientes, el valor por litro de gasoil destinado al fideicomiso del transporte de pasajeros ha crecido levemente en los últimos cinco años, en consonancia con el precio del energético. Dados los litros vendidos, la recaudación total en pesos corrientes se ha mantenido constante, con una leve tendencia a la baja, que se potencia cuando la misma se observa en dólares, teniendo en cuenta la evolución del tipo de cambio en este período. En

<sup>29</sup> Art. 234 lit.F): "Un estudio sobre los esquemas de subsidios directos e indirectos entre las distintas actividades y líneas de negocios de ANCAP, en cuanto a su incidencia en los precios de venta al público y en la eficiencia de los procesos productivos, en particular en aquellas actividades que se desarrollan en regímenes de competencia"



suma, el subsidio al sector transporte de pasajeros, implica un peso en el precio del litro del gasoil de un 8,6% desde hace tres años a esta parte.

Cuando se trabaja a valores constantes del año 2015<sup>30</sup>, la tendencia del valor por litro de gasoil recaudado a los efectos de financiar el fideicomiso, presenta una tendencia a la baja, de la mano de cómo evolucionó en términos reales el precio del gasoil en los últimos cinco años.

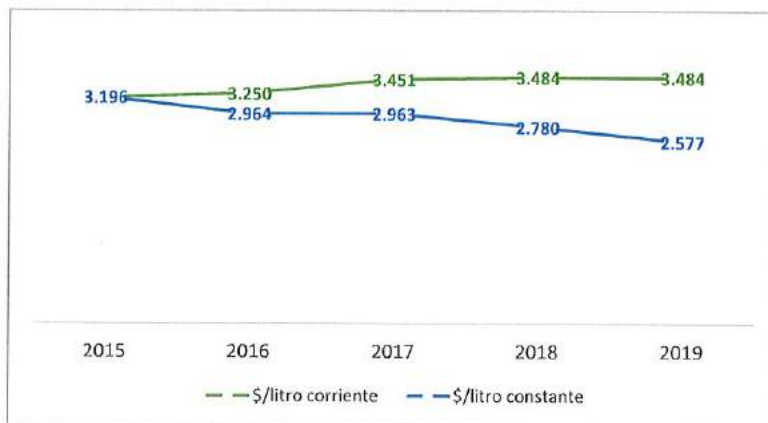


Gráfico 5.1. Valor recaudado del subsidio al transporte colectivo (fideicomiso del transporte de pasajeros) por litro de gasoil.

### 5.1.2. Subsidio en el precio de venta del GLP

En relación al subsidio focalizado del 15% del precio en la recarga de la garrafa de 13 kg de GLP, está conformado por descuentos comerciales a hogares integrados por al menos una persona beneficiaria de: i) la Tarjeta Uruguay Social (TUS) otorgada por el Ministerio de Desarrollo Social (MIDES), ii) Asignaciones Familiares del Plan de Equidad (AFAM-PE), iii) Asignaciones Familiares del BPS que se encuentran en el primer escalón de ingresos y iv) Asistencia a la Vejez (MIDES). Estos beneficiarios obtienen como ya se dijo un 15% de descuento en el precio del GLP en las recargas de garrafas de 13 kg, pudiendo realizar un máximo de 12 recargas anuales sin superar las 3 mensuales por hogar beneficiario de estas prestaciones. Cabe destacar que la unidad beneficiaria es el hogar, por lo que si en un hogar habitan más de una persona que posea los beneficios anteriores, no se duplica el beneficio sino que siempre se verifica que como máximo un hogar obtenga 12 recargas anuales con descuento.

En diciembre de 2019 la cantidad de hogares que podría haber accedido al descuento del 15% mencionado era aproximadamente 202.000. Sin embargo, solo 4.956 hogares utilizaron este beneficio en el año (lo que representa un 2,5% del total de habilitados). Las recargas realizadas en esta modalidad fueron 14.478 durante el período mencionado, representando un subsidio de 1,33 millones de pesos. Este monto es trasladado por ANCAP a las distribuidoras que entregaron el producto y lo cobraron con el descuento.

El hecho de que el porcentaje de hogares que efectivamente se apropió de este beneficio sea tan bajo podría explicarse por diversos motivos, entre otros pueden señalarse los siguientes:

<sup>30</sup> Se utiliza el IPC anual publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) para deflactar los valores corrientes.

- No se realizó amplia difusión del beneficio.
- Si bien el descuento propuesto es significativo, gran parte de la población que puede acceder al mismo se encuentra en situación de extrema vulnerabilidad y el monto con descuento continúa resultando inaccesible para ellos. Las recargas de 3 kg ofrecen la posibilidad de abastecerse del energético, cuando la disponibilidad de dinero es menor.
- Las recargas no pueden pagarse con la Tarjeta Uruguay Social porque las distribuidoras de GLP no están adheridas como locales solidarios del MIDES, por lo tanto es necesario contar con el dinero en efectivo o débito para poder recargar.
- Gran parte de la población objetivo, reside en barrios donde la infraestructura del mismo no permite el ingreso de los camiones de GLP y por lo tanto, el acceso a una recarga de 13 kg se ve limitado. A su vez, una porción de esta población habita en barrios en los cuales las distribuidoras no ingresan por motivos de seguridad.
- La aplicación del descuento implica el uso de una aplicación de celular por parte de los distribuidores al momento de la venta del combustible, la cual permite leer la CI del beneficiario y registrar la compra. Si bien tanto el Poder Ejecutivo como ANCAP pueden exhortar a las distribuidoras al uso de la misma, no pueden obligarlas. Los vendedores manifiestan que el uso de la aplicación tiene diferentes inconvenientes como la demora en la transacción, el aumento de la probabilidad de hurto ligada a esto, y la necesidad de contar con un celular.
- Es posible que no todas las familias incluidas en el listado de beneficiarios cuenten con gasodomésticos (cocina o estufa) que les permita hacer uso de este descuento.

## 5.2. Subsidios indirectos

En relación a las actividades de ANCAP, se pueden identificar en primera instancia dos subsidios indirectos. Ellos son, un subsidio no focalizado o generalizado en el gas licuado de petróleo (GLP) y el subsidio a las actividades de Pórtland. Ninguno de estos dos subsidios son explícitos, es decir, no están justificados en una normativa.

En el primer caso, se entiende que existe un subsidio al precio por kilo de GLP, dado que cuando se compara los costos de producción o de importación éstos son mayores a los precios a los que ANCAP lo vende en puerta de refinería (lo mismo se observa si se realiza la comparación contra el Precio Paridad de Importación calculado por la URSEA<sup>31</sup>). Se trata entonces de un subsidio cruzado, lo que implica que se “financia” con los demás productos que vende ANCAP. Por tanto, se puede inferir que quienes realmente lo pagan, son principalmente los consumidores de gasoil y gasolina.

En relación al subsidio de la actividad de Pórtland, se desprende de los resultados económicos de esa división. Se puede presuponer que la comercialización de gasoil y gasolinas como el principal negocio de la empresa, es la que absorbe los resultados de Pórtland, generando un subsidio cruzado hacia dicha actividad.

### 5.2.1. Subsidio cruzado en el GLP (generalizado o no focalizado)

El cálculo de este subsidio al precio del GLP se calcula por diferencia entre el costo unitario por kilogramo y el precio de venta del producto en planta por parte de ANCAP. A continuación se

<sup>31</sup> <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/datos-y-estadisticas/datos/series-ppi-vs-pe>

presenta en el cuadro siguiente el monto total de subsidio en pesos corrientes para los últimos cinco años, y en dólares considerando el tipo de cambio promedio anual<sup>32</sup>.

Año	Subsidio (\$)	Subsidio (USD)
2015	1,210,235,045	44,287,154
2016	911,153,496	30,207,655
2017	895,081,083	31,213,596
2018	1,156,333,631	37,634,943
2019	887,649,103	25,177,963

**Cuadro 5.2.** Monto total del subsidio cruzado en el GLP. Elaboración propia. Fuente ANCAP.

Dejando de lado la variación del dólar, en valores corrientes en pesos, el monto total del subsidio presentó una evolución dispar, llegando al último ejercicio con el menor monto total en comparación con los ejercicios anteriores.

En el cuadro siguiente se observa cuánto impacta el subsidio al precio del GLP, considerando que se financia fundamentalmente por la venta de gasolina y gasoil, en el precio de cada litro vendido de estos derivados.

Año	Costo unitario del subsidio					Peso del subsidio en el precio de combustibles			
	Costo unitario corr. (\$/lts)	Costo unitario ponderado en GA (\$/lts)	Costo unitario ponderado en GO (\$/lts)	Costo unitario en GA (\$/lts)	Costo unitario en GO (\$/lts)	Precio GO (\$/lts)	Precio GA (\$/lts)	Peso sobre GO (%)	Peso sobre GA (%)
2015	0.65	0.94	0.46	1.59	1.11	38.41	41.72	1.7%	1.6%
2016	0.51	0.62	0.41	1.13	0.92	38.70	42.50	1.3%	1.2%
2017	0.50	0.56	0.44	1.06	0.94	40.07	45.88	1.2%	1.1%
2018	0.63	0.74	0.54	1.37	1.18	40.36	52.61	1.6%	1.2%
2019	0.49	0.54	0.45	1.03	0.94	40.40	54.95	1.2%	0.9%

**Cuadro 5.3.** Impacto del subsidio cruzado del GLP en el precio de venta. Elaboración propia. Fuente ANCAP.

Se observa que el costo de subsidiar al GLP se encuentra en el orden del medio peso por litro del precio de la gasolina y del gasoil si lo repartimos entre ambos.

Dado que la venta de gasoil supera a la de la gasolina para todos los años que se analizan, el costo ponderado en cada litro de gasoil es un poco menor al obtenido en cada litro de gasolina.

Si se supone que el total de la recaudación para financiar el subsidio descrito, se hace únicamente o a partir de los litros vendidos de gasolina, o a partir de los litros vendidos de gasoil, los valores se posicionan cercanos al peso por litro de uno u otro combustible.

Si consideramos el mismo costo por litro tanto en gasolinas, como en el gasoil, el peso que significa el subsidio al GLP sobre el precio al público de dichos energéticos se posiciona en el orden del 1%.

En el gráfico siguiente se observa la evolución del costo por litro de gasolina y de gasoil que tiene el subsidio del precio del GLP, tanto en términos corrientes como en términos constantes, si se supone que el mismo está cubierto por ambos combustibles.

<sup>32</sup> <http://www.ine.gub.uy/web/guest/cotizacion-de-monedas2>

Se observa una tendencia a la baja del costo del subsidio por litro de cada uno de estos energéticos.



Gráfico 5.2 Evolución del costo del subsidio al GLP por litro de gasolina y de gasoil.

### 5.2.2. Subsidio a la actividad de Pórtland

Si bien estrictamente no se está subsidiando la actividad de Pórtland de forma expresa, dado que la misma no logra el punto de equilibrio económico, las pérdidas generadas en dicha actividad son absorbidas por el resto de la empresa.

Si se supone al igual que en el ejercicio anterior, que los combustibles principales (gasoil y gasolinas) se hacen cargo exclusivamente de generar los ingresos para financiar la producción de Pórtland, se pasa a analizar el peso y la importancia que esto representa dentro del precio tanto de las gasolinas como del gasoil.

Para dicho análisis se entiende que no se pueden considerar los años 2015 y 2016 en los que las pérdidas por deterioro en los activos fijos relacionados a la producción de Pórtland, afectaron los resultados económicos tanto de la división como de la empresa en general en forma sustantiva.

De todos modos, en el siguiente cuadro se considera el resultado de la línea de negocio Pórtland de los últimos 5 años, y cuánto influye el déficit de esta división en los precios de venta de gasolina y gasoil.

Año	Costo unitario total (\$/lts)	Costo unitario en GA (\$/lts)	Costo unitario en GO (\$/lts)	Peso sobre GA (%)	Peso sobre GO (%)
2015*	2.59	6.30	4.41	6.2%	6.8%
2016*	2.65	5.89	4.81	6.2%	6.8%
2017*	0.20	0.42	0.38	0.4%	0.5%
2018	0.12	0.25	0.22	0.2%	0.3%
2019	0.17	0.36	0.33	0.3%	0.4%

\*ejercicios con pérdidas por deterioros de activos fijos de Portland

Cuadro 5.4. Costo unitario y peso sobre el precio de energéticos. Elaboración propia. Fuente ANCAP.

Las pérdidas por deterioro ya mencionadas fueron de 135 MMUSD en 2015, 123 MMUSD en 2016 y de 2.1 MMUSD en 2017<sup>33</sup>.

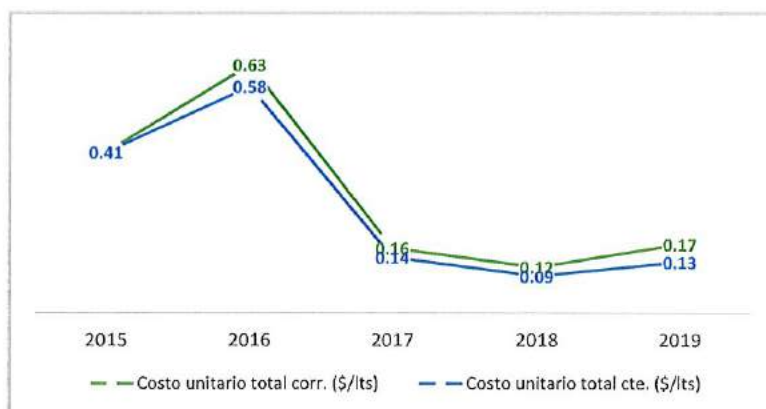
En los años de mayor reconocimiento de deterioro de activo fijo, se podría decir que algo más de 2.5 \$/L de gasolinas y gasoil se requerían destinar para cubrir la actividad Pórtland. En cambio, cuando se dieron ejercicios sin estos efectos contables, que reflejan más la realidad de la actividad en sí misma, el financiamiento por litro necesario se reduce de forma drástica, y se posiciona en el entorno de los 0.15 \$/L, pesando en general menos de 0.5% en el precio de venta al público de cada uno de los combustibles.

Al presentar los mismos datos pero limpiando el efecto en el resultado de la división Pórtland de la pérdida por deterioro de los activos fijos, se observa en el cuadro siguiente, que en los años 2015 y 2016 se requerían cerca de 0.5 \$/L, llegando a explicar un 1.5% en el precio de los energéticos, mientras que en los últimos años esto descendió a los 0.15 \$/L antes mencionados.

Costo unitario y peso sobre el precio de energéticos					
Año	Costo unitario total corr. (\$/lts)	Costo unitario en GA (\$/lts)	Costo unitario en GO (\$/lts)	Peso sobre GA (%)	Peso sobre GO (%)
2015	0.41	0.99	0.69	1.0%	1.1%
2016	0.63	1.40	1.15	1.5%	1.6%
2017	0.16	0.35	0.31	0.4%	0.4%
2018	0.12	0.25	0.22	0.2%	0.3%
2019	0.17	0.36	0.33	0.3%	0.4%

**Cuadro 5.4.** Costo unitario y peso sobre el precio de energéticos (sin efecto de la pérdida por deterioro de activos fijos). Elaboración propia. Fuente ANCAP.

En el gráfico siguiente se observa la evolución de este costo unitario por litro de combustibles de financiamiento de la actividad de Pórtland para los últimos cinco años, sin considerar las pérdidas por deterioro de activo fijo.



**Gráfico 5.3** Evolución del costo unitario por litro de combustibles para financiamiento de la actividad de Pórtland.

<sup>33</sup> Datos de Balances Contables de ANCAP.

## 6. Refinería de ANCAP, una visión de futuro

Sin dudas la vigencia del sector petrolero y gas tal cual se lo conoce hoy, tiene una amenaza natural asociada a la existencia del recurso utilizado como materia prima para el desarrollo de la actividad.

Sin entrar a analizar el momento en que se prevé se verifique el “*peak oil*” o “*zenit del petróleo*” ni a validar los fundamentos de su teoría, prácticamente no se discute que llegará un momento en que la tasa de extracción comenzará a declinar, ya sea porque otras tecnologías aventajan comparativamente al uso del petróleo por razones económicas y/o ambientales, o bien porque resulte más conveniente reservar esa valiosa materia prima para otros fines diferentes a su uso como fuente de combustible.

Lo anterior, sin dudas impacta drásticamente a futuro, y ya está generando una transformación de la industria y de sus estrategias de negocios.<sup>34</sup>

A partir del reconocimiento desarrollado por las compañías petroleras respecto a este cambio de contexto, es que para el corto y mediano plazo se identifican tendencias a la diversificación, abundando ejemplos de empresas que se encuentran incursionando en líneas de negocio renovables tales como biocombustibles - biomasa y residuos, solar, eólica, CCS (*Carbon Capture and Storage*), acumulación eléctrica, etc.. Lo anterior ha venido acompañado en cambios en la integración vertical de muchas compañías así como en otros casos una apuesta a la especialización (desarrollando por ejemplo segmentos de *shale/tight oil & gas*, recuperación mejorada de petróleo, arenas bituminosas, etc.), y de asociaciones buscando mitigar el riesgo de inversiones que la expansión de la cartera de recursos tiene asociado (campos no convencionales y aguas profundas).

Como ejemplo de esta transformación en curso se pueden mencionar los siguientes casos a nivel global:

### Shell New Energies<sup>35</sup>

Como aporte a la descarbonización y a la transición energética global *Shell New Energies* ha incursionado en proyectos relacionados a biocombustibles, biomasa, puestos de carga de Hidrógeno y vehículos eléctricos, “*gas to liquid*” (GTL), gas natural licuado, eólica *onshore/offshore*, energía solar fotovoltaica y térmica así como distribución de energía eléctrica de origen renovable.

### Equinor New Energy Solutions and Energy Ventures fund<sup>36</sup>

*Equinor* se encuentra apostando al desarrollo de fuentes no convencionales de energía a través de su división *New Energy Solutions*. Se ha convertido en un actor innovador en el área eólica *offshore* y en un líder global en tecnologías asociadas a la CCS. Asimismo

<sup>34</sup> Shaping the oil company of the future Prism, (1) 2019.  
[https://www.adlittle.com/sites/default/files/prism/shaping\\_the\\_oil\\_company\\_of\\_the\\_future\\_article-min.pdf](https://www.adlittle.com/sites/default/files/prism/shaping_the_oil_company_of_the_future_article-min.pdf) (disponible 6/10/2020).

<sup>35</sup> <https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies.html#iframe=L3dIYmFwcHMvMjAxOV9uZGdfZW5lcmduZXNfaW50ZXJhY3RpdmVfbWFWLw> (disponible 6/10/2020).

<sup>36</sup> <https://www.equinor.com/en/what-we-do/renewables.html> (disponible 6/10/2020).

Equinor es responsable por uno de los proyectos más ambiciosos para el desarrollo de Hidrógeno a nivel global.

**Total<sup>37</sup>**

Convencidos de las oportunidades de negocio que las energías renovables presentan Total se encuentra fuertemente dedicada al desarrollo de energía solar. Adicionalmente la empresa ha prestado atención a las áreas eólica e hidroeléctrica, almacenamiento y bioenergía (particularmente a partir del desarrollo de biocombustibles, ETBE (etil-ter-butil éter) y HVO (aceite vegetal hidrotratado).

Complementando la transformación dentro del sector energía, es posible observar el incipiente desarrollo de otras líneas de negocio que buscan agregar valor a través de la obtención de biomateriales y productos químicos en forma conjunta a la obtención de nuevos combustibles respondiendo al concepto de bio-refinería, como se observa en la siguiente figura.

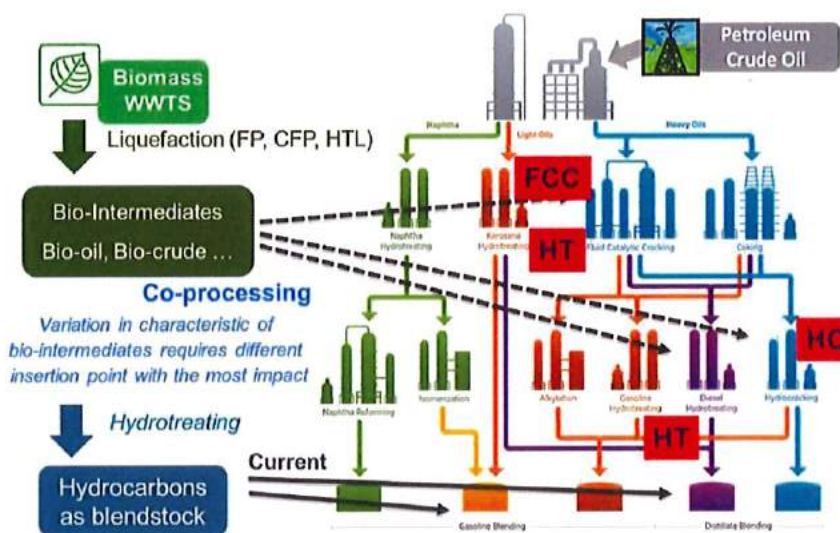


Photo courtesy of National Renewable Energy Laboratory

Figura 6.1. Ejemplo de co-procesamiento de productos intermedios (bioil o biocrudo) provenientes de pirolisis rápida y/o HTL en refinería convencional. Fuente: [http://task34.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/07/PyNe44\\_final.pdf](http://task34.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/07/PyNe44_final.pdf) (página 14).

La oportunidad de co-procesamiento de petróleo con materias primas de origen biológico depende de la capacidad de conversión de las refinerías, específicamente en relación a la existencia de las unidades de craqueo catalítico (FCC) e hidro-tratamiento<sup>38</sup>/hidro-craqueo (HT/HC).

<sup>37</sup> <https://www.total.com/energy-expertise/exploration-production/renewable-energies/solar-energy-and-wind-energy> (disponible 6/10/2020).

<sup>38</sup> La refinería de la Teja cuenta con unidades de craqueo catalítico e hidro-tratamiento.

No obstante lo anterior, como se ha mencionado antes, esta práctica aún se encuentra en etapa de investigación, y se requiere del desarrollo aplicado a los efectos de comprender el impacto del co-procesamiento tanto en las reacciones químicas que ocurren en las unidades de proceso, la cinética de las reacciones, los catalizadores requeridos, así como el ajuste de las variables que afectan a la calidad de los productos que se obtienen.

Tal como se expuso en este documento, Uruguay cuenta con una única refinería de petróleo que fue puesta en marcha en 1931 para producir combustibles derivados del petróleo. Ahora bien, siguiendo las prácticas de investigación y desarrollo a nivel internacional, Uruguay a través de la infraestructura de la refinería tiene la oportunidad de invertir en investigación y desarrollo para re-pensar la refinería y modificarla para poder transformarla a futuro en una bio-refinería.





## 7. ANEXOS




## 7.1. Anexo 1 – Estado de situación de las actividades de Exploración y Producción.

I. Contratos finalizados en áreas costa afuera (*offshore*)

Operador	Área	Fecha de suscripción	Trabajo Exploratorio Realizado	Inversión realizada por la empresa privada (MMUSD)	Observaciones
Shell	8	14/11/2012	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 13,305 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D	31.38	Contratos firmados en el marco de Ronda Uruguay II.
	9	14/11/2012	- Adquisición, procesamiento e interpretación de 13,080 Km <sup>2</sup> de electromagnetismo 3D	42.57	
Shell	13	14/11/2012	- Adquisición, procesamiento e interpretación de datos MMT (163 estaciones efectivas) - Modelado de sistemas petroleros - Muestreo y análisis de sedimentos de lecho marino (195 muestras de 80 testigos de lecho marino) - Medidas de flujo de calor (13 estaciones) - Procesamiento de columna de agua - Estudio de fugas naturales de hidrocarburos - Inversión y modelado de datos gravimétricos - Modelado geodinámico de las cuencas offshore de Uruguay - Compra de datos de Sísmica 2D (UR11) - Evaluación de prospectos	88.58	Contrato firmado en el marco de Ronda Uruguay II.  Consortio con:  (25%, 17.5% y 7.5% respectivamente)
Tullow Oil	15	05/10/2012	- Reprocesamiento de 2,334 Km de Sísmica 2D - Adquisición, procesamiento e interpretación de 2,000 Km <sup>2</sup> de Sísmica 3D (2013) - Adquisición, procesamiento e interpretación de 2,500 Km <sup>2</sup> de Sísmica 3D (2017) - Evaluación de prospectos	45.72	Contrato firmado en el marco de Ronda Uruguay II.  Consortio con:  (35% y 30% respectivamente)
TOTAL	14	05/10/2012	- Perforación de un pozo exploratorio - Adquisición, procesamiento e interpretación de 7,145 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D - Procesamiento de 1,688 Km de Sísmica 2D - Muestreo y análisis de sedimentos de lecho marino (149 muestras de 50 testigos de lecho marino) - Medición de flujo de calor superficial en 15 estaciones de muestreo - Adquisición de datos meta-orológicos y oceanográficos (MetOcean) - Modelado de sistemas petroleros - Estudio de indicios de hidrocarburos offshore basado en imágenes satelitales - Evaluación de prospectos	291.37	Contrato firmado en el marco de Ronda Uruguay II.  Consortio con:  (35% y 15% respectivamente)

BP	6	05/10/2012	- Adquisición, procesamiento e Interpretación de 1,077 Km de Sísmica 2D (Área 6)	18.72	Contratos firmados en el marco de Ronda Uruguay II.
	11	05/10/2012	- Adquisición, procesamiento e Interpretación de 5,768 Km² de Sísmica 3D (Área 6)	22.61	
	12	05/10/2012	- Adquisición, procesamiento e Interpretación de 19,412 Km² de Sísmica 3D (Área 11) - Adquisición, procesamiento e Interpretación de 10,670 Km² de Sísmica 3D (Área 12) - Análisis AVO de datos sísmicos 3D adquiridos - Descomposición espectral - Modelado de cuenca - Estudio de paleogeografía - Modelado gravimétrico y magnetométrico - Evaluación de prospectos	107.45	
YFF	3	09/02/2010	- Adquisición, procesamiento e Interpretación de 2,062 Km² de Sísmica 3D - Compra y reprocesamiento de 1,666 Km de Sísmica 2D multicliente dentro del área - Compra y reprocesamiento de 5,227 Km de Sísmica 2D multicliente fuera del área - Análisis AVO de datos sísmicos 3D adquiridos - Análisis litológico, petrográfico, mineralógico y biostratigráfico de pozos offshore - Modelado de sistemas petroleros - Evaluación de prospectos	40.25	<p>Contrato firmado en el marco de Ronda Uruguay 2009.</p> <p>Consortio con:</p>  <p>Hasta mayo de 2014 el consorcio estaba integrado por YPF (40%), Petrobras (40%) y GALP (20%). Posteriormente, Petrobras cedió su parte a SHELL, permaneciendo YFF como operador del bloque.</p>
PETRO BRAS SHELL	4	09/02/2010	- Compra y reprocesamiento de 746 Km de Sísmica 2D multicliente dentro del área - Compra y reprocesamiento de 5,935 Km de Sísmica 2D multicliente fuera del área - Análisis AVO de datos sísmicos 3D adquiridos - Análisis litológico, petrográfico, mineralógico y biostratigráfico de pozos offshore - Modelado de sistemas petroleros - Evaluación de prospectos	2.74	<p>Contrato firmado en el marco de Ronda Uruguay 2009.</p> <p>Consortio con:</p>  <p>Hasta mayo de 2014 el consorcio estaba integrado por YPF (40%), Petrobras (40%) y GALP (20%). Posteriormente, Petrobras cedió su parte a SHELL, pasando a ser el operador del bloque.</p>

Cuadro 7.1. Contratos finalizados en el *offshore*. Fuente ANCAP.II. Contratos finalizados en áreas continentales (*onshore*)

Operador	Área	Fecha de suscripción	Trabajo Exploratorio Realizado	Inversión realizada por la empresa privada (MMUSD)
 Schuepbach Energy	Salto	14/02/2012	- Adquisición, procesamiento e Interpretación de 400 km de Sísmica 2D - Evaluación de Recursos Prospectivos	10.12
 TOTAL	B1 y B2	08/10/2013	- Estudio Ambiental - Análisis de datos de pozos - Muestreo y análisis geoquímico y petrofísico de potenciales rocas madre provenientes de pozos o de afloramientos - Modelado de cuenca - Reprocesamiento de datos sísmicos 2D	4.21
 CAMPO ALEGRIA	B4	30/03/2016	- Mensura del área - Recopilación y consolidación de información en una plataforma digital - Reporte sobre el potencial petrolero del Área B4 y de la Cuenca Paraná con énfasis en la Cuenca Norte del Uruguay - Relevamiento gravimétrico y reprocesamiento (200 nuevos datos) - Estudio morfoestructural a partir de sensores remotos disponibles	0.07

<b>PETROBRAS</b>	-	20/11/2013 Contrato de prospección por un área ubicada entre los departamentos de Rivera y Cerro Largo	- Modelaje de la Cuenca 3D - Análisis de antecedentes disponibles	-
<b>YPF</b>	Arapey	12/03/2012	- Análisis y síntesis de bibliografía y de información relevante de pozo - Construcción de la base de datos en GIS y en sistema UNIX - Confección de correlaciones estratigráficas de pozo - Evaluación petrofísica de pozos relevantes y estimación de COT - Reconocimiento de campo y muestreo - Estudios de geoquímica, bioestratigrafía y diagénesis de arcillas - Reprocesamiento de sísmica 2D - Interpretación sísmica - Modelado de gravimetría y magnetometría	0.27
<b>Schuepbach Energy</b>	Piedra Sola	21/10/2009	- Análisis de muestras no alteradas de afloramientos - Observación sedimentológica de afloramientos - Modelos de maduración de lutitas - Perforación de pozo de estudio y análisis geoquímicos de testigos	0.22

Cuadro 7.2. Contratos finalizados en el *onshore*. Fuente ANCAP.

III. Contratos vigentes en áreas continentales (*onshore*)

Operador	Área	Fecha de suscripción	Trabajo Exploratorio	Inversión realizada por la empresa privada, hasta el 2019 (MMUSD)
<b>Schuepbach Energy</b>	Piedra Sola	14/02/2012	<p><u>Subperíodo Básico de Exploración:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Adquisición, procesamiento e interpretación de 200 km de Sísmica 2D</li> <li>- Perforación de dos pozos estratigráficos y análisis geoquímicos de testigos</li> <li>- Evaluación de Recursos Prospectivos</li> <li>- Adquisición, procesamiento e interpretación de datos MT (51 estaciones)</li> </ul> <p><u>Subperíodo Complementario de Exploración:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ensayo de pozo en la zona de las areniscas de Fm. Paso Aguilar en el pozo exploratorio perforado en el Subperíodo Básico de Exploración</li> <li>- Perforación de un nuevo pozo exploratorio</li> </ul>	13.23

Cuadro 7.3. Contratos vigentes en el *onshore*. Fuente ANCAP.

## 7.2. Anexo 2 – Metodología de cálculo del Valor agregado

El cálculo del Valor Agregado se obtiene de considerar los Ingresos Netos, los costos de materias primas, insumos, materiales, luz, agua, servicios contratados<sup>39</sup> y las depreciaciones.

Los **ingresos netos** fueron enviados por ANCAP con la siguiente apertura por divisiones: Combustibles, Lubricantes, Gas Natural, Pórtland y Oficinas Centrales. Aquí se consideran los correspondientes a Combustibles y Lubricantes. Se decidió no incluir los de oficinas centrales ya que debería tomarse el mismo criterio para los costos, sin embargo no se cuenta con información desagregada por rubro. Por otro lado, se entiende que son montos poco significativos y por lo tanto no alteran el resultado. El cuadro siguiente muestra los ingresos netos totales por división y el total ANCAP.

	2015	2016	2017	2018	2019
Oficinas centrales	- 523.433	13.677.651	12.292.328	5.314.551	2.859.396
Combustibles	46.225.282.909	44.896.521.005	47.423.187.778	55.999.002.449	56.377.826.160
Lubricantes	396.238.399	378.346.564	352.282.206	384.179.767	476.326.392
Gas Natural	281.548.257	262.505.848	910.952.885	1.446.434.729	1.156.125.790
Portland	1.354.834.741	1.362.865.417	1.450.383.767	1.220.417.937	1.509.135.654
Total ANCAP	48.257.380.873	46.913.916.486	50.149.098.964	59.055.349.433	59.522.273.392

**Cuadro 7.4.** Ingresos netos totales por división y el total ANCAP, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Los ingresos netos se definen como los ingresos brutos menos los descuentos comerciales, el fideicomiso de transporte, el fideicomiso de eficiencia energética y el IMESI.

A continuación se muestran los ingresos netos que se consideran, es decir para combustibles y lubricantes.

Combustibles, lubricantes y oficinas centrales					
	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos netos	46.620.997.876	45.288.545.220	47.787.762.312	56.388.496.768	56.857.011.948
Ingresos brutos	75.357.040.327	76.698.346.940	81.221.298.661	91.923.150.437	95.724.085.107
Descuentos Comerciales Concedidos	-11.170.428.823	-12.833.033.224	-12.547.323.285	-13.439.975.406	-14.859.482.168
Contribución Fideicomiso del Transporte	- 2.825.271.906	- 2.892.582.717	- 3.122.528.988	- 3.113.621.836	- 3.195.346.855
Contribución Fideicomiso E. Energía	- 15.135.317	- 11.823.190	- 39.060.534	- 45.515.721	- 37.583.025
Impuestos al consumo (IMESI)	-14.725.206.405	-15.672.362.589	-17.724.623.542	-18.935.540.706	-20.774.661.111

**Cuadro 7.5.** Ingresos netos para combustibles y lubricantes, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Los **costos de venta** también fueron proporcionados por ANCAP con la misma desagregación por divisiones que los ingresos netos y son detallados a continuación.

Costos de Venta por división (en pesos corrientes)					
	2015	2016	2017	2018	2019
Oficinas centrales	2.599.275	14.447.709	25.013.745	2.509.375	491.565
Combustibles	39.467.222.939	32.756.658.536	39.134.480.544	44.914.535.313	46.439.154.919
Lubricantes	309.294.629	286.134.177	282.865.973	304.617.016	350.428.037
Gas Natural	411.400.065	372.089.732	916.593.574	1.384.778.338	1.106.293.684
Portland	1.853.476.637	1.801.621.349	1.422.101.046	1.265.125.580	1.550.034.809
Total ANCAP	42.043.993.545	35.230.951.503	41.781.054.882	47.866.546.872	49.446.403.014

**Cuadro 7.6.** Costo de ventas por división en pesos corrientes, elaboración propia. Fuente ANCAP.

<sup>39</sup> Los servicios contratados son considerados en la literatura como consumo intermedio.

Análogamente a lo que se realiza con los ingresos netos, se consideran sólo los costos de venta correspondientes a Combustibles y Lubricantes, excluyendo las oficinas centrales por las razones antes expuestas. El cuadro siguiente muestra estos costos clasificados por rubros según información de ANCAP.

Costos de Venta Combustibles y Lubricantes					
	2015	2016	2017	2018	2019
Depreciaciones	1.126.979.408	1.099.931.857	1.111.910.274	1.130.800.110	1.048.154.871
Insumos	228.297.008	189.178.377	100.725.849	210.171.263	230.509.614
Mano de Obra	1.262.192.634	1.405.149.830	1.687.915.945	1.508.552.434	1.682.260.586
Materiales Operación y Mantenimiento	271.661.393	364.979.313	392.300.341	185.652.374	205.424.041
Ose y Ute	403.978.550	450.777.951	228.830.937	485.248.975	448.577.411
Servicios Contratados	582.670.310	553.292.054	1.714.570.550	715.976.187	722.157.789
Otras materias primas	211.871.701	175.869.936	164.989.556	183.318.968	218.224.220
B100	1.922.512.192	1.796.278.654	1.797.639.823	1.616.321.787	2.133.049.013
Etanol	2.363.034.536	3.434.559.789	3.266.370.363	3.107.019.419	3.369.485.792
Crudo y derivados	31.403.319.835	23.572.774.952	28.952.092.879	36.076.090.812	36.731.739.621
<b>Total costos de venta comb. y lubr.</b>	<b>39.776.517.569</b>	<b>33.042.792.713</b>	<b>39.417.346.517</b>	<b>45.219.152.329</b>	<b>46.789.582.957</b>

Cuadro 7.7. Costo de ventas para Combustibles y Lubricantes, elaboración propia Fuente ANCAP.

De dichos costos, los que se incluyen en los insumos intermedios, se restan de los ingresos netos para obtener el valor agregado, son los que se muestran a continuación de forma agrupada.

Costos de Ventas a restar del VA	2015	2016	2017	2017	2019
Crudo y derivados	31.403.319.835	23.572.774.952	28.952.092.879	36.076.090.812	36.731.739.621
B100 + Etanol	4.285.546.729	5.230.838.443	5.064.010.186	4.723.341.206	5.502.534.805
Insumos, materiales y otras materias prim	711.830.102	730.027.626	658.015.746	579.142.605	654.157.875
Ose y ute	403.978.550	450.777.951	228.830.937	485.248.975	448.577.411
Servicios contratados	582.670.310	553.292.054	1.714.570.550	715.976.187	722.157.789
<b>Total insumos y materias primas</b>	<b>37.387.345.526</b>	<b>29.984.418.973</b>	<b>34.902.949.748</b>	<b>41.863.823.598</b>	<b>43.337.009.712</b>

Cuadro 7.8. Costo de ventas al restar del VA, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Los restantes costos, es decir, los que no se incluyen en este grupo (mano de obra y depreciaciones) forman parte del valor agregado de la refinería.

Por otro lado, los demás costos laborales, depreciaciones e impuestos (no incluidos en los costos de ventas) se encuentran dentro de los Gastos de Administración y Ventas (GAVs). Esta información también fue proporcionada por ANCAP con la misma desagregación por división que los costos de venta. Por lo tanto, se tomaron análogamente a los costos de venta y a los ingresos, los GAVs correspondientes a Combustibles y Lubricantes y en este caso hay que considerar especialmente por su importancia los gastos de Oficinas Centrales.

Gastos de Administración y Ventas					
GAVs	2015	2016	2017	2018	2019
Oficinas centrales	2.184.506.046	2.448.709.850	2.326.459.939	2.281.626.855	2.582.093.284
Combustibles	2.966.551.626	2.570.681.721	3.682.322.924	3.368.991.082	3.555.489.907
Lubricantes	80.054	66.082	310.121	148.924	1.068.285
Gas Natural	11.193.177	12.866.287	22.673.867	16.933.259	24.343.661
Portland	244.797.330	255.076.622	282.234.552	232.400.952	271.748.043
<b>Total GAVs</b>	<b>5.406.968.126</b>	<b>5.287.400.564</b>	<b>6.314.001.403</b>	<b>5.900.101.072</b>	<b>6.434.743.180</b>

Cuadro 7.9. GAVs, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Tal como muestra el cuadro anterior, los GAVs correspondientes a Oficinas Centrales son en algunos años mayores al 40% de los GAVs totales y constituyen montos considerables que si bien no aparecen dentro de Combustibles y Lubricantes, se supone que en gran parte corresponden a gastos asociados a la actividad de refinación. Asumiendo lo anterior, se debe tomar una definición de cómo asignar estos gastos a la refinería. Para esto se supone que el porcentaje de gastos de Oficinas Centrales a la refinería es aproximadamente igual al peso que tienen los ingresos por concepto de combustibles en los ingresos netos totales. De la información sobre ingresos por división se obtiene que dicho porcentaje es de aproximadamente 95%.

Luego de realizar dicha reasignación de costos se obtienen los GAVs para la actividad de refinación de petróleo con la apertura enviada por ANCAP. Estos gastos van a formar parte del valor agregado de la refinería. Debe tenerse en cuenta que los fletes (por tratarse de los fletes secundarios) no se considerarán ya que no forman parte del valor agregado. Del mismo modo, por estar incluidos en los ingresos netos se los restará.

Gastos de administración y venta	2015	2016	2017	2018	2019
Retribuciones al personal	1.720.608.115	1.874.059.641	1.928.643.411	1.850.055.323	1.954.411.198
Depreciaciones y Amortizaciones	217.583.879	209.800.787	219.559.589	218.106.859	222.100.607
Fletes	1.276.359.027	890.463.359	813.437.390	821.892.526	856.457.076
Otros	1.569.513.803	1.538.101.191	1.659.408.791	1.513.842.977	1.861.016.383
Impuestos, Tasas y Contribuciones	280.219.375	1.003.002.012	1.086.595.484	1.149.572.168	1.138.836.923
<b>Total GAVs Refinación de Petróleo</b>	<b>5.064.284.199</b>	<b>5.515.426.989</b>	<b>5.707.644.664</b>	<b>5.553.469.853</b>	<b>6.032.822.188</b>

Cuadro 7.10. GAVs para la actividad de refinación, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Por último, se cuenta también con información de los costos financieros, los que formarán parte del valor agregado. Dado que se cuenta con la información por división, se toman con el mismo criterio que los GAVs, es decir que se consideran los combustibles, lubricantes y oficinas centrales. El cuadro siguiente muestra los costos netos para estas divisiones calculados como la diferencia entre los ingresos financieros y los costos financieros y la diferencia de cambio.

Costos financieros: Combustibles, lubricantes y oficinas centrales					
	2015	2016	2017	2018	2019
Costos financieros	- 6.569.353.774	- 32.697.810	- 604.950.708	- 2.669.872.933	- 3.145.559.320
Diferencia de cambio neta	- 7.432.350.866	606.072.287	280.166.883	- 1.748.622.173	- 2.299.205.901
Ingresos financieros	2.378.142.109	36.891.940	16.462.734	69.855.607	138.831.988
Costos financieros	- 1.515.145.018	- 675.662.037	- 901.580.325	- 991.106.366	- 985.185.407

Cuadro 7.11. Costos financieros de Combustibles, Lubricantes y Oficinas Centrales, elaboración propia. Fuente ANCAP.

La forma de incluirlos en el cálculo será la siguiente: los ingresos financieros se sumarán a los ingresos netos y los costos financieros se incluyen en el valor agregado, representando la remuneración al capital. La diferencia de cambio neta, que en algunos años representa el mayor concepto de costos financieros se incluye también dentro de los costos y el valor agregado los años que es negativa. Sin embargo, en 2016 y 2017 cuando se registró una diferencia de cambio neta positiva se incluye dentro de los ingresos financieros.

Con toda la información disponible mencionada anteriormente se puede calcular por un lado el valor agregado de la refinería (ingresos menos consumo intermedio) y el cálculo de la composición de dicho valor agregado.

### 7.3. Anexo 3 – Metodología de cálculo de la descomposición del Valor Agregado

Como se mencionó anteriormente tanto los GAVs como los costos de producción de mano de obra y depreciaciones forman parte del Valor Agregado. Además, también están incluidos los costos financieros, la utilidad de la actividad y los impuestos vinculados a la producción y a la renta.

Por el momento no se cuenta con información desagregada de los costos financieros y la utilidad de la empresa correspondiente a la actividad de refinación, así que éstos se obtiene por diferencia.

Los costos de producción y GAVs que forman parte del valor agregado se presentan a continuación:

Composición del Valor Agregado	2015	2016	2017	2018	2019
<b>GAVs</b>					
Retribuciones al personal	1.711.926.956	1.857.960.965	1.912.535.069	1.837.244.923	1.943.128.745
Depreciaciones y Amortizaciones	217.578.562	215.137.377	219.550.815	218.104.197	222.097.799
Otros	1.567.261.318	1.536.029.647	1.656.171.662	1.509.912.321	1.849.026.519
Impuestos, Tasas y Contribuciones	748.650.607	1.003.035.436	1.086.496.983	1.149.531.552	1.138.836.672
<b>Total GAVs</b>	<b>4.245.417.443</b>	<b>4.612.163.425</b>	<b>4.874.754.530</b>	<b>4.714.792.993</b>	<b>5.153.089.736</b>
<b>Costos de Ventas</b>					
Mano de obra	1.262.192.634	1.405.149.830	1.687.915.945	1.508.552.434	1.682.260.586
Depreciaciones	1.126.979.408	1.099.931.857	1.111.910.274	1.130.800.110	1.048.154.871
Costos de ventas a VA	<b>2.389.172.042</b>	<b>2.505.081.686</b>	<b>2.799.826.219</b>	<b>2.639.352.544</b>	<b>2.730.415.457</b>
<b>GAVs + CV</b>	<b>6.634.589.486</b>	<b>7.117.245.111</b>	<b>7.674.580.749</b>	<b>7.354.145.537</b>	<b>7.883.505.193</b>

**Cuadro 7.12.** Composición de costos que forman parte del valor agregado, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Dado que el interés es cuantificar las remuneraciones a los diferentes factores productivos, se agrupan los diferentes conceptos de gastos en: Salarios, Depreciaciones y Amortizaciones, Impuestos y Otros (no contamos con esta información desagregada).

Por lo tanto tenemos por un lado el valor agregado para cada año y los costos recién mencionados, la diferencia entre ambos correspondería a los costos financieros y la utilidad antes de impuestos. El siguiente cuadro muestra los costos agrupados y el costo financiero y la utilidad que surge como diferencia.

Composición de VA (\$)	2015	2016	2017	2018	2019
Salarios	2.974.119.590	3.263.110.795	3.600.451.014	3.345.797.357	3.625.389.331
Depreciaciones y Amortizaciones	1.344.557.970	1.315.069.233	1.331.461.090	1.348.904.307	1.270.252.670
Impuestos, tasas y contribuciones	748.650.607	1.003.035.436	1.086.496.983	1.149.531.552	1.138.836.672
Otros	1.567.261.318	1.536.029.647	1.656.171.662	1.509.912.321	1.849.026.519
<i>Costo financiero y utilidad (diferencia)</i>	<i>4.169.326.999</i>	<i>7.939.382.004</i>	<i>4.693.424.041</i>	<i>6.418.490.713</i>	<i>4.918.871.956</i>
<b>Total Valor Agregado</b>	<b>10.803.916.484</b>	<b>15.056.627.115</b>	<b>12.368.004.790</b>	<b>13.772.636.250</b>	<b>12.802.377.148</b>

**Cuadro 7.13.** Composición del valor agregado en \$, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Dado que contamos con la información de costos financieros proporcionada por ANCAP por diferencia podemos obtener la utilidad antes de impuestos, y asumiendo que toda esa utilidad es gravada por la tasa de IRAE de 25% se obtiene el impuesto a la renta. Vale aclarar que esto último es una aproximación ya que el cálculo del IRAE es mucho más complejo en la medida que hay algunos ingresos que no son grabados. De esta forma la composición del valor agregado queda como se muestra a continuación:

Composición de VA (\$)					
	2015	2016	2017	2018	2019
Salarios	2.974.119.590	3.263.110.795	3.600.451.014	3.345.797.357	3.625.389.331
Depreciaciones y Amortizaciones	1.344.557.970	1.315.069.233	1.331.461.090	1.348.904.307	1.270.252.670
Impuestos, tasas y contribuciones	748.650.607	1.003.035.436	1.086.496.983	1.149.531.552	1.138.836.672
Otros	1.567.261.318	1.536.029.647	1.656.171.662	1.509.912.321	1.849.026.519
Costos financieros	4.169.326.999	69.589.750	621.413.442	2.739.728.539	3.284.391.309
Impuesto a la Renta	0	1.967.448.064	1.018.002.650	919.690.544	408.620.162
Utilidad despues de impuestos	0	5.902.344.191	3.054.007.949	2.759.071.631	1.225.860.485
<b>Total valor agregado</b>	<b>10.803.916.484</b>	<b>15.056.627.115</b>	<b>12.368.004.790</b>	<b>13.772.636.250</b>	<b>12.802.377.148</b>

**Cuadro 7.14.** Composición del valor agregado en \$, elaboración propia. Fuente ANCAP.

Por último, el impuesto a la renta se suma a los demás impuestos y se presenta la composición del valor agregado en pesos, en dólares y en porcentaje para cada uno de los factores considerados.

En el 2015 no se generaron utilidades y por lo tanto el impuesto a la renta también es cero.

Composición de VA (\$)					
	2015	2016	2017	2018	2019
Salarios	2.974.119.590	3.263.110.795	3.600.451.014	3.345.797.357	3.625.389.331
Depreciaciones y Amortizaciones	1.344.557.970	1.315.069.233	1.331.461.090	1.348.904.307	1.270.252.670
Impuestos, tasas y contribuciones	748.650.607	2.970.483.500	2.104.499.633	2.069.222.096	1.547.456.834
Otros	1.567.261.318	1.536.029.647	1.656.171.662	1.509.912.321	1.849.026.519
Costos financieros	4.169.326.999	69.589.750	621.413.442	2.739.728.539	3.284.391.309
Utilidad despues de impuestos	0	5.902.344.191	3.054.007.949	2.759.071.631	1.225.860.485
<b>Total valor agregado</b>	<b>10.803.916.484</b>	<b>15.056.627.115</b>	<b>12.368.004.790</b>	<b>13.772.636.250</b>	<b>12.802.377.148</b>

**Cuadro 7.15.** Composición del valor agregado en \$, elaboración propia. Fuente ANCAP.



#### 7.4. Anexo 4 – Algunas acotaciones sobre la Metodología BCU para el cálculo VAB

La metodología del BCU toma el valor de la producción a precios básicos y el valor de los insumos a precio comprador. En esta rama se incluyen los productos de la refinación de petróleo y también los márgenes de comercialización mayorista sobre los productos importados.

Para los volúmenes se utiliza información de la encuesta mensual de industrias manufactureras del INE y los índices de precios de productor elaborados también por el INE.

En el cálculo del consumo intermedio, se estima el total del valor de los insumos utilizados en la producción, desagregando por productos, para los rubros que lo componen. Esto es una posible fuente de discrepancia entre la metodología de Cuentas Nacionales y la de los balances contables.

En el concepto de consumo intermedio, se incluye únicamente el valor de los insumos utilizados en el proceso productivo que se está estimando, valorados a los precios de mercado vigentes en el momento de su uso.

Algunos rubros del gasto se registran en las cuentas nacionales de forma diferente a la contabilidad empresarial, algunos ejemplos son:

- Se mide el valor de los insumos efectivamente utilizados y no el de las compras, al tiempo que se valoran al precio vigente en el cual se utilizan; pueden diferir tanto el momento de registro como el método de valoración (si existen precios de transferencia por ejemplo).
- Algunos rubros de gastos "financieros" (intereses pagados, primas de seguros, diferencias de tipo de cambio) se incorporan de manera diferente a la contabilidad empresarial.
- Los criterios para determinar cuándo un rubro de gasto corresponde a consumo intermedio o a remuneraciones asalariadas pueden diferir; esto puede afectar la comparación ya que las remuneraciones asalariadas forman parte del VAB.
- Los criterios de asignación de un rubro de gasto a consumo intermedio o consumo de capital fijo también puede diferir; esto puede afectar la comparación ya que el consumo de capital fijo mide el desgaste de los activos fijos durante el proceso productivo y forma parte del VAB.



Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**

**EL MERCADO DE PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS EN URUGUAY**

**TOMO II: ENFOQUE EN LA DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA DE  
COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**

Versión Diciembre 2020

**TABLA DE CONTENIDOS**

1. DESCRIPCIÓN DE LA CADENA DE DISTRIBUCIÓN .....	3
1.1. Funcionamiento actual del sistema de transporte, distribución y venta final.....	3
1.1.1. Distribución Secundaria .....	4
1.1.2. Transporte de combustibles (flete) entre las plantas de distribución primaria de ANCAP y las Estaciones de Servicio .....	6
1.1.3. Venta al público en Estaciones de Servicio .....	8
1.1.4. Grandes consumidores.....	11
2. REGLAMENTACIÓN DE LA URSEA.....	13
3. VOLÚMENES COMERCIALIZADOS.....	14
4. PRECIOS AL CONSUMIDOR Y SU COMPOSICIÓN.....	16
5. REVISIÓN INTERNACIONAL DE ASPECTOS REGULATORIOS DEL MERCADO DE LOS COMBUSTIBLES .....	20
6. CONSIDERACIONES FINALES.....	22
7. ANEXO 1– CUADRO COMPARATIVO REVISIÓN INTERNACIONAL .....	23

## INTRODUCCIÓN

El presente informe pretende aportar a la revisión del mercado de combustibles solicitada por la Ley N° 19.889, en particular en lo referido a la etapa de la distribución secundaria (literales B), C), D) del artículo 237<sup>1</sup>).

Se realiza una descripción del funcionamiento de este mercado y un estudio comparado con ciertos países que se han seleccionado de forma de lograr una muestra representativa de los diferentes esquemas.

Se ha identificado la necesidad de una clara y transparente definición de roles, separando los de regulador, de los de comercializador, distribuidor, etc., así como la necesidad de incentivar la eficiencia de las actividades involucradas procurando que la misma se traslade a precios acordes a costos eficientes, sin descuidar los niveles de acceso a los combustibles por parte de la población, así como las condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad del sistema.

### 1. DESCRIPCIÓN DE LA CADENA DE DISTRIBUCIÓN

#### 1.1. Funcionamiento actual del sistema de transporte, distribución y venta final

A continuación se presenta el esquema del mercado actual de distribución secundaria de los combustibles líquidos en Uruguay:



Figura 1: Esquema actual del mercado de distribución. Fuente: "Análisis del sistema de distribución secundaria de combustibles líquidos en Uruguay" (Fase I), Deloitte 2019 para MIEM-DNE.

<sup>1</sup> "Artículo 237. (Reforma del mercado de petróleo crudo y derivados).- Encomiéndose al Poder Ejecutivo, en un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la vigencia de la presente ley a presentar a la Asamblea General una propuesta integral de revisión, tanto legal como reglamentaria, del mercado de combustibles que contemple, entre otros aspectos, los siguientes: B) Un estudio de la cadena de comercialización interna de combustibles, incluyendo análisis estadísticos y evaluación de afectación por factores no impuestos por el sistema y que podrían o debieran modificarse. C) Un estudio sobre los aspectos regulatorios del mercado de combustibles, incluyendo análisis comparativo con mercados de combustibles externos. D) Un estudio sobre los tributos y subsidios incluidos en los precios de venta al público, incluyendo protección de consecuencias de variantes."

Como se observa en el gráfico anterior, la actividad de Distribución Secundaria comienza cuando los combustibles son retirados de las distintas plantas de almacenamiento de ANCAP y termina con su despacho en Estaciones de Servicio (EESS) o bocas de autoconsumo.

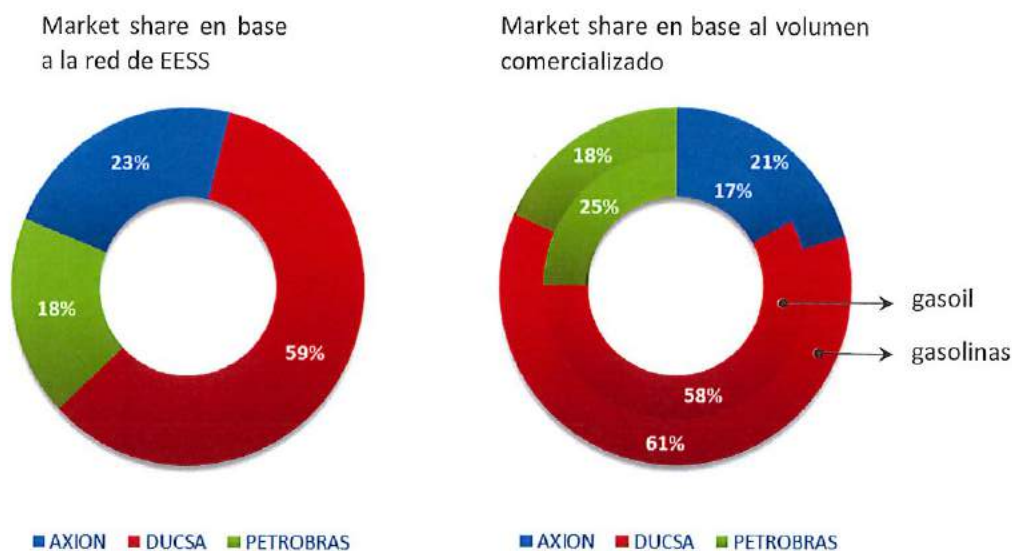
### 1.1.1. Distribución Secundaria

#### 1.1.1.1. Descripción de la actividad

Actualmente el combustible en Uruguay se distribuye a través de 3 empresas distribuidoras: Distribuidora Uruguaya de Combustibles S.A. (DUCSA, sello ANCAP), Axion (ex sello ESSO Standard Oil Co.) y Petrobras Uruguay Distribución (actualmente en proceso de venta de sus acciones).

Asimismo DUCSA tiene como subsidiaria a Canopus Uruguay Ltda., desde la compra de la red de Chevron Texaco en su momento, pero en definitiva es parte del sello ANCAP y de la operativa de DUCSA.

A continuación se presentan los gráficos que muestran la cuota de mercado de las tres distribuidoras<sup>2</sup>.



**Gráfico 1.** Cuota de mercado de las distribuidoras en cantidad de EESS y volumen de ventas 2019, elaboración propia. Fuente ANCAP.

#### 1.1.1.2. Regulación de la actividad

Históricamente toda la regulación de esta actividad se establecía en los contratos de ANCAP con las distribuidoras, incluido el margen por ejercer la misma así como su mecanismo de actualización. Estos contratos, que igualmente ya no están vigentes, no son de carácter público.

<sup>2</sup> El volumen de negocios de CANOPUS se suma al de DUCSA.

A partir de la creación de la URSEA y de que la misma estableciera sus reglamentaciones, los aspectos relacionados a calidad y seguridad de la actividad fueron regulados por ésta.

Los contratos entre ANCAP y las distribuidoras fueron denunciados por el ente en agosto de 2016 (antes de su vencimiento) para poder introducir a partir del año 2017 una reducción del 10% en los márgenes distribución.

A partir de ese momento los márgenes de las distribuidoras permanecieron constantes. Axion y Petrobras recurrieron a la vía arbitral. La resolución del arbitraje falló a favor de ANCAP en cuanto a la posibilidad de establecer un nuevo margen de distribución, así como a favor de las demandantes respecto a la necesidad de ajustes, por lo que los márgenes debieron ajustarse en forma retroactiva y deberán seguirse ajustando en función del IPC.

A continuación se presentan los márgenes de distribución donde se observa la rebaja nominal del 10% en diciembre de 2016 y como habían seguido cayendo paulatinamente en términos reales (esto luego se corrigió).

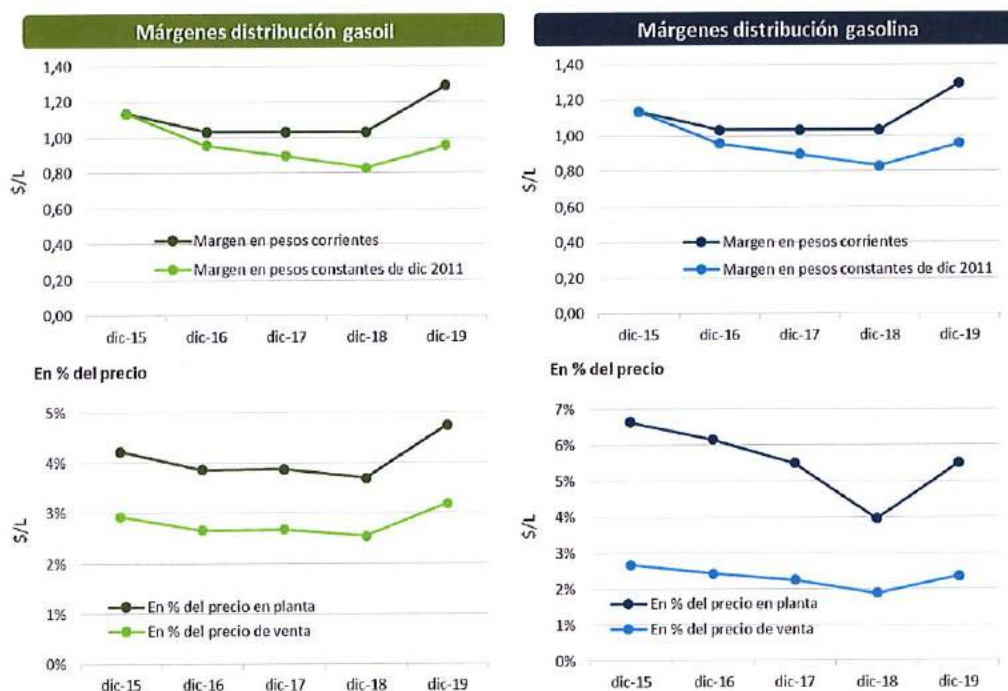


Gráfico 2. Márgenes de distribución diciembre 2015 - diciembre 2019, elaboración propia. Fuente: ANCAP.

Los contratos de ANCAP con las empresas distribuidoras, incluían además de requisitos entre las partes, también los que debían cumplir los otros actores que participan de la cadena (transportistas y estacioneros). Es decir que ANCAP ha venido cubriendo roles de regulador, proveedor, y operador comercial en el sistema de distribución de combustibles líquidos (incluso lo sigue haciendo a pesar de no contar con contratos, debido a que es condición para la venta de combustibles a las distribuidoras).

## 1.1.2. Transporte de combustibles (flete) entre las plantas de distribución primaria de ANCAP y las Estaciones de Servicio

### 1.1.2.1. Descripción de la actividad

El transporte de los combustibles se realiza en camiones desde su despacho en las cinco plantas de almacenamiento de ANCAP: Tablada, Juan Lacaze, Paysandú, Durazno y Treinta y Tres, hasta las EESS.

En general los contratos entre las compañías distribuidoras y las empresas transportistas se enmarcan bajo un régimen de exclusividad, justificado por parte de las empresas distribuidoras en la necesidad de velar por estándares de seguridad propios de cada compañía, aunque esto es algo que seguramente propende a un uso sub óptimo de la flota de camiones.

En momentos puntuales de pico de demanda habría un mercado spot en el que se utilizan, por ejemplo, camiones del puerto de Montevideo.

Se ha identificado que existen ineficiencias de carga dado el despacho dispar durante la semana (mayor los viernes previendo el consumo del fin de semana y también por motivos financieros derivados de la forma de pago de las EESS a las distribuidoras), así como restricciones impuestas por el transporte desde ANCAP a las plantas de almacenamiento en el interior, principalmente cuando se utilizan como medio de transporte las barcazas o el ferrocarril (cuando estaba operativo, actualmente fuera de servicio por obras).

### 1.1.2.2. Regulación de la actividad

Para poder participar en la actividad de transporte de combustible se requiere un permiso para el ingreso a las plantas de distribución primaria de ANCAP, el mismo es conocido como "cédula verde" o "calibre" y era otorgado por ANCAP, constituyendo una fuerte barrera de entrada para la actividad. Al 2019 el número de cisternas con "cédula verde" rondaba las 250.

Esta barrera de entrada ha derivado en valores llave elevados para el negocio de transporte (duplicando o triplicando el valor de las unidades).

Por otra parte, las empresas distribuidoras no cuentan con flota propia de camiones para transporte de combustibles y son pocas las EESS con autotransporte, por lo que en su amplia mayoría deben contratar con los transportistas el flete entre las plantas de almacenamiento y las EESS.

Actualmente ANCAP fija la tarifa de flete en pesos por kilómetro y por litro. Esas tarifas son las que luego reconocen las empresas distribuidoras a sus transportistas, aunque su costo es de cargo de ANCAP.

En definitiva, las distribuidoras operan en un marco en el que no negocian precios, no internalizan los costos de transporte del combustible y pueden contratar con una cantidad limitada de empresas portadoras de "cédulas verdes".

En consecuencia, no existen incentivos para que los distribuidores procuren la optimización logística del transporte, ya que si bien establecen el ruteo no le impactan los costos asociados.

A continuación se presenta el margen de transporte para el período comprendido entre diciembre 2015 y diciembre de 2019 para gas oil y gasolina Super.

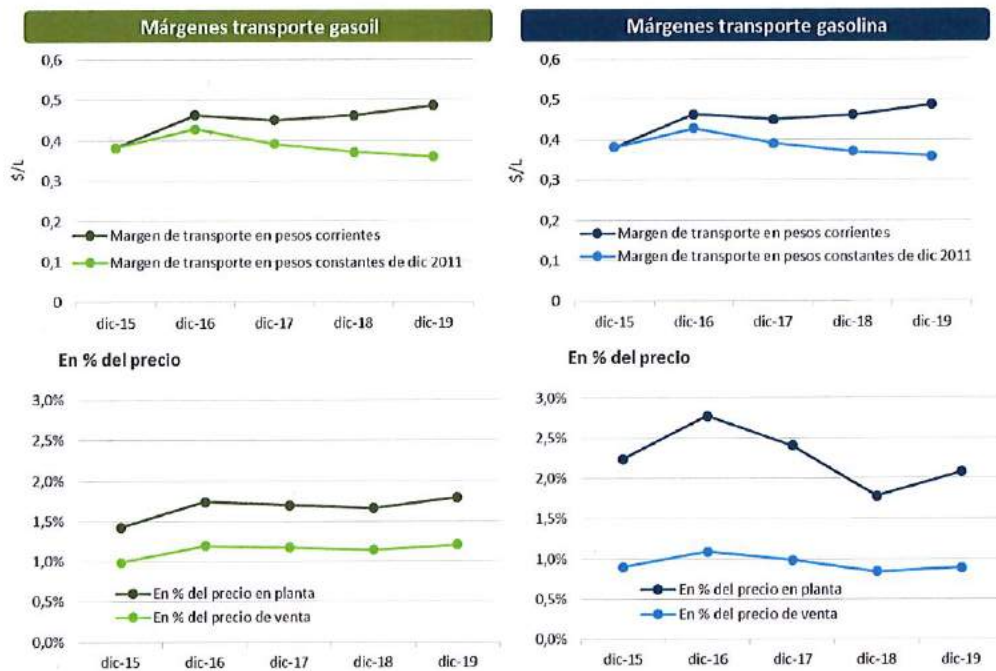


Gráfico 3. Márgenes de transporte 2015-2019, elaboración propia. Fuente: ANCAP.

Los valores informados corresponden al costo promedio anual por litro que se pagó por concepto de fletes carreteros en el período 2015-2019.

En los hechos existe una escala de monto de flete en función de las distancias recorridas. En el primer rango se paga el monto por los metros cúbicos transportados, en los siguientes 3 rangos se paga el monto por metro cúbico transportado y por kilómetro recorrido. Entre los rangos existe una estabilización de los kilómetros para evitar que los montos pagados en los tramos sucesivos pierdan coherencia.

Considerando que el costo lo paga ANCAP, el transportista o la distribuidora no tienen incentivos claros para procurar hacer menos viajes y con las cisternas más llenas.

Dado que los otros actores de la cadena (distribuidoras y EESS) también tienen una bonificación fija por litro vendido, y que no se hacen cargo del costo de transporte, tienen incentivos a limitar su inversión en capital de trabajo, comprando combustible de modo frecuente en lugar de manejar stocks propios (más allá que ninguna de las empresas distribuidoras ni las EESS cuentan con capacidad de almacenamiento intermedio).

Es importante considerar, frente a posibles modificaciones de funcionamiento del sistema, que actualmente cuando la demanda de combustibles de las estaciones de servicio no logra ser cubierta por la planta de almacenamiento de ANCAP más cercana, los despachos son desviados a La Tablada, y es ANCAP quien afronta el costo adicional de transporte.



### 1.1.3. Venta al público en Estaciones de Servicio

#### 1.1.3.1. Descripción de la actividad

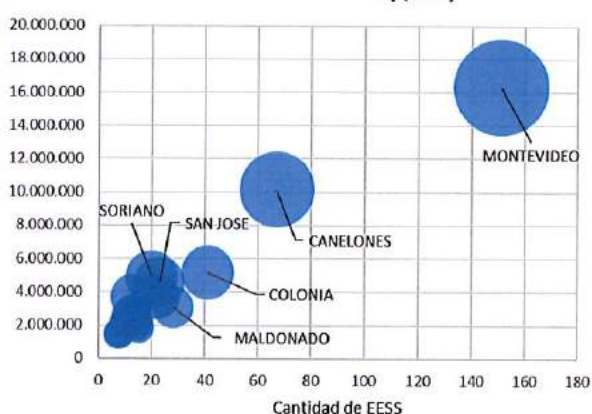
La venta al público en general se realiza en las 486 estaciones de servicio distribuidas en todo el territorio nacional. A continuación se observa la cantidad de EESS según sello y las ventas promedio, para cada uno de los departamentos.

#### Estaciones de servicio según distribuidora

Por departamento

	AXION	DUCSA	PETROBRAS
ARTIGAS	1	6	1
CANELONES	12	39	16
CERRO LARGO	2	7	1
COLONIA	8	26	7
DURAZNO	2	8	2
FLORES	2	4	1
FLORIDA	1	11	2
LAVALLEJA	2	7	3
MALDONADO	4	18	6
MONTEVIDEO	55	68	28
PAYSANDU	4	15	3
RIO NEGRO	2	9	2
RIVERA	0	7	1
ROCHA	2	12	1
SALTO	2	10	2
SAN JOSE	5	12	6
SORIANO	2	15	3
TACUAREMBO	4	7	2
TREINTA Y TRES	0	7	1
<b>TOTAL</b>	<b>110</b>	<b>288</b>	<b>88</b>

Volumen de venta mensual (L/mes)



**Gráfico 4.** Promedio mensual del volumen de ventas (eje vertical) y cantidad de EESS (eje horizontal), por departamento. El tamaño de las burbujas es directamente proporcional a las ventas anuales por departamento. Elaboración propia. Fuente ANCAP.

**Tabla 1.** Cantidad de estaciones de servicio por distribuidora. Elaboración propia, fuente: ANCAP.

En relación al esquema de propiedad y operación de las EESS en Uruguay, se puede decir que coexisten los tres tipos, con distinta integración vertical de los sellos al expendio:

Estaciones "COCO" – *Company owned / Company operated*: propiedad de las compañías distribuidoras y operadas directamente por ellas (denominadas coloquialmente "propias").

Estaciones "CODO" – *Company owned / Dealer operated*: propiedad de las compañías distribuidoras y operadas por particulares (denominadas coloquialmente "oficiales")<sup>3</sup>.

Estaciones "DODO" – *Dealer owned / Dealer operated*: propiedad de particulares y operadas por particulares.

La distribución actual de las EESS según la clasificación mencionada anteriormente, se resume a continuación<sup>4</sup>:

<sup>3</sup> Las EESS sello ANCAP de este tipo incluyen predios de DUCSA, ANCAP, Canopus y Celemyr.

<sup>4</sup> Los contratos estarían imponiendo un tope a la cantidad de EESS del tipo "COCO" en cuatro por empresa.

Estaciones de servicio según esquema propiedad/operación				
	COCO	CODO	DODO	Total
DUCSA	2	50	237	289
Axion	0	4	106	110
Petrobras	4	24	61	89
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>78</b>	<b>404</b>	<b>488</b>

Fuente: Información relevada entre distintos actores

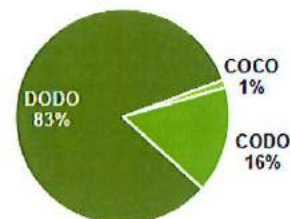


Tabla 2 – Gráfico 5. Estaciones de servicio según esquema de propiedad. Fuente: “Análisis del sistema de distribución secundaria de combustibles líquidos en Uruguay” (Fase I), Deloitte 2018 para MIEM.

Las distribuidoras generalmente señalan que contar con estaciones de servicio del tipo “COCO” es útil en tanto les permite adquirir un mayor conocimiento sobre el negocio de expendio (aportando valor a la hora de sus negociaciones con los estacioneros) y porque pueden ser utilizadas como “testigo” para distintas pruebas (como pueden ser testeos de software, modificaciones en los modelos de atención, capacitación, entre otros).

Por otro lado, cabe señalar que existen algunas personas o grupos económicos que cuentan con varias estaciones, que en algunos casos incluso son de distinto sello, lo que podría atentar contra la competencia en el mercado por el alto grado de concentración económica que podría existir en ciertas zonas del país.

En relación a la infraestructura, en general las inversiones en tanques y surtidores de las EESS son realizadas por las distribuidoras, lo que genera una limitación de hecho al cambio de sello.

Tampoco existe la posibilidad de funcionar en un esquema de “marca blanca”. Esto significa que los operadores o concesionarios no pueden operar bajo una marca propia como sucede en otros países. Si bien no existe una regulación que expresamente prohíba esta práctica, la misma está restringida por los contratos coligados (ANCAP- Distribuidoras, Distribuidoras- Transportistas, Distribuidoras- EESS).

También existen las bocas de expendio o EESS “de fin social”, definidas por ANCAP como aquellas que siendo únicas en su localidad (no tienen otra estación a menos de 40 Km) despachan menos de 60 m<sup>3</sup> al mes. Se trata de 22 estaciones a las que se les reconoce una bonificación 5% mayor que las de carácter general.

Dentro de las anteriores, hay un número menor que son llamadas estaciones socio-geográficas, que tienen la característica de: estar en zona rural, distancia no menor 30 Km entre estaciones y venta menor a 30 m<sup>3</sup>/mes, estas estaciones tienen más días para pago a distribuidores.

En forma paralela al negocio de venta de combustibles, las estaciones prestan servicios adicionales como tiendas de conveniencia. Existen dos modalidades: tiendas de conveniencias franquiciadas y tiendas operadas por el estacionero. A modo de referencia, en el caso de DUCSA unas 200 estaciones (sobre un total de 289) cuentan actualmente con mini mercados, correspondiendo sólo diez de ellos a la modalidad de franquicias (“Tiendas 360”). Petrobras, en tanto, cuenta con unos 13 mini mercados en modalidad de franquicia (“Espacio 1”). Actualmente la gran mayoría de los mini mercados son manejados directamente por el concesionario.

Asimismo, una gran cantidad de estaciones tienen otro tipo de servicios aparte de los mini mercados, como ser: gomería, local de cobranzas, lavadero.

### 1.1.3.2. Regulación de la actividad

Como se ha explicado antes, las condiciones de la actividad se establecían en los contratos que ANCAP tenía con las empresas distribuidoras y que hoy mantiene como requisito para la venta de combustible a las mismas.

Los contratos mencionados preveían un procedimiento para abrir nuevos puntos de venta, sujeto a estudio por parte de ANCAP respecto del potencial de demanda, lo que iniciaba un proceso competitivo de llamado a las distribuidoras a presentar proyectos bajo determinados parámetros (fundamentalmente de ubicación y dimensionamiento). Sin perjuicio de ello, han sido muy escasos los casos de aperturas de nuevas EESS en los últimos años.

No obstante lo anterior, sí está permitido el traslado de EESS de un mismo sello, nuevamente bajo las reglas fijadas por ANCAP (que, por ejemplo, establece límites de distancias mínimas y máximas entre EESS).

Respecto al cierre de EESS, una vez efectuado el mismo se cuenta con un plazo de seis meses para el cierre definitivo, pero en los hechos las compañías distribuidoras suelen solicitar prórrogas que extienden dicho plazo (por períodos que alcanzan a ser de varios años). Lo anterior resulta en bocas "latentes" (es decir, bocas incluidas en la contabilización de estaciones por sello pero que no están operativas y podrían reabrir en el futuro). Habría unas 14 EESS en este estado, de las cuales 10 corresponderían a DUCSA, 2 a Petrobras y 2 a Axion.

Los contratos entre ANCAP y las compañías distribuidoras limitaban la posibilidad de las EESS para el cambio de sello, incluso al término de los contratos entre éstas y los estacioneros. A pesar de no haber contrato, dado que las condiciones siguen siendo las mismas, el cambio de sello solo podría ocurrir únicamente si existe acuerdo entre las dos distribuidoras y el operador, lo cual difícilmente suceda en los hechos.

Respecto de las bonificaciones que reconocen las compañías distribuidoras a las estaciones de servicio, como se ha dicho son fijadas por ANCAP.

Desde la década de 1980 ANCAP habría utilizado un régimen de ajuste mediante fórmulas de tipo paramétricas para una "estación tipo". Sin embargo, los mecanismos de cálculo fueron cambiando en numerosas ocasiones, constatándose variaciones en los componentes del cálculo para reconocer modificaciones en los costos de esa "estación tipo", los índices aplicados para su actualización y la frecuencia de revisión.

A partir de enero de 2017, las bonificaciones de las estaciones de servicio también se disminuyeron en un 10% (con excepción de las sociogeográficas que se les aumentó 5%) pero en este caso y a diferencia de lo que sucedió con los márgenes de las distribuidoras, operó una indexación por la evolución del IPC y los salarios.

A continuación se presentan las bonificaciones de las EESS, de los últimos años:

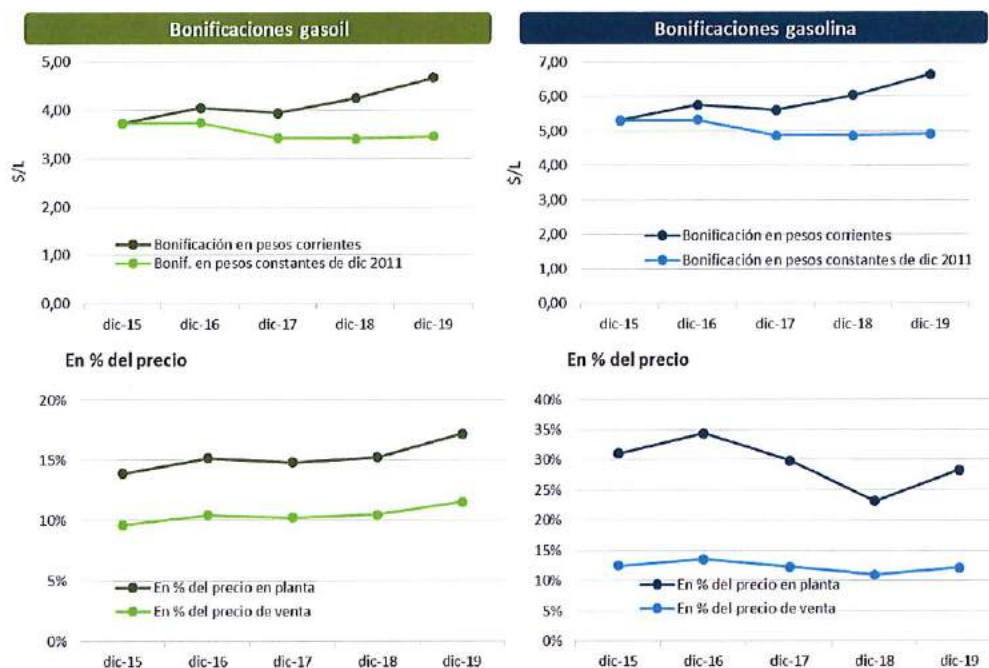


Gráfico 6. Bonificaciones a las EESS, 2011-2019, elaboración propia. Fuente: ANCAP.

Por otro lado, las Distribuidoras tienen sus contratos con los operadores de las EESS. En ellos, se trasladan una serie de obligaciones y derechos que las distribuidoras establecieron en sus contratos con ANCAP. A vía de ejemplo, en estos se deja constancia que las distribuidoras abonarán las bonificaciones que fija ANCAP para los operadores, así como el reconocimiento del pago del flete que -como ya advertimos- en realidad lo realiza directamente ANCAP. No obstante el traspaso de ciertos derechos y obligaciones, estos contratos también contienen obligaciones y derechos específicos de estos contratos como cadencia de pagos, mecanismo para descuentos especiales, realización de inversiones en las EESS, entre otros aspectos.

#### 1.1.4. Grandes consumidores

Más del 30% del volumen de gasoil se comercializa a grandes clientes con descuentos, pero no existe un mercado mayorista abasteciendo bocas de consumo propio. La mayoría de esos grandes clientes igualmente requieren utilizar la red de estaciones. Sin embargo, se estima que el 20% del gasoil se vende a clientes que podrían prescindir de la red (por lo que potencialmente sería volumen que se podría transar en un mercado mayorista y entregarse en bocas propias si hubiese incentivos económicos para ello).

Existen sólo 15 bocas de consumo propio (BCP) correspondientes a 5 empresas, abastecidas directamente por las compañías distribuidoras o por ANCAP. Actualmente los contratos o condiciones de venta entre ANCAP y las distribuidoras limitan la posibilidad de que existan otros puestos de autoconsumo.

Según la información proporcionada por ANCAP, el volumen total de ventas en bocas de consumo propio fue de casi 34 millones de litros en 2019, lo que equivale a menos del 4% de las ventas totales de gasoil. A su vez, la mayor parte de ese volumen (88%) corresponde a CUTCSA, siendo relativamente muy pequeños los demás consumos bajo este régimen.

Empresa	Cantidad de bocas	Ventas 2019 (L)
CUTCSA	1	29.706.033
TRALE S.A.	8	2.741.978
ITALIN S.A.	4	728.820
ALMARAZ S.A	1	275.589
I.N.I.A.	1	189.581
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>33.642.001</b>

Tabla 3. Bocas de consumo propio: cantidad y consumo 2019, elaboración propia. Fuente: ANCAP.

Los descuentos sobre precio público a cada BCP se determinan en función del volumen promedio que consumen, si el mismo es menor a 150 m<sup>3</sup>/mes se descuenta el 40% de la bonificación de gasoil y si es superior a 150 m<sup>3</sup>/mes se descuenta el 80% de la bonificación de gasoil.

CUTCSA además de ser BCP es gran cliente y se le vende a Precio Público menos el 80% de la bonificación de gasoil y menos el "Margen Otros Canales" que perciben las distribuidoras por las ventas entregadas sin participación de las EESS.

Actualmente no existirían incentivos económicos para el desarrollo de un mercado mayorista. De hecho, cuando las compañías distribuidoras venden a una boca de autoconsumo reciben sólo una porción de su margen de distribución. Los estacioneros también tienen incentivos a que el flujo se canalice por la red, aun absorbiendo descuentos por volumen que llegan hasta el 80% de su bonificación.

Históricamente buena parte de los descuentos por volumen eran negociados por las estaciones de servicio con sus clientes, pero actualmente la mayoría se acuerda a nivel de la compañía distribuidora. El descuento es absorbido por el estacionero (aunque existen algunos casos excepcionales). Sin embargo, el riesgo de crédito cuando además se otorga financiamiento, generalmente queda a cargo de la distribuidora.

En relación a los requerimientos de seguridad para la operación de las instalaciones de las bocas de autoconsumo, en caso de darse un incremento de las mismas, deberá reconsiderarse especialmente en la regulación.

Por otra parte es de resaltar que para generación eléctrica, UTE adquiere el gasoil según la Resolución de ANCAP N° 667/2019 que establece metodología de cálculo de precio de GO y FO a UTE, a precio que es PVP (precio de venta al público) restando los ítems que no corresponden (márgenes de distribución secundaria, fiducioso del GO, etc.).

Asimismo, el decreto del Poder Ejecutivo N° 201/018, de fecha 3 de julio de 2018, establece que *"en ciertas condiciones excepcionales (baja hidraulicidad o consumo de combustible por encima de lo presupuestado) el precio se fija utilizando referencias de precios en el mercado internacional facturados en dólares americanos"*.

A la fecha no se han constatado "casos excepcionales" no obstante se observa que no existe una referencia explícita al precio internacional a ser considerado.

## 2. REGLAMENTACIÓN DE LA URSEA

Desde su creación la URSEA ha dictado una serie de reglamentos de seguridad y calidad respecto a los combustibles líquidos que afectan a toda la cadena<sup>5</sup>, desde ANCAP hasta los operadores de las EESS. Dado que la mayoría no regulan o afectan el funcionamiento del mercado de la distribución de combustibles líquidos, en la medida que establecen requisitos técnicos transversales a todos los actores, cada uno en su etapa de la cadena, no se analizará dicha normativa en este documento.

No obstante lo cual, queremos destacar el Reglamento de Seguridad de Instalaciones y Equipos Destinados al Expendio de Combustibles Líquidos (el "Reglamento") que comenzó a regir el 1ero de enero del 2020 aprobado por Resolución N° 164/2019 de la URSEA.

Sin perjuicio de las disposiciones específicas de seguridad que no resultan relevantes para este informe, destacamos las siguientes disposiciones:

- a. Los distribuidores son responsables de que los operadores de las EESS cumplan con el reglamento.
- b. Los distribuidores son responsables del mantenimiento de las instalaciones y equipos de su propiedad en los puntos de venta. Esta regulación es un reconocimiento expreso a la práctica que comentábamos anteriormente, en donde los distribuidores suelen ser propietarios de instalaciones y equipos en las EESS.
- c. Se regula el proceso de expendio de combustible. Desde la recepción del vehículo hasta el pago del combustible. Se prohíbe las estaciones de auto servicio salvo expresa autorización de la URSEA

---

<sup>5</sup> Ver texto compilado de resoluciones en <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/textos-ordenados-compilados-del-sector-hidrocarburos>

### 3. VOLÚMENES COMERCIALIZADOS

A continuación se presentan las ventas mensuales de gasolina y gasoil, donde se observa algún efecto de estacionalidad.

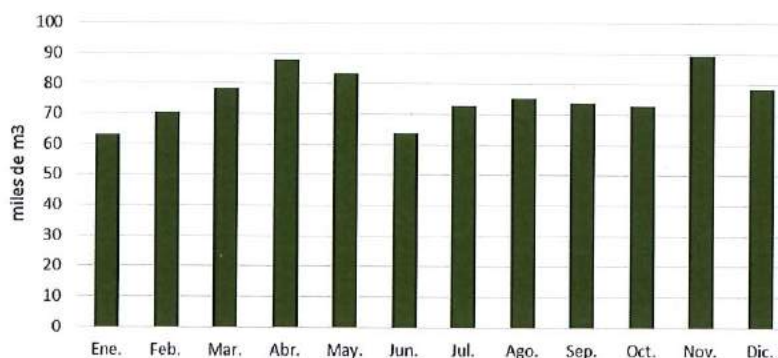


Gráfico 7. Ventas mensuales de gasoil 2019 (miles de metros cúbicos). Fuente: ANCAP. Elaboración propia.

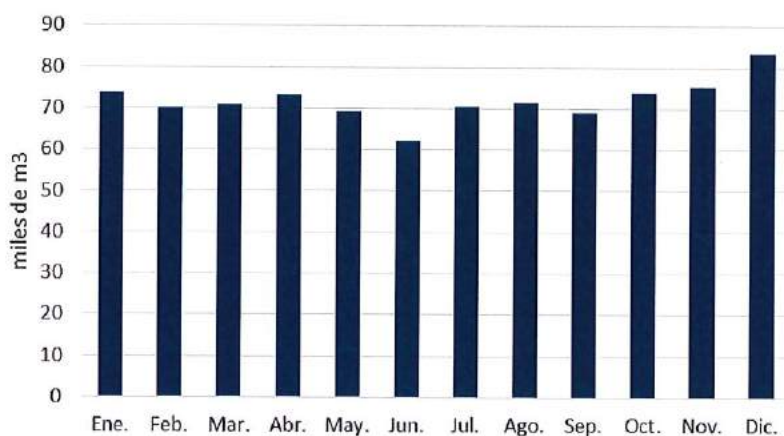


Gráfico 8. Ventas mensuales de gasolina 2019 (miles de metros cúbicos). Fuente: ANCAP. Elaboración propia.

A continuación se presenta la distribución de EESS por volumen total de ventas de gasolina y gasoil para el año 2019, separado entre Montevideo e Interior del país respectivamente, observando la gran diversidad de tamaños de estaciones medido éste en ventas de combustible.

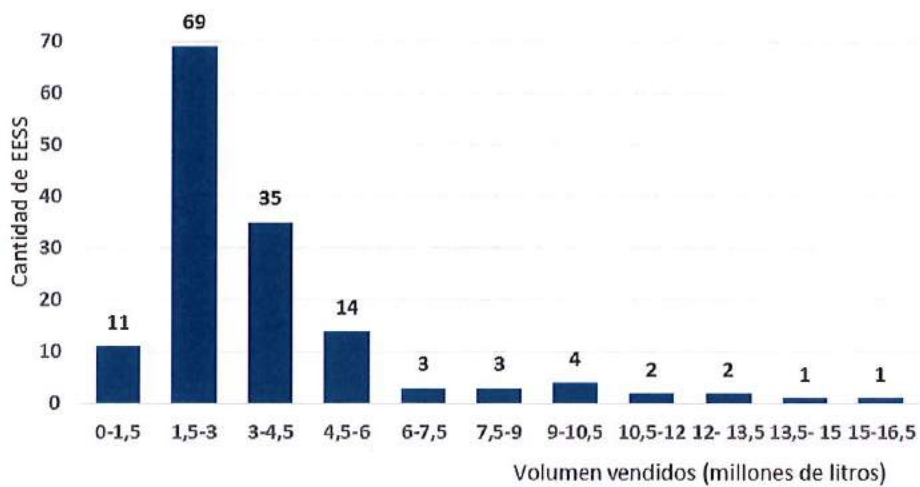


Gráfico 9. Volumen de venta total de gasolina y gasoil y Nro de EESS en Montevideo. Fuente: ANCAP. Elaboración propia.

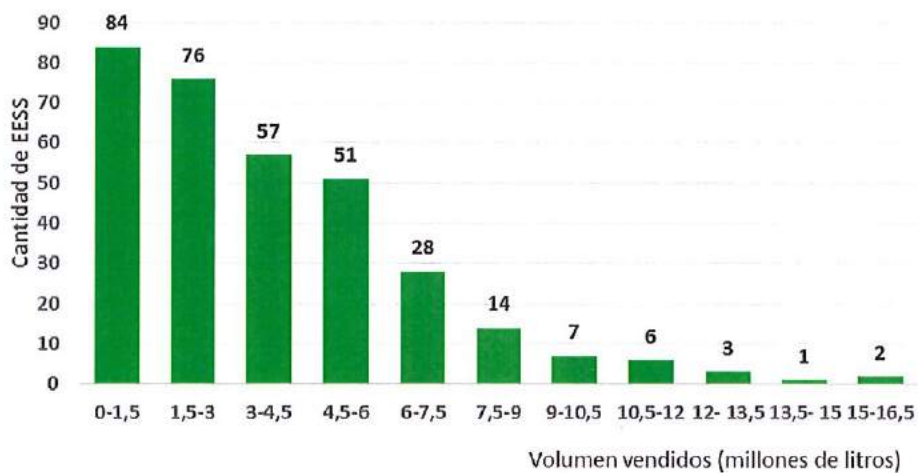


Gráfico 10. Volumen de venta total de gasolina y gasoil y Nro de EESS en el interior del país. Fuente: ANCAP. Elaboración propia.



#### 4. PRECIOS AL CONSUMIDOR Y SU COMPOSICIÓN<sup>6</sup>

A continuación se muestra el desglose de la tarifa de las gasolinas y el gasoil 50s.

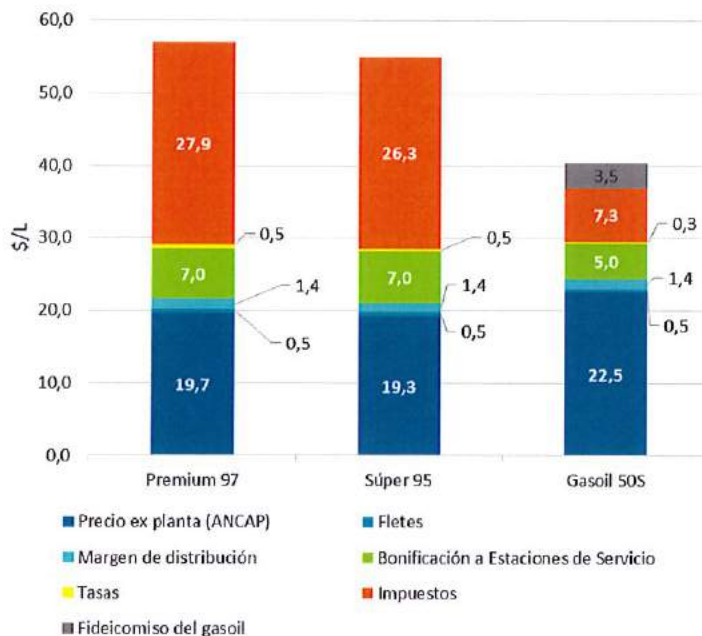


Gráfico 11. Composición del precio gasoil y gasolinas 2019, en \$/L Fuente: URSEA.

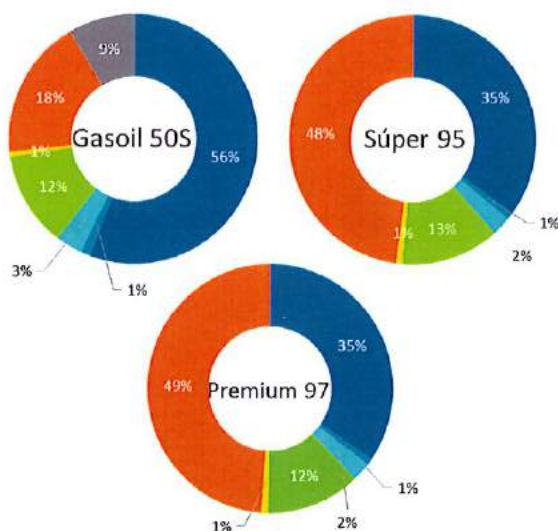


Gráfico 12. Composición porcentual del precio gasoil y gasolinas 2019. Fuente: URSEA.

<sup>6</sup> Responde al literal D) Un estudio sobre los tributos y subsidios incluidos en los precios de venta al público, incluyendo protección de consecuencias de variantes.

Hasta el momento los precios de venta al público de los distintos combustibles líquidos son propuestos por ANCAP y aprobados por decreto del Poder Ejecutivo. Los mismos son precios máximos y únicos a nivel nacional.

El único tratamiento diferencial vigente actualmente refiere a la reducción del IMESI a la enajenación de gasolina en estaciones de servicio de frontera (Ley 18.083, Decreto 398/007), a los efectos de atenuar la brecha frente a los precios en los países vecinos.

La fijación de precios consideraba los costos incurridos por el ente (los propios de importar, refinar y almacenar, más los márgenes acordados por ANCAP con los distintos agentes), demanda proyectada y reconocía ciertos objetivos de rentabilidad de la empresa (cambiante según la coyuntura económica) así como consideraba ciertas proyecciones de precio de crudo y tipo de cambio para todo un año, ya que la tarifa se venía ajustando en general con esa frecuencia.

Respecto de los márgenes de la distribución secundaria, tanto la URSEA<sup>7</sup> como la comparación con otros países analizados en la consultoría de Deloitte muestran que son elevados.

#### Margen de comercialización y distribución\*

En US\$ / litro

	Gasolina	Gasoil	Fecha	Márgenes a partir de:
Uruguay	0,25	0,19	Feb-18	Planta de abastecimiento
Argentina	--	--	--	--
Brasil	0,21	0,21	Mar-18	Refinería
Chile	0,08	0,09	Mar-18	Refinería
Colombia	0,15	0,15	Mar-18	Refinería
Costa Rica	0,10	0,10	Mar-18	Planta de abastecimiento
Estados Unidos	0,06	0,12	Ene-18	Refinería
México	--	--	--	--
Nueva Zelanda	0,16	0,20	Mar-18	Refinería
Paraguay	--	--	--	--
Reino Unido	0,08	0,10	Mar-18	Refinería

Nota: Solamente se incluyen los países que publican oficialmente información de descomposición de precios.

\*Diferencia de precio al público sin impuestos ni tasas y precio en planta de abastecimiento o en refinería, dependiendo de la información disponible en cada país. En Uruguay, equivale a considerar conjuntamente las remuneraciones de flete, distribución mayorista y estaciones de servicio.

**Tabla 4.** Comparación del márgenes de comercialización en distintos países, USD/L, año 2018. Fuente: "Análisis del sistema de distribución secundaria de combustibles líquidos en Uruguay" (Fase I), Deloitte<sup>8</sup>.

Más allá de la fuerte apreciación que muestra el peso uruguayo en relación a los parámetros históricos de paridad frente al dólar (lo que determina que la mayoría de los precios de bienes

<sup>7</sup> Benchmark realizado por Mercado sEnergéticos para URSEA en oportunidad de revisión de PPI 2017

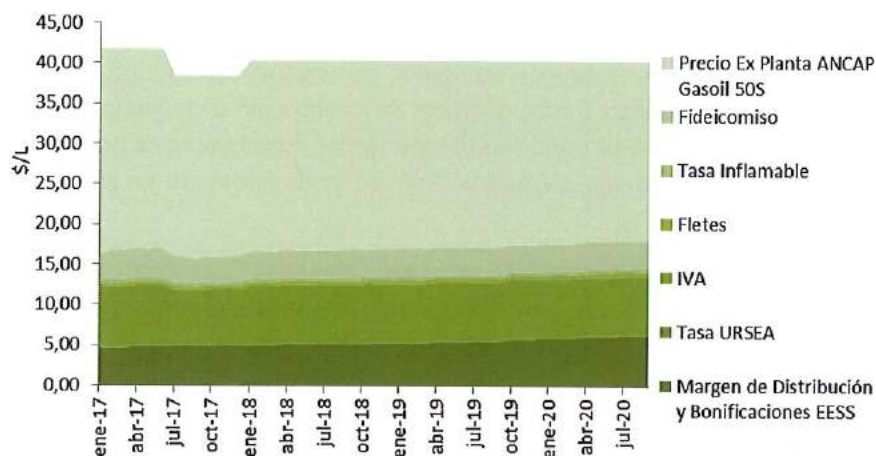
<sup>8</sup> "Las comparaciones deben tomarse a título indicativo, puesto que la información disponible, la definición y el cálculo de los márgenes presentan diferencias entre los países.

Se presenta la comparación en dólares por litro y no en términos relativos al precio al público o al precio en planta para excluir distorsiones que pueden derivarse de ineficiencias en la refinación y/o incidencia de impuestos y tasas en el precio al público.

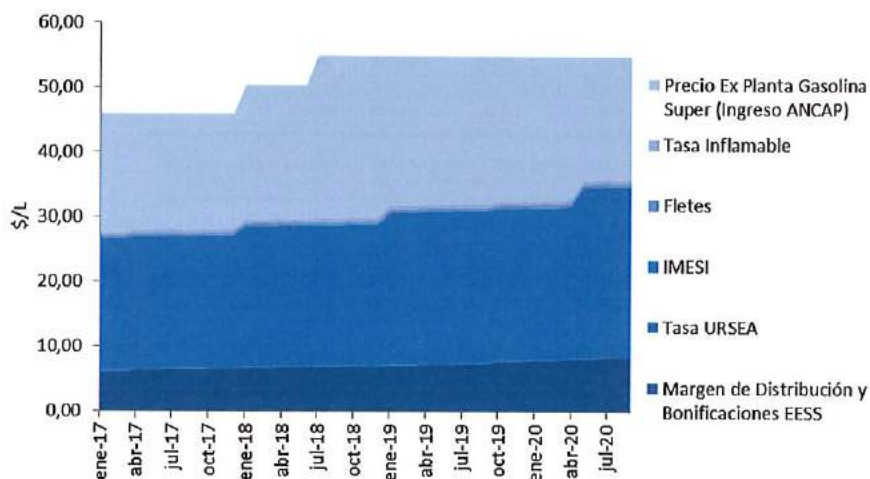
De todas formas, también vale advertir que los altos márgenes en Uruguay deben observarse en el marco de fuerte apreciación que muestra el peso uruguayo en relación a los parámetros históricos de paridad frente al dólar. En términos generales, ello determina que la mayoría de los precios de bienes y servicios "no transables" (incluyendo los salarios que pagan estas actividades) se encuentren en valores relativamente elevados en la comparación en dólares". Deloitte

y servicios “no transables” se encuentren en valores relativamente elevados en la comparación en dólares) hay indicadores que advierten que hoy estos márgenes no serían valores eficientes.

En los gráficos a continuación se observa la evolución de los precios de venta al público de los combustibles y su composición en los últimos años.



**Gráfico 13.** Evolución corriente de los componentes del precio del gasoil, elaboración propia. Fuente: ANCAP.



**Gráfico 14.** Evolución corriente de los componentes del precio de la gasolina, elaboración propia. Fuente: ANCAP

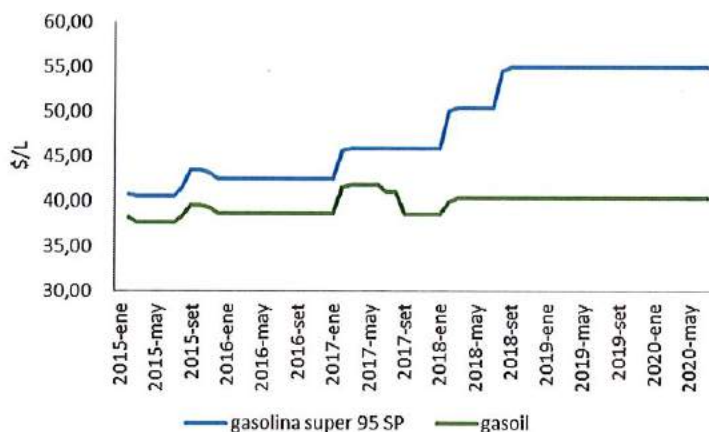


Gráfico 15. Evolución de las tarifas en pesos corrientes, elaboración propia. Fuente: ANCAP.

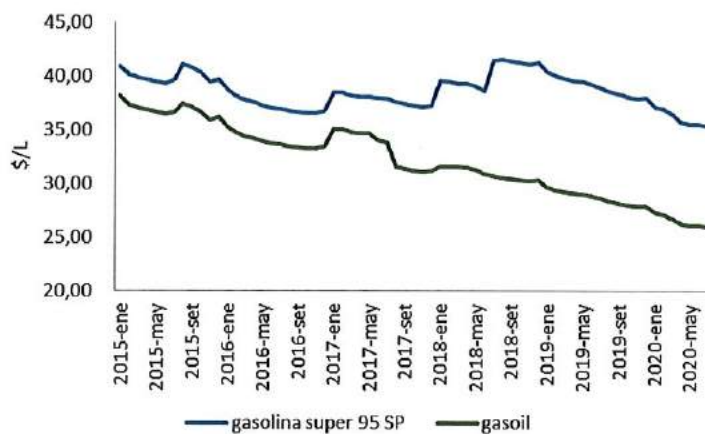


Gráfico 16. Evolución de las tarifas en pesos constantes con base 2015, elaboración propia. Fuente: ANCAP.

## 5. REVISIÓN INTERNACIONAL DE ASPECTOS REGULATORIOS DEL MERCADO DE LOS COMBUSTIBLES

A los efectos del presente trabajo se han seleccionado una serie de mercados relevantes que tienen características dispares. Se intenta mostrar un panorama que contenga experiencias diferentes y puede ser un reflejo de la realidad internacional. Así se incluyen países vecinos, países que son netamente importadores de petróleo y otros que lo producen y exportan, naciones que tiene características demográficas similares a las de Uruguay o, por el contrario, que difieren sustancialmente.

Una vez seleccionados los mercados relevantes, se decidió relevar la existencia de los siguientes aspectos: (i) ley aplicable, (ii) participación de empresa estatal en la cadena, (iii) regulador independiente, (iv) estaciones de marca blanca, (v) fijación de márgenes de distribución secundaria, (vi) fijación de los precios máximos, (vii) fijación de precios del flete y logística, (viii) subsidios, y (ix) incentivos y restricciones.

Del cuadro comparativo (anexo 1) se pueden desprender una serie de conclusiones relevantes. En primer lugar, no todos los países tienen una ley marco del sector. Este punto parece no ser requisito necesario a la hora del diseño de la política del sector.

En segundo lugar, la mayoría de los países poseen una empresa estatal que tiene participación en alguna etapa de la cadena de distribución y generalmente existe cierta integración vertical con los otros segmentos de la cadena (*upstream* y *downstream*). La integración vertical puede tener una doble justificación. Por un lado, hay autores que afirman que garantiza o asegura el suministro del producto, en este caso combustibles. Por el lado de la industria, la participación en las diferentes etapas de la cadena reduce los costos, separa los riesgos, potencia los beneficios y permite un balance de la economía<sup>9</sup>.

Un reciente estudio de la OCDE, concluye que son pocos los países que han aprobado una legislación para controlar la integración vertical, diferente a la legislación que poseen para asuntos de defensa de la competencia. Quienes promueven estas normas en este tipo de mercados son por lo general operadores de estaciones de servicios independientes. Argumentan que la integración vertical facilita prácticas anti-competitivas, entre ellas el abuso de la posición dominante. Por su parte, quienes argumentan a favor de la integración vertical, sostienen que aprobar una legislación que prohíba o limite la integración vertical podría conducir a una suba de precios en las estaciones, ya que en efecto, la integración vertical tiene por finalidad generar eficiencias en la cadena<sup>10</sup>.

El estudio menciona que los efectos de la integración vertical en el sector son complejos. Por un lado, la eficiencia que se gana por integrar todas las etapas de la cadena se compensa con el debilitamiento de los operadores de las estaciones. Según sostienen los expertos, una solución amigable a este problema requiere que: (i) aquellos que apoyan la integración vertical puedan encontrar una solución al problema del abuso de posición dominante en sus contratos con los estacioneros, y (ii) que quienes se oponen a la integración vertical examinen si sus

---

<sup>9</sup> Moneef, Majid. (2007). Vertical integration strategies of the national oil companies. The Developing Economies.

<sup>10</sup> Competition Policy for Vertical Relations in Gasoline Retailing 2008. OCDE disponible en <https://www.oecd.org/daf/competition/abuse/43040511.pdf>

preocupaciones no pueden ser atendidas a través de la legislación de defensa de la competencia del país que se trate<sup>11</sup>.

Por otro lado, el relevamiento de los datos permite concluir que la mayoría de los países analizados poseen un regulador del sector con competencias bien específicas. Casi la totalidad de los países poseen, al menos, un regulador que vela por la competencia en el mercado.

Asimismo, el margen de la distribución secundaria es libre en la mayoría de los países estudiados, es decir, no sujeto a una regulación.

Otro aspecto relevante que surge de la comparación de los países es que la mayoría permite las estaciones de "marca blanca". Esto implica que cualquier persona puede operar una estación sin estar vinculado a un sello. Resulta interesante destacar que son pocos los países que han logrado desarrollar un sistema de información ágil, transparente y confiable para los consumidores. En este sentido, se destaca el sistema que posee la Comisión de Mercados y Competencia de España<sup>12</sup> o la aplicación móvil "Bencina en Línea" de la Comisión Nacional de Energía de Chile<sup>13</sup>.

Una gran parte de los países estudiados posee algún tipo de subsidio explícito, destacándose el subsidio en lugares fronterizos o zonas alejadas. Esto se debe en general a que esas estaciones de servicios o bocas de expendio se exponen a una competencia exógena de las estaciones fronterizas de los países vecinos. Por su parte, los subsidios en zonas alejadas se justifican para poder hacer viable el negocio y garantizar el suministro de combustible en dichas zonas.

Por último, es importante destacar que el único país que posee a su empresa estatal que participa en la cadena y, a su vez, regula el mercado, es Uruguay. En efecto, tal como expusimos a lo largo de este documento, a través de un entramado contractual ANCAP cumple un rol regulatorio. A vía de ejemplo, la apertura y traslado de estaciones se encuentra regulada en los contratos entre ANCAP y los distribuidores, siendo que la primera es la encargada de llevar adelante "llamados" para la apertura de estaciones, en función de pliegos que ANCAP aprueba sin opinión previa del regulador, así como es ANCAP quien opina de forma preceptiva y previa en caso de traslados. En la misma línea, ANCAP era quien autorizaba la incorporación de nuevas unidades afectadas al transporte de combustibles. Este derecho era ejercido de forma habitual y permanente, a través de las ya mencionadas "cédulas verdes".

---

<sup>11</sup> Idem.

<sup>12</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes>

<sup>13</sup> <https://appbencinaenlinea.cne.cl/>

## 6. CONSIDERACIONES FINALES

En términos generales hay conformidad respecto a las condiciones de calidad y seguridad del sistema de distribución de los combustibles líquidos en Uruguay incluyendo las posibilidades de acceso a los mismos (salvo algunas localidades pequeñas que históricamente han reclamado), siendo los precios el aspecto efectivamente más cuestionado.

Se entiende necesario establecer una clara separación de roles entre la fijación de políticas, la regulación y la actividad comercial, para construir un entorno de transparencia y objetividad tanto en el proceso de determinación de los precios como en la definición de subsidios.

Asimismo, se considera necesario que la regulación incluya los aspectos relacionados con la definición de reglas que establezcan las condiciones de apertura, cierre y traslados de estaciones de servicio, existencia de estaciones sociogeográficas, así como otras condiciones operativas que se consideren necesarias para el mejor funcionamiento del mercado, es decir incluir en la nueva normativa todos los aspectos que hasta el momento han estado regulados por los contratos entre ANCAP y las las empresas distribuidoras.

Finalmente se estima conveniente analizar las ventajas y desventajas de distintos escenarios regulatorios, su viabilidad, los principales riesgos asociados y los elementos que se constituyen críticos del éxito de cada uno de ellos.

7. ANEXO 1–CUADRO COMPARATIVO REVISIÓN INTERNACIONAL

Lev Marco	Argentina	Brazil	Chile	Colombia	Costa Rica	España	Francia	Guatemala	India	Indonesia	Italia	Japón	Malasia	México	Nueva Zelanda	Paraguay	Perú	Reino Unido	Suecia	Suiza	Taiwán	Tailandia	Uruguay	Venezuela	
Participación de empresa estatal en la cadena Regulador Independiente	No existe. Conjunto de leyes y decretos.	Lev de Petróleo Nro. 9478.	No existe. Conjunto de leyes y decretos.	No existe. Conjunto de leyes, decretos y reglamentos.	Lev de Hidrocarburos Nro. 8.585	Conjunto de leyes y decretos	Ley Nacional de Hidrocarburos	Convenio Minieros Act.	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	Permex	
Márgenes distribución secundaria fijados por Marca Blanca	Libre	Libre	Libre	Fijado por la CREG	Fijado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	Libre	
Fijación de los precios máximos	Permitido	Permitido	Permitido	No permitido	Fijado por el Ministerio de Minas y Energía	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	Permitido	
Fijación de los precios del flete	N/A	N/A	N/A	Fijado por la CREG	Fijado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Subsidios	Subsidio para proclinas paraguáneas	No existen subsidios explícitos	No existe subsidio sectorial ni subsidio específico de la Isla de Pascua	Subsidio específico para departamentos y municipios fronterizos. Exención de IVA, arancel y el impuesto nacional a los combustibles.	Subsidio para productos determinados y subsidios fijados por el Poder Ejecutivo.	No existen subsidios explícitos	Estímulo fiscal a los transportistas y exenciones fiscales a combustibles de estacionamientos fronterizos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos	No existen subsidios explícitos
Otros incentivos y restricciones	App con información sobre EESS	N/A	App con información sobre EESS	No se detectaron incentivos o restricciones específicas	No se detectaron incentivos o restricciones específicas	No se detectaron incentivos o restricciones específicas	Requisitos para tener EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	No se detectaron incentivos o EESS parecieran una barrera de entrada	





Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**

## EL MERCADO DE PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS EN URUGUAY

### TOMO III: ENFOQUE EN EL MERCADO DE GLP

Versión Diciembre 2020

TABLA DE CONTENIDOS

1	Descripción de la cadena de distribución.....	3
1.1	Características generales.....	3
1.2	Descripción de la cadena de abastecimiento.....	4
1.2.1	Envasado .....	5
1.2.2	Transporte .....	5
1.2.3	Distribución .....	6
1.2.4	Microgarrafas/cilindros de 45 kg .....	7
1.2.5	Granel .....	8
2	Descripción de la demanda .....	9
3	Marco institucional y regulatorio.....	11
4	Aspectos tarifarios / Subsidio.....	13
5	Consideraciones finales.....	15
6	Anexo – Reglamentación en el Mercado del GLP en Uruguay en orden cronológico .....	16

## INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo aportar a la revisión del mercado de combustibles solicitada por la Ley N° 19.889, en particular en lo referido a la etapa de la distribución secundaria de GLP (gas licuado de petróleo, conocido en Uruguay como supergás). Con este fin, se presenta una descripción del funcionamiento de este mercado y su marco regulatorio.

Se ha identificado, al igual que con el resto de los derivados de petróleo, la necesidad de una clara y transparente definición de roles, separando los de regulador de los de comercializador, distribuidor, etc., así como la necesidad de incentivar la eficiencia de las actividades involucradas y su traslado a precios, sin descuidar los niveles de acceso actuales y sin descuidar o aun intentando mejorar las condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad del sistema.

### 1 Descripción de la cadena de distribución

#### 1.1 Características generales

El Gas Licuado de Petróleo<sup>1</sup> (GLP) en su presentación envasado, es un energético de consumo masivo en Uruguay, asociado fundamentalmente a la cocción de alimentos, pero también es utilizado para calefacción y calentamiento de agua en hogares y comercios, constituyendo un mercado de unas 100.000 ton/año desde hace varios años. Asimismo el uso a granel principalmente en la industria y el comercio es un mercado de unas 25.000 ton/año y el uso en envases de 3 kg de capacidad es de unas 6.500 ton/año.

El parque de envases está compuesto por aproximadamente 2.000.000 de envases metálicos con capacidad de 13 kg de recarga y aproximadamente 400.000 envases de 3 kg de capacidad de recarga. Asimismo desde el año 2016 se permitió el ingreso de envases de material compuesto (fibra de vidrio y poliéster), de 11 kg de recarga, que son un 75% más livianos que la garrafa tradicional (tienen visor que permite ver el contenido y chip de trazabilidad), y aportan hoy día en el entorno de 40.000 envases.

La demanda de GLP presenta una marcada estacionalidad en los meses de invierno como consecuencia del uso para calefacción. El pico de producción, importación y demanda se concentra en estos meses, condicionando la dimensión del sistema de envasado y distribución.

El uso de este energético en Uruguay tiene una historia de 70 años por lo que se trata de un mercado muy maduro, que se ha mantenido en cifras de consumo relativamente estables.

En este sentido, no se esperan incrementos de la demanda futura, fundamentalmente por su competencia con la electricidad y el gas natural, incluso se puede prever una contracción, si por ejemplo se modificara el precio (hoy subsidiado por los consumidores de gasolina y gasoil).

La actividad de distribución de GLP es un servicio de interés público<sup>2</sup>, regulado en materia de calidad, seguridad y defensa del consumidor.

En relación a la situación económica del sector, se observa que el desempeño del conjunto de las empresas que ejercen los roles principales es razonablemente satisfactorio. Es de destacar que, desde hace unos años, la empresa MEGAL S.A. ha presentado dificultades económicas y al

<sup>1</sup> Mezcla de propano, butano y otros hidrocarburos ligeros derivados de la refinación del petróleo crudo. Esta mezcla de gases o incluso casi que únicamente propano, sometida a una presión moderada, se encuentra en estado líquido, lo que facilita su transporte y almacenamiento.

<sup>2</sup> Según surge de los artículos 1º y 2º de la ley N° 17.598, de creación de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

día de hoy se encuentra transitando un concurso de acreedores, que se ha monitoreado y que hasta el momento no ha tenido impactos en la capacidad financiera de la misma (requerida para ser una empresa autorizada), y tampoco ha afectado la performance de dicha empresa en el mercado.

Si bien este es uno de los sub-mercados energéticos más regulados del país y con el paso de los años y la fiscalización del regulador se han mejorado algunas cifras respecto al cumplimiento de las reglamentaciones, aún hay mucho por hacer respecto a: aspectos de seguridad (en toda la cadena y en los hogares), a “transparentar” la tarifa regulada que pagan los consumidores, a la seguridad de los trabajadores, a la seguridad de suministro (por la alta conflictividad), a la informalidad del sector (fundamentalmente en recarga de microgarrafas), a los problemas de contrabando en frontera, etc.

## 1.2 Descripción de la cadena de abastecimiento

El mercado del GLP en nuestro país está compuesto por un proveedor monopólico del energético, ANCAP (que produce, almacena e importa cuando necesita, a los efectos de abastecer los picos de demanda), y una cadena de envasado y distribución que actúan en libre competencia.

El envasado y la distribución históricamente funcionaron como un oligopolio de dos empresas que realizaban ambas actividades para su sello comercial (ACODIKE y RIOGAS), es decir que eran dos empresas verticalmente integradas. Sin embargo esto cambió en los últimos años, ya que desde el 2007 la actividad de distribución es realizada por cuatro sellos: ACODIKE, RIOGAS, DUCSA y MEGAL, y el envasado por dos empresas envasadoras GASUR y MEGAL.

La cadena se compone además de varios tipos de agentes como transportistas, subdistribuidores y fleteros, empleando en el entorno de 2000 a 2500 personas a nivel país.

En la siguiente figura puede observarse la conformación de la cadena para el caso de garrafas de 11 y 13 kg.

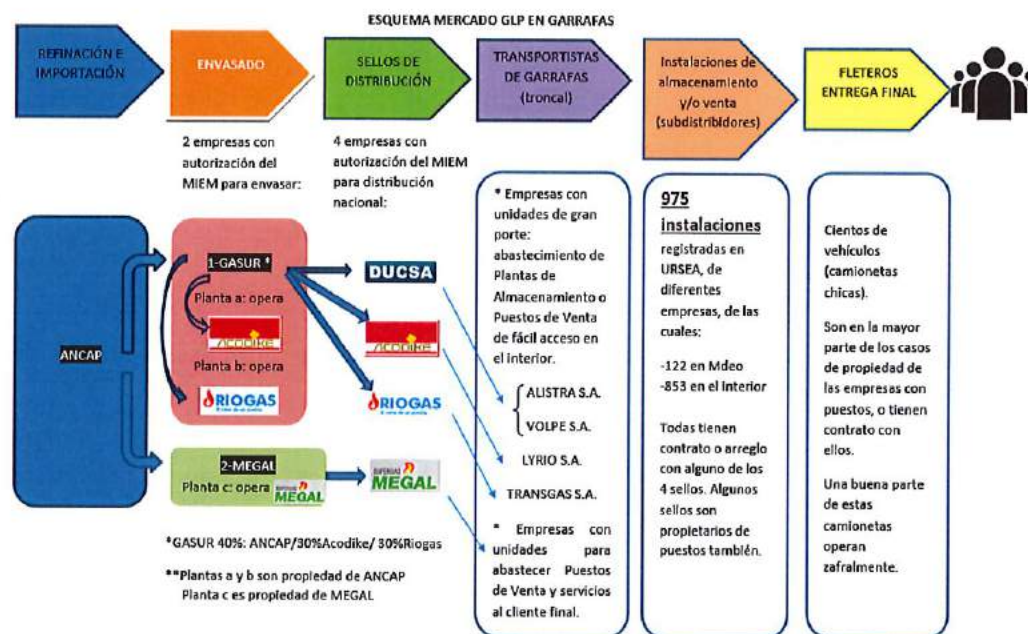


Gráfico 1 – Conformación de la cadena de envasado y distribución de garrafas. Elaboración propia.

### 1.2.1 Envasado

Respecto al envasado, actualmente hay tres plantas ubicadas en la cercanía de la planta de distribución primaria de ANCAP en La Tablada, desde donde el producto es bombeado a través de un ducto hasta las mismas. Dos de las plantas son propiedad de ANCAP y son arrendadas por GASUR y operadas por ACODIKE y RIOGAS (contratadas por GASUR para ello). La tercera es propiedad de MEGAL y operada por ella misma.

Las plantas utilizan equipamiento y tecnologías agiornadas, siendo MEGAL la última que invirtió en un carrusel de envasado.

La capacidad de envasado disponible total excede las necesidades de la demanda actual de GLP en el país.

Asimismo, los envasadores son los responsables de la recalificación de los envases cada 12 años, de acuerdo a la normativa internacional adoptada por la URSEA.

Respecto a la seguridad operativa, se destaca que además de los riesgos propios de esta actividad, el área donde están instaladas estas plantas es de alto riesgo por su proximidad a la refinería, oleoductos y gasoductos, por lo cual es un elemento que debe ser especialmente observado por el Regulador en los próximos años, teniendo en cuenta además que es una zona en crecimiento de complejos habitacionales y por tanto en densidad de población.

A partir del año 2007, el decreto 472/007 estableció una serie de obligaciones y responsabilidades incorporando entre otras cosas la identificación de garrafas mediante colores de asociación al Distribuidor, a partir de lo cual y como consecuencia, hubo de implementarse el denominado "clearing" de envases (intercambio de garrafas de distintos colores) que trajo consigo una serie de complejidades logísticas debido al necesario intercambio de envases entre plantas envasadoras.

Asimismo se ha planteado en distintas oportunidades a los actores de la cadena, la incorporación de tecnología de chips en las garrafas, como modo de mejorar sustantivamente el sistema de trazabilidad.

La migración hacia un parque de envases que incorpore tecnología para la trazabilidad, podría permitir ahorros en los costos operativos, así como obtención de información muy relevante para fines regulatorios, por tanto se entiende que es una mejora del sistema que debería continuar explorándose.

### 1.2.2 Transporte

La interfaz del envasado con el transporte de garrafas se da en las plantas envasadoras, donde se suelen suscitar conflictos de interés entre las partes, particularmente en las plantas arrendadas por GASUR, debido a que los operadores de las plantas envasadoras son además distribuidores, lo que genera conflictos operativos (particularmente con DUCSA que no es operadora de ninguna planta).

A la vez, algunas de las empresas transportistas comparten accionistas con los sellos distribuidores y esto ha generado reclamos por diferencias en el tratamiento, por parte de los operadores envasadores, a la hora de la carga de garrafas en las plantas.

En cuanto a las unidades de transporte, están compuestas por:

- unidades de gran porte, utilizadas para el abastecimiento de plantas de almacenamiento o puestos de venta de fácil acceso en el interior.

- unidades para distribución mayorista, utilizadas principalmente para abastecer puestos de venta de sub-distribuidores, aunque en algunos casos pueden realizar servicios al cliente final.
- vehículos utilizados para la entrega del producto al cliente final. En muchos casos se utilizan parte de su carga para abastecer puestos de venta de sub-distribuidores.

Durante el año 2014, los trabajadores objetaron el procedimiento de carga de camiones con cuatro niveles de garrafas por el esfuerzo físico que conllevaba y desde entonces los camiones se han venido cargando con 3 niveles. Para compensar lo anterior las distribuidoras han analizado soluciones como la palletización, la cual nunca llegó a concretarse.

Si bien desde el punto de vista de la estabilidad de la carga, la reglamentación de la URSEA permite la misma en 4 niveles (incluso en 5 para el interior del país), lo cierto es que no se ha laudado este aspecto desde la óptica del esfuerzo físico del trabajador, lo cual sería conveniente, de modo de zanjar un diferendo que aún hoy permanece, que tiene un correlato con los costos de esta actividad así como en la seguridad laboral.

### 1.2.3 Distribución

En cuanto al sistema de distribución existen diferencias entre sellos: la presencia de plantas de almacenamiento de alta capacidad en el interior para el caso de ACODIKE; una distribución más capilar en el caso de RIOGAS (si bien la distribución está enfocada a volúmenes más pequeños, los volúmenes de venta totales son similares a los de ACODIKE); el uso de la red de estaciones de servicio como estrategia de penetración en el caso de DUCSA que además tiene alta capacidad de almacenamiento en el interior; y MEGAL con mayor concentración en Montevideo y su área de influencia que en el interior.

El mercado de GLP envasado en 11 y 13 kg está hoy repartido del siguiente modo:



Gráfico 2 - Elaboración propia, fuente URSEA, datos de 2019.

Los Puestos de Venta (locales comerciales de atención al público, por lo general de unos 1.000 kg de capacidad de almacenamiento) y Expendios (locales comerciales de menor porte, que además del GLP puede tener otras actividades), suman 975 instalaciones registradas en la URSEA, 12.5% de estas instalaciones están en Montevideo y el resto en el interior del país.

El consumidor final es quien posee el derecho a uso a perpetuidad de los envases (aproximadamente en un 85% del parque, porque el otro 15% es de las propias distribuidoras para el manejo de la logística) y tiene el derecho a cambiar de sello del proveedor. Los distribuidores están obligados a recibir de los usuarios cualquier tipo de envase vacío y proceder a intercambiarlos en un sistema de clearing de envases.

Específicamente en el caso de las garrafas de material compuesto, este aspecto se ha manejado distinto, ya que su introducción al mercado se dio por parte de una única empresa (MEGAL), de modo que el regulador le exigió que hiciera contratos con los clientes y en ese caso no hay traspaso de propiedad sino que la misma permanece siempre en el Distribuidor quien únicamente intercambia envases del mismo tipo con ese cliente con el que tiene un contrato. La regulación para este tipo de envases está pendiente de revisión por parte del Regulador.

Respecto a la calidad de servicio en la distribución, medida en tiempos de respuesta ante solicitudes de los clientes, es en general buena: todas las empresas cuentan con central de llamadas (call center) y tiempo de entregas razonable, con la excepción de los períodos de alta conflictividad.

En referencia a la seguridad operativa, durante muchos años se vinieron constatando incumplimientos a la normativa de la URSEA en cuanto a las características constructivas de los locales, distancias mínimas de seguridad, capacitación de los trabajadores, etc., hasta el lamentable accidente de febrero del 2014 en la ciudad de Durazno, a partir del cual se dio un cambio significativo revirtiéndose en buena medida esta realidad, según informa el Regulador.

Asimismo no se dispone de datos actualizados de siniestros en hogares, a pesar de que hay una obligación de los Distribuidores de informar, lo cierto es que muchos accidentes domésticos no se reportan (por ejemplo desde los centros asistenciales). Sin embargo se cuenta con un relevamiento del área de demanda y acceso de la Dirección Nacional de Energía de hace unos años que muestra que el GLP, junto con la electricidad, son los energéticos que producen mayor número de accidentes domésticos.

#### 1.2.4 Microgarrafas/cilindros de 45 kg

En relación específicamente al mercado de microgarrafas, dentro de la cadena de distribución de GLP envasado, se cuenta con una cadena comercial de recarga y venta en garrafas de 3 kg.

Dado que este servicio de recarga a diferencia del de 11, 13 y 45 kg no está centralizado en envasadoras, la recalificación de la garrafa de 3 kg es hoy día únicamente responsabilidad del usuario final y dado que mayoritariamente los usuarios no la están realizando, es una fuente de accidentes.

Asimismo, el precio al que se ofrece al consumidor la presentación de 3 kg no está regulado, y actualmente el producto llega a los usuarios de menos recursos a un precio superior (hasta 70% más) que quienes lo consumen en presentaciones de mayor porte (11, 13 y 45 kg).

En el año 2012 el MIEM y la Cámara del GLP, cada uno por su lado, llevaron adelante estudios de los que surgían las siguientes conclusiones: la mejor opción se entendía era la de avanzar hacia una recarga centralizada de microgarrafas, en lo que a seguridad se refiere, ya que promovía la recalificación de todas estas. Sin embargo, desde el punto de vista económico esta

solución requería de una inversión del entorno de los 5 millones de dólares para la construcción de una planta en Montevideo (incluyendo stock de envases para el funcionamiento y cajones para el traslado) y aunque se recuperaba con una tarifa incluso un 30% menor a la que en ese momento la pagaban los consumidores de microgarrafas, existía el problema de que la solución de recarga centralizada requería adicionalmente la necesidad de la sustitución del parque actual de garrafas de 3 kg por uno nuevo, lo que en aquel entonces se calculó tendría un costo del entorno de 20 millones de dólares. Evidentemente no había suficiente incentivo económico para avanzar en esa dirección, porque de hecho nada sucedió en los siguientes años en un mercado que es de libre competencia.

Respecto al producto envasado en cilindros de 45 kg, el mismo tiene una participación muy menor en el mercado, destacándose la venta también de propano en estos cilindros para su uso en el método de recarga de microgarrafas.

### 1.2.5 Granel

Por último, en el mercado del GLP granel actúan únicamente 3 empresas que son: GASUR, ACODIKE y RIOGAS con el siguiente reparto de mercado:

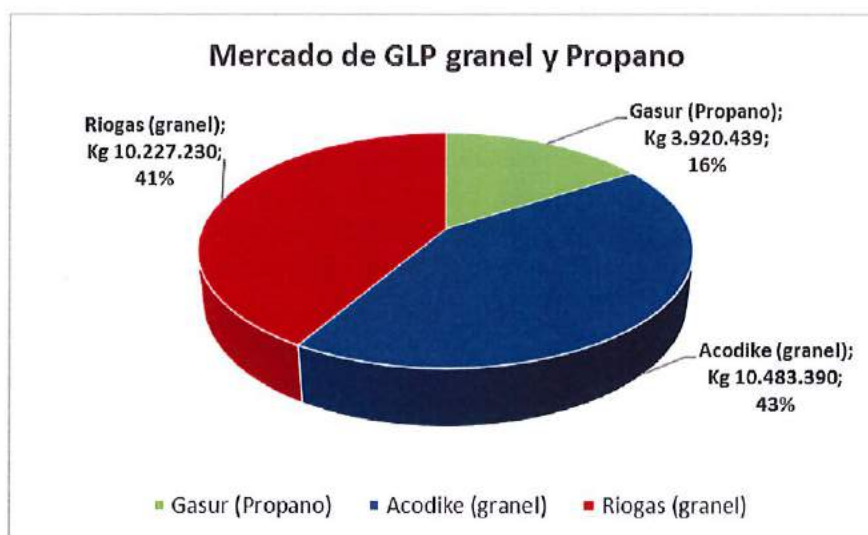


Gráfico 3 - Elaboración propia, fuente ANCAP, año 2019.



## 2 Descripción de la demanda

El mercado de GLP envasado es del orden de 100.000 toneladas anuales y el de propano granel del orden de 25.000 toneladas por año. Aproximadamente un 10% del GLP envasado se vende en la presentación de 3 kg (microgarrafas). En los siguientes gráficos se observa el comportamiento de la oferta y demanda de los últimos años.

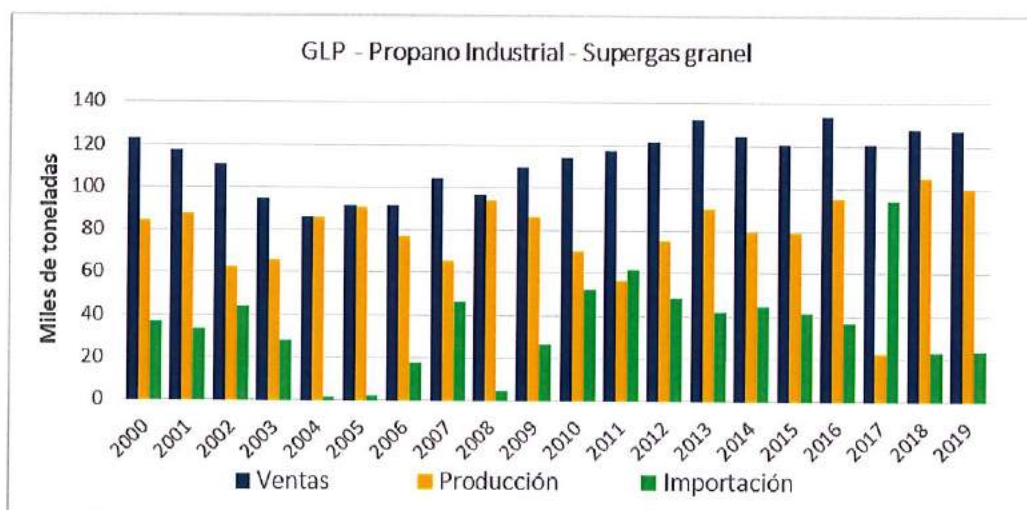


Gráfico 4 - Elaboración propia, fuente MIEM

Vale aclarar que en el año 2017, hubo una parada muy importante de la refinería por mantenimiento y por tanto la importación de todos los derivados fue significativa. Hecha esta aclaración, se observa que las importaciones venían descendiendo desde el 2011 en adelante.

La importación de propano se da para utilizarlo como tal y también para preparar GLP, es decir mezcla de propano y butano.

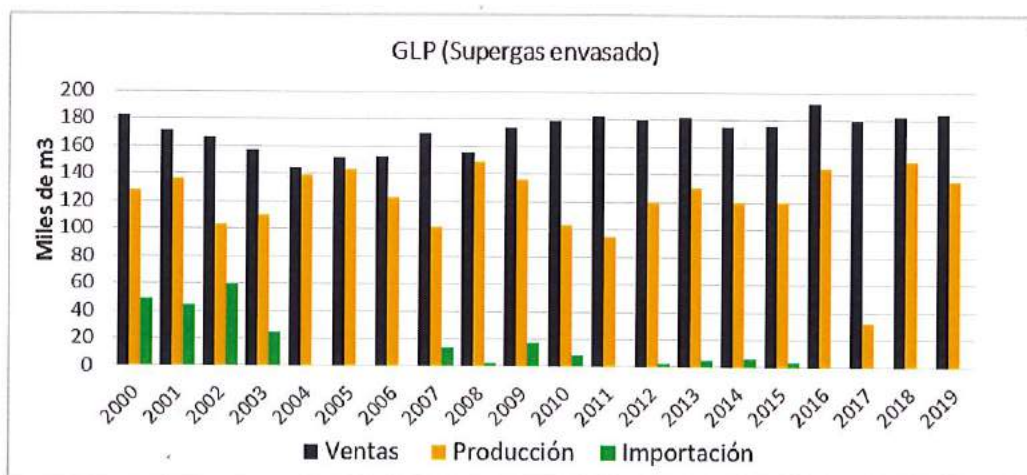


Gráfico 5 - Elaboración propia, fuente MIEM

Asimismo, la demanda de GLP sumada a la de propano presenta una marcada estacionalidad en los meses de invierno como consecuencia del uso para calefacción, tal como lo muestra el siguiente gráfico para el año 2019 (pero que tiene comportamiento similar todos los años). En efecto, el pico de producción y demanda se concentra en estos meses, condicionando la dimensión de sistema de envasado y distribución.



Gráfico 6 - Elaboración propia, fuente MIEM

De acuerdo con un estudio realizado por el MIEM en el año 2012<sup>3</sup>, algo más de 970.000 hogares (el 92%) contaban con envases de 13 kilos, mientras que el envase de 3 kilos estaba presente en unos 360.000 hogares (34%). Sólo el 0.1% de los hogares contaban con cilindros de 45 kg. Del mismo estudio surge que a menores niveles socioeconómicos la tenencia exclusiva de envases de 3 kg se incrementa (20% de los hogares de menores ingresos tienen al menos una microgarrafa, sin embargo esta proporción desciende a 1% en los hogares de mayores niveles socioeconómicos). Asimismo, el 50% de los envases de 3 kg estaban siendo utilizados por los hogares de menores ingresos, mientras que en el otro extremo sólo el 20% estaba siendo utilizado por los hogares de mayores niveles socioeconómicos.

<sup>3</sup> Sustentado en el estudio contratado por el MIEM: Análisis Técnico-Económico del Mercado de GLP en garrafas de 3 kgs: Situación Actual y Alternativas-Ingeniero Manuel Berger y Cía.

### 3 Marco institucional y regulatorio

Actualmente ANCAP tiene el monopolio para la importación y refinación de crudo y derivados (ley 8.764, 1931).

La actividad de distribución secundaria de GLP es de libre competencia, en la misma participa ANCAP a través de DUCSA, y como ya se mencionó, varias empresas privadas.

Los precios de venta al público son propuestos por ANCAP y aprobados por el Poder Ejecutivo.

En relación a la regulación del mercado, con carácter general el Poder Ejecutivo es quien diseña las políticas sectoriales en nuestro ordenamiento jurídico, y en particular, a través del MIEM, es el encargado del diseño de las políticas energéticas (tal como lo establece expresamente el artículo 403 de la ley N° 18.719).

También se destaca la ley N° 17.598, de creación de la URSEA, que atribuye a ésta la posibilidad de formular regulaciones en materia de petróleo y derivados de hidrocarburos. No obstante, recordar que la ley N° 18.719 eliminó la competencia del regulador para la reglamentación de tarifas, por tanto, hasta el momento el regulador no ha participado de los aspectos tarifarios.

La fijación de los márgenes de envasado y distribución ha sido históricamente realizada por ANCAP y establecidos los mismos en los contratos con las envasadoras y de las envasadoras con las distribuidoras, por tanto negociados por el Ente con estos actores de la cadena.

En relación a dichos contratos de las envasadoras con ANCAP, oportunamente la URSEA solicitó a la Comisión de Promoción de Defensa de la Competencia un análisis de los mismos. En consecuencia, entre otras cosas, hubo un llamado de atención a una cláusula existente en el Convenio de Sindicación de Accionistas de GASUR, alusiva a la "obligación de no competir", así como a cláusulas referidas al intercambio de información respecto al GLP distribuido, en el entendido que las mismas facilitaban la colusión en el mercado de distribución de GLP.

Por este motivo la URSEA, con fecha 13 de febrero de 2015, dictó la Resolución N°30/015 relativa a las vinculaciones existentes, específicamente entre ANCAP, DUCSA, GASUR, RIOGAS y ACODIKE, en consideración de la promoción y defensa de la competencia. No obstante, el cumplimiento se consigue recién en el año 2019 según lo informado por URSEA.

Asimismo, durante los años 2018 y 2019 ANCAP intentó promover una salida negociada de GASUR, no obteniendo acuerdo con los otros accionistas (ACODIKE y RIOGAS).

En el año 2023 vence el contrato de ANCAP con GASUR. ANCAP había anunciado en conversaciones con el MIEM que llegado el momento lo denunciaría, adelantando la intención de realizar un llamado competitivo para el arriendo de sus 2 plantas envasadoras y probablemente su salida de GASUR.

Como sucede en el mercado de los otros derivados, ANCAP tiene simultáneamente los roles de regulador en lo tarifario, proveedor y operador comercial en el sistema de distribución de GLP actual.

Uruguay no dispone de una ley sectorial. La reglamentación actual se encuentra dispersa en diversas normas (artículos de leyes, decretos, reglamentos del regulador, etc.), los contratos entre empresas.

Al igual que lo que sucede en el mercado de los otros combustibles derivados del petróleo, existe la necesidad de regulación que promueva la separación de roles y la transparencia de funcionamiento del sistema, preservando las fortalezas que tiene el sistema actual: acceso

universal y calidad del producto, pero que agregue transparencia en la fijación de márgenes para todos los eslabones de la cadena y ponga énfasis en las oportunidades de mejora: incremento de la seguridad del sistema, de la trazabilidad, de la atención al usuario así como de las obligaciones del mismo.

A diferencia del mercado de los otros combustibles, en el del GLP se cuenta con un Reglamento para la Prestación de Actividades de Comercialización Mayorista, Transporte, Envasado, Recarga y Distribución de GLP que atiende aspectos que van más allá de los de calidad y seguridad.

En anexo 1 se resume la regulación actual del sector, por la vía de decretos y reglamentos.

#### 4 Aspectos tarifarios / Subsidio

Históricamente la política tarifaria del GLP en el Uruguay, al igual que en la mayoría de los países latinoamericanos, ha considerado que este energético debía ser accesible para la población, para el uso más básico que es la cocción de alimentos. Sin embargo, esto no está explícito en ninguna normativa.

En nuestro país se trata de un subsidio cruzado, lo que implica que se “financia” con los demás productos que vende ANCAP. Por tanto, se puede inferir que quienes realmente pagan este subsidio, son principalmente los consumidores de gasoil y gasolina.

A continuación se muestra la evolución del subsidio calculado como la diferencia entre el costo total (producción o importación más márgenes de distribución) y el precio sin IVA. En 2014 el monto total del subsidio ascendía a 70,7 millones de dólares y a partir del 2015 se redujo tal como lo muestra el gráfico a continuación. A octubre de 2020 el subsidio calculado de la forma mencionada fue de 34,3 millones de dólares. Sin embargo, si en el mismo período de este año se calcula el subsidio a partir del PPI de URSEA (sin impuestos) calculado con la nueva metodología, en vez de del costo ANCAP, el subsidio se ubica en 54,2 millones de dólares ya que la referencia URSEA es superior al costo reportado por ANCAP.



Gráfico 7 - Elaboración propia, fuente ANCAP/URSEA

A continuación, el gráfico 8 muestra los diferentes componentes del costo del energético de acuerdo con la información proporcionada por ANCAP (barras apiladas) y debajo en verde el monto del subsidio en \$/kg para el período 2014-2020. Puede apreciarse una caída en los primeros tres años del costo total (debido a que cae el costo ANCAP explicado por una baja en el precio del petróleo), revirtiéndose la tendencia a partir del 2017. Es de destacar que el subsidio no siguió el mismo patrón que los costos, apreciándose valores relativamente estables a partir de 2016.



Gráfico 8 - Elaboración propia, fuente ANCAP

También es de destacar que la caída del subsidio en términos absolutos fue acompañada de un descenso del subsidio como porcentaje del costo, mostrando la intención de reflejar los costos en los precios (en 2019 dicho porcentaje llegó a 18% del costo). Esto se logró gracias a que el precio del GLP aumentó en promedio por encima del resto de los derivados. Por otro lado cabe mencionar que la suba del subsidio en 2020 responde al aumento del tipo de cambio que provoca un aumento del costo en pesos del energético.

Dicha decisión de política tarifaria de los últimos años, se acompañó de un subsidio focalizado del GLP, que consiste en un descuento comercial de un 15% en las recargas de 13 Kg a un conjunto de hogares que se definieron por el MIEM, ANCAP, MIDES y BPS como población objetivo del beneficio. El número de estos hogares se ubica en 264.407 hogares..

Durante el año 2019, el 2,5% de los hogares que podían acceder al beneficio hizo uso del mismo con un promedio de 3 recargas por hogar totalizando un subsidio de 1,32 millones de pesos (37,5 miles de dólares). En 2020 los hogares que utilizaron el descuento fue el 3% de los habilitados, con un promedio de 4 recargas por hogar, representando un subsidio de 1,85 millones de pesos (44,3 miles de dólares).

## 5 Consideraciones finales

Si bien esta cadena de abastecimiento está mucho más regulada por la URSEA que la de los otros combustibles, no lo está en los aspectos tarifarios, con una correcta separación de roles.

La inminente terminación de los contratos entre ANCAP y los diferentes agentes privados (principios del año 2023), constituye una oportunidad para introducir mejoras regulatorias.

Debe tenerse presente que, en relación a la distribución, actualmente son los sellos distribuidores los agentes responsables de la calidad y acceso al energético a nivel nacional.

Por tanto, de decidirse mantener esa lógica de responsabilidad, se hace necesario restringir la actividad de envasado a que los únicos "usuarios" de las plantas de envasado sean sellos distribuidores. Lo anterior debería constituir un requisito a incorporar, dado que en caso que cualquier agente pudiera acceder al envasado (por ejemplo un subdistribuidor) se perdería además de eficiencia, la posibilidad de exigirle al distribuidor el ser responsable en toda la cadena de distribución, incluyendo el requisito actual de llegar a todas las localidades del país. Específicamente para incorporar esto se necesita regulación, ya que hasta ahora se da en los hechos porque los distribuidores son además envasadores y pueden restringir el acceso.

Respecto de las microgarrafas, dado que dichos envases no están en el sistema de recarga centralizada se entiende que constituyen hoy un riesgo mayor del punto de vista de la seguridad y por tanto debiera ser atendido por la nueva regulación.

También respecto a la seguridad, se considera necesario la promoción de la responsabilidad del usuario en el uso de este energético, ya que los accidentes domésticos relacionados al uso, no solo son frecuentes sino de impactos negativos significativos. Se observa muy especialmente la necesidad de informar y educar en materia de uso de gasodomésticos.

Respecto de los aspectos tarifarios, cabe destacar que el subsidio existente hoy en día en las recargas de garrafas de 11 y 13 kg, de carácter generalizado para toda la población, debería focalizarse revisando la modalidad. Asimismo, correpondería poner atención en los usuarios de microgarrafas, en particular aquellos de los sectores socio-económicos más vulnerables, que hoy no perciben dicho subsidio.

## 6 Anexo – Reglamentación en el Mercado del GLP en Uruguay en orden cronológico

- Decreto N° 532/974: prohíbe la utilización de GLP como combustible para todo tipo de vehículos automotores.
- Decreto N° 144/003: establece criterios para el funcionamiento del sector y encomienda a la URSEA el dictado de su regulación.
- Decreto N° 472/007: introduce ajustes en la normativa del GLP, incorpora el requisito de identificación de recipientes portátiles por cada distribuidora, así como los ratios mínimos de recipientes por distribuidora, entre otros.
- Decreto N° 150/013: suspende la prohibición de la utilización de GLP para su funcionamiento en autoelevadores mediante tanques.
- Decreto N° 423/016: se encomienda a la URSEA la adecuación del Reglamento para la Prestación de Actividades aprobado por su Resolución N° 5/004 del 06/02/2004, y posteriores modificaciones. En dicho decreto se incorporaba la exigencia de que las empresas deben presentar anualmente un plan de envasado o de distribución debiendo demostrar que cuentan con la infraestructura y RRHH necesarios, se establecieron y reforzaron alguna de las cosas que ya estaban en el reglamento de la URSEA y se habilitaba la figura de usuario de compra directa de GLP granel, entre otros.
- Decreto N° 135/017 (se modifica el decreto 472/07): establece un nueva ratio y se incorpora la consideración de los envases compuestos que ya estaban en el mercado.
- Por su parte, en aplicación de su ley orgánica, la URSEA ha aprobado desde el año 2004 la siguiente reglamentación del sector: Reglamento de Ratios Mínimos y Fondo de Reposición de Envases de GLP (mayo de 2009); modificado por la URSEA en 2016; Reglamento para la Prestación de Actividades de Comercialización Mayorista, Transporte, Envasado, Recarga y Distribución de GLP (excepto ANCAP) y Reglamento Técnico y de Seguridad de Instalaciones y Equipos destinados al manejo del GLP.
- Finalmente, completa la regulación del sector las disposiciones contenidas en los contratos actualmente vigentes entre ANCAP y las empresas envasadoras, así como los contratos de éstas con las empresas distribuidoras: en ellos se establecen la definición de los márgenes de las actividades de envasado y distribución y las paramétricas de ajuste, entre otras. Dichos contratos vencen en el año 2023.





Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**

## *Anexo II- Informe del Comité de Expertos*

# INFORME FINAL

## Comité de Expertos

Diciembre 2020

**Tabla de contenido**

**1 Introducción ..... 3**

    1.1 Ley de Urgente Consideración y decretos reglamentarios relevantes ..... 3

    1.2 Comité de expertos, integración y dinámica de trabajo ..... 4

    1.3 Alcance del trabajo ..... 5

        1.3.1 Discusiones de los informes elaborados por el Poder Ejecutivo ..... 6

        1.3.2 Propuesta de revisión del sector ..... 7

**2 Ancap y búsqueda de eficiencia ..... 9**

    2.1 PPI. Consideraciones generales y efectos sobre Ancap. .... 9

        2.1.1 Recomendaciones ..... 11

    2.2 Algunos cambios operativos en Ancap ..... 11

        2.2.1 Recomendaciones ..... 13

    2.3 Integración vertical de la empresa estatal ..... 14

        2.3.1 Recomendaciones ..... 16

**3 Aprobación del precio ex planta y precio máximo. .... 17**

    3.1 Plazo de Convergencia al Precio Paridad de importación ..... 17

        3.1.1 Recomendaciones ..... 20

    3.2 Precios Máximos de Venta al Público ..... 20

        3.2.1 Recomendaciones ..... 22

**4 Agrocombustibles ..... 22**

    4.1 Recomendaciones ..... 25

        4.1.1 Respecto al biodiesel ..... 25

        4.1.2 Respecto al etanol ..... 26

**5 Fidelcomiso del Boleto ..... 26**

    5.1 Descripción General ..... 26

    5.2 Mecanismo de recaudación ..... 28

    5.3 Recomendaciones ..... 29

**6 Situación del Gas Licuado Petróleo ..... 30**

    6.1 Breve descripción del sector ..... 30

    6.2 Subsidio ..... 31

        6.2.1 Recomendaciones ..... 33

    6.3 Envasado y distribución ..... 33

        6.3.1 Recomendaciones ..... 33

    6.4 Microgarrafas (3kg.) ..... 34

        6.4.1 Recomendaciones ..... 34

7	<i>Estaciones de fin social</i> .....	34
7.1	Recomendaciones .....	35
8	<i>Proceso de implementación</i> .....	35
8.1	ETAPA 0.....	39
8.1.1	Precio de venta ex Planta .....	39
8.1.2	Precio Máximo.....	39
8.1.3	Agrocombustibles.....	39
8.1.4	Fideicomiso.....	39
8.1.5	Ursea .....	40
8.1.6	Definición de Zonas Desabastecidas .....	40
8.1.7	Otras consideraciones .....	40
8.2	ETAPA 1.....	41
8.2.1	Características Generales .....	41
8.2.2	Pautas de los contratos de distribución entre distribuidores y estaciones de servicio.....	42
8.2.3	Distribución secundaria, Organización del transporte y la logística.....	43
8.2.4	Generar condiciones de elasticidad en la demanda de combustibles .....	43
8.3	ETAPA 2.....	44
8.4	ETAPA 3.....	45
9	<i>Implementación jurídica de las reformas regulatorias a la distribución de combustibles líquidos</i> .....	46
9.1	Introducción.....	46
9.2	Los Instrumentos Jurídicos de la Reforma Regulatoria.....	47

## 1 Introducción

### 1.1 Ley de Urgente Consideración y decretos reglamentarios relevantes

La ley Nro. 19.889 ("LUC") estableció el principio de un nuevo marco regulatorio en el sector de los combustibles líquidos. Así, el artículo 235 dispuso que el Poder Ejecutivo aprobará el precio de venta de los combustibles líquidos por parte de Ancap en sus plantas de distribución primaria y un precio máximo. En ambos casos el Poder Ejecutivo contará con dos informes preceptivos: (i) un informe de la Unidad Reguladora de Energía y Agua ("Ursea") y, (ii) un informe de Ancap. La Ursea deberá informar el Precio de Paridad de Importación ("PPI") en función la metodología que debería revisar dicho organismo en un plazo de 60 días desde la fecha de promulgación de la LUC, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 236 de la mencionada norma.

Finalmente, el artículo 237 de la LUC encomendó al Poder Ejecutivo una serie de estudios sobre Ancap, la refinería estatal, la distribución de combustibles, un estudio comparado de marcos regulatorios, y facultó a que el Poder Ejecutivo convoque a un comité de expertos a tales efectos. Los estudios encomendados y una revisión integral del sector deberán presentarse a la Asamblea General en un plazo de 180 días desde la promulgación de la LUC.

Una vez aprobada la norma, por Decreto Nro. 241/2020, el Poder Ejecutivo estableció los criterios rectores que debería tomar la Ursea para revisar su metodología de cálculo del PPI. En líneas generales, los criterios consignados en el decreto son la base de la metodología revisada por la Ursea en 2017 con una serie de variantes. Entre las principales, se destaca que la Ursea deberá considerar el mínimo establecido en la Ley Nro.18.195 que obliga a Ancap a mezclar agrocombustibles con materia prima nacional en el gasoil y la gasolina en un mínimo de 5%. Por lo tanto, no se habilitaría tomar como referencia los agrocombustibles internacionales, sino el agrocombustible nacional y en su mínimo de mezcla (5%). Para Ancap se prevé un margen de importador o comercializador según lo determine Ursea.

La Ursea elaboró un Anteproyecto de Metodología general de PPI<sup>1</sup> que fue puesto en consulta pública. Se recibieron aportes por parte de Ancap, las distribuidoras, la Unión de Vendedores de Nafta y otras personas físicas. La metodología se terminó aprobando por Resolución de la Ursea N° 227/020. Así también, el regulador puso en consulta pública un documento titulado "Especificaciones Cuantitativas relativas a la Metodología de Cálculo del PPI"<sup>2</sup>, recibiendo diversos aportes, y aprobándolo por Resolución N° 257/020. Culminado todo ello, la Ursea procedió a elaborar su primer

<sup>1</sup><http://www.ursea.gub.uy/web/consultaspublicas.nsf/9c7f855c01a8792003256ba6004907df/8e00c141c78a3142032585e00049792e?OpenDocument>

<sup>2</sup><http://www.ursea.gub.uy/web/consultaspublicas.nsf/9c7f855c01a8792003256ba6004907df/1a2abcc3a78db8d5032585fb00684bbe?OpenDocument>

Informe de PPI correspondiente al mes de octubre de 2020, con la metodología revisada, aprobándolo el 6 de de noviembre de 2020, publicándolo y presentándolo al Poder Ejecutivo<sup>3</sup>.

El contenido de la Metodología de cálculo del PPI excede el presente trabajo, pero no deja de ser relevante mencionarlo porque condiciona la organización de la distribución de combustibles tal y como se verá a continuación. En otras palabras, resulta el primer componente de la cadena que resulta necesario ser abordado en el sector de combustibles líquidos.

Por su parte, mediante el Decreto Nro. 271/020 el Poder Ejecutivo convocó a un comité de expertos para analizar una serie de estudios que llevó adelante el Ministerio de Industria, Energía y Minería (el "MIEM"), y aprobar una revisión Integral del sector combustibles. Este documento refleja los resultados de dicho trabajo.

## **1.2 Comité de expertos, integración y dinámica de trabajo**

El Comité de Expertos comenzó a sesionar el 22 de octubre del 2020. El Comité está integrado por: (i) Horacio Bafico designado por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, (ii) Pablo Mautone designado por el Ministerio de Economía y Finanzas, (iii) Andres Hermida designado por Ursea, (iv) Ricardo Gorosito designado por el Congreso de Intendentes, (v) Noelia Medina y Gonzalo Irrazabal designados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Los miembros del Comité contaron con los insumos que había elaborado el MIEM según lo dispuesto en el Decreto Nro 271/020. En efecto, a cada miembro, se le entregaron tres informes: (i) Descripción del mercado de combustibles en Uruguay, en Ancap y sus distintas líneas de negocio, (ii) descripción del sistema de distribución secundaria de combustibles en Uruguay y (iii) situación del Gas Natural Licuado de Petróleo (el "GLP"). Asimismo, los miembros del Comité contaron con aportes de consultores y aquellos preparados por los diferentes actores que concurrieron a las sesiones del Comité.

En la primera sesión se acordó una metodología de trabajo que involucró fijar preceptivamente una serie de reuniones semanales, un cronograma de entrevistas con los diferentes actores del sector y un breve reglamento interno.

En este último punto, es importante destacar que el Comité acordó tratar todos los insumos aportados por los actores o el Poder Ejecutivo de forma confidencial, a los efectos de que cada uno de los actores pudiera presentar al Comité todo aquello que entendiera pertinente de ser analizado, sin la amenaza que esa información iba a ser pública o desagregada en el presente informe, y que ello implique un perjuicio para el actor que entregó esa información al Comité.

<sup>3</sup> <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/comunicacion/noticias/precios-paridad-importacion-octubre-2020>

Este compromiso fue respetado por todos los integrantes del Comité, y se entiende que fue fundamental para acceder a información sumamente detallada del sector, los actores y el comportamiento del mercado.

El Comité se reunió en más de 15 sesiones, totalizando más de 50 horas de trabajo presenciales, sin considerar las horas de preparación de cada una de las sesiones. Durante los dos meses de trabajo se ha recibido a las siguientes gremiales o actores: (i) Asociación de Cultivadores de Arroz, (ii) Alfecom, (iii) Ancap, (iv) Asociación de Agentes de Ancap, (v) Axlon, (vi) Cámara Mercantil de Productos del País, (vii) Cámara Uruguaya de Gas Licuado, (viii) CUTCSA, (ix) DISA, (x) DUCSA, (xi) FAnCap, (xii) Intendencia de Montevideo, (xiii) MTOP, (xiv) Petrobras, (xv) UNTMRA, (xvi) UNVENU. Limitaciones de tiempo no permitieron recibir a varias contrapartes (principalmente personas físicas) que quisieron también ser recibidas por el Comité para plantear sus puntos de vista. Por otro lado, la amplitud y diversidad de las entidades que sí fueron recibidas dio satisfacción al Comité en cuanto a haber tenido la posibilidad de entender los diversos puntos de vista planteados por el tema a estudio, contemplando intereses de todos los actores de la cadena.

En este punto se destaca especialmente la participación de todos los actores mencionados, quienes han aportado sus visiones, propuestas concretas y han hecho llegar al Comité información sumamente valiosa para el análisis.

### 1.3 Alcance del trabajo

Tal como lo dispuso el Decreto Nro. 271/020, el Comité tenía por cometido: i) una revisión de los informes elaborados por el Poder Ejecutivo, a los que se hizo referencia en el apartado anterior y ii) plantear una propuesta de revisión integral del sector, debiendo elevar su informe antes del 15 de diciembre de 2020.

Dichos informes, así como una serie de trabajos presentados por distintos consultores y los propios aportes de los actores, fueron insumos para el trabajo del Comité.

En tal sentido, el presente informe tiene por finalidad dejar asentado el resultado de los acuerdos arribados en el marco del Comité respecto a los cometidos para lo cuales fue creado.

Se deja expresa constancia de que todas las expresiones contenidas en este informe representan la voluntad de los designados en su calidad de tales, y no como representantes de los organismos. Por lo tanto, el contenido del presente documento no debe ser atribuido a los organismos designantes, sino a la voluntad de las personas físicas que integraron el Comité.

Por su parte, las recomendaciones que surgen a continuación son meramente técnicas, en función del leal saber y entender de los integrantes del Comité, por lo que no se ha analizado la existencia o no de consenso político para la toma de las decisiones que aquí se proponen. En este sentido, cabe destacar que el Comité es consciente de que algunas discusiones que se han dado en el debate público y político a principios del corriente año, y por tanto no serán abordadas en este informe, en el entendido que dichos temas

ya fueron resueltos a nivel parlamentario muy recientemente. A modo de ejemplo, uno de dichos temas fue la eventual eliminación del monopolio para la compra de crudo y sus derivados.

El Comité ha tenido en todo momento bien presente que la política sectorial de los combustibles estructura un sistema que se ha ido construyendo a través del tiempo, y respecto del cual se espera que las políticas públicas a que puedan dar lugar lo perfeccionen en términos de sostenibilidad, eficiencia y eficacia.

Este documento es fruto, entonces, del trabajo realizado por los miembros del Comité y los asesores que los acompañaron en el proceso: (i) Fernanda Díaz, (ii) María José González, (iii) Sergio Pérez, (iv) Fernando Peláez, (v) Jorge Bonino, (vi) Germán Carballo. Vaya el agradecimiento a cada uno de ellos. Asimismo, vaya el sincero reconocimiento de todos los designados y asesores del Comité, a la Sra. Andrea Giraldez, quien ofició secretaria administrativa del Comité.

En cuanto al segundo cometido, propuesta de revisión integral del sector, el Comité se propuso presentar una sugerencia que buscará dos objetivos: (i) transparencia y competitividad de la cadena de suministro, (ii) posibles baja de precios en algunos de los combustibles comercializados a nivel nacional.

#### **1.3.1 Discusiones de los informes elaborados por el Poder Ejecutivo**

En primer lugar, el Comité agradece a los profesionales que estuvieron realizando dichos informes del Poder Ejecutivo. A entender de este Comité, ellos cumplen con los encargos dispuestos por los literales a) a f) del artículo 237 de la LUC.

En segundo lugar, en líneas generales, se comparten la descripción de los diferentes mercados (refinación y comercialización de petróleo y derivados y comercialización de GLP) consignadas en cada uno de los informes.

Como tercer aspecto a destacar, se observa que dichos documentos poseen un alto grado de desagregación que permite conocer ciertamente a los diferentes mercados, actores y las dinámicas asociadas en cada caso. Esto fue un insumo relevante para el Comité.

En este sentido, se entiende que se debe profundizar en algunas de las líneas de trabajo que plantean los informes. Una de las cuales, es la infraestructura primaria de Ancap. Parece existir consenso a nivel de la mayoría de los actores del sector respecto a que la infraestructura de Ancap está sobredimensionada y con índices de utilización por debajo de los óptimos. El capítulo 2 del presente informe aborda más detalle este tema.

Por otro lado, los informes (particularmente el informe que hace referencia a la actividad de Ancap), deja en evidencia la existencia de subsidios que son absorbidos por



Ancap. Por ejemplo, se destaca un subsidio cruzado a la actividad del portland y al GLP que son absorbidos por la venta de combustibles.<sup>4</sup>

En cuanto al Portland, los estados de resultados financieros estudiados parecerían dejar en evidencia que se trata de una actividad que posee pérdidas acumuladas sumamente importantes, y no se visualiza la posibilidad de lograr el punto de equilibrio en el corto plazo.

En opinión de este Comité, no deberían existir subsidios cruzados porque distorsionan las dinámicas de mercado de su producto y otros afectados (en este caso el mercado del gasoil y de las gasolinas). Asimismo, se pierde control respecto a los impactos de las políticas públicas aplicadas.

En tal sentido, se entiende que los subsidios deben ser focalizados, con metas objetivas, y población determinada y monitoreados en el tiempo.

Si contrario a la recomendación de este Comité se entendiere necesario mantener subsidios cruzados, se deberían informar de forma expresa, a los efectos de que se conozcan sus impactos y alcance. A tales efectos, en este escenario, resultaría imprescindible que Ancap cuente con una contabilidad regulatoria con apertura suficiente para registrar en forma clara esos subsidios indirectos y así poder evaluar sus impactos.<sup>5</sup>

### 1.3.2 Propuesta de revisión del sector

Tal como fuera mencionado en el punto 1.3 Alcance del trabajo, el segundo cometido del Comité fue elaborar una propuesta de revisión integral del sector. En este sentido, analizada la información y documentación aportada por los actores, el Poder Ejecutivo y la investigación independiente que llevó adelante el Comité, se proponen recomendaciones respecto de en una serie de ejes temáticos: (i) Ancap y búsqueda de eficiencia, (ii) Aprobación de precio ex panta y precio máximo, (iv) Agrocombustibles, (v) Fideicomiso del Boleto, (vi) Situación del GLP, (vii) proceso de implementación, y (ix) proceso de implementación jurídica.

Previamente, y de forma general, el Comité entiende que cualquier reforma del sector deberá estar basada en el fortalecimiento integral de la Ursea. Resulta, a juicio de los integrantes del Comité, una premisa fundamental para el éxito en la implementación de cualquier modelo regulatorio exitoso.

<sup>4</sup> Tomo I de los Informes elaborados por el Poder Ejecutivo. Se deja constancia que estas cifras, particularmente el GLP, fueron calculadas tomando en cuenta la antigua metodología de la Ursea para determinar el PPI.

<sup>5</sup> Este punto ya fue analizado y propuesto en el Policy Brief "Empresas Públicas: primeros pasos de la reforma" (Agosto del 2019) disponible en [https://ceres-uy.org/wp-content/uploads/2019/08/Policy-Brief\\_EEPP.pdf](https://ceres-uy.org/wp-content/uploads/2019/08/Policy-Brief_EEPP.pdf). El Comité entiende necesario avanzar en esta temática.

Con la aprobación de la LUC, la Ursea fue dotada de múltiples nuevas competencias, funciones y atribuciones. A los efectos de cumplir con su mandato, resulta imprescindible que cuente con los recursos humanos y financieros necesarios.

Tal como resume un reciente informe de la OCDE; *"Las razones de constituir un regulador independiente son conocidas. El principal beneficio es evitar las intervenciones del mercado que provengan de intereses políticos o la actividad privada. Las agencias tienen la autoridad para tratar temas complejos, asegurando a los participantes del mercado, que sus decisiones no serán vulneradas por las decisiones políticas que tome el gobierno. En particular, los reguladores independientes son importantes a los efectos de facilitar el acceso no-discriminatorio a infraestructuras esenciales y garantizar la regulación "justa". Los reguladores independientes son necesarios a los efectos de separar el rol del Estado como conductor de políticas y dueño de activos productivos. Este rol es sumamente importante en aquellos países en donde se ha elegido que la mayoría de los activos de las industrias han quedado en mano de los Estados. El establecimiento de reguladores independientes generalmente ofrece un potencial importante para mejorar la eficiencia regulatoria.*<sup>6</sup>

Compartiendo dichas afirmaciones es que se sugiere un fortalecimiento integral e institucional a la Ursea que posibilite al organismo cumplir con los nuevos cometidos asignados por la LUC, en tiempo y en forma. Desde la perspectiva del Comité, no debe escatimarse en recursos humanos y financieros que sean razonables para el cumplimiento de los cometidos asignados a la Ursea. De otra forma, será imposible que el organismo pueda hacer frente a los desafíos que tiene por delante, y ello podría afectar sustancialmente sus servicios, a los actores, al mercado y al público en general.

---

<sup>6</sup> Traducción libre de OECD (2011), "Setting the scene: The Importance of regulatory policy", in *Regulatory Policy and Governance: Supporting Economic Growth and Serving the Public Interest*, OECD Publishing, Paris,

## 2 Ancap y búsqueda de eficiencia

Esta sección no pretende ahondar en la mejora de eficiencias dentro de los procesos productivos de Ancap, sino aquellos cambios que debería llevar adelante Ancap como empresa, en virtud de las modificaciones que impone la LUC y los cambios que propone el presente documento vinculados a los combustibles. En particular, en lo que refiere a parte de la infraestructura y la logística hasta hoy gestionadas por la empresa.

Asimismo, este capítulo intenta detectar aquellas áreas en las que se visualizan posibilidades de mejora de eficiencia y reducción de costos y que tienen incidencia directa en la cadena, un impacto en los precios intermedios y/o en el precio final de los combustibles.

### 2.1 PPI. Consideraciones generales y efectos sobre Ancap.

En primer lugar, tal como expusimos al comienzo de este trabajo, el artículo 235 de la LUC definió una metodología para la determinación del precio en planta de distribución primaria de Ancap. Esa metodología conlleva un informe de la Ursea que deberá determinar el "Precio de Paridad de Importación" (el "PPI") para cada combustible líquido, un informe de Ancap, ambos como insumos preceptivos, para la posterior aprobación de los precios por parte del Poder Ejecutivo.

El PPI implica un mecanismo de cálculo del precio para un producto en base al costo de importar dicho producto desde su lugar de origen. En definitiva, es el resultado de la suma del costo del producto más el costo de transporte hasta el lugar de destino para un importador teórico. Es decir, si existiera la libre importación de petróleo y derivados, el PPI implica determinar el precio razonablemente eficiente al cual un importador podría vender dichos productos.<sup>7</sup>

El PPI, o Precio de Referencia, es una metodología muy utilizada en otros países para el sector de los hidrocarburos (a vía de ejemplo Brasil, Colombia, Chile y Perú).<sup>8</sup> Existe variada doctrina internacional respecto a la importancia, ventajas, desventajas de esta metodología, pero claramente exceden el propósito de este trabajo.<sup>9</sup>

El Poder Legislativo optó por un mecanismo, y a su vez adoptó otra serie de decisiones en cuanto cómo determinar el PPI y qué incluir en el cálculo. En este sentido, se determinó que será un único PPI que considere hacer disponible el producto en todas las plantas de distribución de Ancap; asimismo, deberá incluir los impuestos y tasas aplicables a dicho tramo de la cadena. En resumen, el PPI que calcula la Ursea no es

<sup>7</sup> <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/import-parity/>

<sup>8</sup> Véase el ejemplo de Perú en <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000660.pdf>

<sup>9</sup> Véase a modo de ejemplo, Holden, Merle. (2005). The economics of import parity pricing: A pedagogical note. South African Journal of Economics. 73, 357-362. 10.1111/j.1813-6982.2005.00023.x, o investigaciones más concretas como, [https://documents.wfp.org/stellent/groups/public/documents/manual\\_guide\\_proced/wfp187902.pdf](https://documents.wfp.org/stellent/groups/public/documents/manual_guide_proced/wfp187902.pdf) o <http://www.tips.org.za/files/783.pdf>.

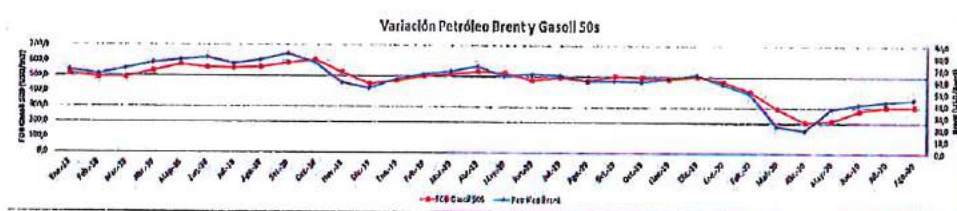
“puro”, sino que debe considerar el tramo de distribución primaria. En tal sentido, el legislador optó por unificar el precio de venta en todas las plantas de distribución, lo que económicamente implica determinar un subsidio cruzado entre plantas respecto al costo de transporte del combustible.

Más allá de las precisiones metodológicas que se puedan realizar o respecto a las puntualizaciones sobre su utilización, la aprobación de un precio de venta de combustibles en planta de distribución primaria con informe preceptivo de PPI de la Ursea, tendrá algunos efectos claros para Ancap y para el sector.

El primer impacto es que la diferencia entre el PPI y el precio que termine aprobando el Poder Ejecutivo transparentará ineficiencia, subsidios explícitos o implícitos de Ancap o de la cadena. En el Capítulo 3 del presente informe, Aprobación del precio ex planta y precio máximo, se incluyen las propuestas concretas respecto a estos puntos.

Como segunda consecuencia, si el decreto Nrò. 241/020 dispuso que la aprobación de precios será cada 30 días, Ancap deberá modificar su lógica de compras a los efectos de acompañar las variaciones de precios que ocurran con dicha periodicidad, evitando cualquier descalce comercial o financiero. En el último tiempo, Ancap realizaba compras a 6 meses o más, lo que podría implicar una inflexibilidad para beneficiarse de variaciones en el valor del crudo y los derivados. En este sentido, la gráfica siguiente muestra las variaciones del petróleo Brent y del gasoil 50s desde enero del 2018 a agosto del 2020, donde Ancap no pudo maximizar beneficios derivados de las dinámicas de los precios internacionales debido a su lógica de compras de crudo. Las mismas quizás tenían sentido en un esquema donde el precio máximo se revisa anualmente. Con el cambio que impone la LUC y el Decreto, es necesaria la revisión de política de compra de Ancap que facultaría a maximizar las variaciones de precios de estos *commodities*.

Gráfico 1 - Evolución del precio FOV del Petróleo Brent y Gasoil 50s



Fuente: Ursea (2020)

Asimismo, un tercer impacto, es que el precio máximo deberá aprobarse con la misma frecuencia que el precio en planta de distribución primaria, a los efectos de no trasladar a la cadena variaciones ajenas a su negocio.

Las propuestas respecto al PPI y precio máximo son abordadas en el Capítulo 3 Aprobación del precio ex planta y precio máximo.

### 2.1.1 Recomendaciones

La modificación del mecanismo de fijación de los precios en el sector combustibles, la Ursea pasando a adquirir potestades regulatorias, y en definitiva la concentración de las actividades de Ancap en la refinación de petróleo y comercialización de combustibles líquidos, son algunos de las circunstancias que a juicio de los integrantes del Comité hacen evidente y necesaria una reestructura de Ancap.

En efecto, independientemente del modelo que se elija para el transporte de combustibles (desde las plantas de distribución primaria a las estaciones de servicio), Ancap dejará de asumir responsabilidades y eventuales costos relativos a este tramo. Por tanto, los recursos humanos, financieros y tecnológicos destinados a esa actividad podrían de ser re direccionados a otras áreas.

En el mismo sentido, todos los recursos que hayan sido destinados al ejercicio del contralor de la regulación que el mercado poseía en virtud de los contratos de Ancap con los distintos actores de la cadena, deberían ser reconsiderados, en la medida de que Ursea será quién controle y regule todo el mercado. Una consecuencia bien específica de este punto es que el resultado neto de Ancap no estará más asociado a las variaciones de costos la cadena de distribución secundaria.

Este proceso, a juicio de los integrantes del Comité, podría conducir a que Ancap enajene o arriende parte de sus activos, en tanto y cuanto no sean necesario para la actividad de refinación de petróleo y comercialización de combustibles líquidos ex planta.

En línea con lo anterior, Ancap debería focalizar todos sus recursos en mejorar sus procesos de refinación, explorar oportunidades de negocio en la región vinculadas a la infraestructura, y en definitiva maximizar su margen neto de refinación.

Por su parte, tal como se mencionó en el presente apartado, la variación del precio de los combustibles mes a mes podrá hacer necesaria una revisión de la política de compra de combustibles por parte del ente estatal.

Asimismo, tal como lo manifestábamos en el Capítulo 1.3.1 Discusiones de los informes elaborados por el Poder Ejecutivo, resultaría necesario que Ancap implemente una contabilidad regulatoria adecuada que permita determinado grado de desagregación de su estructura de costos, según lo determine Ursea. En efecto, en los Estados Financieros Consolidados de Ancap el rubro Gastos de Administración y Ventas ("GAVs") no posee una apertura que posibilite detectar posibles ineficiencias, sobrecostos, desviaciones de los compromisos asumidos, en cada una de las actividades que realiza la empresa estatal.

### 2.2 Algunos cambios operativos en Ancap

En su gran mayoría, los actores a los que el Comité ha entrevistado manifestaron que Ancap podría lograr algunas eficiencias que podrían trasladarse a la cadena mediante algunos cambios operativos.



En primer lugar, la mayoría coincide en que el horario de despacho de producto es restrictivo. Existen grandes demoras en el mismo<sup>10</sup> que encarecen la logística y el expendio de combustible además de generar condiciones de operación en condiciones no seguras. Se sugiere que Ancap reconsidere el horario de las plantas a los efectos de hacer el despacho funcional a la demanda. Incluso, algunos proponen la automatización de la entrega de combustible como forma de reducir sustancialmente las demoras.

Asimismo, se sugiere que Ancap evalúe despachar gasoil desde la Refinería de la Teja. Según entrevistados, ya existe determinada infraestructura que permitiría surtir ese tipo de combustible en la propia refinería, descongestionando la planta de despacho de La Tablada.

Por su parte, la mayoría de los actores entrevistados considera que la infraestructura de distribución primaria de Ancap se encuentra sobredimensionada y, en gran parte, subutilizada. En el mapa que surge a continuación muestra la ubicación de cada una de las plantas y los departamentos que abastecería cada una de las plantas de acuerdo al sistema actual. Los departamentos con \* pueden ser abastecido por más de una planta.

Ilustración 1 – Ubicación de plantas de distribución de Ancap



Fuente: MIEM (2020)

<sup>10</sup> Según algunos actores, la demora puede llegar a ser de 3 horas.

Ahora bien, en la práctica, por problemas de distinta naturaleza, la mayor parte del producto se termina retirando de planta La Tablada, lo que genera problemas de diversa índole: (i) congestión en la planta La Tablada, (ii) aumento del costo del flete por mayor cantidad de kilómetros recorridos, (iii) inoperatividad de las plantas del interior del país.

Asimismo, se le ha informado al Comité que históricamente Ancap habilitaba a los camiones a través de una "cédula verde", "permisos" o "calibres" (según la terminología utilizada en el sector transporte de combustibles líquidos), lo cual permitirá un determinado número "cerrado" de camiones. Hoy en día se encuentran operativos cerca de 200 permisos.

Según información a la que pudo acceder este Comité, los "permisos" o "calibres" han sido eliminados, aunque Ancap no reglamentó el nuevo sistema. La necesidad que los transportistas cuenten con un "permiso" y que exista un número cerrado de los mismos, generó que aquellos camiones con permisos existentes tuvieran asociados un "valor llave", en la medida que habilitaba la posibilidad de ingresar a un mercado (transporte de combustibles). El valor llave actuaría como barrera de entrada al mercado de transporte, y como una garantía para quienes están al día de la fecha operando; lo cual se interpreta como un fuerte desincentivo a la competencia.

### 2.2.1 Recomendaciones

Correspondería que Ancap conduzca una auditoría exhaustiva respecto a la forma de suministro o despacho de combustibles en sus plantas, en cuyo alcance se podría considerar la aplicación de tecnología que permitiría un despacho automatizado, o semiautomatizado, que reduciría significativamente las demoras de carga de combustibles, y que implicaría una reducción de costos de suministro de combustibles para Ancap.

Asimismo, se sugiere que el Poder Ejecutivo encomiende a un tercer actor independiente un estudio pormenorizado sobre la optimización de la infraestructura de distribución primaria de Ancap que permita reducir los sobrecostos que se generan por su sub-utilización.

De las entrevistas mantenidas parecería lógico que existan una o dos plantas de despacho, sujeto a la confirmación que surja del estudio antedicho. Dos plantas de despacho parecería ser un mínimo para limitar cualquier riesgo que pueda materializarse en una de las plantas de abastecimiento. De esta forma, ante cualquier evento de fuerza mayor o riesgo de abastecimiento, existiría una alternativa para el despacho de combustibles.

Con respecto a los "permisos" o "calibres" para ser considerado transportista de combustible, el Comité entiende que, en la medida de que sigan existiendo, se deberían de ser eliminados. En tal sentido, se sugiere que Ursea dicte una reglamentación sobre seguridad y calidad en el transporte de combustibles y que dicha normativa sea la única que deba cumplir todo aquel que quiera transportar combustibles. Por lo tanto, Ancap deberá despachar combustible a todo camión habilitado por Ursea.

Por su parte, si la apertura a la competencia de este sector genera concentración económica en actores, Ursea podrá controlarla a través de las facultades que le otorga la Ley Nro. 17.598, en la redacción dada por la ley de Urgente Consideración, con base en lo dispuesto por la Ley Nro. 18.159 (Ley de Defensa de la Competencia).

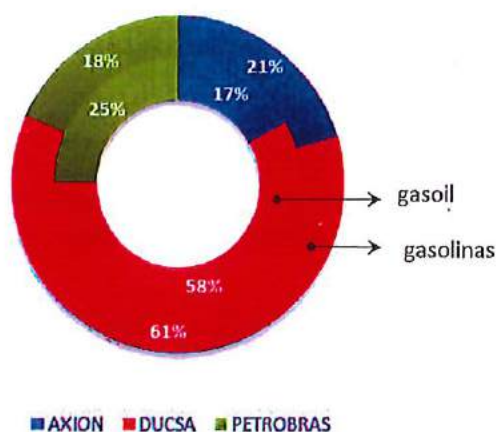
En síntesis, los miembros del Comité entienden que no debe existir – a priori- un número determinado de permisos para transportar combustibles, sino que, por el contrario, debe otorgarse el permiso a todo aquel que se encuentre en condiciones de seguridad y calidad para ejercer la actividad. Siguiendo la doctrina tradicional, se trata de que el privado obtenga una autorización para ejercer un derecho que es preexistente en la medida que el transporte es una actividad que, en principio, en libre competencia.

Finalmente, varios entrevistados sostienen que Ursea debería exigir que los camiones cisterna utilicen el sistema de carga inferior debido a que es más seguro y eficiente.

### 2.3 Integración vertical de la empresa estatal

Ancap, directamente o a través de alguna de sus filiales, es 100% propietario de DUCSA<sup>11</sup>. Tal como luce en el Gráfico 2, DUCSA posee el 60% del market share y su red involucra a más de 252 estaciones de servicios, es decir más del 50% del total de estaciones de servicio (483 según últimos datos disponibles).

Gráfico 3 – Market share de las distribuidoras (sellos) en base al volumen comercializado



Fuente: MIEM (2020).<sup>12</sup>

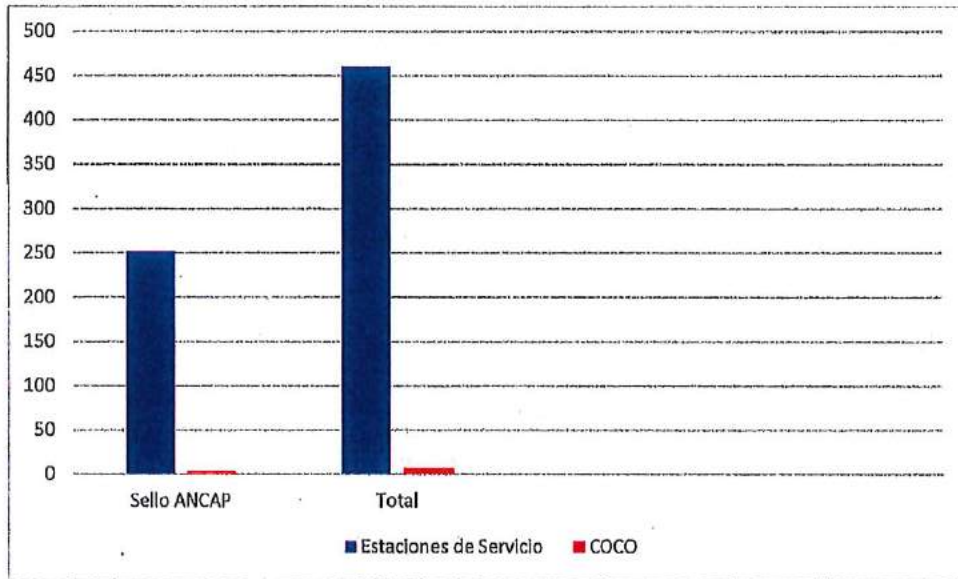
<sup>11</sup>

<sup>12</sup> MIEM (2020). El Mercado de Petróleo Crudo y sus derivados en Uruguay Tomo I: Enfoque En Las Actividades De Ancap



Asimismo, tal como lo muestra la gráfica siguiente, DUCSA opera directamente 3 estaciones a través de la modalidad COCO (Company Owned- Company Operated), de un total de 7 estaciones que se encuentran operativas bajo esta modalidad.

Gráfico 4 – Número de estaciones del sello Ancap (DUCSA) y número de COCOs



Fuente: elaboración propia<sup>13</sup>

La integración vertical es uno de los puntos que se menciona en el Tomo II del informe "El Mercado de Petróleo Crudo y sus derivados en Uruguay" de la DNE, MIEM. De dicho estudio se desprende que: (i) la mayoría de los países estudiados en dicho informe poseen una empresa estatal que tiene participación en alguna etapa de la cadena de distribución y generalmente existe cierta integración vertical con los otros segmentos de la cadena (upstream y downstream), y (ii) existen argumentos para sostener la integración vertical basados en garantizar el suministro de un producto y, por otro lado, la reducción de costos de la cadena.

Este asunto no es reciente en la industria de los combustibles. Existieron diversos procesos que derivaron en integraciones verticales a nivel mundial. Principalmente el surgimiento de las Compañías Petroleras Nacionales o "National Oil Companies" (como generalmente se las conoce).<sup>14</sup>

<sup>13</sup> Dentro de las COCOs operada por ANCAP se toma en consideración la estación automática de Arapey.

<sup>14</sup> Al-Moneef- Majed. "Vertical Integration strategies of the National Oil Companies" in "The Developing Economies" XXVI-2 (1998) disponible en [https://www.ide.go.jp/library/English/Publish/Periodicals/De/pdf/98\\_02\\_05.pdf](https://www.ide.go.jp/library/English/Publish/Periodicals/De/pdf/98_02_05.pdf)

Por su parte, como sostiene Paul Stevens<sup>15</sup>, existen dos formas de integración vertical. La integración financiera y la integración de operaciones. La primera es aquella donde la integración ocurre cuando existen diferentes entidades en la cadena, pero su accionista es la misma compañía. En definitiva, la refinera, el distribuidor y las estaciones son empresas afiliadas de una matriz que maneja el flujo de fondos de cada una de las etapas. Por el contrario, la integración de operaciones implica cuando los productos son transferidos a cada una de las afiliadas mediante transferencias internas. Una integración de operaciones implica una integración financiera, pero no a la inversa.<sup>16</sup>

Stevens afirma que la distinción entre integración vertical financiera e integración vertical de operaciones no es un mero tema académico. Tiene consecuencias prácticas vinculadas a la cantidad del número de actores, a la eficiencia del mercado, entre otras posibles consecuencias, lo que generaría cuestionamientos entre los actores respecto a las ventajas y desventajas de la integración vertical. Particularmente en relación a la integración vertical de operaciones.

Citando a un reciente estudio de la OCDE, el informe DNE concluye en este tema que *"...son pocos los países que han aprobado una legislación para controlar la integración vertical, diferente a la legislación que poseen para asuntos de defensa de la competencia. Quienes promueven estas normas son operadores de estaciones de servicios independientes. Argumentan que la integración vertical facilita prácticas anti-competitivas, entre ellas el abuso de la posición dominante. Por su parte, quienes argumentan a favor de la integración vertical, sostienen que aprobar una legislación que prohíba o limite la integración vertical podría conducir a una suba de precios en las estaciones. En efecto, la integración vertical tiene por finalidad generar eficiencias en la cadena."*<sup>17</sup>

Tomando en cuenta la doctrina internacional antes reseñada, se entiende que Ancap posee una integración vertical de operaciones que conlleva, como se menciona antes, una integración vertical financiera. Esta integración vertical, entienden los miembros del Comité, hay que analizarla en tres partes: (i) Ancap como propietaria de DUCSA, (ii) Ancap como propietaria de ALUR, (iii) DUCSA, o cualquier distribuidor, como operador directo de estaciones.

### 2.3.1 Recomendaciones

En cuanto a la integración vertical de Ancap como propietaria de DUCSA, per se no sería un inconveniente en la medida que regulador aseguraría el trato no discriminatorio de

<sup>15</sup> Profesor del Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee.

<sup>16</sup> Stevens, Paul. "Vertical Integration and the International Oil Industry: A conceptual error and some thoughts on its Implications" disponible en <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=598>.

<sup>17</sup> Tomo II del informe El Mercado de Petróleo crudo y sus derivados

Ancap a los distribuidores. Sin embargo, dado que DUCSA posee el 60% del mercado, podría ser una limitante clara al desarrollo de un mercado competitivo.

Respecto a la relación entre Ancap y ALUR, resulta aún más evidente que esta estructura atenta contra la eficiencia, y posibilidad alguna de competencia. En efecto, si el único cliente de ALUR es Ancap, su accionista, no existe ningún incentivo para que ambas partes negocien los precios en términos económicos. En otras palabras, lo que Ancap paga a ALUR, vuelve a Ancap mediante el balance consolidado.<sup>18</sup>

En lo que refiere a Ancap como propietaria de DUCSA, esto es operar estaciones de servicio mediante la modalidad COCO, actualmente existen muy pocas estaciones bajo esta modalidad. Una posible prohibición o limitación podría tener un límite global de la red, de forma de no interponer restricciones individuales a cada uno de los operadores, sino un límite general con fundamento en razones de interés general, operando como una restricción *ex ante* de posibles abusos o distorsiones no queridas del mercado. La implementación de este límite y su fiscalización estaría a cargo de la Ursea.

En este contexto, los miembros del Comité entienden muy pertinente que el Poder Ejecutivo encomienda a la Ursea, con el asesoramiento de la Comisión de Defensa de la Competencia, un estudio respecto a las condiciones de competencia actual y futuras, según se propone en el presente informe y el Poder Ejecutivo termine definiendo, referentes al mercado de combustibles. En este estudio, la Comisión de Defensa de la Competencia debería analizar la posición dominante de DUCSA y su impacto en la cadena, la integración vertical de Ancap y ALUR, y las consecuencias de operar estaciones de servicio bajo esquema de COCO.

### 3 Aprobación del precio ex planta y precio máximo.

#### 3.1 Plazo de Convergencia al Precio Paridad de importación

Tal como mencionamos en el capítulo 1.1 Ley de Urgente Consideración y decretos reglamentarios relevantes, el artículo 236 de la ley N°19.889 encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (Ursea) la revisión de la metodología de del PPI de los productos terminados en las plantas de distribución de Ancap. Por su parte, de acuerdo al artículo 235 de la ley N°19.889, el Poder Ejecutivo aprobará el precio de venta de los diferentes combustibles producidos por Ancap con entrega en sus plantas de distribución, previo informe preceptivo de la Ursea y de Ancap.

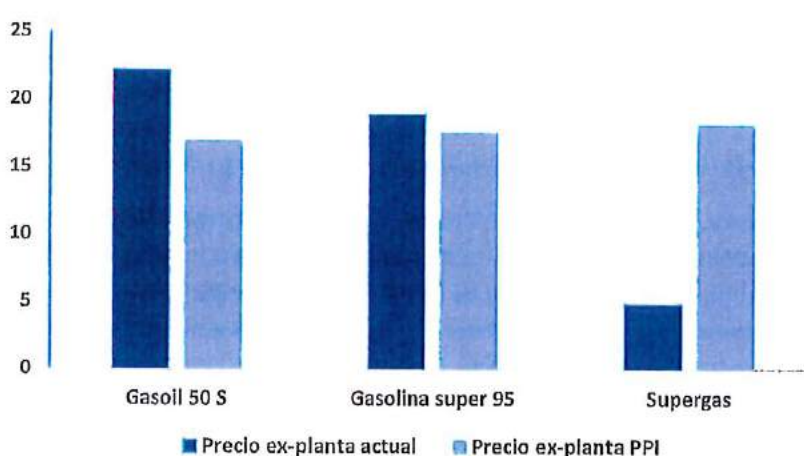
En noviembre de 2020, la Ursea publicó el informe de PPI correspondiente al mes de octubre, según la nueva metodología ("PPI Ursea"). De acuerdo a esta revisión, los precios a ex planta de Ancap vigentes actualmente para las naftas y el gasoil estarían por encima de dichas referencias (es decir habría un perjuicio para Ancap en caso de adecuarse a las mismas), lo cual es parcialmente mitigado por el GLP, donde se observa

<sup>18</sup> Este es uno de los puntos recomendados por la Consultora EXANTE en su Informe "Informe Final Consultorías relativas al mercado de combustibles de Uruguay"

la situación inversa (es decir, Ancap actualmente vendiendo por debajo de los precios PPI-Ursea para ese producto, con lo cual tendría una ganancia al converger a la referencia).

En el gráfico siguiente, se incluye la comparación del cálculo de PPI-Ursea versus el Precio Ancap vigente a octubre del 2020:

Gráfico 5 – Precio ex-planta actual versus PPI, \$ por litro sin impuestos



Fuente: elaboración propia en base a datos de Ursea

Si bien el espíritu de la ley 19.889 es que Ancap pueda converger rápidamente a los precios calculados por PPI que publica la Ursea, este Comité entiende que no se puede ignorar los efectos macroeconómicos asociados a la rapidez con que se implemente dicha convergencia.

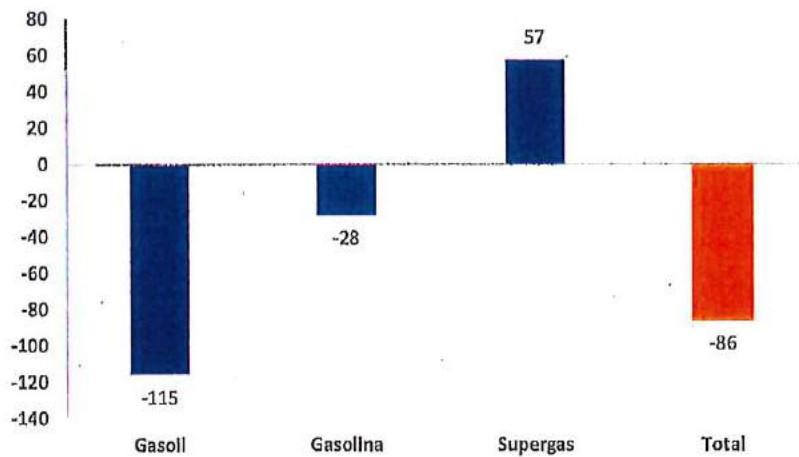
Los principales aspectos que entendemos relevantes son:

- i. el impacto fiscal,
  - ii. el impacto en el IPC asociado al GLP, y
  - iii. el impacto en sectores económicos desprotegidos, relacionados al ajuste del GLP
- i. análisis del Impacto Fiscal

Al ser Ancap un ente autónomo estatal incluido en la cobertura fiscal, el resultado "caja" de su actividad impacta directamente en el resultado fiscal consolidado del sector público. A continuación, se realiza un ejercicio ilustrativo del potencial impacto fiscal que tendría una adecuación total de los precios de Ancap a los precios PPI-Ursea, bajo los parámetros actuales.

Teniendo en cuenta la brecha respecto a los PPI de los principales combustibles vendidos por Ancap, es posible calcular la pérdida/ganancia de recaudación para la empresa por concepto de fijar los precios de cada producto en el nivel de los de paridad de precios de importación. A modo de ejemplo, considerando las cantidades vendidas de cada producto en el año 2019 y tomando en cuenta los PPI a octubre, la empresa tendría una pérdida de 115 millones de dólares en el gasoil, de 28 millones de dólares en las naftas y una ganancia de 56 millones de dólares en el supergás, en la medida que este último producto se encuentra fuertemente subsidiado. Lo cual en forma neta implicaría un total de USD 86 millones.

Gráfico 6 – Impacto en resultado de Ancap de convergencia total a PPI



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Ursea y Ancap (2020)

Dado el contexto actual de déficit fiscal con un desvío importante con respecto al objetivo planteado por las autoridades, situación agravada por el mayor gasto que se ha realizado para mitigar los efectos del COVID-19 en la población, no se considera adecuado exigir a Ancap una adecuación inmediata a los precios PPI- calculados Ursea.

Sin embargo, se entiende que hay factores que pueden facilitar y por lo tanto acelerar la convergencia de Ancap a los precios PPI- calculados por Ursea. Entre los principales se destacan:

- a) Una mejora en la eficiencia integral de Ancap, mitigaría los impactos negativos expuestos arriba. En este sentido, en el capítulo 2 "Ancap y búsqueda de eficiencia", el Comité propone determinadas medidas que apuntan en esta dirección; y
- b) Una mejora en la situación fiscal, con respecto a las metas planteadas. Eso podría permitir mayor flexibilidad fiscal para absorber el impacto de una convergencia acelerada de Ancap a los precios PPI.

ii. Análisis del Impacto en IPC

De acuerdo a las ponderaciones de los diferentes productos en la canasta del Índice de Precios al Consumo, la convergencia a la PPI-Ursea del supergás tendría impacto inflacionario que no sería compensado con la disminución de la de los precios del gasoil y gasolinas. De acuerdo a ello, es necesario dimensionar e ir monitoreando los posibles impactos en el nivel general de precios

iii. Impacto del Ajuste del GLP en sectores vulnerables

Finalmente, la reversión rápida del subsidio del supergás afectaría a los sectores socioeconómicos más vulnerables de la población, dada la fuerte incidencia del consumo del energético en dichos hogares. En este sentido, se entiende necesario revisar y trabajar en el diseño de un subsidio eficaz y focalizado en la población objetivo, mediante apoyo económico en una canasta de servicios públicos básicos, y que eventualmente se pueda utilizar indistintamente en supergás, otros energéticos u otros servicios públicos.

Debe tenerse presente, además, que el supergás es insumo de algunos procesos productivos y un aumento repentino de la magnitud de la brecha con la PPI tendría consecuencia negativa en la competitividad de dichos sectores.

### 3.1.1 Recomendaciones

Considerando la magnitud de los impactos mencionados anteriormente, se recomienda que el Poder Ejecutivo implemente una convergencia gradual de Ancap a los PPI-Ursea en un plazo máximo de tres años, pero con hitos de avance mínimo anuales.

En el presente informe, esta convergencia se refiere utilizando un factor de ajuste denominado "X".

Asimismo, sería razonable que el Poder Ejecutivo fije distintos hitos Intermedios por producto, dada las diferencias en efectos económicos que tienen los mismos (pero siempre dentro del plazo máximo sugerido de tres años).

### 3.2 Precios Máximos de Venta al Público

Conforme lo establecido en el artículo 235 de la Ley 19.889, el Poder Ejecutivo deberá actualizar (con una periodicidad no mayor a 60 días) los precios máximos de venta al público de los combustibles suministrados por Ancap. Si bien este precio tendrá como base el PPI-Ursea ex planta para cada producto, el mismo también deberá incorporar i) la remuneración necesaria de los distintos actores en la cadena de distribución y ii) las tasas y aportes establecidos en forma externa a la cadena de valor como por ejemplo IVA, IMESI, Fideicomiso Boleto, etc.

En la sección 5.3 de este reporte se realizan sugerencias puntuales para hacer más eficiente y equitativo el peso de los aportes al Fideicomiso del Boleto. Con respecto a la carga de IVA e IMESI que actualmente tienen los combustibles, no se emite opinión ya

que los mismos responden a definiciones de políticas públicas y objetivos fiscales de carácter general que exceden el alcance del mandato de este Comité.

El aspecto que si se ha evaluado en mayor detalle es la obligación impuesta al Poder Ejecutivo por la ley 19.889, con respecto a la fijación de precios máximos de venta al público. Si bien dicha norma no explicita la metodología a aplicarse para fijar estos precios, se considera conveniente sugerir algunos parámetros, ya que al igual que el PPI-Ursea, esta referencia será clave para el normal funcionamiento de la cadena de valor y el posicionamiento de los distintos jugadores.

Si bien hay más de una metodología para el establecimiento de precios máximos, y no es objeto de este reporte entrar en una discusión exhaustiva de las mismas, hay ciertos objetivos que la metodología elegida debería cumplir. Dentro de los mismos destacamos:

a) Remuneración justa

El precio máximo de venta al público, en conjunto con la fijación del PPI-Ursea, de hecho, determinan margen máximo de remuneración de la cadena de valor integrada. Si es excesiva, se estarán pasando rentas de la sociedad al sector en forma ineficiente, pero, por otro lado, si esta por debajo de rentabilidades mínimas aceptables, se estará poniendo en riesgo el abastecimiento fluido de los combustibles a nivel nacional.

b) Incentivos a la búsqueda de la eficiencia

Al ser precios de "laboratorio", los precios máximos también deberán incorporar incentivos para que los distintos actores busquen eficiencias en la cadena de valor mediante distintas iniciativas.

c) Visibilidad dentro de la cadena de valor

El propio ejercicio del establecimiento de los precios máximos aportará información relevante para que el regulador pueda obtener precios estimados de equilibrio entre los distintos actores contra los cuales comparar los precios observados y por lo tanto, monitorear potenciales situaciones de dominio de mercado que merezcan mayor análisis, y eventualmente medidas correctivas.

Como se menciona anteriormente, reconociendo que no es objeto de este reporte una evaluación exhaustiva de las metodologías de fijación de precios, se propone una metodología basada en 3 grandes elementos, los cuales aplicarán a cada segmento de la cadena de distribución:

- i) el establecimiento de la infraestructura mínima (valuada monetariamente) y capital de trabajo para cumplir con el objetivo de ese segmento en forma eficaz y eficiente,
- ii) una definición de la estructura de capital óptima, y
- iii) un retorno medio ponderado mínimo (comúnmente llamado WACC, por su sigla en inglés), el cual contemple la remuneración esperada para el componente de deuda de la estructura de capital y a su vez la remuneración mínima para los accionistas de ese segmento.

Esta metodología, conocida como Incentive-Based Regulation, es la que comúnmente se utiliza por los reguladores a nivel local e internacional, y con las imperfecciones de cualquier análisis hecho en forma teórica, es el que ha demostrado hacer las mejores aproximaciones a precios teóricos de equilibrio, es decir, a precios máximos que permitan que la cadena funcione en forma fluida. Este punto es abordado con más detalle en el Capítulo 8.2 ETAPA 1 del presente informe.

### 3.2.1 Recomendaciones

Dado lo anterior, se recomienda que el Poder Ejecutivo apruebe , el precio máximo de venta al público de acuerdo con una nueva metodología, y para ello mandate a la Ursea al cálculo de los precios máximos de venta al público siguiendo los lineamientos metodológicos explicados más arriba, antes de la Etapa 1 (ver sección 8.2 de este informe).

Se entiende que los estudios y análisis requeridos para dicha implementación son de una complejidad tal que exceden las capacidades actuales del organismo. Por lo tanto, para proceder con la mayor celeridad posible, como se ha mencionado previamente en este informe, se sugiere al Poder Ejecutivo que facilite los recursos jurídicos y financieros a la Ursea para que esta pueda completar este análisis dentro de los plazos previstos.

## 4 Agrocombustibles

La Ley N° 18.195 del año 2007 promueve la producción de agrocombustibles con materias primas nacionales y a la fecha establece la obligatoriedad de mezclar un mínimo de 5% de biocombustibles en la gasolina y gasoil. En cumplimiento de lo allí definido, se creó la empresa ALUR (cuyo paquete accionario corresponde en 90,79 % a



Ancap y el 9,21 % restante a Petróleos de Venezuela (PDVSA)) que ha sido la encargada de la producción de biocombustibles en el país. Alur cuenta hoy con tres plantas de producción, dos para la producción de etanol (Bella Unión y Paysandú) y una para la producción de biodiesel (Capurro).

ALUR también produce y vende azúcar, alimento animal y otros subproductos derivados de su proceso productivo, pero los biocombustibles constituyen – por amplio margen – el principal ingreso de la compañía. En el año 2019 la empresa sumó ingresos netos por un total de US\$ 217 millones, de los cuales US\$ 158 millones corresponden al etanol y al biodiesel. Ancap es el principal cliente de la compañía, concentrando el año pasado más del 70% de su facturación neta. Los precios de venta de los biocombustibles son pactados con Ancap, bajo una integración vertical.

Los costos unitarios de producción difieren a nivel de cada una de las unidades de negocios, observándose diferencias especialmente relevantes entre las dos plantas que producen etanol (Bella Unión sensiblemente más elevados que Paysandú). Bella Unión tiene una marcada incidencia de la mano de obra representando un 32,5% de los costos de planta frente a 9,3% en Paysandú y 4,2% en Capurro.

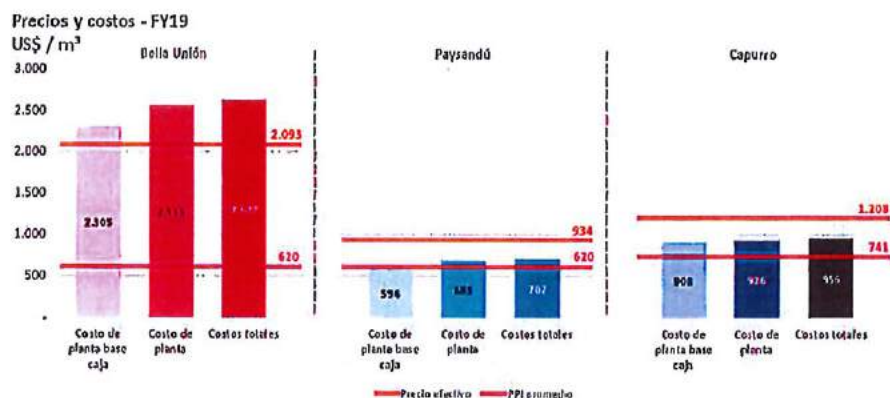
Uno de los aspectos cuestionados en referencia a los biocombustibles, es la cuantificación del sobre costo implícito en la actual configuración del sistema. Para poder establecer ese sobre costo, es necesario definir un precio de eficiencia que permita realizar una comparación. La definición de dicho precio de eficiencia es discutible pero se puede entender como el menor costo de abastecimiento de combustible en el mercado uruguayo. Una de las posibilidades es tomar como referencia los mercados internacionales.<sup>19</sup>

En este marco, el estudio realizado por la consultora Exante "Escenarios de precios de eficiencia de biocombustibles", se observa que los precios internacionales son sensiblemente inferiores a los precios a los que se venden hoy los biocombustibles en plaza. En el siguiente gráfico se comparan los PPI de los biocombustibles con los diferentes conceptos de costos definidos para cada unidad de negocio<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> Algunas posiciones sostienen que los precios de los mercados internacionales se encuentran distorsionados por diversas políticas de incentivos. Según estudio realizado por la consultora Exante y el estudio de los mercados internacionales realizados en el año 2020, el PPI de biocombustibles utilizado por URSEA es válida aunque pueda ser necesario algún nivel de ajuste.

<sup>20</sup> Cabe destacar que, dado que el año de referencia de los datos fue el 2019, los mismos contemplan PPI en base a la metodología anterior de URSEA. Eso implica que la referencia de precios para biocombustibles fueron los mercados de Argentina y Brasil. La nueva metodología de URSEA que comienza a regir con los precios de octubre 2020 considera los costos efectivos incurridos por ANCAP.

Gráfico 7 – Comparación de precios (PPI biocombustibles y precio de plaza) con costos de las plantas



Fuente: Exante en base a datos de ALUR y Ursea (2020)

A partir del gráfico anterior, puede observarse que los costos de producción de Bella Unión son sustancialmente más elevados que la referencia de PPI de los biocombustibles y que los costos de producción de Paysandú.

En base a estas cifras y a los costos de producción de las tres plantas de ALUR, las exigencias explicitadas en la citada ley respecto al uso de materia prima de origen nacional representaron en el año 2019, un sobrecosto en la producción de biocombustibles del orden de los US\$ 72 millones en comparación a la importación de dichos biocombustibles. Teniéndose que US\$ 29 millones corresponderían a Bella Unión, US\$ 19 millones a Paysandú y US\$ 23 millones a Capurro.

Por otra parte, se puede realizar el análisis del sobrecosto por litro de combustible considerando la nueva metodología aprobada por la Ursea que empezó a informarse en el mes de octubre del presente año para la determinación del PPI para los combustibles. El decreto 241/20, define a la Ursea los lineamientos para el cálculo del PPI, estableciendo que se deberá considerar un precio de eficiencia de los biocombustibles (podría interpretarse como mínimo costo unitario local) o el promedio ponderado de los biocombustibles del mercado nacional mientras no se defina primero.

Como contrapartida, se reconoce que la producción y uso de los biocombustibles permite reducir emisiones de gases de efecto invernadero (aspecto ambiental) y genera empleo a lo largo de las cadenas de cada tipo de combustible (aspecto social) derramando en las economías locales.

En el caso particular del etanol, según el informe de la consultora Exante "Impacto económico de Alur sobre sus zonas de influencia" la unidad de Bella Unión ocupa entre empleos directos, indirectos e inducidos unas 2700 personas (gran parte zafrales) mientras que Paysandú unas 200.

A modo ilustrativo, como se mencionó en el apartado anterior, el sobre costo por producir etanol en Bella Unión asciende en 2019 a U\$S 30 millones. Este sobre costo equivaldría a U\$S 11.000/año por empleado directo y/o indirecto que se desempeña en Bella Unión.

En materia ambiental, cabe señalar que en los compromisos asumidos a nivel internacional por el gobierno uruguayo a través de las NDC – *National Determinated Contributions o Contribuciones Nacionales Determinadas* para el Cambio Climático<sup>21</sup> se asume una mezcla de 5% en biodiesel y etanol.

#### 4.1 Recomendaciones

Considerando el impacto en costos y precios de los diferentes combustibles, este Comité analizó especialmente el tema en cuestión abordando separadamente el biodiesel (biocombustible utilizado para la mezcla en gasoil) del etanol (biocombustible utilizado para mezcla en gasolinas).

##### 4.1.1 Respecto al biodiesel

El gasoil es utilizado principalmente por los distintos sectores productivos nacionales. Según informaron referentes al Comité de Expertos, el costo del gasoil en algunos sectores podría alcanzar un porcentaje relevante de la estructura de costos. En la medida que este costo disminuya, los productores informan que sería esperable un aumento en las áreas de productivas y mejora en la competitividad internacional de la producción nacional.

Cabe señalar que para la producción de biodiesel existe un contrato vigente hasta el año 2027 con una empresa privada para la molienda de granos.<sup>22</sup>

Tras analizar todos los puntos mencionados anteriormente, se entiende conveniente revisar la Ley N° 18.195 a los efectos de eliminar la exigencia relativa a la mezcla de biodiesel en el gasoil o sustituirla por importado. Para ellos, y antes de tomar la decisión, el Poder Ejecutivo deberá evaluar los siguientes aspectos:

- Se deberían diseñar mecanismos de reinserción y/o incentivos para las 40 personas que se encuentran hoy trabajando en la planta ubicada en Capurro.
- Se deberían buscar alternativas para compensar las emisiones que representan el compromiso asumido en las NDC.
- Se debería analizar el impacto del contrato vigente para la molienda de grano y obtención del aceite.

<sup>21</sup>[https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Uruguay%20First/Uruguay\\_Primer%20Contribuci%C3%B3n%20Determinada%20a%20nivel%20Nacional.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Uruguay%20First/Uruguay_Primer%20Contribuci%C3%B3n%20Determinada%20a%20nivel%20Nacional.pdf)

<sup>22</sup> EL Comité de Expertos no ha accedido al contrato. La información contenida en este párrafo se basa en investigación independiente que realizaron los miembros del Comité.

#### 4.1.2 Respecto al etanol

En lo que refiere a la mezcla de etanol en las gasolinas, el costo país derivado de la misma es bastante superior al del biodiesel como puede observarse en los cuadros expuestos anteriormente en este capítulo. Por otra parte, dado que existen dos plantas de producción de etanol operadas por ALUR, una ubicada en Bella Unión y otra en Paysandú, con diferentes cadenas productivas, cantidad de trabajadores, capacidades de producción y eficiencia productiva, se tiene una diferencia en los costos de producción de ambas.

Dicho lo anterior, se entiende razonable que el sobrecosto implicado en la actual mezcla de etanol de producción nacional en las gasolinas sea progresivamente sustituido por otras alternativas, debiendo considerar los aspectos sociales que se expusieron antes. En este sentido, se considera conveniente realizar análisis específicos que apunten a explorar alternativas de menor costo y que generen mayor rentabilidad con el fin de atender la necesidad social de dicha zona del país.

Entretanto, se sugiere promover las acciones que se entiendan convenientes para bajar el impacto del costo del etanol en el precio de las gasolinas. En este sentido, podrían evaluarse otras alternativas de financiamiento del subsidio implícito a la producción de caña de azúcar que no impliquen que el mismo recaiga únicamente sobre los consumidores de gasolinas como ser la posibilidad de que el subsidio sea asumido por Rentas Generales.

En todo caso, en línea con lo planteado en otros apartados del documento, el subsidio que percibe la producción de etanol debe ser directo, transparente y monitoreado. Para ello, sería prudente que como primera medida que el único cliente de ALUR (Ancap) no fuera su accionista. Esta integración vertical impide cualquier posibilidad de generar eficiencias o competencias.<sup>23</sup>

## 5 Fideicomiso del Boleto

### 5.1 Descripción General

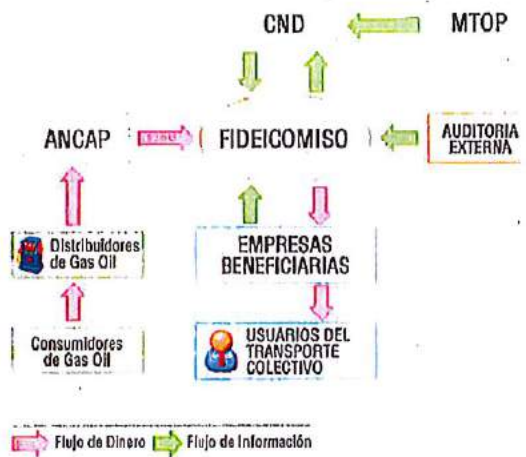
El Fideicomiso de Administración del Boleto fue creado por el Decreto 347/2006 con el objetivo de subsidiar el precio del boleto de transporte colectivo de pasajeros a nivel nacional. El principal objetivo perseguido por esta política pública fue incentivar la utilización del transporte público, capturando los beneficios de eficiencia, descongestión y sustentabilidad que implica este medio de transporte comparado con la utilización de vehículos de uso personal. Dicha norma, hizo foco particular en la reducción del costo del gasoil para las empresas transportistas, sustentado en la relevancia que tiene este combustible en la estructura de costos del sector.

<sup>23</sup> Remitirse al Capítulo 2.3 Integración vertical de la empresa estatal a los efectos de ahondar en los beneficios y desventajas de la integración vertical de ANCAP en los diferentes eslabones de la cadena.

El Fideicomiso está constituido bajo la órbita de la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND), cuya subsidiaria CONAFIN AFISA oficia como agente fiduciario, teniendo a Ancap en carácter de fideicomitente, las empresas de transporte colectivo beneficiarias y el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTO) operando como regulador. El capital fiduciario se integra por la recaudación de un monto por litro de gasoil vendido, reajutable en oportunidad de cada revisión del precio de dicho combustible al consumidor final. Actualmente, ese sobreprecio al gasoil asciende a \$3,48 por litro vendido.

La CND recibe mensualmente los fondos recaudados por Ancap por este concepto y el Fideicomiso paga a las empresas de transporte colectivo de pasajeros de servicios urbanos, suburbanos, corta, media distancia, larga distancia y departamentales, en función del consumo del gasoil declarado por las empresas y los valores por litro, tipo de servicio y los topes definidos de consumo por kilómetro recorrido establecidos por el MTO, en su rol de regulador.

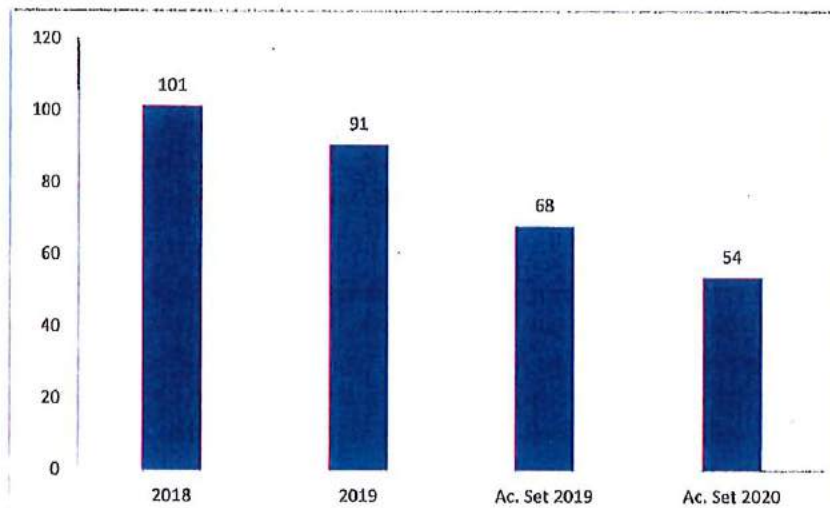
Ilustración 2 – Fideicomiso del boleto



Fuente: CND

En el año 2019, el fideicomiso recaudó 3.200 millones de pesos (USD 90 millones) con lo cual se asistió a 160 empresas transportistas a nivel nacional. Como se puede observar en las gráficas que surgen a continuación, la recaudación en pesos cayó 4% en pesos en los primeros 9 meses de 2020 comparado con el mismo periodo de 2019. Dicha caída se debe principalmente a los efectos del COVID-19 en las ventas gasoil a nivel nacional. Medida en dólares la caída significativamente mayor ~20%, la cual esta amplificada por el incremento del tipo de cambio en el periodo de comparación.

Gráfico 8 - Recaudación Fideicomiso Boletó – (millones de Dólares)\*



\*Convertido a dólares al tipo de cambio promedio de cada período

Fuente: MTOP

## 5.2 Mecanismo de recaudación

Como fue mencionado anteriormente, el 100% de la recaudación del fideicomiso recae sobre el consumo de gasoil mediante la aplicación de un sobre precio, que actualmente representa 3,484 pesos por litro, lo que representa un sobreprecio de 9.44% sobre el valor de venta al público del gasoil 50-S (actualmente 40,40 pesos por litro).

Se entiende que cuando se promulgó el decreto 347/2006 por el cual se creó este fideicomiso, factores de coyuntura de la época contribuyeron a la decisión discrecional de asignar el 100% del fondeo de la estructura al consumo de gasoil. Ancap

Sin embargo, el mecanismo actual presenta incentivos incompletos al no promover el consumo eficiente, ya que se paga a las empresas operadoras de transporte público por los litros de gasoil consumidos siempre que no se superen los toques de consumo que fija el MTOP. Existe una eficiencia implícita fija en el rendimiento en km por litro de gasoil, por lo que no se motiva a las empresas a incorporar tecnología, prácticas y/u operaciones que mejoren la eficiencia del consumo de combustible. Además, no considera el tamaño de las unidades o cantidad de pasajeros transportados, entre otros aspectos que tienen que ver con el consumo de combustible.

Por otra parte, el sistema es en si mismo una barrera a la incorporación de nuevas tecnologías más eficientes desde el punto de vista energético y ambiental como por ejemplo electricidad, hidrógeno o gas natural.

Finalmente, el sistema de recaudación recae únicamente sobre el gasoil, y en consecuencia, en su uso actual, está concentrado mayoritariamente en maquinaria, transporte pesado y transporte público, lo que implica que sea principalmente un insumo del sector productivo. El transporte particular, prácticamente no se encuentra afectado por el fideicomiso dado que la mayoría de los vehículos particulares utilizan gasolinas, como consecuencia del acercamiento de precios que tuvieron ambos combustibles y los impuestos más altos a la compra que tienen los vehículos a gasoil para uso particular. Se entiende que no es necesario argumentar que la situación de competitividad del sector agroexportador de 2006 a la fecha por diversos motivos se ha deteriorado significativamente.

M

S

Como consecuencia de lo expuesto con anterioridad, y en particular el impacto del sobre precio del fideicomiso en un insumo clave para la competitividad del país, consideramos oportuno introducir ajustes a los mecanismos de recaudación del mismo.

X

### 5.3 Recomendaciones

Nuestras recomendaciones con respecto a este instrumento se centran en tres grandes líneas:

- i. Buscar un mecanismo más eficiente para subsidiar el transporte colectivo metropolitano, en el entendido que el Fideicomiso –tal y como está estructurado- no ha generado incentivos suficientes para la eficiencia de las empresas del transporte colectivo.
- ii. Analizar la redistribución del monto del instrumento en otros combustibles o sectores, de forma que no quede circunscripto al gasoil. En este sentido, se podría evaluar incluir sobreprecios en el consumo de naftas y fuel oil, a los productos sobre los cuales se aplica un sobre precio.
- iii. Sugerir al PE la implementación de medidas en el funcionamiento del fideicomiso que permitan eventualmente mantener las políticas públicas perseguidas, pero a un menor costo (y por lo tanto permitiendo reducir los sobreprecios en general). Ancap Ursea. Entre las principales líneas de acción que se sugiere al Poder Ejecutivo llevar adelante a esos efectos se incluye:
  - a. Se recomienda revisar los incentivos del fideicomiso, a los efectos de incluir otras tecnologías sostenibles (a vía de ejemplo eléctricos e hidrógeno) y medios de transporte abarcados por el instrumento.
  - b. Revisión integral del mecanismo de reporte de información al fideicomiso actualmente aplicado por muchas compañías. Se recomienda eliminar mecanismos como declaraciones Juradas y aprovechar tecnologías de última generación que permiten un monitoreo en tiempo real de consumos reales, kilómetros recorridos, y rutas transitadas. Esto permitiría también viabilizar un

X

by

X

pago por kilómetros recorridos y no por litros consumidos, impulsando una mayor eficiencia del sistema y la adquisición de tecnologías por parte de las empresas transportistas.

- c. Centralización y monitoreo continuo de la información donde además de efectuar una fiscalización más efectiva, se puedan introducir incentivos a la eficiencia en el consumo de combustible por parte de las empresas y también la ejecución de análisis de demandas en rutas y horarios de forma de tener una mejor optimización de la oferta (y por lo tanto menores costos). Para esto último también se recomienda coordinar con las entidades que recaudan información digital a través de tarjetas como la STM, donde se acumula información más precisa sobre la demanda de los servicios.
- d. Evaluar la aprobación de una política pública que limita o restrinja de forma sustancial la importación de vehículos diesel en el corto plazo. Esta política pública debe ir asociada a una de mayores incentivos para la electrificación del transporte público.

## 6 Situación del Gas Licuado Petróleo

### 6.1 Breve descripción del sector

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es un combustible ampliamente utilizado en la cocción de alimentos y la calefacción de los hogares. Se trata de un mercado maduro, que en los últimos años presentó cifras de consumo relativamente estables.

El GLP se comercializa bajo tres modalidades. La más importante es en garrafas de 11 y 13 kg; un segmento más chico de ventas a granel principalmente a la industria y el comercio; y por último un mercado de microgarrafas de 3kg.

El mercado de garrafas de 13 kg osciló en los últimos años en torno a las 100.000 ton/año, granel al sector productivo alcanza las 25.000 ton/año y el segmento de las microgarrafas las 6.500 ton/año.

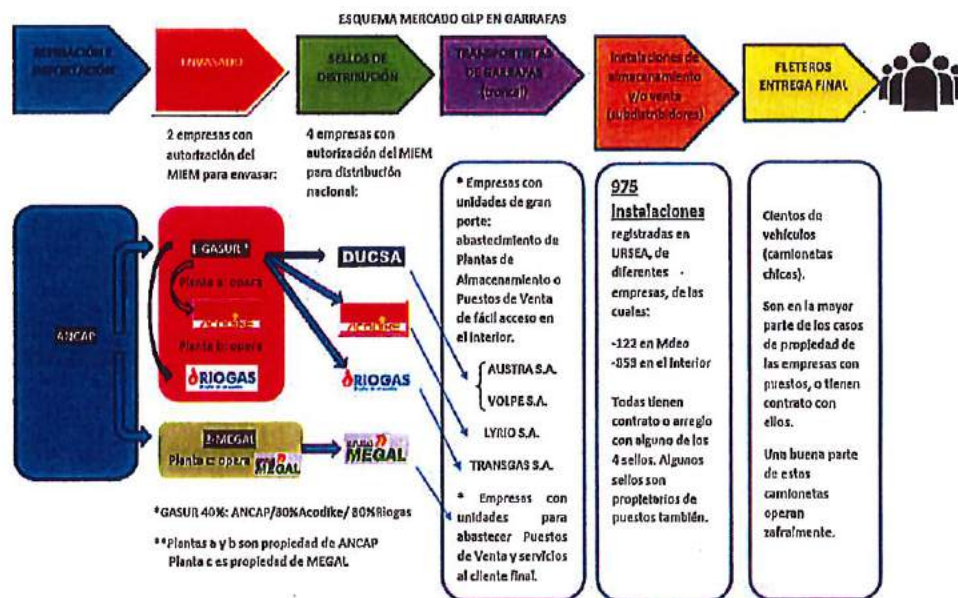
Las condiciones que rijan para los mercados de sus energéticos sustitutos, gas natural y electricidad, son clave en las proyecciones de demanda del GLP. En ese sentido, se visualizan pocas posibilidades que crecimientos en las ventas a futuro. De hecho, sería esperable una disminución de las mismas en la medida de que se revise la política de subsidios vigente en el marco de la vigencia de la Ley N° 19.889 que establece que el precio de los combustibles guardará relación con el PPI.

En cuanto a la cadena de abastecimiento, el mercado de GLP se compone de un proveedor monopólico, Ancap, que produce, almacena e importa cuando es necesario, y una cadena de envasado y distribución de libre competencia pero regulada por tratarse de actividades de interés público.



Desde el año 2007 la distribución la llevan a cabo cuatro sellos (ACODIKE, RIOGAS, DUCSA y MEGAL) y el envasado dos empresas (GASUR y MEGAL), que operan en tres plantas. GASUR es una sociedad entre Ancap, ACODIKE y RIOGAS que envasa en dos plantas que son propiedad de Ancap (quien las arrienda). Una de las plantas es operada por ACODIKE y la otra por RIOGAS (ambas contratadas por GASUR). La tercera planta es propiedad de MEGAL, quien también la opera.

A continuación se ilustra la cadena de suministro y sus actores.



La cadena se compone además por varios pequeños transportistas, subdistribuidores y fleteros, que emplea en el entorno de 2.000 personas

## 6.2 Subsidio

Los precios a los que se vende (valor en la puerta de refinería) el GLP son sensiblemente inferiores a los costos de producción o importación, siendo la diferencia entre unos y otro el monto que denominamos subsidio.

Si se calcula el subsidio como la diferencia entre el valor del PPI más el margen de envasado y de distribución respecto al precio sin iva al público, es del 72%

Hasta el presente, el monto del subsidio se ha financiado a través de sobre precios en los restantes productos que ofrece Ancap a modo de subsidios cruzados. Con los valores hasta 2019, ese subsidio cruzado se podía estimar en torno a \$ 0,5 pesos por litro si se distribuía equitativamente según litros consumidos entre el gasoil y la nafta, o \$1 si recaía en uno u otro.

Tabla 1 – Costo unitario del subsidio al GLP

Año	Costo unitario del subsidio (\$/Litro) *				
	Promedio	ponderado		sólo nafta	sólo gasoil
		Nafta	gasoil		
2015	0,65	0,94	0,46	1,59	1,11
2016	0,51	0,62	0,41	1,13	0,92
2017	0,5	0,56	0,44	1,06	0,94
2018	0,63	0,74	0,54	1,37	1,18
2019	0,49	0,54	0,45	1,03	0,94

Fuente: "El mercado de petróleo y sus derivados en Uruguay. Tomo I: Enfoque en las actividades de Ancap", MIEM, 2020

\*metodología PPI anterior

Considerando las cantidades consumidas en 2019, con la nueva metodología de Ursea, el subsidio treparía aproximadamente a \$ 2,7 si recae totalmente en uno u otro de los combustibles, o \$1,32 si se lo distribuye por litro consumido.

En lo que va del año 2020, al mes de octubre, el subsidio acumulado en el supergás asciende a USD 54 millones, por lo que extrapolando a todo el año se acerca a los USD 65 millones. Al tratarse de un producto con fuerte incidencia en sectores socio-económicos vulnerables de la sociedad, se entiende preciso y en línea con las prácticas internacionales, mantener el subsidio focalizado a los sectores más vulnerables de la sociedad.

Hoy en día existe un subsidio focalizado (además del generalizado comentado anteriormente), el cual fue implementado en el año 2018.

El monto del subsidio focalizado en la recarga de la garrafa de 13 kg de GLP está conformado por descuentos comerciales a hogares integrados por al menos una persona beneficiaria de alguno de los siguientes programas:

- i) la Tarjeta Uruguay Social (TUS) otorgada por el Ministerio de Desarrollo Social (MIDES)
- ii) Asignaciones Familiares del Plan de Equidad (AFAM-PE),
- iii) Asignaciones Familiares del BPS que se encuentran en el primer escalón de ingresos
- iv) Asistencia a la Vejez (MIDES).

Estos beneficiarios obtienen un 15% de descuento sobre el precio máximo en las recargas de garrafas, pudiendo realizar un máximo de 12 anuales sin superar las 3 mensuales por hogar beneficiario de estas prestaciones.

Potencialmente este beneficio alcanza a 202.000 hogares; sin embargo, apenas 5.000 en 2019 y 6.000 en lo que va del presente año, hicieron uso del mismo.

En este sentido, se encuentra trabajando un grupo interinstitucional conformado por el MIEM, BPS, MIDES, OPP y el MEF, a efectos de elevar una propuesta que posibilite una mejor implementación y consecuente aprovechamiento del beneficio.

### 6.2.1 Recomendaciones

De modo de generar una adecuada transición con la mínima presencia de impactos no deseados, se entiende que la convergencia al PPI no debería ser automática, sino gradual. En tal sentido, se propone que el precio del GLP ex planta converja al PPI en un plazo de 3 años. Este tema se aborda con más detalle en el Capítulo 3.1 Plazo de Convergencia al Precio Paridad de importación.

Encomendar al grupo interinstitucional que se menciona en el apartado anterior a que analice la posibilidad de instrumentar un único subsidio explícito orientado a la población que se entienda como público objetivo. Ancap

### 6.3 Envasado y distribución

El marco jurídico para el sector es el contenido en los contratos entre las partes, decretos y reglamentos de Ursea. En el 2007 se firmaron los siguientes contratos, con una duración de 15 años, con vencimiento en marzo 2023:

- Contrato de arrendamiento y suministro de GLP entre Ancap y GASUR.
- Contrato de operación y mantenimiento entre GASUR y Acodike - GASUR y Riogas.
- Contrato de suministro de GLP envasado entre GASUR y los Distribuidores Acodike, Riogas y DUCSA.
- Contrato de suministro de GLP granel entre Ancap y Acodike – Ancap y Riogas.
- Convenio de sindicación de accionistas de GASUR

Este Comité entiende que sería conveniente un cambio del modelo de este mercado por entenderse intrincado e ineficiente. De hecho, los contratos vigentes han sido observados por las autoridades de competencia por considerarse anti competitivos.

Ancap ha sido históricamente quien fijó los márgenes de envasado y distribución, estableciendo los mismos en los contratos celebrados con las empresas envasadoras y distribuidoras. Este comité entiende, en línea con las buenas prácticas regulatorias y lo mandatado por la LUC, que Ancap debe dejar el papel regulatorio que ha venido asumiendo a lo largo de los años. Asimismo, también se entiende conveniente que se evalúe la real conveniencia a nivel país de que Ancap participe en los eslabones de la cadena en lugar de dedicar sus esfuerzos y recursos al negocio principal de refinación y comercialización de combustibles.

### 6.3.1 Recomendaciones

Particularmente, a priori, en lo que refiere a GLP, se propone la denuncia de los contratos por parte de Ancap y que vencen en marzo del 2023 y la eliminación de la figura de GASUR.

Respecto a las plantas de envasado que son de propiedad de Ancap, se propone analizar las opciones de: venta de las mismas o llamado a licitación para su arrendamiento. De este modo, se migraría a un modelo donde Ancap venderá el producto en la planta La Tablada saliéndose del eslabón de envasado. Sería conveniente analizar el rol de DUCSA en este nuevo esquema.

Asimismo, se entiende conveniente una revisión de los precios de la cadena, en pos de que los mismos reflejen una estructura de costos y funcionamiento de eficiencia. En este sentido, la Ursea estará liderando un estudio de las cadenas de valor de todos los combustibles líquidos. Este insumo entendemos será fundamental para llevar a cabo un adecuado cambio en el modelo de mercado y particularmente, para la fijación del precio máximo por parte del Poder Ejecutivo.

Por otra parte, se entiende conveniente analizar la conveniencia de mantener lo estipulado en el decreto N°472 del 2007, respecto a los colores y clearing de los envases de 13 kg. debido al costo que genera dicha disposición para la actividad y en el entendido de que existen tecnologías que servirían a efectos de generar trazabilidad y asignar responsabilidades a lo largo de la cadena, como ser el chipeado del parque. Asimismo, la trazabilidad del parque permitiría generar valiosa información para fines regulatorios que permitiría llevar el mercado un óptimo.

#### **6.4 Microgarrafas (3kg.)**

En lo que refiere al mercado de microgarrafas, se constatan problemas de varias índoles. Particularmente en lo referido a aspectos de seguridad, un parque de garrafas deteriorado y un precio no regulado que se ubica hasta un 70% por encima del regulado. Asimismo, se entiende que los usuarios en este mercado son mayoritariamente un público socio-económico vulnerable.

##### **6.4.1 Recomendaciones**

Todo lo anterior, amerita un análisis más profundo, contemplando la posibilidad de implementación de alternativas tecnológicas, una sustitución del parque por otro tipo de garrafas quizás de otro tamaño, con unidades de trazabilidad y dispositivos de "pago por uso" que permitan a los usuarios conservar la posibilidad de comprar producto fraccionado a través del celular a un precio regulado y en condiciones de seguridad.

Asimismo, sería conveniente que el Poder Ejecutivo fije un precio máximo también para este producto mientras existe el mismo para el GLP envasado en otros envases.

## **7 Estaciones de fin social**

Actualmente existe un régimen de estaciones de fin social que está regulado por Ancap en base a bonificaciones adicionales. La categorización como "fin social" de algunas estaciones fue implementada a partir del primero de enero 2017. Estos operadores de estaciones reciben, desde esa fecha, una bonificación adicional por litro de cada

combustible. La resolución de Ancap 1165/12/2016 determina los criterios utilizados y la lista de estaciones consideradas de "fin social". El subsidio actual, cuando se computa los litros de combustibles vendidos por esas estaciones por sus respectivas bonificaciones adicionales, es de unos 11.5 millones de pesos para 2019 y un poco menor para los años anteriores (en pesos constantes de 2019).

Los criterios para la definición de este tipo de estaciones son aquellas que siendo únicas en su localidad (no tienen otra estación a menos de 40 Km) despachan menos de 60 m<sup>3</sup> de combustible al mes. Se trata de 22 estaciones a las que se les reconoce una bonificación 5% mayor que las de carácter general.

Dentro de las anteriores, hay un número menor que son llamadas estaciones socio-geográficas, que tienen la característica de: estar en zona rural, distancia no menor 30 Km entre estaciones y venta menor a 30 m<sup>3</sup>/mes de combustibles, estas estaciones tienen más días para pago a distribuidores.

Los mismos se encuentran hoy vinculadas a DUCSA únicamente. Esto genera condiciones de desigualdad entre sellos bajo el entendido que este tipo de estaciones son las que venden menor cantidad de combustibles. Diversos actores entrevistados por el Comité manifestaron que el volumen de venta de las EESS de fin social parecería ser muy bajo, existiendo diversas estaciones no comprendidas en este límite, pero con las mismas problemáticas de rentabilidad.

El Comité reconoce que esta lógica tiene por principal objetivo para poder asegurar una cobertura de combustibles en todo el territorio nacional, pero deben revisarse los criterios, así como las formas de adjudicación a los distintos sellos. Asimismo, la competencia debe ser direccionada al regulador según el nuevo ordenamiento.

### 7.1 Recomendaciones

Se recomienda sustituir la reglamentación respecto de estaciones de fin social por un concepto de "Zona Desabastecida" determinada por criterios que defina la Ursea.

Una vez que una zona quede comprendida dentro de esta categoría, se implementarán soluciones especiales para que la zona se abastezca con normalidad.

Asimismo, se debería analizar la pertinencia de permitir bocas de autodespacho o estaciones automáticas que permita reducir costos de operación y complementar los ingresos con otros servicios.

## 8 Proceso de implementación

A los efectos de implementar los ajustes regulatorios en el sector que se proponen, se ha considerado apropiado hacer los mismos con oportuna gradualidad, estableciendo un cronograma desarrollado en etapas, que permita a los distintos agentes que participan en este mercado, continuar operando con una adecuada previsibilidad de la evolución del funcionamiento del mismo.

La división en etapas de la implementación de la nueva regulación de funcionamiento del mercado de distribución de combustibles líquidos, cumple con las premisas que debe contemplar todo cambio regulatorio de importancia. Esto refiere a la aplicación de un proceso gradual, previsible y razonable, mediante el cual los actores del sector puedan adaptarse a las nuevas reglas de juego, y se procese el necesario fortalecimiento de las capacidades del Regulador.

A su vez, se propone que la efectiva implementación de cada una de las etapas detalladas más adelante, se encuentre condicionada a una evaluación por parte del Poder Ejecutivo y de la Ursea, del cumplimiento de los objetivos de la etapa anterior y a una actualización y nueva evaluación de las condiciones de funcionamiento del mercado.

Los principales objetivos que se buscan con la propuesta que se presenta son:

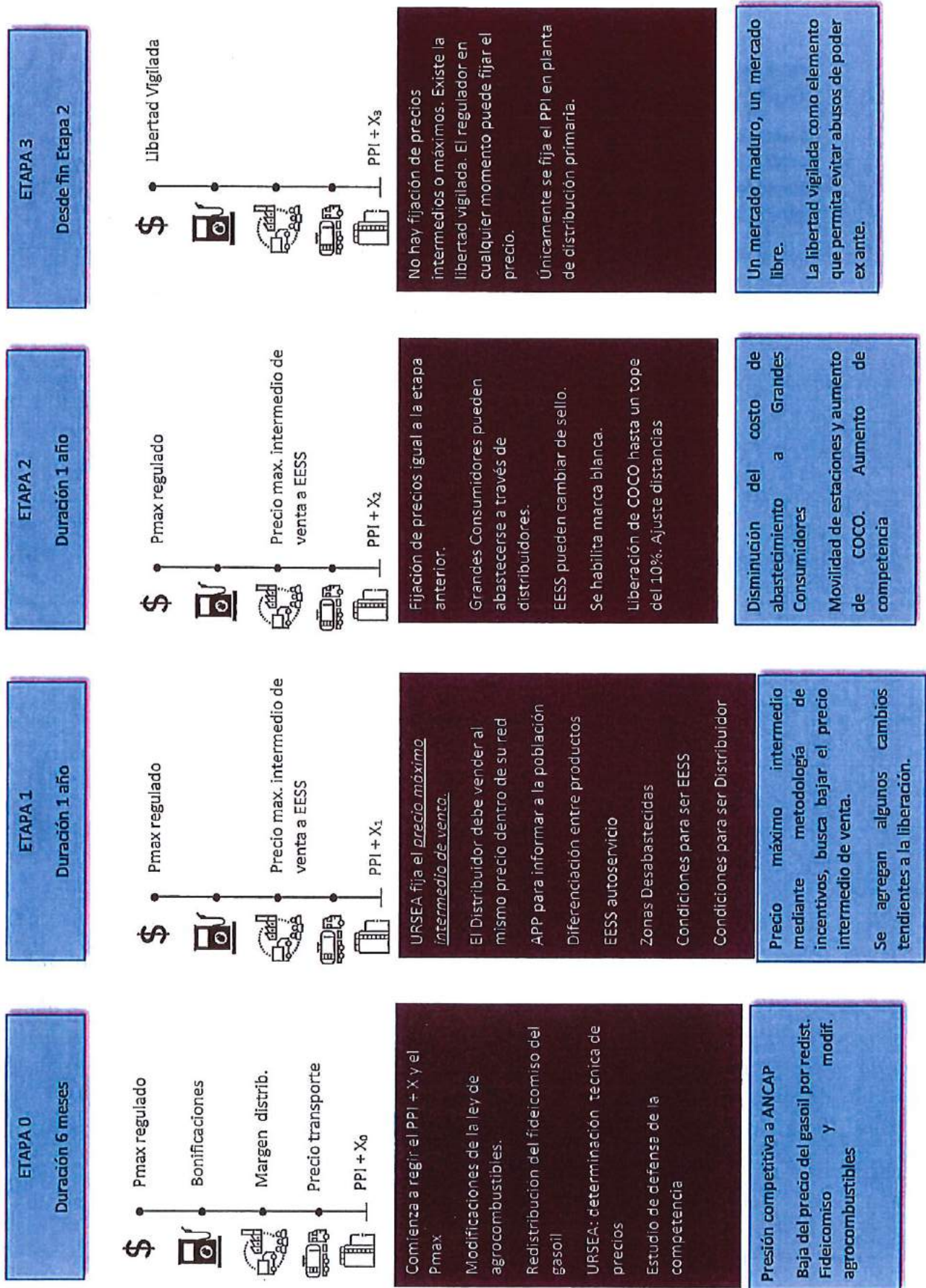
- Transparentar los costos de la cadena de distribución.
- Hacer una mejor distribución de los riesgos empresariales que se derivan del funcionamiento del mercado, buscando cambiar la situación actual en la que los riesgos existentes en la cadena de distribución de combustible están siendo asumidos sustantivamente por Ancap.
- Buscar la eficiencia del tramo de la cadena que permanece monopólico, a través de exigencias de aplicación gradual y asumibles por la empresa estatal. En tal sentido, se propone que el Poder Ejecutivo, a través de un parámetro "X" utilizado como ajuste adicional a los PPI calculados por la Ursea, vaya adecuando el precio de venta de los combustibles en las plantas de despacho de Ancap, a los costos de los derivados del petróleo en los mercados internacionales y a una estimación de costos eficientes de transporte, internalización, depósito y despacho de los mismos, dentro del marco que las leyes y decretos han establecido para estas actividades. Esta adecuación de precios deberá ser un incentivo a las decisiones a implementarse por la empresa para mejorar sus operaciones y ganar eficiencia, reduciendo sus costos.
- Crear las condiciones que se consideran necesarias para que los agentes que operan en este mercado puedan competir adecuadamente en cada uno de sus subsectores, buscando minimizar las deficiencias de funcionamiento del mismo y cuenten con el tiempo necesario para realizar las acciones requeridas para mejorar la eficiencia de sus operaciones. Se procurará lograr el adecuado funcionamiento de un mercado en competencia, como es el de la distribución de combustibles, contemplando las aristas de interés público del sector de combustibles, racionalizando las barreras de entrada y salida, y actuando proactivamente en la defensa de los consumidores y dentro del marco de la Ley de Defensa de la Competencia.

En base a estos objetivos primarios, con los cuales se busca la optimización de los costos incurridos por Ancap en las etapas monopólicas de funcionamiento del mercado, y el funcionamiento competitivo de la distribución secundaria de los combustibles, se

pretende lograr una mejora en la eficiencia, lo que debería incidir favorablemente en la situación del consumidor, tanto en materia de precios, como de calidad del servicio.

El período previo al inicio de la implementación de los cambios regulatorios procura conferir un tiempo razonable para que la Ursea adapte su estructura a las nuevas competencias que le fueron atribuidas por la LUC y los cambios que se proponen en este trabajo, así como comenzar el abordaje de los estudios técnicos que fueren necesarios.

A continuación, se presenta un esquema de las diferentes etapas que se proponen con el contenido de cada una de ellas y su tiempo estimado de duración, para luego poder describir cada un detalle.





## 8.1 ETAPA 0

A continuación, se describen cada uno de los aspectos que se implementarían en esta etapa. Para el caso que el informe analice el punto en otro capítulo, únicamente se mencionará conceptualmente la modificación, remitiéndose al capítulo respectivo en lo que refiere a los detalles.

### 8.1.1 Precio de venta ex Planta

En esta primera etapa, cuya duración se propone que sea de seis meses, se fijarán los precios de venta de los combustibles que Ancap vende en sus plantas de despacho, a un valor que estará formado por el PPI calculado por Ursea para cada combustible, más la convergencia que determine el PE. Este tema se aborda sustancialmente en el capítulo 3 "Aprobación del precio ex planta y precio máximo."

### 8.1.2 Precio Máximo

Se sugiere que se fije un precio máximo de venta al consumidor final, en base a una propuesta de la Ursea, que contemplará los criterios que actualmente vienen rigiendo en el mercado de distribución secundaria. El precio de venta máximo se analiza con más detalle en el capítulo 3 Aprobación del precio ex planta y precio máximo.

La lógica para la determinación del precio máximo de venta en esta etapa, estará basada en la suma del precio de venta de Ancap en sus plantas de despacho, más la suma de todos los componentes retributivos de la cadena de distribución secundaria. En particular el transporte se seguirá gestionando en las condiciones económicas actuales.

Estos criterios de fijación de precio se aplicarán en forma transitoria, buscando ofrecer un lapso de tiempo suficiente para que los actores del mercado puedan adaptarse a las siguientes etapas.

### 8.1.3 Agrocombustibles

En el análisis de la justificación y conveniencia de incluir Agrocombustibles a los derivados del petróleo comercializados por Ancap, el Comité de Expertos ha considerado hacer una evaluación diferencial con respecto al agregado de biodiesel y de etanol. En esta etapa comenzaría a regir la eliminación legal de mezclar el biodiesel o sustitución por el importado según defina el Poder Ejecutivo. Para más información respecto a estas modificaciones, el lector puede remitirse al capítulo 4 Agrocombustibles.

### 8.1.4 Fideicomiso

Se considera oportuno promover en el año 2021 un ajuste en la normativa en la línea referida según se analiza en detalle en el capítulo 5 Fideicomiso del Boletó.



#### **8.1.5 URSEA**

Durante esta etapa, Ursea continuará tomando mayor conocimiento del funcionamiento del mercado y de las restricciones existentes que atentan contra una mayor eficiencia y competencia, lo que contribuirá a su rol de gobernanza regulatoria del sector.

En esta etapa, comenzarán a regir requerimientos de información periódica y sistematizada a los distintos actores, lo que le permitirá avanzar en el conocimiento y evaluación de las condiciones de funcionamiento del mercado. En especial, los actores regulados deberán aportar determinada información contable con la apertura que razonablemente determine el regulador. A tales efectos, implementará un sistema de carga de declaraciones juradas electrónicas por actor regulado.

Los precios intermedios de la cadena serán determinados técnicamente por Ursea.

Una de las acciones que se considera relevante dentro de este período, y que ya fue mencionada puntualmente en algunos de los capítulos anteriores, es la de gestionar la contratación de una consultoría, que colabore con el regulador en proponer costos eficientes en cada uno de los eslabones de la cadena de distribución secundaria. Los mismos se utilizarían en la construcción de una propuesta de precio máximo de venta al consumidor final, utilizando adicionalmente los PPI calculados por Ursea, así como también la determinación de un precio máximo intermedio que las empresas distribuidoras tendrían para abastecer a las estaciones de servicio, con la intención de tornarlo operativo en la etapa siguiente.

Considerando el funcionamiento actual del mercado de distribución secundaria de combustibles y los aportes recibidos por diferentes actores convocados por este Comité, se propone en esta etapa encomendar a la Comisión de Promoción y Defensa de la Competencia, a que realice un análisis de funcionamiento de este mercado en el marco de la Ley de Defensa de la Competencia, el cual será tenido en cuenta por el Regulador para el desarrollo de las propuestas normativas, que surjan de las directivas impartidas por el Poder Ejecutivo. Este tema se aborda con más detalle en el capítulo 2.3 Integración vertical de la empresa estatal.

#### **8.1.6 Definición de Zonas Desabastecidas**

Comenzará a regir una nueva reglamentación que sustituya a las estaciones de fin social por una definición de Zonas Desabastecidas. Esta modificación busca poner el foco en el consumidor y en el servicio de abastecimiento de combustibles, más allá del negocio particular de una u otra estación.

Los motivos y mayor descripción de la propuesta pueden hallarse en el capítulo 7.

#### **8.1.7 Otras consideraciones**

El Poder Ejecutivo debería considerar la aprobación de una normativa transitoria que establezca las condiciones mínimas para operar como distribuidor así como agente de estación de servicio, que incluya una obligación de las distribuidoras de abastecer la red

de estaciones existentes, y una prohibición de aumentar la modalidad de COCOs. Esta normativa estaría vigente hasta que se definan en la Etapa 1 las condiciones que se deben cumplir para ser distribuidor de combustibles en todo el territorio nacional, así como las condiciones que deberán cumplirse para instalar nuevas estaciones de servicio.

En otro orden, Ancap seguiría a cargo del transporte en esta etapa. En tal sentido, debería reconocerse el aporte de este cargo en su facturación.

Asimismo, el Comité entiende que la tasa Inflamable que percibe la Intendencia de Montevideo debería de converger a 0 antes del comienzo de la Etapa 3., en tanto y cuanto, no posee una prestación en contrapartida. Para eso se debería tomar acciones en esta etapa.

## 8.2 ETAPA 1

### 8.2.1 Características Generales

En esta etapa, con una duración de un año, se buscará que los distribuidores asuman el costo y gestión del transporte en la distribución secundaria, quedando dentro de la competencia de Ancap la gestión de la distribución primaria.

Durante esta etapa se libera la regulación de los precios del transporte, fijándose un precio máximo intermedio que tendrán los distribuidores para concretar la venta de los combustibles a las estaciones de servicio. De esta forma los distribuidores libremente negociarían con los transportistas la entrega de productos a las estaciones de servicio.

Este precio intermedio será determinado técnicamente por Ursea utilizando los fundamentos del modelo de Incentive-Based Regulation, considerando los aportes de la consultoría contratada durante la etapa 0. La metodología Incentive-Based Regulation implica que el mecanismo de regulación se basa en una dinámica de incentivos y castigos para los actores regulados, de forma de obtener eficiencias en la cadena que puedan ser trasladables al consumidor final. Existen diferentes mecanismos de Incentive-Based Regulation, como ser: (i) precio máximo eficiente, (ii) máxima rentabilidad<sup>24</sup>, (iii) división de las ganancias que alcance el regulado por eficiencias con los consumidores.<sup>25</sup>

Cada mecanismo es diferente, y la Ursea deberá determinar cuál se adecua más al mercado uruguayo, a los agentes regulados y a los consumidores, pero sin dudas debe

<sup>24</sup> En cuanto a la rentabilidad de las estaciones de servicio véase el Informe de rentabilidad de las estaciones de servicio. Producto 2. Cooperación técnica ATN/OC-17271-UR

<sup>25</sup> Para más información sobre los mecanismos de Incentivos el lector puede recurrir a: (i) Bastarrica, Felipe, Irrazabal, Gonzalo. "The Utility and the Energy Regulator of the Future" (UCU) (2020) disponible en [https://ucu.edu.uy/sites/default/files/facultad/fit/Observatorio-energia/the uruguayan utility and energy regulator of the future 20201126 final.pdf](https://ucu.edu.uy/sites/default/files/facultad/fit/Observatorio-energia/the%20uruguayan%20utility%20and%20energy%20regulator%20of%20the%20future%2020201126%20final.pdf) y (ii) Keller, J.T., Kuper, G.H. & Mulder, M. "Competition under revenue-cap regulation with efficiency benchmarking: tariff related incentives for gas transmission system operators in merged markets." J Regul Econ 58, 141–165 (2020). <https://doi.org/10.1007/s11149-020-09414-z>

recurrirse a una lógica de incentivos y castigos, eliminando cualquier mecanismo tendiente al mecanismo de reconocimiento de los costos más un margen.

Esta última forma, conocida como "Cost Plus", donde se reconocen todos los costos del agente respectivo elimina cualquier margen para que el agente regulado persiga la eficiencia, en la medida que todos sus costos son reconocidos y, luego, se le adiciona una rentabilidad.

Los Distribuidores deberán vender a un mismo precio a todas las estaciones de servicio dentro de su red.

La lógica para la fijación del precio máximo regulado de venta al consumidor final para cada combustible, estará basada en este precio intermedio de comercialización de la cadena, al que se le agregará un valor considerado eficiente de comercialización de los combustibles por parte de las estaciones de servicio, el que surgirá a partir de los aportes realizados por la consultoría referida.

Se permitirá la diferenciación de los combustibles mediante el agregado de aditivos, sujeto a la regulación que dicte la Ursea, estableciendo que en los casos en que los distribuidores o las estaciones de servicio no dispongan del combustible sin diferenciar, deberán vender el producto diferenciado al precio del combustible no aditivado. Los precios de los productos diferenciados no estarán regulados.

Se definirán los criterios para que un consumidor final sea considerado como Gran Consumidor en el mercado de los combustibles, habilitándose el abastecimiento directo de los mismos desde las plantas de despacho de Ancap, contratando para ello a estaciones de servicio.

Con todas estas medidas se buscará que comience a optimizarse la distribución secundaria de combustibles, promoviendo la competencia en toda la cadena.

Sujeto a una evaluación de oportunidad, en la que se propone intervenga el MIEM y Ursea, se aprobará reglamentación técnica específica que habilite la instalación y operación de instalaciones de autodespacho.

También en esta etapa se definirán las condiciones que se deben cumplir para ser distribuidor de combustibles en todo el territorio nacional, así como las condiciones que deberán cumplirse para instalar nuevas estaciones de servicio.

### **8.2.2 Pautas de los contratos de distribución entre distribuidores y estaciones de servicio**

Se aprobará una normativa que establezca las condiciones mínimas que deben incluir los contratos de distribución entre los distribuidores y las estaciones de servicio. Esta reglamentación establecerá algunas prácticas prohibidas, la necesidad de establecer un plazo máximo que deberá coincidir con el que determine el regulador, el reconocimiento de las inversiones que realiza cada una de las partes en los activos vinculados a la distribución, entre otros conceptos que determine Ursea.

### 8.2.3 Distribución secundaria. Organización del transporte y la logística.

La nueva mecánica de fijación de precios, con el precio ex planta de distribución primaria, hace necesario repensar la logística de distribución secundaria. En este sentido, el Comité entiende que quienes están en la mejor posición de organizar, y asumir el costo, del transporte y logística son los Distribuidores. Estos últimos deberán negociar con los transportistas el precio que abonarán por el transporte, pudiendo organizar licitaciones, procedimientos competitivos u organizarlo de la forma que entiendan conveniente. En cualquier caso, los transportistas deberán estar autorizados para operar de conformidad con la normativa que dicte Ursea.

Dado que la LUC estableció la existencia de un único precio máximo nacional, y no diferentes precios según la locación, quién asuma el transporte y logística de la distribución secundaria deberá manejar un subsidio cruzado, tal y como lo realizaba Ancap. En definitiva, el precio máximo intermedio que determine el regulador determinará el reconocimiento de un costo de transporte ponderado, pero no diferenciará según zonas o kilómetros, lo que implícitamente es reconocer la existencia de un subsidio cruzado. La ventaja es que se mantiene una lógica de precios únicos para todo el territorio. Por contrapartida, el Distribuidor que tenga una red de estaciones de servicio más expandida en el territorio podría verse afectado por el criterio de un precio único ponderado. El Comité consideró otras formas de organización de transporte y logística como podría ser la presencia de un único operador logístico sobre la base que podría ser razonable tener un jugador que optimice el transporte de toda la cadena y administre el subsidio cruzado implícito que impone la LUC.

Ahora bien, el Comité entiende que una alternativa como la mencionada en el párrafo anterior, implicaría la creación por vía legal de una figura adicional que se interpondría en la cadena y no necesariamente con los incentivos para variar sustancialmente el costo de la distribución secundaria, salvo que pudiera adicionarse la distribución primaria. Esto último, claro está, implicaría un cambio de la LUC en tanto dicha norma impone considerar en el PPI que calcula la Ursea la distribución primaria que realiza Ancap. En dicho caso, podría ser conveniente recorrer el camino de un operador único.

### 8.2.4 Generar condiciones de elasticidad en la demanda de combustibles

Según surge de varios de los insumos que tuvo el Comité, la demanda de combustibles tiende a ser inelástica. En tal sentido, el Comité entiende pertinente generar las condiciones necesarias para que los consumidores estén dispuestos a buscar mejores precios o servicios. La elasticidad en la demanda será algo clave para el desarrollo de un mercado competitivo.<sup>26</sup>

A tales efectos, y siguiendo algunas iniciativas que se pueden ver en otros países<sup>27</sup>, la Ursea comenzará a exigir la exhibición del precio de venta de los combustibles en las

<sup>26</sup> Felitas, Sebastián. "Hoja de Ruta: Estrategia, cambios regulatorios y línea de tiempo." (Octubre 2020)

<sup>27</sup> Ver el ejemplo de Chile. Se desarrolló una app y un sitio web que centraliza y difunde precios y servicios de las diferentes estaciones. Por más información acceder a

estaciones de servicio, y se promoverá el desarrollo de aplicaciones móviles o vía web que permitan transparentar y comparar los precios de venta de combustibles en los distintos puntos del país, así como servicios que ofrecen cada una de las estaciones.

En línea con lo anterior, la Ursea implementará un sistema de intercambio de información con los actores en tiempo real, de forma de poder monitorear la situación y publicar la información que entienda de interés.

### 8.3 ETAPA 2

Esta etapa debería extenderse por un período de 1 año.

No se sugieren variantes en materia de determinación de precios, manteniéndose la estructura del proceso de comercialización definida en la etapa anterior (Etapa 1).

En esta etapa se entiende que se deberían modificar ciertas reglas que restringen el poder de negociación de algunos actores, así como eliminar barreras de entrada y salida que limitan el funcionamiento del mercado.

Con el fin de mejorar el poder de negociación de las estaciones de servicio, se debería permitir el cambio de sello y la existencia de estaciones de servicio de bandera blanca, las que tendrían que asumir además de las responsabilidades propias de las estaciones de servicio, aquellas que, en materia de seguridad, cuidado ambiental y de cualquier otra naturaleza, estableciera la reglamentación a cargo de los distribuidores mayoristas en relación con las operaciones de las estaciones de servicio.

En esta etapa comenzará a regir la reglamentación respecto a la libertad de apertura, traslado y cierre de puntos de expendio de combustibles, según la reglamentación general que estableciera el regulador y las correspondientes normativas departamentales.

En caso de cambio de sello, si en la estación de servicio hubiera activos propiedad de la empresa distribuidora, para cuyo retiro sea necesario realizar obras tales como las que se requieren para la extracción de tanques subterráneos, cañerías, venteos, cámaras separadoras de combustible, etc., o cuyo retiro por la empresa distribuidora implicaría la paralización de actividades de la estación de servicio en régimen de bandera blanca, la empresa distribuidora tendrá derecho a una remuneración por dichos activos en base a criterios que debería establecer el regulador para llegar a un precio justo, teniendo en cuenta conceptos tales como el valor fiscal actualizado y el valor de mercado al momento de realizarse la compraventa. Dicha remuneración estaría a cargo del nuevo sello o de la estación de servicio si pasara a ser de bandera blanca, o si así se acordara contractualmente entre la estación de servicio y el nuevo sello.

---

<https://appbencinaenlinea.cne.cl/>. Por su parte, también se puede aplicar la experiencia de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia de España. Si bien no se ha encontrado una APP, la página web contiene toda la información del mercado de combustibles centralizada, y con cierto grado de desagregación. Para más información acceder a <https://www.cnmcc.es/>

En esta etapa se entiende que también debería quedar autorizado el autotransporte de combustible por parte de las estaciones de servicio.

La venta de combustible a granel entre estaciones de servicio debería permitirse con autorización expresa para cada transacción de la empresa distribuidora o de la Ursea en caso de estaciones de bandera blanca. Este tipo de operaciones deberían ser de carácter excepcional, por lo que las respectivas solicitudes tendrían que estar fundamentadas y responder básicamente a problemas puntuales de abastecimiento.

En esta etapa los grandes consumidores podrían adquirir combustible a granel directamente a las distribuidoras. La venta directa de las distribuidoras a grandes consumidores implicaría que las distribuidoras se hicieran responsables por la carga, transporte y descarga del combustible en destino, para lo cual en cada caso deberían contar con una persona idónea que pudiera supervisar la descarga y dejara documentado todo el proceso, según lo que determine la Ursea.

Dado los riesgos que implica la comercialización de combustibles, debería contemplarse la posibilidad de exigir a todos los actores que transporten, almacenen y/o despachen combustible con cualquier destino, la contratación de seguros de responsabilidad civil contra terceros, contra incendio y explosión y contra siniestros de carácter ambiental, incluida la remediación de suelo.

#### 8.4 ETAPA 3

Esta etapa debería comenzar luego de finalizar la etapa 2.

En esta etapa se procedería a eliminar el precio máximo intermedio y el precio máximo final de venta al público. Ursea seguiría fijando el PPI en planta de expedición, como punto de partida del proceso de formación de precios a lo largo de la cadena.

El principio rector sería el de la libertad vigilada y el regulador tendría la potestad de intervenir para fijar precios de venta máximos tanto a las estaciones de servicios como al público, en caso de comprobar abusos en el ejercicio de dicha libertad. Para ello la Ursea debería determinar con precisión las situaciones en las que se configuraría ese abuso, de modo que su accionar resulte absolutamente transparente.

A tales efectos, sería necesario modificar la LUC, particularmente el artículo 236 respecto a la existencia de un precio máximo. Esa modificación de ley, implicaría -a juicio de este Comité- la consagración del principio de libertad vigilada de los precios en el mercado de combustibles luego de la venta por parte de Ancap.<sup>28</sup>

En caso de que la Ursea, en ejercicio de sus competencias, fije un precio para una parte o toda la cadena, tendría que establecer la razonabilidad de las medidas, de modo de corregir distorsiones ocasionales, y con un límite de temporalidad razonable. De esta forma no se limitaría en forma innecesaria y eventualmente negativa el funcionamiento

<sup>28</sup> La libertad vigilada de precios en el mercado de combustibles es un mecanismo que es utilizado en otros países. A vía de ejemplo, Colombia.

correcto del mercado. Si al finalizar el período establecido, la Ursea comprobara que no están dadas las condiciones para liberar nuevamente el o los precios, podría prorrogar la medida todas las veces y por los plazos que entendiera necesario, mediando resolución fundada.

## 9 Implementación jurídica de las reformas regulatorias a la distribución de combustibles líquidos

### 9.1 Introducción

El mercado de combustibles líquidos en Uruguay ha venido estando enmarcado en un régimen jurídico "híbrido", que incluye actividades bajo monopolio de Ancap y otras de libre iniciativa, aunque de interés público.

El monopolio de la importación de petróleo y de combustibles derivados, así como el de refinación, ha conllevado a que Ancap sea la empresa que realice la primera comercialización de combustibles, que luego se distribuye y se termina expendiendo a través de las estaciones de servicio o expendios de GLP.

Desde larga data, sin perjuicio del marco legal, la distribución de combustibles líquidos ha estado regulada detalladamente a través de los contratos de distribución que en su oportunidad Ancap celebró con las empresas distribuidoras, que además de regular esa relación comercial, imponía requerimientos para el siguiente eslabón de la cadena (las EESS), como por ejemplo calidad mínima, ubicación geográfica, entre otros.

La situación actual tiene la particularidad de que no ha habido renovación de esos contratos, y las distribuidoras le adquieren combustibles a Ancap en cada instancia que lo requieren, y se ha mantenido en condiciones similares a las precedentes. Sí existen contratos celebrados por las distribuidoras con sus agentes que integran su cadena de distribución, y con las empresas transportistas.

En el caso del mercado de distribución de GLP hay contratos vigentes de Ancap con agentes envasadores y distribuidores, aunque una de las empresas le adquiere GLP a granel a Ancap sin contrato a término.

La Ley N° 17.598, de 13 de diciembre de 2002, institucionalizó a Ursea como órgano regulador en materia de combustibles, subrayando el carácter de interés público y la índole regulada de la distribución, además de otras actividades del sector.

La Ley N° 19.889, de 9 de julio de 2020, reafirmó ese carácter de interés público, ya en virtud de las disposiciones contenidas en sus artículos 235 y 236, pero sobre todo en las modificaciones establecidas a la misma Ley N° 17.598.

Tienen particular destaque las modificaciones a los artículos 1º y 2º de esta última ley.

La modificación del artículo 1º declaró "(...) de interés general el aprovechamiento de los recursos provenientes de los hidrocarburos, energía eléctrica y agua, a los efectos de su utilización o consumo de forma eficiente, con el objetivo de contribuir con la



competitividad de la economía nacional, la inclusión social y el desarrollo sostenible del país. Previó además que "(...) La regulación de los recursos mencionados en el inciso primero, deberá comprender todas las etapas, esto es, desde la generación, importación, exportación, transporte, fraccionamiento, distribución, hasta su comercialización a los usuarios finales, en lo que resulte aplicable a cada recurso y de conformidad con lo previsto en los literales siguientes."

El artículo 2º, por su parte, estableció diversos y significativos poderes jurídicos en cabeza de Ursea, que recogen, agregan o modifican aquellos ya previstos en el viejo artículo 14 de la Ley N° 17.598.

El Poder Ejecutivo es el conductor político sectorial, al tenor de las resultancias de la propia Constitución nacional, teniendo conferida constitucionalmente potestad reglamentaria.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería es la Secretaría con competencia en la materia, teniendo como dependencia especializada a la Dirección Nacional de Energía.

En ese sentido, el Poder Ejecutivo ha dictado decretos, donde se explicita el carácter de actividad de libre iniciativa, pero de interés público, de la distribución de combustibles líquidos, autorizándose a las distribuidoras existentes, que venían teniendo contratos con Ancap, a continuar prestando dicha actividad, hasta tanto se estableciere un marco regulatorio más desarrollado.

Ursea, en el marco de su ley, ha dictado reglamentaciones sobre calidad de los combustibles líquidos, y más recientemente sobre seguridad de las estaciones de servicios.

En la distribución de GLP existe una regulación considerablemente desarrollada, que incluye la técnica de la autorización, todo con base en lo estatuido en la Ley N° 17.598, en decretos del Poder Ejecutivo y en reglamentaciones dictadas por Ursea desde el año 2004.

## 9.2 Los Instrumentos Jurídicos de la Reforma Regulatoria

La implementación de una reforma regulatoria en el mercado de los combustibles líquidos admite y requiere la utilización de diversos instrumentos jurídicos, a la vez que la realización de acciones administrativas, según el tenor que en definitiva le dé el Poder Ejecutivo, en el marco de lo previsto por el artículo 237 de la Ley N° 19.889.

Sería recomendable adopción de una ley que establezca un marco fundamental específico regulatorio del mercado de combustibles, como tiene por ejemplo el sector eléctrico, o bien la aprobación de ciertas disposiciones legales necesarias que modifiquen algunas vigentes o regulen ciertos aspectos necesarios para la reforma que se adopte.

También sería posible instrumentar la reforma mediante decreto del Poder Ejecutivo que desarrollen previsiones legales existentes. Así también, el Poder Ejecutivo puede emitir directivas, que admiten estar expresadas en actos jurídicos, dirigidas a ciertos

organismos o agentes públicos, e incluso a privados, tendientes a encauzar debidamente la reforma que en definitiva se proponga instrumentar.

Los abordajes del encauce ciertamente son distintos, según sea la naturaleza pública o privada de los sujetos de la directiva, o el tipo de organismo de que se trate. A vía de ejemplo, los cambios que se propone en materia de agrocombustibles requiere la reforma de la Ley N° 18.195, mientras que las modificaciones referentes al fideicomiso al boleto implicarían modificaciones al decreto que lo creó.

A su vez, la reforma requiere una acción administrativa considerable de Ursea, ya a través del dictado de actos jurídicos, técnicos, como de la realización de operaciones materiales, en el marco de sus cometidos de regulación y control previstos en la Ley N° 17.598.

En ese sentido, cabe estar a los poderes jurídicos previstos en el artículo 2º de la ley mencionada, así como a las previsiones contenidas en el literal C) de su artículo 15, además de la competencia ya prevista en el artículo 27 de la Ley N° 18.159, de 20 de julio de 2007, en materia de promoción y defensa de la competencia.

Por último, la implementación de la reforma deberá evaluar las modificaciones necesarias en las relaciones jurídicas existentes entre los actores de la cadena.

MIEM  
SECRETARIA DEL MINISTRO

16 DIC. 2020

RECIBIDO



Dr. Ricardo González Zúñiga

NOELIA S. PEDRINI ALTABO.

Gonzalo Fernández

HORACIO BARRIO

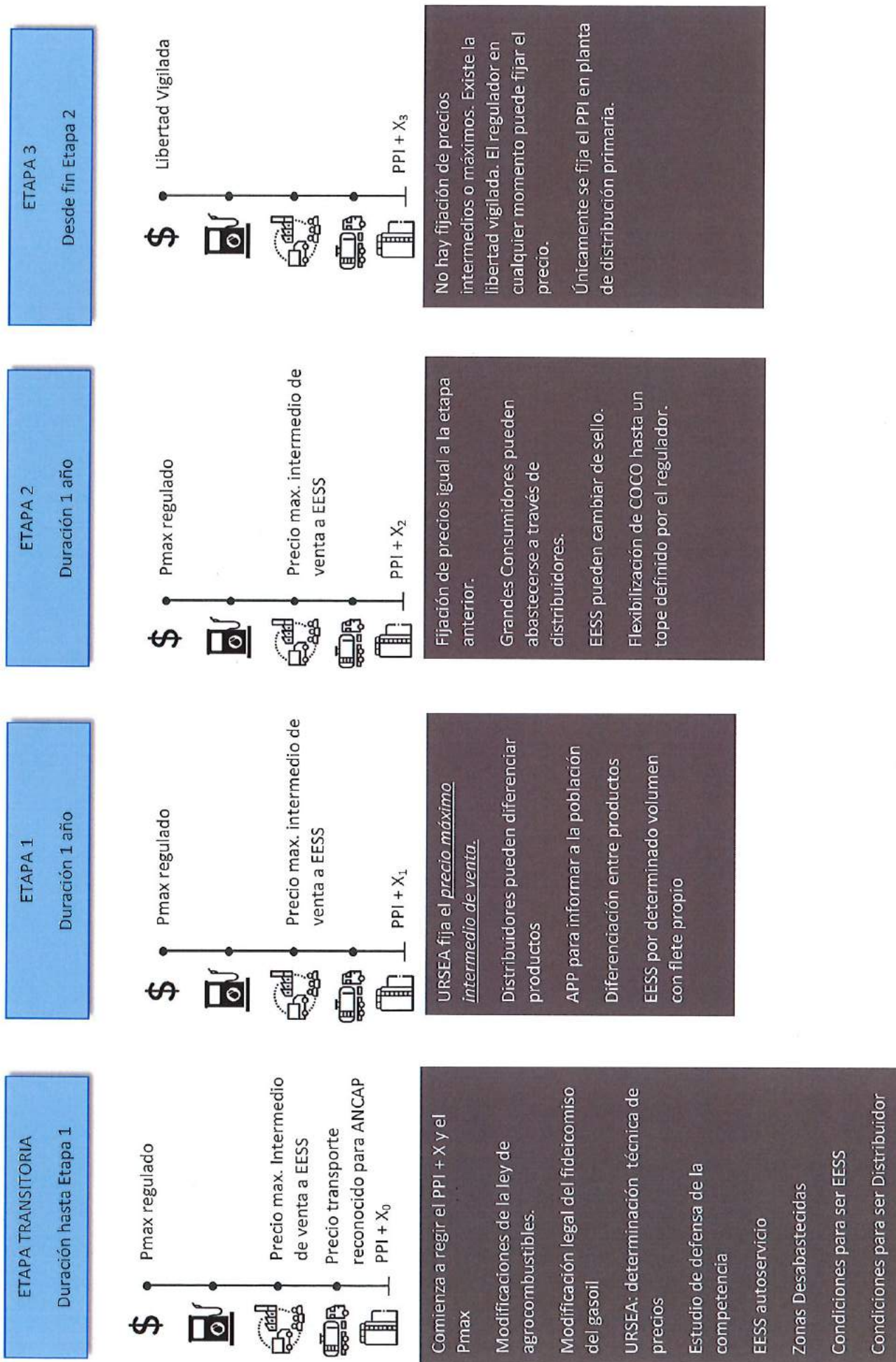
Andrés Hermida

Pablo Mantovani



Ministerio  
**de Industria,  
Energía y Minería**

## *Anexo III - Hoja de Ruta – Implementación*



MIEM	EXPEDIENTE N° 2021-8-1-0000016
Oficina Actuante:	Dirección General de Secretaría
Fecha:	27/01/2021 13:20:05
Tipo:	Pasar

Se adjuntan informes

Archivos Adjuntos		
#	Nombre	Convertido a PDF
1	2021-8-1-0000016-combustibles 1.pdf	Sí
2	2021-8-1-0000016-combustibles 2.pdf	Sí
3	2021-8-1-0000016-combustibles 3.pdf	Sí
4	2021-8-1-0000016-combustibles 4.pdf	Sí
5	2021-8-1-0000016-combustibles 5.pdf	Sí
6	2021-8-1-0000016-combustibles 6.pdf	Sí

Firmante:
CABALLERO, ANDREA



Ministerio  
de Industria,  
Energía y Minería

SECRETARÍA DE ESTADO

SIRVASE CITAR

**MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA**  
**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS**

Montevideo,

Señora Presidenta de la Asamblea General  
Presente.-

De nuestra mayor consideración,

Por la presente, el Poder Ejecutivo remite para su consideración la propuesta de revisión del sector de combustibles líquidos que le fuera encomendada por el artículo 237 de la Ley Nro. 19.899, de 9 de julio de 2020.

Dicha propuesta consta de un informe y tres (3) Anexos.

Saludan a la Señora Presidenta con la mayor consideración,

MIEM	EXPEDIENTE N° 2021-8-1-0000016
Oficina Actuante:	Dirección General de Secretaría
Fecha:	27/01/2021 13:22:31
Tipo:	Pasar

Se adjunta mensaje firmado por el Sr. Ministro.

Pase al Ministerio de Economía y Finanzas.

Archivos Adjuntos		
#	Nombre	Convertido a PDF
1	2021-8-1-0000016-nota firmada ministro.pdf	Sí

LA FORMA DOCUMENTAL SE PASO AL ORGANISMO: MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

Firmante:
CABALLERO, ANDREA