I

Condiciones de Competencia en el Mercado de Combustibles Líquidos

Informe Final

31/03/2018

Sebastián Scheimberg

Resumen Ejecutivo

1. La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) decidió a finales de 2017 encargar un Estudio sobre las "Condiciones de Competencia en el Mercado de Combustibles Líquidos". A partir de esta decisión, y a la luz del nuevo marco regulatorio que habilita la libre importación de combustible (Decreto 962/2017), se propone analizar el entorno bajo el cual opera este mercado en Argentina.
2. La expectativa es establecer condiciones de transparencia y competencia en el mercado de combustibles, en contraposición con el enfoque regulatorio que ha prevalecido desde la crisis de 2002, caracterizado por un conjunto de reglas fuertemente distorsivas. Esas reglas se cristalizaron en una serie de Actos Administrativos y Acuerdos formales e informales entre la autoridad política y las empresas, que derivaron en un entorno anticompetitivo y con una sobrecarga de discrecionalidad, que la presente gestión económica procura revertir.
3. De esta manera, el presente Informe intenta establecer un Marco de Referencia para analizar si, en adelante, las empresas ya establecidas con activos y participación de mercado relevante, o bien que ostentan posición dominante, podrían llegar a establecer acciones individuales o colectivas anticompetitivas contrarias al espíritu del Decreto 962/2017, y en definitiva, al interés general.
4. La organización de la cadena de valor de los hidrocarburos, no solo presenta una estructura de mercado con pocos actores, sino que los de mayor peso relativo están verticalmente integrados. En consecuencia se procura evaluar si esa integración podría llegar a generar barreras a la competencia. Con este fin, se discuten algunos aspectos de funcionamiento del mercado durante los años 90', en que algunas firmas desarrollaron conductas discriminatorias, por lo que fueron posteriormente sancionadas por la CNDC.
5. La presentación de la cadena de valor, realizada a fin de efectuar recomendaciones pro-competencia en el mercado de combustibles, comienza con el análisis de la organización del mercado tanto en el segmento del Upstream como, en particular en el Downsteam y el Midstream. Se observa que la concentración del mercado comprende particularmente a los activos de logística y almacenamiento (algunos de ellos considerados "activos esenciales" para el suministro). También se ha hecho énfasis en el grado de integración vertical y horizontal de la industria, lo que no necesariamente implica un impacto negativo sobre el excedente del consumidor.
6. Se concluye, que en las actuales condiciones del mercado, que se ha vuelto escaso en la oferta (o corto en la jerga comercial) tanto en petróleo como en combustibles, el ingreso de producto importado será esencial para reemplazar la caída de oferta local, con el fin de satisfacer el crecimiento esperado de la demanda interna. A los efectos de promover una mayor competencia sería deseable que este producto importado ingrese de la mano de nuevos actores que desafíen el *statu quo* del mercado local de combustible líquido, a diferencia de lo que ocurrió en años recientes en que varios de los actores establecidos aumentaron muy fuertemente sus importaciones, en base a un esquema que premiaba la comercialización de producto importado con precios locales muy superiores a los internacionales.

7. En un mercado abierto a la competencia las decisiones de fijación de precios, que son de carácter autónomo de las empresas y responden a una serie de factores, particularmente apuntando a maximizar la utilidad, encuentran una limitación en la medida que los productos ofrecidos sean menos diferenciables, como sucede en el caso de los commodities en donde los mercados son de naturaleza competitiva.

8. Sin embargo, en la medida en que el producto puede diferenciarse, como ocurre en la venta en estaciones de servicio en donde existe una valoración diferencial de marcas, la comparación de precios se vuelve menos evidente. No obstante ello, concretamente, el suministro marginal de combustible que se comercializa internamente por canales mayoristas o a través de la red minorista, se realiza actualmente en el país con producto importado y según las especificaciones locales de calidad, con lo que el costo de importar e internar ese producto resulta una buena aproximación del costo marginal del combustible comercializado, independientemente de la marca.

9. La disponibilidad de una metodología para estimar el Costo Marginal de producción, constituye un factor crucial para la CNDC a efectos de medir el posible apartamiento de los precios locales (tomados por empresa individualmente o como un valor agregado) de su Costo Marginal. En ese sentido la teoría económica establece que la forma de organización del mercado difiere del de competencia en la medida que se verifique un apartamiento del precio respecto a tal costo marginal. En ese caso, la CNDC debería investigar si la brecha responde a conductas anti competitivas individuales o colectivas, y en tal caso decidir si corresponde sancionar a las firmas involucradas. No obstante ello, políticas de competencia robustas no deben ignorar las limitaciones de información, y por lo tanto evaluar apropiadamente la brecha de precios, si existiera, y las fuentes del desvió.

10. En síntesis, la Paridad de Importación es el cálculo que se utiliza para aproximar el costo marginal del producto que, luego de importarse e internarse pasa a ser comercializado a través de los diferentes canales. No se trata de un valor exacto del costo de importación para un comercializador independiente, dado que incorpora una vasta cantidad de información que puede variar acorde a situaciones de coyuntura particular. Más bien puede interpretarse como un “estadístico” o “precio nocional”, pero de cualquier manera, y en la medida que el dato pueda ir ajustándose mayormente a la realidad, constituye una base referencial de lo que debería considerarse un “precio competitivo teórico”.

11. Si bien el precio final en surtidor incluye el componente de biocombustibles e impositivo, nuestro Estudio se focaliza en el análisis del mercado de combustible líquido y solo realiza algunas observaciones y recomendaciones vinculadas a los bio. Los aspectos tributarios del mercado (tributaciones óptimas e impuestas contra cíclicos) deben profundizarse en estudios complementarios. Nuestra hipótesis es que la regulación en biocombustibles puede ser ampliamente mejorada en la dirección de fomentar la competencia, mientras se mantiene la protección legal de esta industria (que debe expirar, sin prórroga, por Ley, en 2021).

12. En cuanto al tratamiento impositivo, es mucho lo que podrá desarrollarse a futuro (incluso con la incorporación de algún esquema contra cíclico), pero un detalle no menor tiene que ver con la fiscalización de la recaudación de impuestos, dado que la ambigüedad del régimen vigente hasta fines de 2017 permitía a las petroleras, bajo ciertas circunstancias, apropiarse

de parte de los impuestos ad valorem que tenían exención por el componente de biocombustibles. A su vez, la necesidad de reglamentar el nuevo régimen impositivo (Ley 27.430) en materia de combustibles, debiera permitir mejorar la transparencia informativa en relación a los precios mayoristas (Res. 1104/2004) y precios ex planta (Res. 606/2004), cuya presentación es actualmente confusa y engorrosa a efectos de su análisis y de la comparación con la Paridad de Importación.

13. Como el nuevo régimen de apertura nos remonta a la experiencia de los años 90' nuestro análisis amerita a detenernos en identificar las barreras a la competencia que se detectaron durante ese período. Se destaca el limitado acceso a la capacidad de almacenamiento y logística independiente que existía por entonces. En tal sentido se recomienda incentivar el acceso abierto a la infraestructura de logística en activos considerados monopolios naturales o bien que formen parte de activos amortizados en empresas con posición dominante, en los que se verifiquen limitaciones competitivas. Asimismo se debería incentivar la nueva inversión privada, sin exigencia de acceso a terceros, en otros activos en donde la competencia sea factible. En este sentido el objetivo es monitorear que no se produzca un bloqueo de las facilidades de ingreso de producto importado por parte de las empresas que ya están instaladas en el mercado y procuran incrementar su participación vía aumento de importaciones. Ciertamente este abordaje ecléctico a la problemática del acceso podría constituir una recomendación extensible a la logística del almacenamiento de GNL, que si bien es un combustible que se transporta en estado líquido, se lo comercializa en el estado gaseoso original y forma parte de la cadena de valor del gas natural.

14. En alguna medida la combinación de acciones que tengan en cuenta las visiones de "activos esenciales" y de mercados con posibilidades competitivas va a permitir transitar por un sendero entre lo que sería una regulación óptima y una visión más de tipo histórico-institucional. Mientras la regulación óptima se inclina por una visión de "acceso abierto", sin mayor segmentación en su diseño e implementación, respecto al uso de activos de logística, no debe ignorarse la historia institucional y el riesgo regulatorio heredado del país considerado. Un *track record* prolongado de políticas inconsistentes impulsaría la preferencia por un esquema de relación más estrecho entre el uso y la titularidad de tales activos. En definitiva, se trata de anticipar medidas que puedan dar impulso a las necesidades de inversión y contemplen la realidad institucional del mercado local. En la construcción del sendero regulatorio, a su vez, puede ser necesario que se plantee un modelo de gestión de políticas públicas menos centralizado del que se ha desarrollado en años recientes.

15. El estudio también hace mención al cambio verificado en la comercialización de gasoil y fueloil para el principal sector mayorista en años recientes: las usinas termoeléctricas. Se destaca el hecho que este consumo seguirá siendo abastecido por CAMMESA hasta tanto no se desregule el sector eléctrico. La expectativa es que esto ocurra en el corto plazo (2019, según las autoridades). A partir de allí habrá que definir el rol de CAMMESA en el camino hacia el suministro autónomo de combustible de parte de las usinas.

16. Desde el momento que CAMMESA se retire de la actividad, y en la fase de transición a medida que se reemplace el consumo de gasoil y fueloil por gas natural y/o generación con fuentes renovables, habrá una significativa capacidad disponible de almacenamiento. A los fines de generar competencia y agregar firmas al mercado será conveniente que esa capacidad no

sea utilizada por los actores ya establecidos (incumbentes) en el mercado y que se vuelquen a una utilización bajo una modalidad de "acceso abierto". Ello también podrá ser objeto de monitoreo por parte de la CNDC.

17. Dado que la comercialización mayorista también presenta economías de escala, y que el rol de CAMMESA como importador y fiscalizador de las importaciones quedará vacante, se ha propuesto estudiar la conveniencia de desarrollar un Mercado Mayorista de gasoil. A partir de condiciones de liquidez y transparencia, este cambio de organización y regulación de la industria podrá reducir costos de transacción del negocio de importación. Sobre todo porque la falta de una Agenda precisa de los tiempos de desregulación del mercado eléctrico, y su aparente cercanía, creemos que limitará el grado de competencia que se pueda dar a corto plazo.

18. De conformarse un Mercado Mayorista institucional, incluso con una perspectiva de regionalizar el comercio de gasoil (cuando existan estándares de calidad homogéneos), deberá ser al amparo de un organismo experimentado en actividades de subasta y trading, como puede ser una Bolsa de Valores u otro tipo de Mercado que pueda arbitrar entre el spot y el futuro. En el mercado de gas natural este es uno de los objetivos que tiene pendiente de desarrollar el Mercado Electrónico de Gas (MEGSA).

19. Más allá de la existencia de un Mercado Mayorista institucional la recomendación pasa por incentivar la expansión de almacenamiento independiente o de parte de firmas no integradas verticalmente. Para ello se debe fomentar la radicación de empresas cuyos accionistas no sean a su vez accionistas de firmas comercializadoras del mercado local. Eventualmente se procuraría que las firmas establecidas, si bien puedan llegar a tener vínculos accionarios con empresas que tengan actividad de trading, lleven contabilidades separadas, siguiendo las buenas prácticas regulatorias de la industria. Los grados de flexibilidad regulatorios deberán evaluarse a la luz del objetivo principal, que es el arribo de nuevos operadores a un mercado de logística actualmente muy concentrado.

20. Asimismo, resulta indispensable que la autoridad regulatoria garantice un estándar mínimo de calidad para todo el producto nacional o importado que se comercialice a través de cualquier canal o punto de venta del territorio nacional. Lo mismo debe aplicarse a las normas de seguridad, que deben satisfacer condiciones muy estrictas en toda la cadena de comercialización local. Con normas mínimas garantizadas de calidad y seguridad el producto local se torna homogéneo y comparable (o podríamos decir se "comoditiza") con el importado, en cualquier punto de venta. Y, nuevamente, la posibilidad de tener productos similares permite evaluar el apartamiento de los precios locales respecto de la Paridad de Importación, que a medida que se reduce la asimetría de información se puede asumir se aproxima, como instrumento de control regulatorio, al Costo Marginal del producto.

21. A corto y mediano plazo la estrategia de ampliación de capacidad de almacenamiento domina por sobre una alternativa de expansión del parque refinador. Sin embargo, la perspectiva de que algunas refinerías mediterráneas dejen de operar como tales, y que el desarrollo de Vaca Muerta ofrezca nuevamente producción excedentaria, podría abrir el camino, a más largo plazo, a la instalación de alguna nueva planta industrial con mayor escala y tecnología de punta. Obviamente la nueva planta no debería ser desarrollada por la empresa con posición dominante o participación relevante en el negocio de refinación. Por

analogía esto debería ser válido para otros negocios de trading (como el caso del GNL) donde existan actores con posición dominante.

22. No obstante lo antedicho, es conveniente destacar que la disponibilidad de una amplia capacidad de refinación de crudo nacional constituye una ventaja competitiva para la economía, y a su vez permite monitorear la relación que existe entre los precios de los productos finales y el insumo principal. De esta relación también surgirá la elaboración de un estadístico útil a los efectos de evaluar posibles apartamientos de la situación de competencia. Se trata del Crack Spread que, si bien es un indicador utilizado en los mercados de futuro para cerrar posiciones, refleja un determinado nivel de mark-up entre los principales destilados del proceso de refinación y su principal insumo.

23. En la medida que el mercado pueda ser más desafiable por parte del producto importado, la determinación del precio interno por las firmas que procesan el crudo local y comercializan los productos obtenidos, no será tan autónoma, en particular en el mercado de gasoil de menor calidad (Grado 2). En el caso de las naftas es posible que existan mayores grados de libertad para diferenciar el producto refinado internamente, a partir de una reconocida trayectoria de la firma (efecto de marca) ya instalada, respecto del producto importado. De cualquier manera, habrá que definir qué nivel de desvió es compatible con un mercado de competencia, para lo que el análisis de Benchmarking provee una solución de compromiso.

24. Sería deseable que la competencia se verifique tanto en los canales de venta mayorista como en los minoristas, y en ese orden, por la forma en que se conforma la cadena de valor. Inclusive también es deseable que se profundice la competencia y la desconcentración del mercado en el segmento Upstream de la cadena petrolera, con el arribo de actores dinámicos que puedan aprovechar menores escalas de explotación, sobre todo en áreas marginales para las grandes firmas.

25. Con el fin de evitar prácticas anti competitivas o de colusión entre empresas ya instaladas, se propone un seguimiento periódico del passthrough al consumidor de los precios internacionales y la cotización del dólar, bajo la fórmula de Paridad de Importación. También el monitoreo de la evolución de indicadores de participación de mercado y de capacidad y uso de almacenaje de las empresas. Este último dato sería un requisito a completar por las firmas y la autoridad regulatoria competente (Ministerio de Energía), ya que actualmente no es información solicitada ni difundida.

26. A los efectos de la elaboración de la Paridad de Importación, se ha circulado entre las empresas del sector una Nota Metodológica que pretende definir un modelo de determinación de precio local, simulando un suministro por parte de un importador eficiente. La metodología no difiere en lo esencial del criterio que se viene utilizando en toda la región, a fin de determinar precios locales competitivos. Esto se ha dado tanto en mercados regulados, como en mercados con actores dominantes en los que la autoridad regulatoria procura detectar posibles abusos de esa posición. Del análisis regional, a su vez, hemos extraído un Benchmarking para establecer cierto rango de “normalidad” en los márgenes propuestos por el indicador local de Paridad de Importación. Asimismo, el análisis comparativo con mercados considerados competitivos y abiertos, como es el caso de Chile, nos permitirá establecer parámetros de comportamiento de mercado bien inmediatos.

27. La fórmula de Paridad de Importación no se propone como un cálculo para trasladar la alta volatilidad del precio internacional y la cotización del dólar a los precios domésticos diarios. Por el contrario, insistimos, busca establecer un valor de referencia para el comercializador en su red, o el canal mayorista, por un cierto período de tiempo o hasta que se produzcan cambios evidentes en las condiciones del mercado. En principio podría considerarse una frecuencia mensual o bimestral como para mantener los precios internos inalterados. En el caso chileno, por ejemplo, se combinan en una fórmula aritmética valores del pasado con proyecciones de corto plazo, y de esa fórmula surge un precio que tiene vigencia internamente por una semana.

28. El desafío es que los precios de mercado observados no muestren desvíos excesivos con los promedios de los precios calculados por la fórmula de Paridad de Importación (es decir que circunstancialmente pueden observarse por encima o por debajo, pero que ambos coincidan en un promedio de cierta extensión temporal). En este sentido es deseable que las fluctuaciones con tendencia a la baja, se reflejen en reducciones de precios en el surtidor y demás canales de comercialización, como ocurre en mercados competitivos.

29. Cabe señalar que la formulación de un cálculo de paridad de importación también viene siendo utilizada en muchos países de la OCDE, como los casos de Australia o Canadá, con estructuras de mercado similares a las de nuestro país. La metodología es muy estándar. Partiendo de un mercado de referencia y estableciendo ajustes del producto por calidad, se incorpora fletes, gastos de logística y otros gastos para internar el producto importado y tenerlo disponible en las terminales de las empresas Distribuidoras. En todos los casos señalados hay que destacar que la importación constituye el aprovisionamiento marginal del comercializador, es decir representa una cuota que permite completar el suministro para abastecer la demanda local.

30. Seguidamente se presenta la propuesta de Paridad de Importación enviada a las empresas. Varias de ellas han contestado el requerimiento específico y han hecho sugerencias que se han incorporado en este Documento. Igualmente, y a la luz de un cambio reciente de régimen impositivo, en el cuerpo principal del documento se presenta un nuevo cómputo acorde a dicho régimen, que entró en vigencia en marzo 2018. Por ser una elaboración metodológica, si bien hemos cuantificado la fórmula, no hemos querido establecer en esta instancia una comparativa entre el indicador y el precio observado (que permanece en blanco en el cuadro que sigue). En el cuerpo del documento se han realizado en cambio diversos análisis de sensibilidad y comparativos con los precios observados.

Cálculo paridad importación embarques de 40.000 m3 zona descarga Zárate-Campana y comercialización en CABA					
Calidad Comercial		GAS OIL GR 2 **1000 PPM**	GAS OIL GR 3 **10 PPM**	NAFTA GR 2 **95 RON/84 MON**	NAFTA GR 3 **98 RON / 85 MON**
Precio referencia internacional PLATTS		(ULSD USGC + N2 USGC)	ULSD USGC	UNL 89	UNL 93
Platts		POAEE00/AATGZ00	AATGZ00	PGAAZ00	PGAIX00
Datos de Acceso Público CNE Group ajustados		***494,71***	***502,64***	***465,26***	***481,11***
Flete marítimo Houston-BsAs. (usd/tn)	19,96	16,92	16,92	14,93	14,93
Alijo	15%	2,54	2,54	2,24	2,24
Seguro	0,08%	1,06	1,08	1,00	1,03
Mermas	0,30%	3,98	4,04	3,74	3,86
Multas y Demoras (usd/m3)	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Despachante (usd/m3)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Inspector calidad y cantidad (usd/m3)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Otros costos de internación	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Costo CIF internado usd/m3		522,76	530,77	490,70	506,71
Costo financiero inventarios 30 días	0,58%	3,028	3,074	2,842	2,935
Almacenamiento y despacho (usd/m3)	10,35	10,350	10,350	10,350	10,350
Paridad importación fósil ex planta usd/m3		536,14	544,19	503,90	520,00
Margen Mayorista (en % de IP) US$/m3	5,0%	26,8	27,2	25,2	26,0
Costo Financiero $ anticipo de impuestos 7d	1,0%	71,1	72,6	86,0	89,0
Tipo de cambio (referencia BCRA)	19	19,0	19,0	19,0	19,0
Paridad importación fósil ex planta $/m3		10.767	10.929	10.139	10.463
Precios biocombustibles en $/m3		13.369	13.369	13.901	13.901
Paridad importación ex planta $/m3		11.027	11.173	10.590	10.876
Impuesto IIBB		532	545	615	635
Impuesto IVA		2.866	2.958	2.934	3.081
Impuesto sobre los Combustibles		4.148	4.148	6.726	6.726
Impuesto al dióxido de Carbono		473	473	412	412
Margen estación de servicio		1.814	2.094	2.487	2.883
Flete terreste a EESS ($/m3 x 100km)	250	275	275	280	280
Paridad importación en ES al público $/m3		**21.136**	**21.667**	**24.044**	**24.893**
Precios observados en surtidor en Promedio					
BONIFICACION SOBRE PRECIOS DE COMPRA		9,77%	11,17%	12,10%	13,79%
BONIFICACION SOBRE PRECIO SURTIDOR		8,58%	9,67%	10,35%	11,59%
TASAS		22,00%	22,00%	3,52%	3,52%
ICLyG		15,39%	15,39%	49,10%	49,10%
IVA		21%	21%	21%	21%
IIBB		3%	3%	3%	3%

31. Hay que destacar que el dato puntual corresponde a una observación diaria. Sin embargo, en los análisis comparativos que hemos realizado con los datos observados, ese dato forma parte de algún valor promedio geométrico o aritmético que generalmente utilizamos para conformar una observación "suavizada" en lo que hace a su volatilidad, y que a su vez comparamos con un promedio de datos reales del conjunto de comercializadores, que generalmente tienen menor dispersión.

32. Pero lo que es bien importante tanto para las autoridades como para las empresas, es el hecho de propiciar un abordaje técnico-metodológico en la determinación de un cálculo de determinación de precios internos a través de la construcción de una fórmula de Paridad de Importación como la aquí desarrollada. Eso no sólo permite un monitoreo y comparación de precios internos y regionales, sino que fundamentalmente procura acotar a futuro la intervención de una autoridad regulatoria o Comisión de Defensa de la Competencia que intente excederse más allá de los límites metodológicos desarrollados y acordados con las empresas, como solía ocurrir en el pasado. En definitiva, estamos definiendo los "límites del terreno en el que se va a jugar el partido". Es por eso que creemos que este desarrollo metodológico va a fortalecer la posición de las empresas del sector, ante un potencial cambio

de ciclo. Y fundamentalmente va a fortalecer la institucionalidad del sector, que se ha devaluado tras años de intervención discrecional.

33. Como parte del Documento, justamente se ha hecho hincapié en los antecedentes históricos y la evolución pendular de la regulación de la cadena de valor de los hidrocarburos. Para ello hemos segmentado todo el período desde 1983 en cinco etapas, según la homogeneidad de reglas y condiciones externas observadas. En función de estos antecedentes nos planteamos si es recomendable sujetarse a "mejores prácticas regulatorias" o más bien adaptar los modelos a criterios que prioricen la protección a la inversión y tiendan a reducir el costo del capital (en el que incide tanto la confianza en el país como el riesgo regulatorio). También resulta interesante en relación con los objetivos de la CNDC observar cual ha sido la relación institucional que se planteó en cada período entre el regulador y las empresas reguladas, en especial con YPF, que detenta la posición dominante del mercado.

34. La teoría de la regulación determina que existe una captura del regulador cuando las empresas logran que sus criterios y objetivos coincidan con los del regulador. En el último período bajo análisis tenemos como muestra representativa de captura explícita del regulador, entre otros, el hecho significativo que el Ministro de Hacienda y encargado de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la COMISION), era también miembro del Directorio de YPF. Y justamente en ese período es cuando se verifica la mayor transferencia de renta desde el conjunto de la sociedad hacia la actividad de Refinación y Comercialización, que no sólo benefició a YPF sino al conjunto de las empresas establecidas.

35. Ciertamente, la ausencia de buenas prácticas regulatorias entre los años 2002 y 2017 produjo transferencias en un primer período desde las empresas hacia los consumidores, que se revirtió en los últimos años. Lo que puede haberse visto como una suerte de "compensación", en el período más reciente, no resultó sino en una nueva pérdida de bienestar general, en el que el sector de Refinación amortiguó los cambios en mejores términos que el Upstream. De allí que la estrategia de la segunda petrolera más grande del mercado local haya sido la búsqueda de la integración vertical con el objetivo de obtener mayores márgenes relativos.

36. Efectivamente los márgenes de refinación han mostrado, particularmente desde 2010, niveles muy elevados en Argentina, llegando a duplicar los márgenes internacionales desde 2014 en adelante, siendo el año 2015 el de mayores registros históricos. El temor que se deriva de esta observación es que perdure cierta inercia en mantener los elevados márgenes del último quinquenio, tanto a nivel de la empresa con posición dominante como del conjunto de las comercializadoras, bajo una suerte de acuerdo implícito, que termine afectando al bienestar general. De allí la importancia que tendrá la intervención temprana de la CNDC para monitorear que los márgenes se asimilen a los de los países más competitivos de la región, y no a los más regulados y proteccionistas.

37. La idea de un mercado competitivo no rivaliza con una política energética activa coordinada con otras áreas de política económica. En general la volatilidad de precios no es deseable y mucho menos en un entorno inflacionario. Dado que los combustibles tienen un elevado componente tributario, la intervención a la que nos referimos permitiría diseñar, con los nuevos impuestos de suma fija, un mecanismo de amortiguación de las fluctuaciones que

puedan “importarse” del ciclo de precio internacional o del tipo de cambio. Por otra parte, ni es deseable que el precio interno perfore ciertos umbrales ante una baja perdurable de los precios internacionales, ni que supere algunos límites máximos en un contexto de suba persistente. De allí que la creación de un Fondo Anti cíclico pueda llegar a contribuir a darle estabilidad a una regla de fijación de precios de la que hoy descreen, como elemento perdurable, varios de los actores que participan del mercado de combustibles.

38. Así como en el segmento mayorista se ha propuesto como condición necesaria para fomentar la competencia la incorporación de almacenamiento independiente y nivelación de calidades, en el segmento minorista también se han realizado algunas recomendaciones. Ente ellas se destaca la posibilidad de incentivar el ingreso de nuevos actores a nivel de la distribución minorista, y promover los cambios regulatorios que favorezcan la instalación de redes exprés, con estaciones de servicio menos sofisticadas, particularmente en un contexto de fuerte reducción del número de bocas de expendio a nivel urbano, que se ha dado en años recientes. En el caso de la comercialización minorista, el control de calidad también constituye un aspecto prioritario.

39. Se ha propuesto la posibilidad de reducir la duración de los contratos comerciales cuando se den una serie de circunstancias, entre ellas que la Distribuidora haya podido recuperar la inversión realizada en el canal de reventa. También en materia de la relación contractual entre los comercializadores y los estacioneros independientes es preciso que se establezca una relación simétrica entre actores con distinto poder relativo de negociación, que se refleje en contratos equitativos en términos de los derechos y obligaciones (cláusulas espejo) de las partes. En ese sentido también será deseable que existan mecanismos expeditivos de resolución de conflictos entre ambas partes de la cadena comercial.

40. Un tema que genera grandes controversias tiene que ver con la modalidad de venta en consignación y la participación de estaciones propias de los comercializadores. En principio la venta a cuenta de terceros, si bien se interpreta como una profundización de la integración vertical, no implica una pérdida de bienestar, sino más bien lo contrario, sobre todo en un país con gran expansión territorial y baja densidad poblacional. En cuanto a la participación de la red propia, definitivamente la tendencia mundial es a limitar la misma, a los efectos de generar mayor igualdad de condiciones y fomentar la competencia en el canal minorista.

41. Dado que el modelo competitivo apunta a seguir las mejores prácticas regulatorias internacionales también es tiempo de analizar la problemática ambiental que existe en algunas áreas muy densamente pobladas (en particular en el Puerto de Dock Sud), y el traslado de instalaciones a otras áreas donde el flujo comercial regional se ha vuelto intenso y los requisitos técnico-ambientales mucho más elevados, como es el caso de la Hidrovia. Esto de hecho ya ha sido mandatorio para algunas empresas que se han desplazado hacia esa zona. Creemos que la iniciativa de relocalización de activos de logística debe ser coordinada y compartida con las empresas petroleras instaladas. Esta acción, de parte de las empresas sería, a nuestro criterio, una buena muestra de cooperación público-privada en favor del bienestar general y refuerza la legitimidad del conjunto de políticas y prácticas sectoriales de la industria.

42. Los resultados exhibidos hasta ahora, en los 3 primeros meses de evaluación de este mercado desregulado son temporalmente muy limitados para arriesgar conclusiones sobre el

comportamiento de las empresas del sector. No obstante, lo que hemos podido observar hasta ahora es que éstas habrían optado por posicionarse cerca de la Paridad de Importación para los productos de grado 2, y muy por encima para los productos Premium.

43. El documento ha señalado algunas líneas de investigación a profundizar, como la temática de tributación óptima y la de creación de un Fondo Anti cíclico. También algunas recomendaciones para trabajar en forma coordinada con diversas áreas clave de la actividad económica y en particular con los organismos de fiscalización y control de la Nación (AFIP, ADUANA, Ministerio de Hacienda, entre otros). Asimismo, se han realizado observaciones que deberían impactar sobre los Ministerios de Ambiente (y la Autoridad de Cuenca Riachuelo-Matanza, ACUMAR), el Ministerio de Transporte (control de puertos y armadores), y las relaciones laborales a través del Ministerio de Trabajo. Aunque claramente las observaciones más relevantes estarían vinculadas con el Ministerio de Energía, en lo que hace a la determinación de estándares de calidad y seguridad; transparencia de información; registros de capacidad de logística por empresa; y el análisis sobre la regulación de dichos activos; entre otras actividades a monitorear.

44. El presente documento ha recomendado acciones puntuales para promover la competencia, tanto en el canal mayorista como en el minorista. A su vez se ha señalado la importancia que tiene generar transparencia y mecanismos de mercados que reduzcan los costos de transacción. Incluso se ha destacado la importancia en acompañar la transición desde un mercado regulado a uno desregulado con una participación activa de las autoridades públicas, en particular del Ministerio de Energía. Pero más allá de las propuestas, es preciso monitorear la evolución de un mercado muy concentrado, y que además arrastra un esquema de mucha protección hacia los comercializadores ya instalados. Por eso, al menos durante todo el año 2018 y el período subsiguiente va a ser conveniente evaluar periódicamente si el nuevo marco regulatorio está fomentando o no la competencia, en vista de las iniciativas aquí sugeridas.

Contenido

Resumen Ejecutivo 2
Objetivos del Estudio 16
Metodología 17
Introducción. Características generales de la industria 19
1. Cadena de Valor 23
2. Agentes Económicos 29
Upstream 29
Situación Actual de Argentina 30
Midstream / Downstream 35
Parque Refinador 36
Movimiento de Navegación y productos operados en cada puerto 38
Logística de Ductos 41
Transporte Automotor 43
Condiciones de Acceso 47
3. Integración Vertical 50
4. Marco Normativo / Regulatorio 59
Plexo Normativo 60
Box N°1. El esquema centralizado en el mercado mayorista del gas natural y del GNL 66
5. Estructura de mercado y nivel de concentración en las etapas de refinación, distribución y comercialización 70
a. Participación de Mercado 72
a. Indicadores de Concentración 81
6. Barreras a la entrada en las etapas de refinación, distribución y comercialización 83
7. Análisis de la viabilidad de un mercado mayorista de combustibles 88
Box N°2. La penetración del gasoil y fueloil a partir de la crisis energética 89
8. Mercado externo 95
a. Importaciones y exportaciones de crudo 95
b. Importaciones y exportaciones de combustibles refinados 98
9. Análisis de precios y márgenes 102
a. Precios internos 103
Box N°3. Márgenes publicados por la CNE 108
Box N°4. Transferencias Presupuestarias 109

b. Precio del crudo 111
c. Márgenes de refinación 113
d. Precios de paridad de importación y exportación 116
i) Metodología de cálculo 118
ii) Construcción de la base de datos 123
e. Propuesta para el monitoreo o actualización mensual o bimestral 128
f. Desregulación del mercado: Evolución de los precios internos y externos 130
i) Precio del crudo interno (Medanito y Escalante) versus precio de paridad de exportación 131
ii) Precios internos comparativo ex ante y ex post 132
g. Fondos de Estabilización 133
10. Análisis de las prácticas comerciales y sus efectos sobre la competencia 136
a. Prácticas comerciales en el *downstream* (transporte, refinación, distribución y comercialización) 139
b. Prácticas unilaterales o coordinadas: 140
i) Elementos estructurales y características conductuales 141
ii) S*creening* para la detección de prácticas colusivas 141
c. Motivaciones anticompetitivas de las prácticas comerciales: encuadramiento en la ley de defensa de la competencia, modelos económicos de comportamiento 142
d. Motivaciones de eficiencia de las prácticas comerciales detectadas 143
11. Antecedentes internacionales 144
12. Conclusiones y Recomendaciones 148
a. Conclusiones sobre potencialidad de conductas anticompetitivas 153
b. Recomendaciones de cambios regulatorios pro competitivos 154
Anexo Metodológico 158
Anexo Estadístico 160
Referencias Bibliográficas 164

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Evolución de los precios de la energía respecto al Costo Económico 19
Ilustración 2. Evolución de la producción total de petróleo y el procesamiento 21
Ilustración 3. Participación de la producción petrolera por empresa operadora 32
Ilustración 4. Evolución de las reservas de petróleo: 1970-2016. En millón m3 33
Ilustración 5. Evolución de las reservas de gas: 1970-2016. En millón m3 34
Ilustración 6. Equipos de Perforación por empresa 34
Ilustración 7. Terminales marítimas 38

Ilustración 8. Hidrovía 40
Ilustración 9. Sistema de Poliductos argentinos 42
Ilustración 10. Sistema de Poliductos argentinos 43
Ilustración 11. Capacidad de Almacenaje. Total, por producto y provincia (en m3), año 2012 . 46
Ilustración 12. Capacidad de Refinación. En % 73
Ilustración 13. Evolución del procesamiento de crudo por empresa. En m3. 74
Ilustración 14. Ventas de nafta al Mercado Interno. En %..... 76
Ilustración 15. Ventas de gasoil al Mercado Interno. En %..... 76
Ilustración 16. Participación de firmas en el total de bocas de venta Minoristas 77
Ilustración 17. Estructura de Precios de la Nafta a Diciembre 2017. En % 78
Ilustración 18. Estructura de Precios del Gasoil a Diciembre 2017. En %..... 78
Ilustración 19. Estructura de precios con los nuevos impuestos, precios de Dic. 2017. En %.... 79
Ilustración 20. Estructura del Precio de Combustibles base Paridad de Importación. Mes 12/17 80
Ilustración 21. Estructura de Precio Nafta Súper, partiendo del mismo precio ex Planta. En $/lt 80
Ilustración 22. Estructura de Precio Gasoil G.2, partiendo del mismo precio ex Planta. En $/lt 80
Ilustración 23. Consumo de energía para generación termoeléctrica..... 88
Ilustración 24. Importación de gasoil. Período 2015-2017 88
Ilustración 25. Demanda mensual de gas natural en City Gate. En miles m3/d. Año 2017..... 89
Ilustración 26. Distribución del Consumo de Gasoil. Año 2012 en % 91
Ilustración 27. Proyección doméstica de la demanda de gasoil 94
Ilustración 28. Evolución de exportaciones e importaciones de petróleo crudo en Millón US$ 97
Ilustración 29. Evolución del saldo de comercio de Petróleo y Derivados en Millón US$..... 98
Ilustración 30. Importación de gasoil G3 por empresa. En m3 100
Ilustración 31. Nafta Súper (Grado 2). Precios Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3..... 103
Ilustración 32. Nafta Ultra. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3 . 105
Ilustración 33. Gasoil. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3 105
Ilustración 34. Fueloil. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3 106
Ilustración 35. GLP. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/ton..... 106
Ilustración 36. Transferencia de Renta por diferencial de precio internacional vs precio ex Refinería. En Millón US$..... 107
Ilustración 37. Subsidios totales al Sector Energético en Millón US$ 110
Ilustración 38. Transferencias corrientes al sector energético. En millón de $ 110
Ilustración 39. Evolución del precio del crudo local, el Brent y el WTI. En US$/m3 112
Ilustración 40. Transferencia de Renta por diferencial de precio internacional vs precio crudo local. En Mill. US$..... 112
Ilustración 41. Transferencia de Renta a favor del Downstream. En Millón US$ 114
Ilustración 42. Crack Spread ponderado Argentina vs. USA. En US$/barril..... 116
Ilustración 43. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G2. Media móvil 15d. $/litro... 125
Ilustración 44. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G2. Dato mensual. $/litro 125
Ilustración 45. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Súper. Media móvil 15d. $/litro126
Ilustración 46. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Súper. Dato mensual. $/litro ... 126
Ilustración 47. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G3. Media móvil 15d. $/litro... 126

Ilustración 48. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G3. Dato mensual. $/litro 127
Ilustración 49. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Ultra. Media móvil 15d. $/litro 127
Ilustración 50. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Ultra. Dato mensual. En $/litro 128
Ilustración 51. Precio de la Nafta Súper sin impuesto en Argentina, Chile y el Golfo. En $/Lt . 130
Ilustración 52. Precio del Gasoil s/impuesto en Argentina, Chile y el Golfo. En $/litro 131
Ilustración 53. Precio de los crudos domésticos y referencias Internacionales 131
Ilustración 54. Dinámica de precios del crudo local y el internacional. En US$/Barril 132

Índice de Tablas

Tabla 1. Principales Productos de la Destilación (en %)..... 26
Tabla 2. Caracterización del Sector Petrolero a lo largo de las tres últimas décadas..... 69
Tabla 3. Participación en la refinación por empresa. Promedio 2010-2017. En % 73
Tabla 4. Producción de refinados por empresa promedio anual 2015-2017 (km3) 74
Tabla 5. Participación de la producción de nafta por empresa. Promedio 2010-2017 75
Tabla 6. Participación de la producción de gasoil por empresa. Promedio 2010-2017..... 75
Tabla 7. Principales Importaciones del período 2012-2017. En miles m3 99
Tabla 8. Evolución de las importaciones de gasoil (G3). En miles de m3..... 99
Tabla 9. Extra beneficio por asignación de cuotas de importación de gasoil (G3). En MM US$ 101
Tabla 10. Transferencias presupuestarias a las empresas. En miles de US$ 109
Tabla 11. Estimación Paridad de Importación a comienzo de diciembre 2017 120
Tabla 12. Cambios en los impuestos sobre los combustibles. Vigentes al 01/03/2018 122
Tabla 13. Estimación Paridad de Importación a partir del 01/03/2018..... 123
Tabla 14. Márgenes de Distribución 144
Tabla 15. Tarifa de Almacenamiento en Perú 146

Agradecimientos

El presente documento contó con la colaboración estadística del Lic. Dante Perelis, quien aportó dedicación y paciencia, como miembro del staff de la CNDC. A su vez la base para armar y actualizar el estadístico “Paridad de Importación” contó con el apoyo del Lic. Diego Crochi, desde el BCRA. Por otra parte, el documento iba bastante a la deriva y no hubiese enderezado un poco el rumbo de no contar con los precisos comentarios de la Directora Nacional de Promoción de la Competencia de la CNDC, Dra. Lucía Quesada. Asimismo destaco la sacrificada lectura y precisos aportes que realizaron el Ingeniero Gerardo Rabinovich y el Dr. Fernando Navajas, de una versión muy preliminar. Lo mismo debo decir del aporte que hicieran el Cdor. Claudio Molina y el Lic. Agustín Torroba, autor material e intelectual de la estadística del Crack Spread de Argentina. Una opinión calificada de último momento ha sido extremadamente valiosa para ensamblar conceptos y darle sentido al documento: la del Dr. Carlos Winograd. Finalmente agradecer especialmente a los colegas del Ministerio de Energía y Minería que me brindaron amplio apoyo en materia de información y análisis metodológico, y cuyos nombres, ambos preferimos preservar.

Objetivos del Estudio

Como parte de sus atribuciones, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) solicitó un estudio a fin de establecer un diagnóstico y posterior seguimiento sobre las condiciones de competencia del mercado de combustibles líquidos, teniendo en cuenta la propia naturaleza del sector, la configuración y organización del mercado argentino, y en particular la decisión estratégica de promover una apertura de este mercado a la competencia internacional, tras 15 años de intervención por parte de la autoridad regulatoria.

El documento busca por tanto realizar las siguientes contribuciones: a) proveer una metodología y medición para facilitar la transparencia e información que hace al monitoreo de este mercado con objetivos de la CNDC y b) sugerir medidas "estructurales" que a su vez se dividen en dos tipos: i) aquellas vinculadas a facilitar rampas de accesos al mercado y ii) otro tipo de regulaciones. En este sentido se trata de identificar potenciales restricciones competitivas de cara al nuevo régimen legal que ha dado comienzos en el arranque del año 2018.

Asimismo, el Estudio viene a atender la necesidad de contar con una completa y adecuada base de datos para el análisis de los antecedentes; los participantes de esta industria; sus encadenamientos productivos; los distintos mercados que atiende; la característica de su infraestructura; su logística y las condiciones económicas generales bajo las que opera. Este segundo objetivo responde en mayor medida a un análisis de tipo sectorial, también requerido por la CNDC.

El análisis del escenario de partida nos planteará interrogantes acerca de la motivación de ciertas decisiones de política energética más recientemente asumidas por la autoridad regulatoria, así como las condiciones en que hasta ahora se ha desarrollado el negocio, y las expectativas hacia adelante.

De esta evaluación surgirán propuestas que podrán modificar las condiciones en que se ha operado durante el período en que se mantuvo regulado el mercado doméstico de combustibles, y porque no, recoger recomendaciones sobre el período desregulado previo (1991-2001). De hecho, el presente documento toma como punto de apoyo y partida algunas de las consideraciones sobre el funcionamiento del mercado durante los años 1990'segúnel estudio realizado por Daniel Montamat en el año 1999[1].

El objetivo último a la hora de fomentar prácticas competitivas es el de promover una mejora en el bienestar general por encima de una mirada puramente sectorial; en particular en un contexto de escasez relativa de petróleo y combustibles líquidos que agregará en adelante, todo su impacto en el balance comercial y el requerimiento de divisas.

Es bien sabido que el mercado de combustibles líquidos cuenta con pocos actores y una presencia dominante de la ex petrolera del Estado, privatizada y vuelta a nacionalizar (en 51%) en un lapso de apenas 20 años, evidenciando la inestabilidad regulatoria de la política energética. Esta posición dominante y su integración vertical es y ha sido por momentos objeto

[1] Estudio Montamat & Asociados y Fundación FADE, Octubre de 1999, "La Competencia en el Mercado de Combustibles en la Argentina"

de control de la CNDC, quien le ha aplicado una de las mayores sanciones, desde su creación, a la empresa YPF.

En relación a los objetivos principales que hacen al análisis metodológico requerido por la CNDC, se desarrollarán dos indicadores. El primero de ellos es el cálculo de Paridad de Importación que, si bien puede identificarse como un estadístico analítico a secas, también suele interpretárselo como el precio competitivo teórico o costo marginal del mercado doméstico de cada uno de los combustibles de referencia.

En segundo lugar, se presenta el estadístico simplificado de márgenes del segmento de Refinación y Comercialización, o crack spread. Más allá que el estadístico anterior incorpora la variable de márgenes comerciales en su cómputo, el crack spread identifica rápidamente la evolución de los márgenes y los hace comparable con otros mercados internacionales.

Finalmente, y a partir de cierta evidencia histórica e internacional, presentamos las consecuencias de una regulación cambiante, y que en los últimos años ha impuesto una protección artificial en el sector de la Refinación de petróleo.

Metodología

Como metodología de trabajo se plantea una estrecha colaboración entre el consultor experto y el staff de la CNDC; así como la consulta y el diálogo con actores del ámbito público y de las propias empresas, con el fin de llegar a una propuesta que acerque acuerdos entre todas las partes involucradas, donde la visión de la Comisión como autoridad regulatoria, viene a contemplar el interés económico general. Además el desarrollo metodológico aquí planteado se propone como un reaseguro institucional en términos de evitar un uso político de acciones que se escapen de un ámbito pura y exclusivamente técnico.

Parte de la comprensión del sector se desprenderá de un requisito de información (a distribuir entre las empresas) a fin de aproximarnos de la mejor manera posible a un modelo de la realidad del negocio y de Contabilidad Regulatoria que permita reducir la asimetría de información a la hora de elaborar indicadores de precios competitivos (o frontera), márgenes de comercialización doméstica y niveles de competitividad en general del sector. En este sentido se deja constancia que a fecha 22 de marzo de 2018 apenas un par de firmas ha contestado los requerimientos informativos, referidos a los estados contables, solicitados por este consultor a través de la CNDC.

El análisis de las condiciones de competencia que se inicia bajo el nuevo marco normativo, será una tarea dinámica que involucrará un seguimiento metodológico y de condiciones cambiantes del mercado bajo distintos análisis de sensibilidad, y que puede traer como recomendación la conformación de nuevas prácticas y/o estructuras de mercado (como un Mercado Mayorista), y un trabajo de benchmarking para adoptar las mejores prácticas globales, que doten de transparencia y competitividad al sector.

El Estudio se articulará a través de una Primera parte que incluye la Introducción, una Primera Sección que apunta al análisis de la cadena de valor del sector; la descripción de los agentes económicos intervinientes en la 2° Sección, y un análisis conceptual sobre aspectos que hacen a la integración vertical de la industria en la 3° Sección. Podría decirse que estos tres primeros

apartados son muy descriptivos de la industria y no hacen al objetivo principal, de modo que el lector no interesado en estos detalles puede saltar directamente a la 4° Sección. Esta contiene un resumen del Marco Normativo/Regulatorio del sector, que se presenta fundamentalmente a título informativo y como colofón de lo que ha sido un largo período de inestabilidad regulatoria.

Entre las Secciones 5 y 7 se analiza la estructura del mercado y sus niveles de concentración tanto Aguas Arriba (Upstream) como Aguas Abajo (Downstream); las barreras de entrada que existen; la posibilidad de desarrollar un Mercado Mayorista de Combustibles; y la existencia de posición dominante en las instancias de refinación, distribución y comercialización.

La Sección 8° nos lleva al análisis de los flujos comerciales en lo que hace a la comercialización de petróleo y de combustibles líquidos y nos hará poner el foco en el proceso de decisión que llevó a incrementar fuertemente estas últimas importaciones en los últimos tres años, vinculado fundamentalmente con la existencia de un mercado con precios locales por encima de los internacionales.

La Sección 9 podría considerarse el corazón de este informe y consiste **en el análisis de precios y márgenes. Aquí presentaremos los dos indicadores clave y su metodología. Nos referimos al cálculo propiamente dicho de Paridad de Importación y al Análisis de márgenes de refino y comercialización o Crack Spread**.

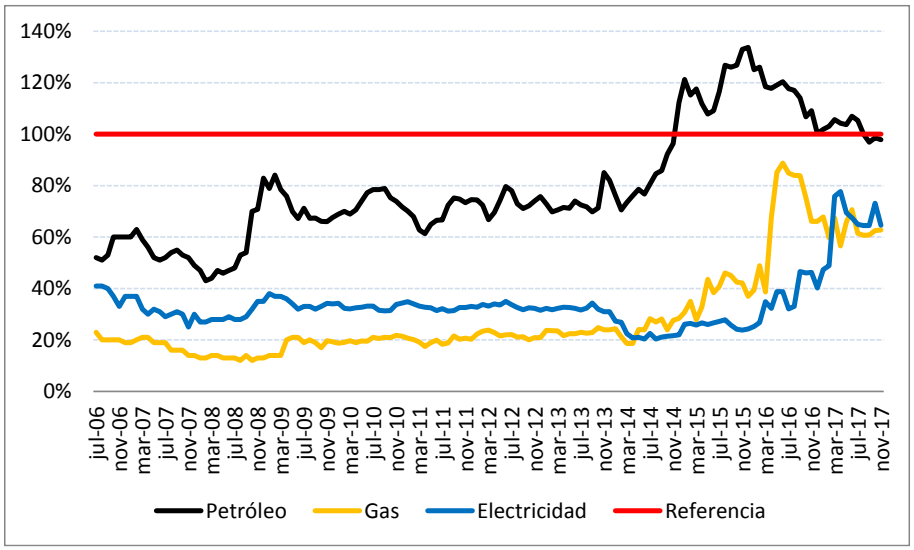
Posteriormente la Seccione 10 se focaliza en lo que serían las prácticas comerciales habituales de esta industria, tanto a nivel mayorista como minorista, mientras en la Sección 11 se presenta un análisis de Benchmarking regional en lo que hace al desarrollo metodológico de la Paridad de Importación en la región. Finalmente la Sección 12 presenta conclusiones y recomendaciones generales.

Introducción. Características generales de la industria

El mercado de los hidrocarburos en Argentina ha observado oscilaciones en el último cuarto de siglo que podrían caracterizarse de bruscas, frecuentes y de gran amplitud, generando un cambio de entorno tanto para los inversores privados como para los consumidores y usuarios. Estos cambios han sido implementados tanto por Actos Administrativos explícitos (Resoluciones, Decretos y hasta nuevas leyes) como a través de mecanismos regulatorios informales entre el Poder Ejecutivo Nacional y las empresas privadas. De hecho, las referencias regionales e internacionales más prestigiosas (OLADE, ARPEL, EIA, IEA, CEPAL, Mercados Energéticos) mencionaban, hasta hace poco, que el mercado de combustibles en Argentina era un mercado desregulado, según lo habían dispuesto los Decretos Desreguladores de comienzos de los años 1990'.

Muy lejos de esa situación, la Argentina, a pesar de haber pasado por una instancia inicial durante los años 1990' de precios desregulados y un ambiente competitivo, ha mantenido desde el año 2002 un entorno de precios domésticos de su petróleo y sus combustibles líquidos desvinculados de las referencias internacionales. Esto mismo ha ocurrido con el conjunto de los precios del sector energético, como puede apreciarse en el Monitoreo que viene realizando el Estudio Montamat& Asociados, desde mediados del año 2006[2].

Ilustración 1. Evolución de los precios de la energía respecto al Costo Económico



Fuente: Elaboración propia con

Como puede apreciarse en la figura, los precios internos han estado por debajo de la Referencia relevante, siendo ésta o el precio internacional o bien el costo económico, y que en la figura se identifica al nivel del 100%. Aunque como puede verse en la figura, en el caso del Petróleo y los Combustibles líquidos, en los últimos tres años la situación se ha dado a la inversa, con precios locales muy superiores a los internacionales.

[2]Si bien la distorsión tiene lugar desde comienzos del año 2002, la publicación "Informe de Precios de la Energía" se origina en la fecha señalada en el texto. El conjunto Petróleo incluye precios de crudos locales y subproductos. En el caso del Gas Natural se trata también de un mix de precios mayoristas y tarifas a usuarios finales, al igual que sucede en el caso de la Electricidad

Tanto por exceso como por defecto, esta situación de precios divorciados de los costos de oportunidad ha generado significativas pérdidas de bienestar para el conjunto de la comunidad. Lo mismo puede decirse para los casos del gas y la electricidad en donde a pesar de los incrementos de tarifas los precios que pagan los usuarios continúan por debajo del costo económico.

Recientemente, y a partir del cumplimiento de ciertas condiciones contempladas en el "Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina" se pasó a vincular el precio local al internacional. Lo que ocurrió, en términos simples, es que después de años de proteger al sector con precio local superior al internacional, el precio del petróleo Brent alcanzó al del petróleo local. Esta convergencia que se ve reflejada en la Figura 1 al final de la muestra, también viene a dar testimonio de una larga historia previa en que los precios locales habían estado muy por debajo de los internacionales. Con lo que en la actualidad tenemos que se ha vuelto a cerrar la brecha de precios en momentos en que la tendencia del precio internacional vuelve a ser creciente.

Y esto no hace más que volver a abrir el interrogante sobre qué pasará con los precios locales en un contexto de precios internacionales sumamente altos o marcadamente bajos. ¿Podrá esta vez mantenerse la regla de convergencia? ¿O volveremos a generar nuevos mecanismos de salida de lo que pareciera ser una nueva señal de fortalecimiento institucional? Nuestra visión es que el Decreto 962/2017, que entró en vigencia el 1/01/2018 eliminando el Registro de importación de petróleo y combustibles (por lo que se espera que este mercado converja hacia condiciones de competencia como las que existieron a comienzos de los años 1990') debería ser complementado por otras normas, a corto/mediano plazo, que viabilicen esa decisión. Por otra parte, el bajo apego a las normas pone en duda que en este caso los precios domésticos no se verán influenciados por decisiones políticas, como ocurrió en la última década.

El proceso de apertura de este mercado no sólo es deseable desde el punto de vista de la transparencia y la competencia, sino que es un requisito para asegurar el suministro en un contexto de escasez, tanto de combustibles como de petróleo. Pero hay que tener en cuenta que el estrechar el vínculo de costo a precio, se puede generar una persistente variación de precios de surtidor, dada la volatilidad de la cotización internacional y del tipo de cambio, en función de la mecánica del passthrough, en especial en lo que hace a la actualización del precio doméstico por parte de las empresas.

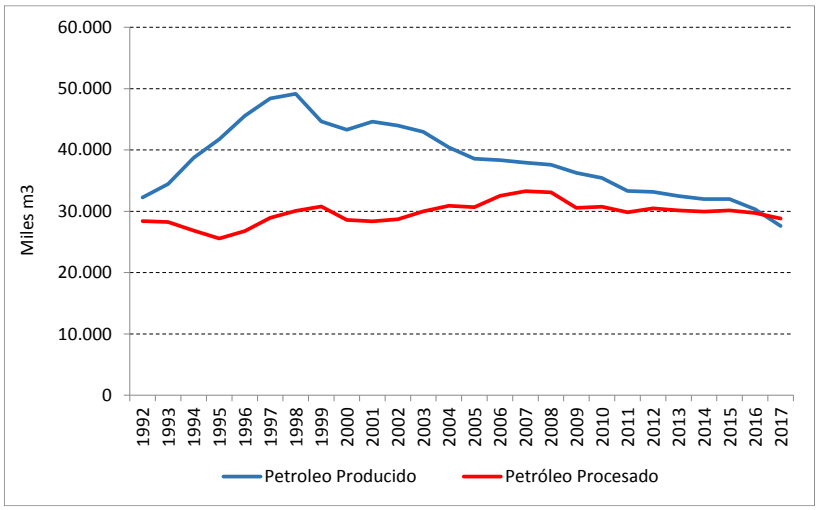
Por otra parte, esta apertura no deja de ser parcial, pues mientras los mercados eléctrico y de gas natural se mantengan regulados, será CAMMESA quien ostente el monopolio de la importación de gasoil para usinas, y ENARSA quien monopolizará el comercio de gas importado, tanto desde Bolivia (o marginalmente desde Chile) por ducto, como a través de las terminales marítimas y fluviales de LNG.

La presencia de nuevos ingresantes, en particular de comercializadores con presencia global, facilitará en gran medida el desarrollo de un entorno competitivo y abierto. Darle impulso al ingreso de estos nuevos actores debiera ser el objetivo de las autoridades antes que incentivar el aumento de importaciones de las empresas ya establecidas.

Por cierto, el ingreso de *traders* al mercado local se vino dando en el último par de años a partir de la asignación de cupos de importación de combustible. Lo curioso es que fueron algunas de las compañías ya establecidas y con refinerías propias las que incrementaron en mayor medida la importación, reduciendo incluso su propio procesamiento de petróleo, a contramano de lo que implicaba el Acuerdo con el gobierno, que tenía por objetivo preservar los puestos de trabajo en el Upstream.

En la figura que sigue puede verse que la utilización de la capacidad de refinación del sector se encuentra por debajo de su máximo procesamiento en la última década (33.3 millones m3/año en 2007). Todas las refinerías, sin excepción, procesan menos crudo que entonces.

Ilustración 2. Evolución de la producción total de petróleo y el procesamiento



Fuente: Elaboración propia con datos del MINEM

El excedente de crudo, que alcanza su máximo a fines de los años 90', era mayormente de crudos pesados, que fueron ganando participación en el mix de producción a medida que se incrementó la producción de Cuenca del Golfo San Jorge y se reduce la de Cuenca Neuquina[3].

Hay que tener en cuenta que las refinerías nacionales están principalmente preparadas para correr crudos livianos. No obstante, algunas inversiones recientes han posibilitado utilizar una mayor proporción de pesados en sus plantas y también de obtener mayor cantidad de destilados medios. Se destaca la inversión en Refinería La Plata (YPF) y la que puso en marcha la planta de Campana (Axion).

Más allá de estos cambios marginales, la oferta de productos refinados no presentará cambios sustantivos dado que el límite de procesamiento está muy cercano. De allí la importancia que tendrá a corto y mediano plazo el suministro de combustible importado y la presencia de actores dinámicos cuyo objetivo central sea el trading y la construcción y uso de la logística de importación y almacenamiento. A propósito de ello hay que destacar que la actividad concentradora de CAMMESA como trader de combustible ha generado una expansión en la capacidad de almacenamiento de producto. De la experiencia de los años 90' podemos afirmar

[3]Crudo pesado se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20 °, lo que significa que su densidad relativa es superior a 0,933

que la disponibilidad de almacenamiento reduce una de las principales barreras (al menos a nivel mayorista) para generar competencia en este mercado.

En términos del tratamiento regulatorio que hay que considerar al encarar el tema de la logística y el almacenamiento, básicamente encontramos que existe una rivalidad entre la caracterización de "activo esencial" y la posibilidad de generar competencia a partir de un "modelo de libre disposición". Esta disyuntiva se acota en la medida que el activo adquiere la característica de una provisión exclusiva eficiente (monopolio natural), que se da bajo la condición de subaditividad de costos en el área relevante de la curva de demanda. Bajo esta circunstancia la autoridad regulatoria debe determinar la obligatoriedad de acceso abierto, en pos de promover la competencia[4].

En la medida que el mercado de almacenamiento pueda expandirse y que en él la inversión esté motorizada por empresas independientes de las comercializadoras, entonces el acceso será menos limitante y el modelo de libre disposición garantizará la rentabilidad de la inversión, bajo un esquema de negociación entre privados. Un enfoque más bien pragmático implica poder encontrar un mix adecuado entre la regulación de tipo "acceso abierto" y otra de libre disposición. En este intermedio también podrá tenerse en cuenta el origen de la infraestructura en cuestión; es decir si ha sido financiada por el Estado o por actores privados, y fundamentalmente, si el uso exclusivo crea barreras evidentes para promover la competencia y por tanto afectan el bienestar general.

También resulta oportuno señalar que algunos de los activos estratégicos para la comercialización de combustibles se encuentran en áreas de gran densidad poblacional y en condiciones ambientales que han sido objetables. Es hora que el cambio de régimen venga de la mano de un abordaje de sustentabilidad para el sector y la economía en su conjunto.

La apertura a la competencia del mercado mayorista es fundamental para ir derribando los márgenes mayoristas e incrementar el excedente del consumidor. En el caso del mercado minorista también se trata de generar competencia, lo que básicamente implica o ampliar la red o bien transferir los contratos de los titulares actuales a nuevos participantes. A medida que avancemos en la descripción del mercado actual veremos si existen posibilidades reales de modificar el statu quo a corto plazo o bien que acciones hace falta implementar para diversificar la oferta (incluso con modalidades alternativas de bajo costo, como las que se utilizan en otras latitudes).

Este documento, además del tratamiento metodológico ya señalado vendrá a proponer instrumentar algunas acciones (aún pendientes) para generar competencia. **Comencemos por señalar que la definición de estándares mínimos de calidad va a ser el puntapié inicial para hacer comparable cualquier producto de origen importado con el producto que comercializan las distribuidoras ya establecidas.**

[4] La finalidad de la regulación de acceso debe, desde una perspectiva económica, perseguir la eficiencia en sus distintas versiones: primero, la eficiencia productiva, esto es, la adopción de los métodos de producción que minimicen los costos; segundo, la eficiencia asignativa, esto es, que los bienes terminen en manos de quienes los valoran más; y, tercero, la eficiencia dinámica, esto es, que las firmas inviertan e innoven en los momentos y cantidades oportunas. Ver Regulación Económica del GNL. Ministerio de Energía, enero 2018. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/documento_de_contexto_-_regulacion_economica_gnl.pdf

1. Cadena de Valor

Si bien el objeto de estudio es el mercado de combustibles líquidos, existe una relación muy estrecha entre estos productos y su insumo principal, el petróleo crudo, que representa entre el 80 y el 90% del valor bruto de producción del sector de Refinación[5].

En su mayoría, las empresas productoras de petróleo crudo, además de extraer petróleo y gas en forma conjunta con mayor o menor proporción de gases y/o líquidos, participan en el negocio de refinación y comercialización de combustibles, ya sea local o globalmente[6].

En América Latina, muchos de los países que han conseguido desarrollar la fase de producción petrolera, en general con empresas del Estado (National Oil Companies, NOCs) han avanzado en la integración vertical de la cadena de valor. En ese grupo encontramos a Argentina, Ecuador, Perú, Brasil o Colombia; mientras que México y Venezuela han desarrollado la cadena de valor a partir de la estatización de empresas extranjeras.

Otros países de la región sin el recurso primario, como es el caso de Chile o Uruguay, han conformado empresas estatales o de mayoría estatal para refinar el petróleo crudo importado. Ello parte de una concepción geopolítica de post guerra que considera a estos recursos como estratégicos, privilegiando por tanto el autoabastecimiento.

Por su naturaleza y conformación el petróleo es un recurso No Renovable (producto de la sedimentación de materia orgánica tras millones de años) cuya oferta no puede expandirse ni siquiera a largo plazo, aunque la incorporación tecnológica ha permitido ir aumentando la disponibilidad *in situ* del recurso. En términos de sus características físicas y de transabilidad, el petróleo y sus derivados se negocian como *commodities*. Los *commodities* son básicamente productos indiferenciados con precio único que cotizan en mercados de referencia donde converge una abundante oferta y demanda internacional.

Como fuente primaria el oro negro mantiene su liderazgo en el suministro energético mundial, con una participación cercana al tercio y una perspectiva de declinación muy suave a futuro. En la Argentina ese porcentaje es similar: 32%[7].

Aunque el mercado mundial de crudo reúne las condiciones para ser competitivo, existe un cartel (la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP) cuyas decisiones tienen suficiente peso específico como para mover el nivel general de precios. Más específicamente la influencia viene dada por las decisiones de limitar o expandir la oferta que toma Arabia Saudita en cuanto ostenta el 13.4% de la producción y el 15.6% de las reservas mundiales.

Más recientemente el mercado de este *commodity* se ha visto sacudido por la abrumadora oferta de producción No Convencional, que ha puesto a los Estados Unidos de América (EUA) a

[5] Según datos del INDEC, Matriz de utilización a precios de comprador (CIIU Rev.3/CPC 1.1) del análisis de Insumo-Producto del año 2004 (en elaboración), la participación del petróleo crudo es del 85.1%
[6] Un análisis alternativo de la Cadena de Valor de los Hidrocarburos puede obtenerse en: https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2017/SSPE_Cadena_de_Valor_Hidrocarburos.pdf
[7] Ver: http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366 Balance 2016

la vanguardia global, con el mismo porcentaje que Arabia Saudita aunque con reservas de tan sólo el 2.8%[8].

El impacto de la irrupción de nuevas tecnologías ha posibilitado el crecimiento de la oferta de nuevos petróleos no convencionales, tight y shale oil en el último quinquenio con consecuencias diversas en el mundo de la energía y como un factor de desarrollo económico de EUA. De la mano de esta nueva oferta se produjo un ciclo de bajos precios internacionales a partir de finales de 2014.

Asimismo, como consecuencia de la congestión en la evacuación de la producción y en función de un mayor uso del crudo denominado West Texas Intermediate (Golfo de México) para las transacciones del mercado interno americano, la demanda internacional (fuera de los EUA) de este bien se contrajo, con lo que se produjo un descenso relativo de su precio respecto al del crudo Brent del Mar del Norte, que tiene actualmente mayor liquidez, y es por tanto el precio de referencia para nuestro país y la región.

Argentina ranquea, según fuentes internacionales, entre los países con mayor potencial en la disponibilidad de este tipo de recurso No Convencional, aunque al día de hoy su desarrollo se encuentra demorado[9].

En nuestro análisis de cadena de valor partimos del insumo y, a esta altura es necesario preguntarnos si la organización del Upstream petrolero puede influir en la fijación del precio de los combustibles. La respuesta tiene que ver con la abundancia relativa del recurso y con la forma en que se organiza la industria a nivel doméstico.

En general aquellos países con recursos petroleros súper abundantes pueden disociar el precio interno del internacional, y en tal caso determinar un precio bottom-up en sus combustibles líquidos, inferiores a los internacionales, sobre todo si existe una integración vertical en la producción del conjunto insumo-producto. Pero a medida que la demanda doméstica de petróleo se vuelve más significativa respecto a su producción interna, o bien comienza a escasear el petróleo local, los combustibles deberán seguir el patrón de su precio internacional o de frontera, que naturalmente muestran una alta correlación con el precio del crudo. Actualmente lo que viene dándose en toda la región (con excepción de Venezuela) es una apertura a la competencia internacional y por tanto un alineamiento del precio interno de los combustibles respecto al precio internacional, como se muestra en la Sección 11.

Detengámonos ahora a analizar algunas características generales del Downstream.

Este es otro mercado de competencia mundial, pero a diferencia de lo que ocurre con el insumo, la producción de combustibles está muy atomizada y no existe un actor influyente, como ocurre en el caso de la OPEP.

---

[8] Ver BP, Boletín Estadístico 2017, https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html

[9] Efectivamente la noticia de este potencial trascendió a partir del estudio realizado por la Agencia Americana de la Energía: http://www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf y con posterioridad fue confirmada por fuentes oficiales locales.

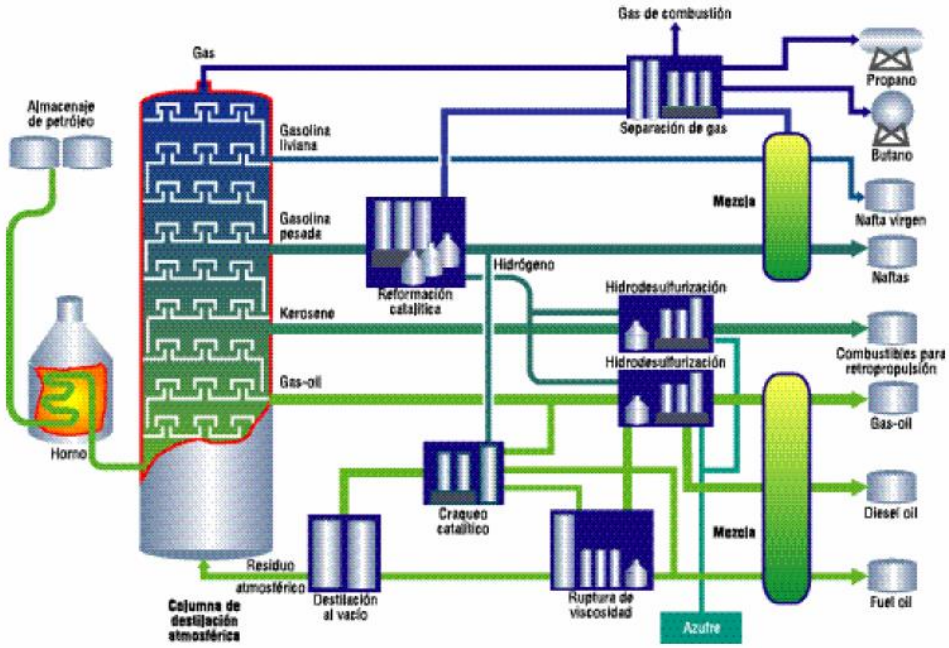
Este mercado no distribuye rentas de la propiedad sino cuasi rentas que surgen de las ventajas del posicionamiento estratégico de sus activos de logística. Por otra parte, hay economías de escala muy importantes, con lo que las refinerías pequeñas o de baja conversión difícilmente puedan competir en mercados competitivos y abiertos. Esta es una situación que se da para la mayor parte del parque refinador de Argentina.

Como se destacó previamente el petróleo crudo es el insumo por antonomasia de los combustibles líquidos[10]. El proceso de refinación procura la utilización más eficiente posible de los equipos disponibles, con el fin de obtener una serie de productos que van desde los más livianos como el Propano y el Butano, hasta los más pesados como el fueloil y el coke, pasando por las naftas, el gasoil, combustibles de aviación, etc.

Así como el productor de petróleo procura maximizar su renta, en función de la inversión y el rendimiento marginal de su área explotada, el refinador procura maximizar beneficios de su función de producción de output múltiple con un insumo predominante. Sus restricciones van desde las de tipo tecnológico hasta las de condiciones de mercado: nivel de precios internos, calidades de crudos disponibles, mix específico de productos demandados localmente, etc.

Generalmente la decisión de utilización de capacidad de refinación surge de un programa matemático que incorpora todas las restricciones mencionadas y busca el beneficio máximo. Esos modelos también indican el nivel de utilización de los distintos procesos de la Refinería.

Diagrama de flujo de una refinería.



[10]El procesamiento o refinación comienza con la introducción del petróleo en un horno a altas temperaturas, luego se lo pasa a las torres de fraccionamiento, donde se vaporiza. Así se separan las fracciones más ligeras de las más pesadas. Esta primera parte del proceso se conoce con el nombre de destilación primaria o fraccionada. Parte del gasoil obtenido en esta etapa ya está listo para ser vendido al mercado. Luego comienzan los procesos de craqueos térmicos y catalíticos, mediante los cuales las fracciones pesadas obtenidas de la destilación (el fuel oil y el resto del gasoil de la destilación primaria) son transformadas en fracciones más livianas, como las naftas para vehículos, aeronaftas y las motonaftas de alta calidad. Estos productos livianos son sometidos a distintos procesos, con el fin de extraer sus impurezas antes de ser colocados en el mercado para su venta.

El principal proceso productivo es la destilación atmosférica. Se utiliza en todas las plantas, no importa cuán avanzadas sean. En general consta de unidades de destilación fraccionada atmosférica (Topping) y de destilación en vacío (High Vacuum, HV).

Los subproductos obtenidos son sometidos a procesos de conversión ulteriores basados en reacciones químicas: craqueo catalítico/térmico, aromatización, alquilación, polimerización, hidrotratamientos y reforma (platforming), así como tratamientos purificadores como el hidrotratamiento y tratamiento con sodio. De esta manera se aumenta el rendimiento en productos más livianos y se logran las especificaciones correspondientes.

De la destilación del petróleo se obtienen 3 variedades de productos, y en el caso de nuestro país las proporciones (aproximadas) de cada uno están contenidas en la siguiente tabla:

Tabla 1. Principales Productos de la Destilación (en %)

Destilados Livianos 33%	GLP Naftas de aviación Naftas automotrices Solventes
Destilados medios +50%	Querosenes Gas Oil automotor Diesel Oil Aguarrases
Residuos pesados 15%	Fuel Oil Asfaltos Bases Lubricantes/Parafinas Coke

El producto que finalmente se comercializa a través de los diferentes canales (mayorista o minorista) contiene una mezcla con biocombustibles. Su incorporación al mercado ha sido una tendencia mundial, iniciada en los países desarrollados a fin del Siglo XX y continuado a lo largo de toda la región, con el objetivo de mejorar la calidad del ambiente, dado que los combustibles líquidos minerales emiten partículas y gases con efectos locales sobre la salud y también globales de calentamiento de la atmósfera (gases de efecto invernadero).

Argentina ha abrazado con fuerza y tempranamente el uso de biocombustibles, y actualmente, según la Resolución 1125/13 (ex Secretaría de Energía) y el Decreto N°543/2016 la mezcla de gasoil con biodiesel es del 10% y la de nafta con bioetanol del 12%[11]. A su vez, estos cortes derivan de la aplicación de los artículos 7 y 8 de la Ley 26.093 de Biocombustibles.

Los precios de estos biocombustibles están regulados y por tanto impactan en el precio de surtidor que ven los consumidores, con independencia de lo que ocurra con el combustible mineral. Es decir que la política de apertura a la competencia que desarrollamos en este Estudio deja fuera a los biocombustibles, en tanto constituyen un insumo que entra en la instancia final de mezclado con el combustible refinado o el importado.

La decisión de proteger a esta industria fue tomada por el Ministerio de Planificación durante la gestión anterior, y la presente gestión de gobierno decidió darle continuidad a ese modelo. Si bien esta decisión emana de la Ley, creemos que existe un amplio espacio para adaptar la regulación con prácticas que generen mayor competencia entre los diversos tipos de plantas

[11]Ver Resolución 5/2016 SRH

industriales, y a la luz de la elevada capacidad de producción, con el fin de mejorar la competitividad y reducir los precios domésticos finales, que actualmente superan ampliamente su paridad de exportación o costo económico.

Hay que destacar que para ser comercializador hay que cumplir los requisitos que establece la Resolución 418/1998, y lo mismo vale para importar libremente combustible. Hace falta estar inscripto en el registro de la Secretaría de Hidrocarburos y presentar documentación que demuestre que se dispone de capacidad de almacenamiento propio o de terceros, tanto para la recepción del producto importado, como para realizar la mezcla. Posteriormente se solicita mensualmente el biocombustible necesario para la mezcla.

Volviendo a la cadena de valor de la industria petrolera, ésta se completa aguas abajo (luego de la extracción y el procesamiento del crudo) con el conjunto de facilidades logísticas y de distribución capilar de los combustibles líquidos, y que constituye de alguna manera el corazón de nuestro análisis a la hora de identificar las restricciones a un entorno competitivo. Sobre este punto nos extenderemos en la sección siguiente.

Cuando el consumidor accede al producto final en el que se mezcla el combustible mineral con el biocombustible, enfrenta un precio con impuestos. Ciertamente la carga impositiva, que es muy elevada (37% en gasoil y 41% en nafta), forma parte de la cadena de valor. No obstante, el análisis del componente impositivo no se incluye en este documento, excepto en lo que hace a la fórmula de Paridad de Importación (puesto en surtidor), que es el estadístico que intenta aproximar lo que sería el costo marginal del combustible comercializado a través de una operación estándar de importación de producto desde un mercado de referencia.

Su inclusión también forma parte del costo de capital que el importador independiente debe adelantar como capital de trabajo por el combustible que va a comercializar luego de realizar la importación.

Hay que destacar que desde el mes de marzo de 2018 entró en vigencia un nuevo régimen que reemplaza los impuestos específicos ad valorem por impuestos de suma fija, con ajuste trimestral de acuerdo a la evolución de la inflación. Este mecanismo permite, de alguna manera, desacoplar la tendencia del precio internacional de la carga impositiva.

Dado que al objetivo de generar competencia, para la autoridad política también se suma el de procurar cierta estabilidad de precio final de combustibles, creemos que el nuevo régimen impositivo podría complementarse con un esquema de amortiguación adicional sobre la volatilidad del precio internacional, para que éste no se traslade plenamente al precio en surtidor. El concepto hace referencia al desarrollo de un Fondo Estabilizador, como el que se aplica en otros países de la región, que si bien se trata tangencialmente en el presente Estudio, se propone como un tema de interés a desarrollar en forma conjunta por las autoridades de aplicación (Ministerio de Energía y Ministerio de Hacienda) hacia futuro.

Otro aspecto también propuesto como idea por desarrollar en forma complementaria, y vinculado con el componente impositivo, sería la determinación de esquemas de tributación óptima vinculada al impacto sobre el medio ambiente (impuestos verdes), que de hecho se esbozan en la presente reforma con la definición de un impuesto al Dióxido de Carbono, aunque

su determinación final no aparece del todo justificada. Este abordaje también ha sido sugerido a partir de los trabajos de investigación de autores como Ian Parry [12].

En las Secciones que siguen se especifican con mayor detalle algunos rasgos distintivos de la industria que no hacen a la esencia del documento y por lo tanto, el lector menos interesado en los detalles de la cadena de valor podría saltear hasta el análisis del Marco Normativo (Sección 4).

[12] https://blogs.imf.org/bloggers/ian-parry/

2. Agentes Económicos

Upstream

El Upstream petrolero posee ciertos rasgos generales sobre alguno de los cuales ya hemos hecho mención, pero que se sintetizan a continuación:

- La decisión de producción involucra hundir grandes recursos de capital muy específicos de la actividad y con alto riesgo (en especial en la etapa exploratoria) y por tanto alto retorno esperado
- El ciclo de la actividad se desarrolla a lo largo de un extenso período de maduración que incluye las etapas de: exploración / desarrollo / producción
- A pesar de su caracterización como recurso No Renovable, puede identificarse una relación cuasi paramétrica entre el ciclo de la inversión y el de la producción; o en otros términos, que existe una elasticidad de oferta que va de la rentabilidad esperada a la inversión y de ésta a los niveles de extracción o producción
- La escala mínima eficiente de producción puede ser relativamente pequeña en un entorno competitivo
- La calidad geológica es un requisito fundamental, pero también lo es la disponibilidad del recurso financiero y el capital humano, y sobre todo,
- El régimen de apropiación de renta y la percepción de su estabilidad genera distintos grados de atracción para la inversión

En general los países con geologías más virtuosas (donde la probabilidad de perforar y hallar petróleo es alta) pueden tolerar esquemas de apropiación de renta más expropiatorios; pero al final del día todo se sintetiza en un balance de riesgo-retorno.

Al igual que en el resto de la región, el objeto primordial de las reformas en Argentina es y ha sido la generación y apropiación de la renta petrolera.

En efecto, bajo distintos mecanismos asociativos, los Estados Nacionales procuran participar de una proporción de la renta petrolera, que primeramente debe desarrollarse a partir de una decisión estratégica (en caso de la empresa pública) o de incentivos que atraigan la inversión (cuando participan corporaciones).Estos mecanismos van desde esquemas más liberales en los que los Estados (dueños del subsuelo) entregan áreas en Concesión, y se prescinde de una empresa de bandera (NOC) hasta modelos en los que las Corporaciones y las NOCs establecen contratos bilaterales de diversa índole[13].

Si bien el autoabastecimiento continuaría siendo por largo tiempo una consigna de acero, las decisiones de inversión pasarían paulatinamente desde la órbita del Estado al sector privado, que con el paso del tiempo participaría del capital accionario de la mayoría de las compañías petroleras estatales de la región. Esto se dio de diferentes maneras en Petrobras (Brasil), Ecopetrol (Colombia), Pemex (México), Petroperú (que por ley marcha en ese rumbo). En este sentido al marco contractual pasa a ser determinante en la relación entre el dueño del recurso

[13] Para una descripción de los Contratos de Producción Compartida (Production Sharing Contracts), en los que interviene la empresa nacional (NOC) y las corporaciones privadas, véase. D. Johnston (1994)

y la empresa que lo explota[14]. Y dado el antecedente de empresas monopólicas, en la mayoría de los países la apertura del mercado interno hacia capitales internacionales terminaría configurando una organización de la industria con presencia de actores con participación dominante, todo a lo largo de la cadena productiva. De hecho, muchos de estos países procurarían resolver este tipo de asimetrías a partir de la conformación de Agencias Petroleras, que procuran establecer un plano de igualdad para todas las empresas.

Generalmente se habla de inestabilidad regulatoria o de inconsistencia temporal en la relación contractual entre el titular del recurso y quien lo explota, como una característica de países con instituciones inestables y reglas cambiantes, que en un contexto de escasez de recursos y apremio fiscal, convocan al capital privado bajo un marco normativo "pro empresa" y una vez desarrollados los recursos petroleros cambian las normas haciendo que los Estados Nacionales se apropien de un porcentaje mayor de la renta que desarrolló la inversión privada, o bien de algunos activos de logística que pudieron haberse conformado bajo un entorno regulatorio más "pro firma".

Una buena síntesis de los modelos de contratos e inversión en recursos naturales, desarrollada en W. Hogan y F. Sturzenegger (2010) demuestra que el caso argentino no supone un comportamiento "anormal" de los agentes económicos que intervienen en la explotación petrolera (los Estados Nacionales titulares del subsuelo y las empresas Multinacionales), y que la apropiación de rentas por parte del gobierno huésped suele presentarse en escenarios de elevados precios de los recursos, ante la percepción de que la empresa está obteniendo beneficios extraordinarios[15].

La descripción de la conducta institucional, altamente volátil e inestable, no es simplemente anecdótica sino que se presenta a los efectos de poder discutir cuales van a ser los esquemas regulatorios que, alentando la competencia en el sector, podrán promover al mismo tiempo la inversión en activos físicos.

Situación Actual de Argentina

El indicador relevante del potencial hidrocarburífero surge de la relación entre el stock de reservas (con mayor o menor nivel probabilístico: P1, P2, P3) y el flujo anual de producción (Reservas / Producción, R/P)).

En términos de su caracterización general, Argentina es un país con una larga tradición extractiva y por su relación de stock de reservas a producción anual se lo puede definir como un país "con petróleo" y no petrolero; sobre todo porque en su historia centenaria han sido más los años de déficit que de excedentes exportables[16].

---

[14] En general el recuso del subsuelo pertenece al soberano, según el derecho romano. Para el derecho anglosajón, aplicado en algunos estados de los EUA el superficiario es también dueño del subsuelo.

[15] W. Hogan y F. Sturzenegger (2010): "The Natural Resource Trap. Private Investment without Public Commitment". MIT Press

[16] Téngase en cuenta que el autoabastecimiento se logra a finales de la década de 1980 en medio de una crisis económica profunda, y se consolida a comienzos de los años 1990' a partir de la desregulación de la industria. En 2017 existió aun un pequeño saldo de comercio de petróleo a favor del país, pero de haberse procesado a niveles de plena capacidad de refinación, el saldo hubiera sido nulo o negativo.

Distinto es el caso del gas natural, que pasó en muy corto plazo de la abundancia a la escasez, y que a pesar de la existencia de cuantiosos recursos No Convencionales sigue esperando el tiempo de un nuevo y virtuoso ciclo gasífero[17].

Actualmente las grandes expectativas se han visto algo frustradas, según se desprende del Informe del Instituto Mosconi sobre la evolución de reservas y producción de hidrocarburos de la última década[18]. Hay quienes argumentan que la falta de despegue responde a los elevados niveles de concentración del Upstream; otros, por el bajo precio internacional reciente. Hay quienes consideran que la multiplicidad de reguladores (provinciales/nacionales) agrega incertidumbre al negocio petrolero. Pero más que el nivel de concentración o los precios circunstancialmente bajos, diversos analistas y expertos en organización industrial, como el caso de Navajas (2017)[19], identifican como principal restricción del actual modelo, cierto centralismo del proceso decisorio heredado de la gestión pasada y que también ha sido señalado como una debilidad en el análisis del sector eléctrico por parte de Bondorevsky (2017)[20]. En definitiva, se sugiere que la autoridad regulatoria continúa aplicando incentivos "funcionario dependiente" más bien que de naturaleza competitiva.

Nuestra visión coincide con que el modelo elegido en el sector muestra una continuidad, con ciertos gradientes o gradualidad, en todo el período que va del 2013 al 2017, sobre todo del lado de la oferta. Por el contrario, los incrementos tarifarios iniciados en 2016 han dado una señal contundente para reducir el despilfarro de uso energético. Según CIPPEC esto ha colaborado con la reducción del déficit energético donde el foco se ha puesto en cuánto de los costos actuales serán trasladados a los consumidores y no tanto en qué costos serán trasladados. No obstante, Navajas argumenta que el déficit energético no muestra una clara tendencia a la baja, y que por el lado de la oferta podría continuar creciendo.

La experiencia de principios de los años 90' indica que el ciclo virtuoso en el que el sector canalizaba la mayor parte de la Inversión Extranjera Directa existe[21]. Este no solo depende del "espíritu animal" de los empresarios sino, fundamentalmente, de las condiciones de contorno como la estabilidad macroeconómica y la calidad institucional. En definitiva, se trata de diseñar reglas que recompongan la confianza y la percepción de riesgo, que a través de la tasa de interés impacta sobre el costo del capital. Una apertura competitiva va sin dudas en esa dirección.

Para completar el análisis del Upstream, dentro de la denominada "explotación Convencional" se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km2. De ese total sólo 5 son productivas, y puede afirmarse que tanto el continente como la plataforma marina están sub explotados y sub explorados. De las 612 áreas exploratorias disponibles hasta hace un corto tiempo atrás, sólo se había licitado la mitad.

---

[17] Ver Montamat (2017); https://www.clarin.com/opinion/argentina-mercado-mundial-gas_0_rkjlA5bxG.html

[18] Ver: http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2018/02/Informe-anual-de-hidrocarburos-2017-IAE-Mosconi-.pdf

[19]Navajas (2017). "Precios de y subsidios a la energía: Dónde estamos?", CARI, Buenos Aires

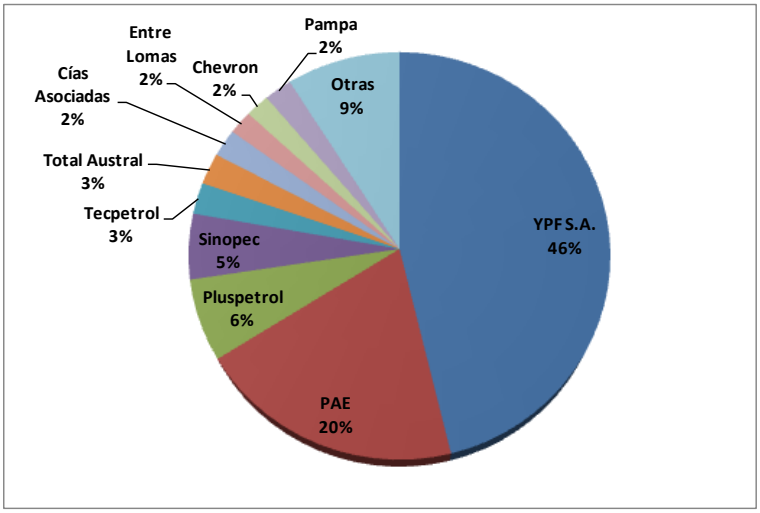
[20]"Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad". Cippec. Documento de Políticas Públicas 195

[21]Ver Luis Giussani (2007): "Hidrocarburos. 100 años de producción bajo diferentes ángulos" ESEADE

Las cuencas actualmente productivas, en orden de relevancia de su producción de gas y petróleo agregadas son: Neuquina (52%), Golfo San Jorge (26%) y la Austral (16%). Como dato relevante de la declinación productiva tenemos que actualmente la cuenca Noroeste sólo aporta un 2% de la oferta local de hidrocarburos, cuando a comienzos de los 90' tenía un stock de reservas similar al de cuenca Austral. Por último, la cuenca Cuyana (norte de Neuquén y Mendoza) aporta un 4% de la oferta de gas y petróleo nacional.

Hay que señalar, a su vez, que el régimen de licitaciones es federal, a partir de la sanción de la Ley Corta en 2006 (que reglamenta el principio de Federalización del recurso, dispuesto por la Ley de Privatización de YPF); es decir que son las provincias las que entregan permisos de exploración, que pueden transformarse en concesiones productivas, o directamente concesiones para extraer en áreas conocidas.

Ilustración 3. Participación de la producción petrolera por empresa operadora



Fuente: Ministerio de Energía

Esta organización tiene implicancias en relación a la regulación de la actividad, que debe ser coordinada entre la autoridad nacional y la provincial. Y si bien el gobierno actual ha avanzado en la conformación de un Consejo Federal de la Energía, las decisiones de las provincias guardan autonomía en materia petrolera. Por su parte la Autoridad de Defensa de la Competencia tiene potestad para actuar de oficio en materia de concentración de esta industria, todo a lo largo de la cadena de valor.

En materia geológica podría decirse que el modelo que prevalecía hasta mediados y finales de los años 1990' también requiere una revisión crítica ya que no existe expectativa de desarrollar grandes yacimientos convencionales como ocurrió con la YPF del Estado. Por ello algunos geólogos señalan que el tamaño de las empresas instaladas no es acorde con la dinámica que requiere una explotación de baja escala[22].

En este sentido, el ejemplo más claro ha sido la irrupción a mediados de los años 2000' de empresas de origen canadiense y tamaño relativamente menor, como Petroandina o Petrolífera Petroleum que tuvieron notables desempeños en donde las grandes firmas fracasaron. De allí

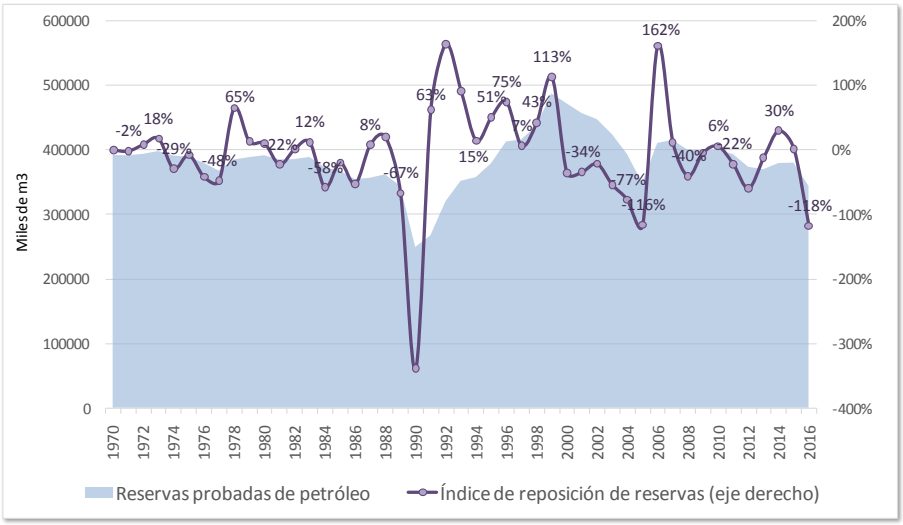
[22] Ver Gulisano (2004): "La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro". Revista Petrotecnia. Febrero.

que una estrategia a considerar pueda ser instar a las grandes empresas a desprenderse de sus áreas marginales, o de aquellas que no registren inversión, como ocurre en otros regímenes regulatorios de países avanzados. Si bien esta no es una tarea que corresponda a una Agencia de Defensa de la Competencia, bien podría ser la autoridad regulatoria del área hidrocarburífera (Ministerio de Energía y Minería) quien recoja esta inquietud y modifique los esquemas de incentivo tomando este dato en consideración[23].

En el caso de la apuesta a los No Convencionales, la exitosa experiencia americana también revela que han sido firmas de tamaño pequeño a mediano las más dinámicas a la hora de desarrollar este tipo de recursos. Y evidentemente, una de las mayores diferencias se da en el régimen de contratación laboral, que es más flexible y alienta la productividad en los EUA.

Del conjunto de factores que afectan a la actividad pareciera que las condiciones del subsuelo son las menos determinantes. La conclusión fáctica es que la falta de inversión ha derivado en una profunda caída de reservas, hasta un nivel que actualmente es un 12% inferior al de 1970. Y en toda la serie histórica que se inicia en aquel año, con excepción de tres años puntuales, nunca se invirtió lo suficiente para compensar los niveles extraídos en cada período[24].

Ilustración 4. Evolución de las reservas de petróleo: 1970-2016. En millón m3



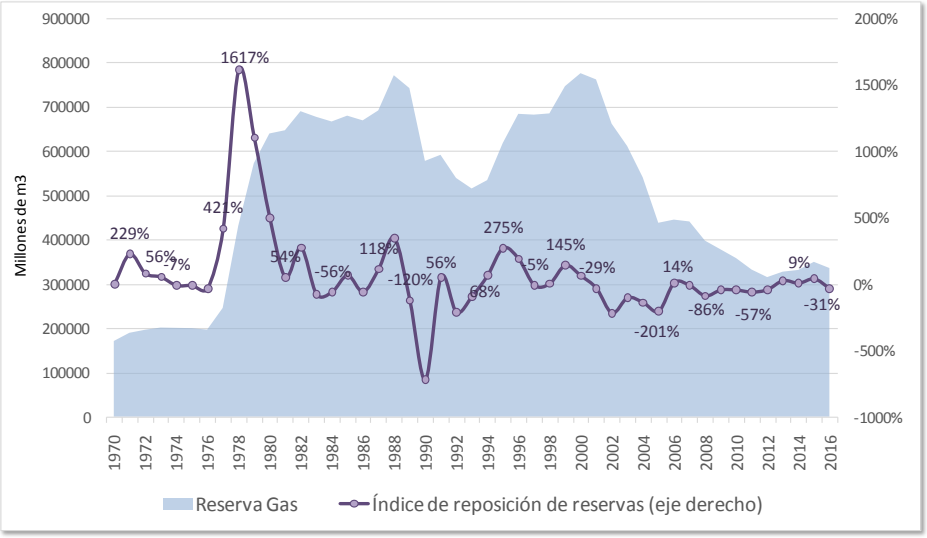
Fuente: Elaboración propia con datos Ministerio de Energía

En el caso del gas natural los efectos fueron más severos. Como puede notarse en la evolución de las reservas, la inconsistencia de políticas de mediano y largo plazo termina por erosionar el capital productivo desarrollado en un período de menos de 50 años, por lo que actualmente el país importa un cuarto del gas que consume.

[23] Durante los años 2000 algunas empresas se vieron impedidas de participar en licitaciones de áreas en la provincia de Santa Cruz. Esta prohibición revela, más allá de una discriminación operada desde la propia provincia, un claro avasallamiento de los principios que hacen a la competencia, con lo que existe un espacio de acción en esta materia para una Agencia de Defensa de la Competencia en estos casos.

[24] Vale aclarar que los saltos observados a comienzos de los años 1990' tienen que ver con una depreciación contable de las reservas que se realizó con anterioridad al proceso de venta de áreas y privatización de YPF

Ilustración 5. Evolución de las reservas de gas: 1970-2016. En millón m3

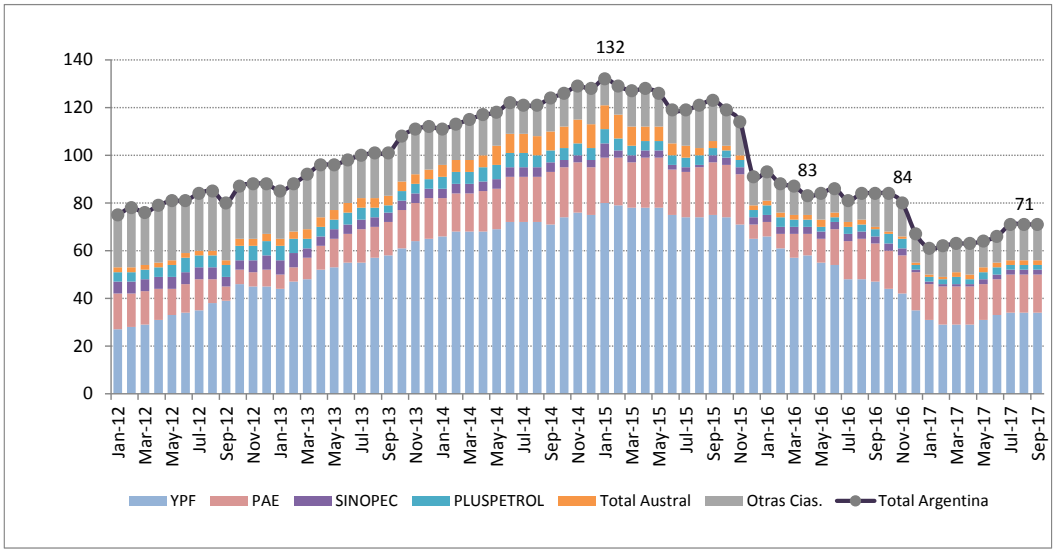


Fuente: Elaboración propia con datos Ministerio de Energía

En definitiva, tras 25 años de explotación, en lugar de expandir el horizonte productivo se terminó ordeñando el subsuelo. Curiosa imagen si tenemos en cuenta que la expectativa de desarrollo de hidrocarburos descansa actualmente en el potencial de un yacimiento que recibió el nombre de su formación principal: Vaca Muerta. Una pobre señal premonitoria.

Por último, y para complementar la información de largo plazo sobre la actividad del Upstream presentamos la actividad de perforación del período 2012-2016. Esta ilustración permite empalmar los ciclos de largo con los de corto plazo, a la vez de contribuir a extraer algunas conclusiones de las políticas aplicadas hasta fines de 2017 en materia de oferta petrolera.

Ilustración 6. Equipos de Perforación por empresa



Nota: Elaboración propia con datos de Montamat y Asociados en base a Weatherfor

Lo que muestra con mayor evidencia la figura es, en primer lugar, el impulso que cobró la actividad a partir de la estatización del 51% de las acciones de Repsol. En segundo lugar, la caída del 50% que registró la actividad entre enero de 2014 y diciembre 2016, revela que la estrategia

de generar un precio sostén para mantener el nivel de actividad no fue del todo exitoso. Posiblemente algunas empresas esgriman un escenario contra fáctico más desfavorable aún, en el sentido de que "si no se hubiera tomado la medida del precio sostén, la actividad de perforación se hubiese contraído más fuertemente de lo que en la práctica se observó".

Los datos del año 2017 revelan que la verdadera sensibilidad y cambio de estrategia empresarial está asociado al cambio de tendencia en los precios internacionales que empiezan a recuperarse antes de mitad de ese año.

Midstream / Downstream

La Refinación y Comercialización es una actividad industrial que tiene bajo riesgo (lo que implica un retorno esperado menor), respecto del Upstream, sobra el cual agrega valor. Su ventaja se deriva del posicionamiento espacial y la logística de que dispone, con lo cual el problema del "acceso" se vuelve un tema de máxima relevancia.

Debido a las grandes distancias de las cuencas productivas respecto de las zonas de consumo; los oleoductos, poliductos y terminales marítimas fueron diseñados para transportar la producción de crudo hasta las refinerías. A este sistema de transporte se lo identifica como el Midstream petrolero.

La comercialización se diferencia en los canales que abastece: mayorista y minorista. Este último puede tener origen en un aprovisionamiento mayorista o no, si es el propio distribuidor quien explota este canal, pero claramente involucra costos de logística e infraestructura mayores.

Recalcamos las características más notables de este segmento de la cadena de valor:

- A diferencia del Upstream en esta industria no hay apropiación de rentas sino de cuasi rentas derivadas de la localización y las ventajas de logística
- El mercado petrolero del Downstream es mucho más competitivo a nivel global que el del Upstream. Sin embargo, a nivel local existe una mayor concentración vinculada a la escala mínima eficiente del proceso de refinación
- En el negocio Downstream también existen grandes costos hundidos y en el Midstream generalmente se trata de monopolios naturales
- La configuración de las refinerías tiene que ver con la calidad del crudo que recibe, que si bien por ser commodity tiene rasgos de homogeneidad, no es estrictamente un bien indiferenciable
- La escala mínima eficiente es relativamente elevada respecto de la demanda interna
- La provisión de combustibles apunta a crear "fidelidad" entre el comercializador y el cliente y para ello se desarrollan importantes campañas que buscan influenciar en los gustos y preferencias de consumidores a los que suele proveerse, en el canal minorista, de servicios accesorios y/o complementarios a los del simple despacho de la nafta o el gasoil. Estos productos presentan calidad diferencial en función a la tecnología vehicular

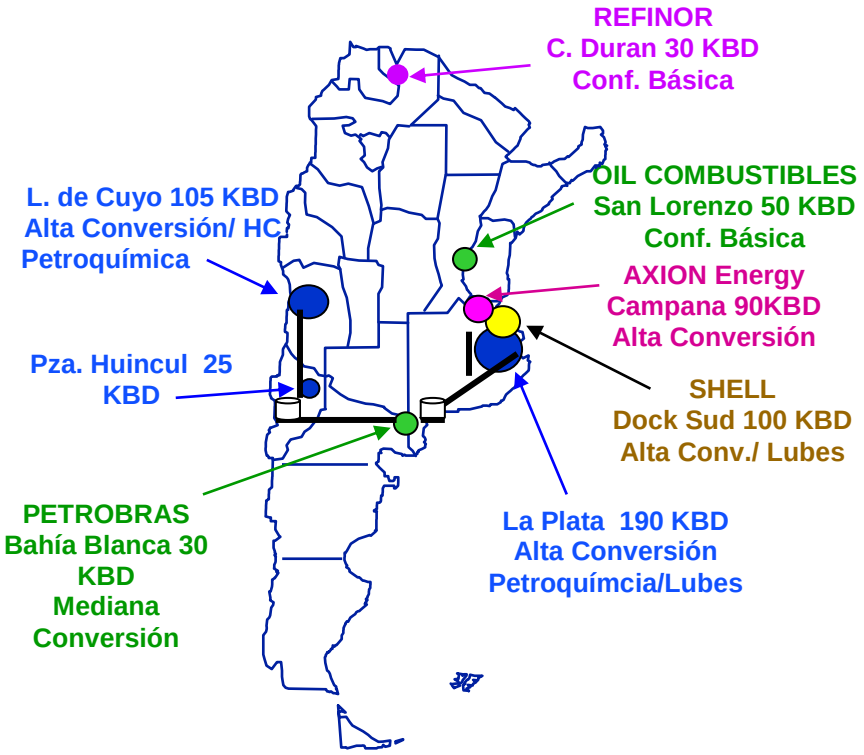
En Argentina la capacidad de refinación fue conformándose con un mix de inversión pública y privada, desde principios de los años 1920 hasta mediados de los 1980. Desde entonces prácticamente la capacidad primaria de destilación (topping) se mantuvo constante, aunque las plantas secundarias continuaron ampliándose y *aggiornándose* más recientemente de acuerdo

a la necesidad de procesar crudos pesados (principalmente provenientes de la Cuenca del Golfo San Jorge), y de obtener más gasoil como porcentaje del mix de destilados producidos.

En general podemos decir que la escala de producción de todo el parque refinador nacional es baja, lo que acarrea serias ineficiencias relativas. Concretamente el costo de producción del combustible local es muy superior al de las refinerías de los Mercados de Referencia.

Parque Refinador

En total, el Downstream argentino está compuesto por 8 refinerías principales, siendo tres de YPF, una de Pampa (que aun explota la marca Petrobras y en proceso de venta a Trafigura); la refinería de San Lorenzo que pertenece a la firma Oil Combustibles y está en litigio judicial por un tema penal tributario; una de Shell ubicada en el área Metropolitana de CABA; una de PAE (adquirida a la Esso y que explota la marca comercial Axion); la refinería de Bahía Blanca y Refinor que está en Campo Duran al Norte del país. Estas ocho refinerías tienen una capacidad de refinación de 104 mil m3 por día. Como se muestra Luján de Cuyo y La Plata son las de alta conversión y Axion va camino a mejorar su capacidad y sus rindes con las inversiones iniciadas en 2017.



Las refinerías con menor conversión son las de Bahía Blanca, San Lorenzo y Campo Duran. Estas dos últimas además encuentran importantes restricciones logística, como toda refinería mediterránea; aunque en el caso de la firma Oil Combustibles su localización, a la vera de la Hidrovía, le brinda un posicionamiento estratégico de cara a la apertura al comercio internacional.

Adicionalmente existe un grupo de refinerías de tamaño menor que se encuentran principalmente ubicadas en las provincias de Buenos Aires, La Pampa y Neuquén con capacidad

de hasta cerca de los 1000 m3/día. Se trata de plantas menos eficientes, nacidas al amparo de regímenes promocionales y subsidios vinculados a la política.

La producción de la cuenca neuquina es transportada por oleoductos a la refinería de YPF en Luján de Cuyo o es llevada a la refinería de La Plata, y en caso de existir saldos exportables se los canaliza por la terminal de Puerto Rosales. En cambio, la producción de la cuenca del Golfo San Jorge es llevada por oleoductos hasta las terminales marítimas Caleta Córdova y Caleta Olivia desde donde es transportada en buques petroleros.

Al describir el sistema de Oleoductos también destacaremos que en su momento la producción de crudo neuquino podía evacuarse directamente hacia Chile. En la actualidad ese ducto no está operativo, y en un futuro cercano podría revertir el flujo ante la necesidad de incrementar la importación de petróleo desde el Pacífico.

Por otro lado, la producción del sur de la provincia de Santa Cruz es transportada por oleoductos hasta el puerto de Punta Loyola; y por último, la producción de Tierra del Fuego es embarcada en los buques en las terminales de Río Cullen y de Cruz del Sur en San Sebastián.

- **Sistemas de carga y descarga de buques petroleros**

La carga y descarga de buques se efectúa en Terminales portuarias fluviales y marinas o mediante boyas en el mar, como es el sistema de amarre de punto único -monoboya- utilizado desde 1974 en Caleta Olivia (provincia de Santa Cruz) o en Caleta Córdova (provincia de Chubut) y Puerto Rosales (provincia de Buenos Aires).

Este sistema se instala mar adentro, en aguas naturalmente profundas, lo que permite la operación de buques tanques de hasta 60.000 toneladas DWT (toneladas de peso muerto).

- **Concesiones de las terminales marítimas**

Hoy todas las terminales marítimas vinculadas a movimientos de crudo están bajo administración privada. Oiltanking EBYTEM, firma dedicada específicamente a logística y almacenamiento, es la empresa que administra Puerto Rosales donde hay 18 tanques con una capacidad de almacenamiento de 480.000 m3. Posee dos monoboyas, Punta Ancla y Punta Cigüeña, con capacidades de 106.000 y 67.500 DWT respectivamente. **La importancia de esta terminal marítima radica en que recibe los crudos de otras cuencas (San Jorge y Austral) y los inyecta en el oleoducto Puerto Rosales-La Plata, trasladándolos hasta la refinería de La Plata de YPF**.

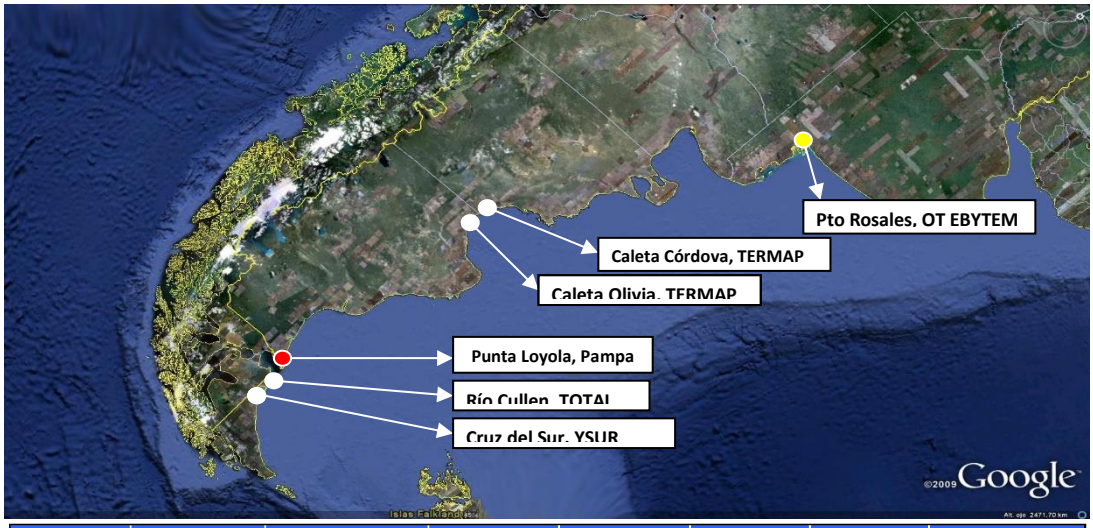
TERMAP está a cargo de la administración de Caleta Olivia (336.000 m3 de capacidad de almacenaje) y Caleta Córdova (265.000 m3 de almacenaje). Ambas terminales poseen monoboyas con capacidad de 160.000 DWT.

El caso de TERMAP es distinto de Oiltanking por cuanto pertenece al conjunto de grandes empresas que producen en las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge, lo que de alguna manera limita el acceso de pequeños productores que pueden sentir la presión del grupo de grandes

firmas al intentar competir en este mercado[25]. En un contexto de faltante de crudo habrá que hacer un seguimiento sobre los precios que reciben los distintos productores, como para analizar si la demanda de las refinerías termina discriminando a los pequeños de los grandes.

Presentamos el mapa y un cuadro con las distintas características de las terminales marítimas.

Ilustración 7. Terminales marítimas



Nombre	Operador	Localidad	Autoridad de Aplicación	Provincia	Cantidad de Tanques para petróleo	Caudal máximo de embarque (m3/h)	Capacidad de Almacenamiento (m3)
Caleta Córdova	TERMAP	Comodoro Rivadavia	Chubut	Chubut	12	3.000	265.324
Caleta Olivia	TERMAP	Caleta Olivia	Santa Cruz	Santa Cruz	19	4.800	336.400
Cruz del Sur	Apache	Bahía San Sebastián	Tierra del Fuego	Tierra del Fuego	6	1.250	70.000
Puerto Rosales	Oiltanking	Bahía Blanca	Nación	Buenos Aires	18	2.450	480.000
Punta Loyola	Petrobras	Río Gallegos	Santa Cruz	Santa Cruz	5	1.320	140.000
Río Cullen	Total Austral S.A.	Cullén	Tierra del Fuego	Tierra del Fuego	3	1.400	80.000

Movimiento de Navegación y productos operados en cada puerto[26].

La flota petrolera argentina cuenta con 98 buques petroleros y 4 metaneros. Cabe destacar también que los precios de los servicios de estos buques no están regulados como sí lo están las tarifas de transporte por oleoductos, poliductos y terminales marítimas.

El tráfico de cabotaje está reservado a armadores argentinos. Sin embargo, en la actualidad un armador argentino está autorizado a utilizar bandera de conveniencia.

Ocasionalmente también puede chartear buques extranjeros. Esta desregulación parcial del mercado ha tendido a flexibilizar condiciones laborales que son mucho más rígidas bajo bandera argentina, donde el Sindicato de Obreros Marítimos Unidos (SOMU), a través de una conducción que, en connivencia con las más altas autoridades, imponía elevados costos operativos a la logística de carga y descarga de mercancías[27]. Actualmente el sector ha mostrado reducciones significativas de todo tipo de costos de logística (grúas, remolcadores, etc.). Sin embargo, y a los efectos de un análisis de un organismo de Defensa de la Competencia, resulta crucial entender

[25] Los accionistas de TERMAP son: Clase A PAE 31.7%; SIPETROL: 13.8%; Total Austral: 7.4%; DAPETROL: 4.2%; Shell: 3.5%; Oxy: 3.2%; CAPSA: 3.2%; e YPF: 3.2%. Clase B: YPF 30% (http://www.termap.com.ar/termapWeb/paginas/compaccionaria.html)

[26] La mayor parte del comercio de crudos mundial se lleva a cabo utilizando buques petroleros.

[27] El sindicato está intervenido desde hace más de un año por decisión de un juez federal de la Nación

el funcionamiento del mercado de armadores fluviales, que ha permanecido también altamente concentrado y manipulado por pocos jugadores[28].

Puerto Rosales, operado por Oiltanking EBYTEM (30% de YPF); además de recibir y almacenar los distintos tipos de crudos de las otras cuencas, también tiene capacidad para almacenar otros productos como biocombustibles y fertilizantes. Desde Puerto Rosales, se inyecta el crudo en el oleoducto más importante del sistema de transporte, dado que se mezcla el crudo liviano Medanito de la Cuenca Neuquina con el pesado Escalante, Cañadón Seco y Tierra del Fuego (tipos de crudos de las cuencas del Golfo San Jorge y Austral).

El relevamiento de terminales portuarias petroleras se completa con las asociadas al tráfico de derivados: Puerto La Plata, Puerto San Lorenzo, Puerto Galván y Dock Sud.

El Puerto La Plata, operado por Tecplata, y anexo a la destilería de YPF, se encuentra emplazado sobre el margen Sud del Estuario del Río de la Plata, atiende las necesidades de combustible del litoral y también puede exportar. El calado de entrada del puerto de La Plata (26 pies) inhabilita la entrada de barcos de más de 14.000 m3. Por esta razón, los barcos que ingresan a este puerto con cargas mayores deben realizar una operación de alije, que consiste en transportar el contenido del buque principal en barcos pequeños, lo que encarece la operación (y por tanto impacta sobre el cálculo de Paridad de Importación).

Dock Sud y Galván también operan con movimientos de combustibles, pero sus instalaciones son incapaces de suplir las deficiencias sistémicas que plantea el movimiento internacional de productos derivados del petróleo. **Más aun, la expectativa es que el puerto de Dock Sud deje de operar en un futuro no muy lejano[29]**.

Algunas mejoras y el aumento del calado en los ríos ha permitido la reducción de alijes, que representa un costo adicional de entre el 15 y el 20% del flete desde el Golfo de México, pero todavía falta mucho por hacer si el objetivo es un tráfico fluido de productos con los mercados externos. El cuadro de terminales de productos se completa con Río Gallegos, Comodoro Rivadavia y Barranqueras, todas operadas por YPF.

Al puerto San Lorenzo, donde está la Refinería de Oil Combustibles, llegan barcos de 60.000 m3 con cargas de entre 35.000 y 45.000 m3. Este puerto forma parte de la Hidrovía Paraná – Paraguay, que como sistema fluvial se originó hace 18 años a partir del Convenio Internacional de Navegación multibandera, integrado por Bolivia, Brasil, Paraguay, Argentina y Uruguay[30]. La Hidrovía tiene distintos niveles de navegabilidad, y generalmente el tránsito se realiza por

[28] De hecho, en el pasado no ha sido infrecuente el arribo de buques que tenían contratada la operación de alijo y sin embargo, al llegar a aguas argentinas encontraban indisponibilidad de este tipo de buques.

[29]Según el informe elaborado por Fundación JICA (2003), "Plan de Acción Estratégico (PAE) para la gestión ambiental sustentable de un área urbano - industrial a escala completa", se revela una alta presencia de hidrocarburos aromáticos en la atmósfera, en particular en lo que hace a bencenos toluenos y xilenos.

[30]En la actualidad este complejo portuario constituye el principal polo exportador del país, ocupando la posición que ostentaba el complejo del puerto de Bahía Blanca hasta comienzos de los años 1990' cuando el calado sólo llegaba a los 28 pies. A partir de entonces (Ley de Puertos y privatización de Hidrovía mediante) el calado se elevó a 32 pies y se eficientizaron los puertos, con el advenimiento de Cargill, Nidera, Terminal 6, y el resto de las terminales que van desde los puertos de Villa Constitución y San Nicolás hasta LDC Timbues al norte, y que hoy cuentan con 34 pies de calado en todo el trayecto.

barcazas. La posición estratégica de esta refinería la hace más apta como parque de almacenamiento que como unidad productiva, sobre todo si pensamos en utilizar el crudo de la Cuenca Austral que debe embarcarse para luego procesar en sus instalaciones, en relación a importar el producto que refinó una planta mucho más eficiente de cualquier parte del mundo, donde hoy día existe exceso de capacidad de refinación, y comercializarlo en su zona de influencia. El dilema no es diferente al que se presenta en otras industrias y que consiste en definir el grado de ineficiencia estaríamos dispuestos a aceptar en este sector, vis a vis el desarrollo de un mercado de combustibles más competitivo y abierto.

Las barcazas pueden llegar hasta la altura de Zárate en el río Paraná (km 171 desde Buenos Aires) donde deben realizar el top off a los buques de 34 pies de calado que pueden ingresar hasta ese sitio, para luego seguir con la carga hacia Brasil. Con estos buques, que tienen una capacidad máxima de 38000 m3 de productos limpios, hemos realizado en parte el ejercicio de internación de producto importado (hasta el puerto de Zárate), con el que estimamos nuestro cálculo de costos para determinar la Paridad de Importación en la Sección 9.

Ilustración 8. Hidrovía

El Puerto de Dock Sud, se encuentra ubicado en el Partido de Avellaneda, provincia de Buenos Aires, distante a 700 metros del Río de la Plata. Este Puerto es artificial en toda su extensión[31]. No obstante, como mencionamos previamente, en la ribera de inflamables se tiende a dejar de

[31]Su habilitación data del año 1905, siendo diseñado en un principio para la operación con productos inflamables. Es así que, como asiento de las principales empresas petroleras del mercado argentino, durante muchos años el tráfico básico en este puerto fue el petróleo y sus derivados.

comercializar este tipo de productos (Union Carbide cerró sus instalaciones a comienzos de los años 2000), en lo que constituye el propio canal de Dock Sud (no así de las instalaciones que dan al Río de la Plata que tienen las firmas YPF, Shell y Dapsa)[32].

En este puerto llegan barcos de 60.000 m3 a media carga, y es desde donde Shell abastece su refinería.

Yendo al sur de la provincia de Buenos Aires, se encuentra Puerto Galván, uno de los puertos que conforman el complejo portuario Bahía Blanca donde se encuentra también Puerto Rosales. Este Puerto, que como señalamos dispone del sistema de monoboyas para el manejo de petróleo crudo, recibe la producción de las refinerías para el abastecimiento de la zona (caso de Axion y Pampa).

Existen otros puertos petroleros, como Barranqueras (Chaco) o Caleta Paula, que al igual que Puerto Galván (que actualmente no refina) reciben la producción de las refinerías. También Puerto Vilelas y Arroyo Seco forman parte de la infraestructura fluvial.

Logística de Ductos

En la Argentina, la logística de ductos de petróleo y subproductos se puede dividir en:

- **Oleoductos:** Provinciales, Interprovinciales e Internacional
- **Poliductos:** Provinciales e Interprovinciales
- **Fueloducto:** Provincial

La producción de petróleo de la cuenca neuquina estaba limitada por la capacidad de sus oleoductos. Para aliviar el problema una Unión Transitoria de Empresas integrada por YPF S.A (58% del capital accionario), ENAP de Chile e Inter-Río Holdings Establishment construyeron el oleoducto internacional con cabecera en Puesto Hernández (Neuquén) y la terminal de Concepción en Chile[33]. Actualmente esta facilidad no está operativa por la caída de producción.

La producción de la cuenca neuquina hoy día se desplaza a través del oleoducto de YPF, Puesto Hernández – Luján de Cuyo, a la refinería Luján de Cuyo; o a la refinería de La Plata mediante el Oleoducto de Oldeval, el más importante del sistema de transporte de hidrocarburos, que une Puesto Hernández con Puerto Rosales para luego ser transportada por el Oleoducto Puerto Rosales – La Plata (también con participación mayoritaria de YPF), bajo un régimen tarificado. **La Resolución 49/2017 aprobó las tarifas máximas para el período 2016-2020, modificando así las que se habían aprobado en 2013 (Resolución 926/2013 de la ex Secretaría de Energía)**.

El ducto, Puerto Rosales – La Plata además de transportar crudo para la refinería La Plata; también transporta crudo para la refinería de Axion en Campana. Este ducto es operado por Oiltanking y fue construido exclusivamente para el abastecimiento de esa refinería.

---

[32]Dos empresas, TACSA y Antivari, ambas almacenadoras de combustibles y productos químicos para terceros, han sido intimados a cerrar por motivos ambientales. La primera de estas firmas está reemplazando paulatinamente las instalaciones hacia la zona de Campana donde ha realizado inversiones con tecnología de punta.

[33]Tiene una longitud de 424 Km. y una capacidad máxima de transporte de 110 mil barriles por día. El oleoducto comenzó a operar en febrero de 1994 y permite a YPF el transporte de 70 mil b/d además de una opción preferente respecto de la capacidad remanente. Actualmente este oleoducto no está transportando petróleo hacia Chile y ante la caída de las reservas puede ser una alternativa para importar crudo en un futuro. Eventualmente, y con alguna adaptación técnica, los flujos podrían ser de combustible líquido.

Por más que exista un único usuario, la actividad logística administrada por una firma independiente bajo un sistema de tarifa regulada es una buena opción para operar y expandir la capacidad de almacenamiento evitando el control del mercado por parte de firmas verticalmente integradas. Veremos que esta modalidad forma parte del menú de recomendaciones para propiciar la competencia en el mercado de petróleo crudo y combustibles.

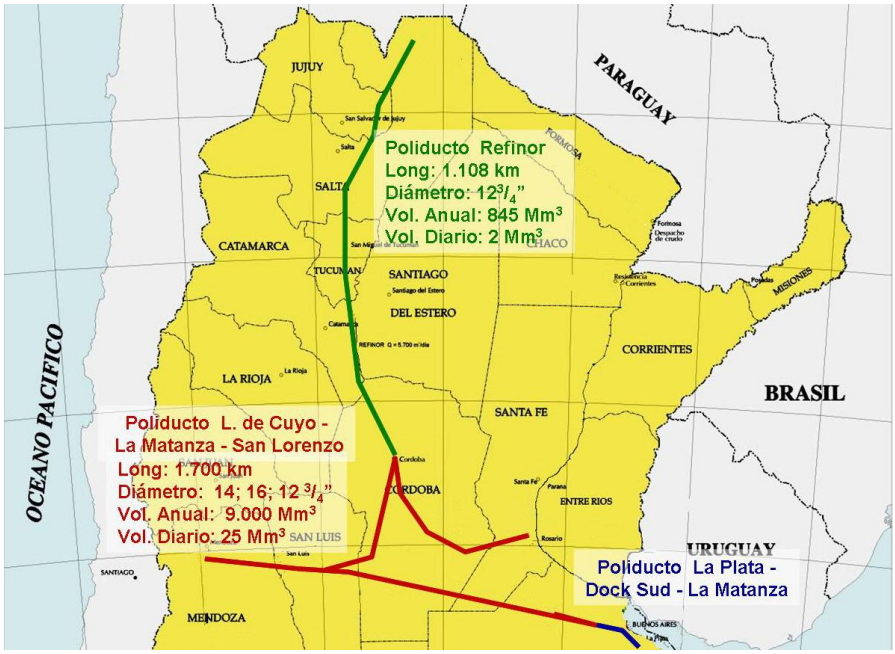
Otros oleoductos relevantes que actualmente opera YPF son los del Golfo San Jorge. Consisten en dos sistemas que unen al yacimiento El Trébol con Caleta Córdova en Chubut y al área productiva de Las Heras con Caleta Olivia en Santa Cruz. Otros oleoductos del Golfo San Jorge son el que une El Tordillo con Caleta Córdova, operado por Tecpetrol, y el que une a Cerro Dragón con Caleta Córdova, operado por Panamerican Energy.

En síntesis vemos que en el sistema de oleoductos YPF mantiene una posición dominante, y si bien el sistema es de acceso abierto, tiene prioridad de uso como titular de estos activos.

Los **poliductos** son sistemas de cañerías destinados al transporte de hidrocarburos o productos terminados que, a diferencia de los oleoductos convencionales dedicados exclusivamente al transporte de petróleo crudo, transportan una gran variedad de combustibles ya procesados en la refinería. A través de ellos pueden trasladarse, principalmente, kerosene, JP1, naftas, gasoil y gas licuado.

En algunos casos en que las distancias entre los centros de concentración y despacho de las destilerías y los lugares de consumo de los combustibles resultan excesivas para el transporte automotor, que es el modo de transporte que realiza esos movimientos, **existe un mecanismo de intercambio entre diferentes destilerías** con el objetivo de minimizar los costos de distribución. De todas formas, esta operatoria no alcanza niveles de magnitudes relevantes.

Ilustración 9. Sistema de Poliductos argentinos



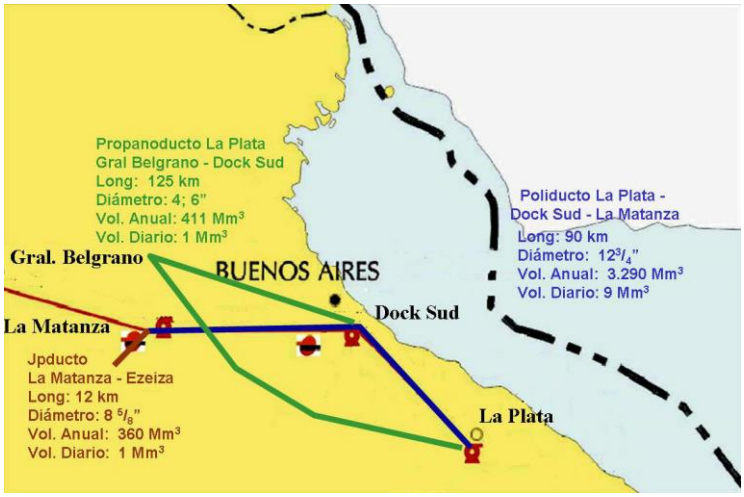
Fuente: Elaboración propia con datos del mercado

De los 2897 km de poliductos interprovinciales, Refinor opera el de Campo Durán a Montecristo e YPF S.A. opera los de Luján de Cuyo-Villa Mercedes-Montecristo, Villa Mercedes-La Matanza y Montecristo-San Lorenzo (evacuando la producción de la destilería Luján de Cuyo).

El poliducto de Refinor (tramo en color verde de la Ilustración 9) llega hasta Montecristo, en la provincia de Córdoba. El tramo en colorado, que une Montecristo con San Lorenzo pertenece a YPF (y por tanto tiene prioridad de uso), y desde el año 2012, a partir de las mejoras en los rendimientos de la refinería Luján de Cuyo, ha aumentado su nivel de utilización.

En San Lorenzo el producto puede continuar por la Hidrovía en sentido ascendente (cuando se exporta a Paraguay) o descendente (hacia Uruguay o Brasil). La logística del área Metropolitana de Buenos Aires, también puede utilizarse para distribuir producto del norte.

Ilustración 10. Sistema de Poliductos argentinos



Fuente: Elaboración propia con datos del mercado

El poliducto provincial La Plata-Dársena de Inflamables-La Matanza, también es operado por YPF para transportar parte de la producción de la refinería de La Plata. También existe un fueloducto provincial de 52 Km., operado por YPF, que es utilizado también para transportar crudo a la Compañía Shell.

Transporte Automotor

La distribución de las naftas y el gasoil dentro del territorio nacional utiliza tres modos de transporte: fluvial y marítimo, ductos y carretero. Los dos primeros son responsables de una porción importante de los desplazamientos desde las destilerías hasta centros de concentración y despacho de aquéllas y hasta los puertos de exportación. El transporte automotor de cargas, mediante camiones cisterna, es el responsable de los siguientes movimientos:

- Desde los centros de despacho de las destilerías a los grandes consumidores, en ventas directas de aquéllas;
- Desde las destilerías hacia los destinos finales de expendio minorista;
- Desde los puertos de importación (especialmente en el caso del gasoil) hacia centros de despacho; y

- Desde los depósitos de producto hasta los destinos finales de expendio minorista.

Las terminales de despacho son plantas de almacenamiento donde se acopian los combustibles (y en algunos casos también se cortan con biocombustibles) enviados desde las refinerías, a la espera de su carga en los camiones cisterna que abastecen, principalmente, a las estaciones de servicio.

En la actualidad se encuentran en actividad los siguientes centros de despacho:

- ✓ Provincia de Buenos Aires: Bahía Blanca, Campana, Dock Sud, Junín, La Matanza, La Plata, Mar del Plata;
- ✓ Provincia de Chaco: Barranqueras, Puerto Vilelas;
- ✓ Provincia de Chubut: Comodoro Rivadavia;
- ✓ Provincia de Córdoba: Montecristo;
- ✓ Provincia de Mendoza: Luján de Cuyo;
- ✓ Provincia del Neuquén: Plaza Huincul;
- ✓ Provincia de Santa Cruz: Río Gallegos;
- ✓ Provincia de San Luis: Villa Mercedes;
- ✓ Provincia de Santa Fe: Arroyo Seco, San Lorenzo;
- ✓ Provincia de Tierra del Fuego: Orión;
- ✓ Provincia de Tucumán: Tucumán.

En términos generales, el transporte automotor de combustibles tiene una distancia máxima de transporte que ronda a los 800/900 kilómetros más allá de los cuales el monto de los fletes para su desplazamiento lo tornan anti económico.

El transporte automotor de naftas y gasoil es realizado, en su amplia mayoría, por empresas con especialización excluyente (o casi excluyente) en este tipo de productos, siendo la participación del transporte propio – ya sea de las mismas destilerías o de las mismas estaciones de servicio – muy limitado y en retroceso respecto de lo que sucedía hasta no hace mucho más de una década[34].En términos generales, estas empresas suelen ubicarse en las cercanías de los centros de concentración y despacho, a fin de minimizar los recorridos improductivos.

En general existe la sospecha (no siempre infundada) que un camión sin identificar esté descargando producto adulterado. Además las comercializadoras refuerzan la marca con la que operan identificando con sus logos a las flotas de transporte.

El costo de transporte por camiones para los combustibles ronda los 250 $/Km. por camión de 35 m3, precio final con los impuestos incluidos; dependiendo del proveedor, dificultad de los caminos, etc. Este costo, también veremos se encuentra incorporado en el modelo de Paridad de Importación que se desarrolla en la Sección 9.

Se presenta una síntesis de la capacidad de almacenamiento de combustible por provincia que existía hasta hace un quinquenio, y que es preciso actualizar, en base a datos de la entonces

[34]Los dos principales operadores de las petroleras son Shell, a través de su controlada Deheza, e YPF, a través de su controlada OPESSA, aunque Axion también cuenta con una flota propia pero menor a las anteriores).

Secretaría de Energía de la Nación. Cabe señalar que desde esta publicación se han ido incorporando algunos proyectos, entre los que se destaca la moderna planta de almacenamiento y despacho de Campana (160 mil m3); la dársena del puerto Euroamérica de la firma Trafigura; y otras plantas también ampliadas por las firmas Glencore y Vitco.

Ilustración 11. Capacidad de Almacenaje. Total, por producto y provincia (en m3), año 2012

Provincia	Crudo	Derivados																	
		Subtotal	Gas Oil	Fuel Oil	Kerosene	JP1/JP2	Solventes	Diesel Oil	Slop	Asfalto	Aceites	Parafinas	Intermedios	Gasolina	GLP	Aeronaftas	Alcohol	Aditivos	Otros
Buenos Aires	721,766	3,624,118	657,527	402,828	85,444	80,502	201,601	28,277	320,765	38,281	225,881	12,010	198,295	12,259	180,929	6,822	17,477	1,681	1,153,540
Capital Federal	0	73,520	8,080	63,000	0	2,360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	20
Catamarca	0	115	0	0	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0
Córdoba	0	151,359	53,200	0	1,575	12,529	0	0	0	0	0	0	0	0	14,070	280	0	0	69,705
Corrientes	0	230	0	0	0	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chaco	0	86,891	42,710	0	500	7,850	0	0	529	0	0	0	0	0	0	20	0	0	35,282
Chubut	0	54,405	22,500	0	700	5,451	0	0	700	0	0	0	0	0	950	100	0	0	24,004
Entre Ríos	0	23,863	14,180	0	1,740	950	0	0	10	0	0	0	0	0	0	45	0	0	6,938
Formosa	25,632	150	0	0	0	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0
Jujuy	660	1,673	0	0	0	250	610	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	763
La Pampa	0	380	0	0	0	90	0	0	0	0	0	0	0	200	20	70	0	0	0
La Rioja	0	80	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0
Mendoza	144,789	472,057	100,625	43,757	1,930	23,224	0	0	8,721	0	0	2,790	100,006	0	24,851	50	0	0	166,103
Misiones	0	820	0	0	0	710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	0	0	0
Neuquén	39,885	81,175	17,836	2,151	2,820	4,706	1,096	984	463	0	14	0	577	6,388	14,482	140	0	320	29,198
Río Negro	740	970	0	0	0	690	0	0	0	0	0	0	0	80	0	200	0	0	0
Salta	95,730	111,350	65,487	9,979	1,554	3,980	1,049	0	0	3,369	0	0	0	0	2,870	80	0	0	22,982
Santa Cruz	0	17,407	6,002	0	0	4,980	0	0	250	0	0	0	0	114	970	80	0	0	5,011
Santa Fe	128,900	730,651	102,937	107,390	9,764	21,250	37,073	0	6,833	15,210	0	6,500	1,775	0	135,461	140	0	0	286,318
Santiago del Estero (*)	0	165	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0
San Juan (*)	0	145	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0
San Luis	0	83,697	35,254	0	13,027	7,290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	28,066
Tierra del Fuego	0	27,789	15,921	0	0	3,539	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	0	0	8,219
Tucumán	0	66,611	9,285	21,352	696	400	2,667	0	0	0	0	0	9,453	0	4,580	70	0	0	18,108
TOTAL PAIS	**1,158,102**	**5,609,620**	**1,151,544**	**650,457**	**119,750**	**181,496**	**244,096**	**29,261**	**338,271**	**56,860**	**225,895**	**21,300**	**310,106**	**19,041**	**379,183**	**8,627**	**17,477**	**2,001**	**1,854,257**

Condiciones de Acceso

En conjunto la logística puede estar sujeta a tres formas de organización: acceso abierto irrestricto (*common carrier*), acceso abierto restringido (*mandatory common carrier*) y transporte privado (*private carrier*)[35] o libre disposición. En los sistemas de acceso abierto el servicio se restringe únicamente al transporte de los productos por cuenta de terceros. En el sistema privado, el dueño del ducto también intermedia en el mercado del bien, ya que compra a los productores y vende a su propio riesgo en el mercado final.

Dentro del esquema de acceso abierto, en la variante *common carrier* cualquier productor tiene derecho a transportar su producción (el primero que llega transporta o se prorratea la capacidad). En la variante restringida, el dueño del ducto le transporta a las compañías que acordaron previamente comprar un porcentaje de la capacidad. El primer caso es aplicable a situaciones de exceso de capacidad que se tiende a minimizar. En el segundo caso, por la capacidad limitada de los ductos, se protege a los productores existentes al asegurarles que podrán transportar con certeza determinados volúmenes, **pero se desprotege a los productores competidores potenciales.**

En el caso de los sistemas abiertos los productores son racionados en función de la demanda o del uso histórico que hicieron del ducto, o se demora a quienes entraron último.

El sistema de acceso abierto irrestricto genera algunas ineficiencias porque restringe el número de transacciones posibles al impedir que un productor, mediante el pago de un precio, pueda eliminar por completo el riesgo de no contar con capacidad de transporte. En el caso del sistema restringido, se impide que pueda utilizar el ducto un productor que lo valora más que los que han contratado la capacidad. Para reducir este costo algunos aconsejan que los productores puedan vender su derecho a transportar a terceros en una operación de mercado secundario.

A pesar de los problemas mencionados, Montamat (1999) señala que el sistema de acceso irrestricto es muy utilizado porque evita el riesgo de la discriminación entre productores (deficiencia del acceso restringido) y el riesgo de una competencia ruinosa (deficiencia del sistema de transporte privado que puede llevar a la duplicación de inversiones).

Hasta el advenimiento del esquema desregulado de esta industria, el Estado Nacional realizaba por medio de YPF las tareas de proyecto, financiación, montaje y servicio operativo del sistema de transporte por conductos hasta los puertos de embarque. La privatización y desregulación han llevado al reemplazo del Estado como ente transportador, operador e inversionista de las mayores obras de infraestructura del sistema.

Hoy los ductos y poliductos están bajo administración y operación privada, sujetos a un régimen de acceso abierto restringido. Se garantiza el acceso a los ductos una vez que el concesionario de transporte ha satisfecho sus propias necesidades. El acceso de terceros está restringido a la eventual existencia de capacidad disponible, y sólo respecto de esa capacidad ociosa[36].

---

[35] Esta clasificación surge del Estudio de Condiciones de Competencia de Montamat (1999)

[36] Por ello y en vistas de generar mayores condiciones de competencia conviene identificar a los accionistas en cada sistema, porque su accionar puede restringir la incorporación de nuevos actores. Esta tarea es una de las propuestas que queda pendiente de desarrollo para un análisis posterior ad hoc.

El problema que tiene un sistema de acceso abierto, también identificado como un sistema de "facilidad esencial" es que queda sujeto a la discrecionalidad del regulador en la definición de precios de referencia y otras condiciones de gestión contractual. La historia reciente de Argentina representa un caso de prolongada regulación distorsiva, y oferta potencial reprimida por mala praxis regulatoria. Fenómenos de captura política (populismo regulatorio) o bien corporativa han sido recurrentes. Reglas establecidas (en algunos casos consistentes, mientras en otros no) son frecuentemente alteradas y ha dominado una discrecionalidad recurrente que genera un fuerte riesgo regulatorio, con el consiguiente aumento de la tasa de descuento de los proyectos de inversión. Ciertamente las buenas prácticas, a la luz de la experiencia internacional, deben ser analizadas y replicadas según el caso, pero con la prudencia que provee la memoria histórica de los agentes en este mercado. Ignorar los antecedentes históricos, incorporados en las expectativas de los agentes, puede conducir a efectos perversos que terminan conspirando contra un proceso exitoso de normalización regulatoria. Normalización que implica una mayor confianza en el país y sus instituciones, un menor costo de capital, y consecuentemente menor nivel de tarifas y mayor bienestar general.

Hacia finales de los años 90' cuando se identificó a la restricción de capacidad como un impedimento para profundizar la competencia, los intentos de ampliación de capacidad bajo esquemas de facilidad esencial no dieron los resultados esperados. En ese momento se comenzaba a percibir un riesgo regulatorio creciente, que se traducía en un mayor riesgo país según la métrica de los mercados financieros, con un mayor costo de capital asociado, que desalentó la expansión de la capacidad de almacenamiento y la inversión en infraestructura nueva, en general.

El problema que se planteaba con la expansión de la capacidad de combustibles líquidos hacia finales de los años 90' se recrea en el ámbito del mercado del Gas Natural Licuado (GNL) en la actualidad, ante la disyuntiva de la aplicación de esquemas alternativos que alienten la inversión en nueva capacidad.

En el caso de los combustibles líquidos, parte del problema de la restricción de capacidad se resolvió bajo un modelo de libre disposición, impulsado por la necesidad de asegurar el suministro que tuvo CAMMESA ante la crisis del sector energético a fines de los años 2000. Por entonces la empresa mixta administradora del Mercado Eléctrico se vio obligada a contratar capacidad utilizando mecanismos poco convencionales de negocio (con bajo nivel de transparencia) con comercializadores y almacenadores independientes.

Actualmente el abordaje de la restricción logística en el mercado de combustible puede plantearse de forma dual. Esto es alentar el arribo de inversión allí donde el ingreso de actores dedicados exclusivamente a la actividad logística no restrinja la competencia en el mercado del commodity, y a su vez analizar la conveniencia del enfoque de facilidad esencial en los casos en que el monopolio natural constituye la forma más eficiente de organización de la logística, como en los casos de poliductos y oleoductos, o bien donde existan limitaciones físicas a la ampliación de la construcción de almacenamiento.

Por supuesto que en la medida que exista subutilización de la capacidad de almacenamiento disponible, la autoridad de aplicación podría establecer un mecanismo mandatorio de asignación secundaria de capacidad, más bien alineado con el enfoque de facilidad esencial o acceso abierto, tal como actualmente lo está sometiendo a discusión para el caso del GNL.

Tomar conocimiento de la capacidad de almacenamiento disponible de cada empresa establecida, su utilización, y el requerimiento de los potenciales ingresantes al sistema pasa a ser una información determinante para definir las condiciones de acceso a futuro. Asimismo, la posibilidad de organizar una transición hacia un sistema competitivo y abierto a través de la conformación de un Mercado Mayorista de Combustibles, no debería descartarse. Esto se plantea en virtud que la proximidad (2019) de la auto gestión de compra de combustible por parte de las usinas, podría desencadenar un aumento de la concentración del mercado mayorista en lugar de una mayor competencia. En el extremo, y ante un exceso de concentración podrían volver a utilizarse empresas públicas o mixtas para revertir tal escenario.

3. Integración Vertical

Concluimos el análisis sectorial examinando algunos de los efectos que tiene la integración vertical y el grado de concentración que existe en la cadena de valor del petróleo, que en gran medida, como se dijo, tiene que ver con el proceso histórico de conformación de la empresa estatal y su posterior privatización.

Tanto en nuestro país como a nivel mundial, las empresas refinadoras procuran asegurar el suministro de su principal insumo. Existen dos formas de lograr este objetivo, o bien se establecen contratos de largo plazo con proveedores de petróleo, o bien se procura el suministro de petróleo propio. Para el comercializador, aguas abajo, el problema es análogo; o bien se asegura un contrato de abastecimiento de combustible o bien se procura una integración vertical entre el distribuidor de combustible y el comercializador.

Desde el punto de vista del negocio, para que tenga sentido la integración vertical de dos empresas, necesariamente los beneficios eventuales de la nueva firma tienen que ser por lo menos iguales a la suma de los beneficios de las empresas que se unen. Por otra parte, cuando se trata de procesos industriales continuos la interrupción del suministro que puede suscitarse por problemas de tipo contractual genera ineficiencias desde el punto de vista productivos. También desde el punto de vista asignativo los recursos pueden ser infra o sobrevalorados cuando los contratos no reflejan la situación de escasez o abundancia relativa del mercado, lo que no ocurre en el caso en que una única unidad económica genera los recursos como output y los utiliza como input de un proceso ulterior.

La integración vertical desde la actividad de refinación hacia la de comercialización también puede generar mejoras en el bienestar siempre que los beneficios privados producto de la reducción de costos de transacción (por la integración de las actividades sucesivas de la cadena de valor bajo una firma única) se transfieran, aunque sea parcialmente, a los consumidores.

Se ha visto, en términos generales, que si las condiciones de competencia están aseguradas y existe un adecuado sistema de *enforcement* en el cumplimiento de contratos, la estrategia de integración vertical presenta beneficios relativamente pequeños frente a una organización menos integrada verticalmente, como ocurre en un país de tradición petrolera como Estados Unidos de América.

En cambio la estrategia de integración cobra mayor entidad cuando hay restricciones a la competencia o bien cuando existen problemas de institucionalidad por los que se suelen alterar los compromisos pre establecidos[37].

En particular la referencia a integración vertical en el mercado de combustible hace al análisis de la conveniencia o no de promover una regulación en la que se busque "despaquetizar" (unbundling) la oferta minorista de combustible del aprovisionamiento mayorista. Si bien la evidencia empírica no es contundente en este sentido, y en ocasiones puede llegar a demostrarse que hay mejoras de bienestar cuando no se produce una desintegración vertical[38],

[37]Ver Scheimberg, S. y Carrara, A. (2001): "Integración Vertical en la Industria Petrolera. Una estrategia de creación de valor"

[38] Ver por ejemplo: "Competition Policy for Vertical Relations in Gasoline Retailing". En Competition Law and Policy, OECD. https://www.oecd.org/competition/abuse/43040511.pdf

luego de presentados los casos donde existen ventajas de la integración vertical, nos detendremos a analizar algunas situaciones en las que esta estrategia comercial puede obstaculizar parcialmente la competencia.

Veamos algunos aspectos por los que la integración vertical podría ser beneficiosa desde el punto de vista social.

a. Doble Marginación

En primer lugar, pueden existir externalidades que reduzcan la eficiencia y que podrían ser internalizadas a través de la integración. El problema de la doble marginación es uno de los ejemplos más conocidos de externalidad.

El mismo consiste en que cuando el comercializador maximiza sus beneficios no considera las ganancias incrementales que percibe el productor, por lo que el precio que surge de la maximización de sus beneficios es más alto que el que resultaría en la solución integrada, consiguiendo de esta manera un nivel de consumo inferior al óptimo. Entonces, parecería existir una ganancia de eficiencia en la integración vertical entre productor y comercializador que permitiría obtener mayores beneficios para la sociedad, con un precio final menor y un "output" mayor[39].

En definitiva la integración vertical reduce el número de transacciones en que los agentes forman sus reglas de fijación de precios. Por ejemplo en el caso de venta de producto en consignación, la unidad de negocio que vende está dada por el conjunto: Distribuidor + Estación de Servicio. En tal sentido, si bien la venta en consignación es cuestionada por el sector que representa a las estaciones de servicio independientes, es muy probable que desde el punto de vista del bienestar general, esta modalidad sea conveniente. Al menos esto es más evidente en sitios en los que la posibilidad de competencia (por densidad poblacional) es baja.

b. Costos de transacción

Al igual que la producción, el intercambio es costoso. Las transacciones pueden realizarse dentro de un amplio marco que va desde operaciones "spot", sin contratos, hasta operaciones con contratos completos. Coase (1937) y Williamson (1975) ven a las organizaciones como formas de contratos incompletos, cuya principal función es la reducción de los costos de transacción.

En general definimos que existe oportunismo, en el sentido que se alteran con frecuencia las condiciones contractuales, cuando se percibe que los contratos son más incompletos, y en ese caso la integración vertical se vuelve una estrategia defensiva de parte de las empresas. Lo que habría que evaluar entonces es si la estrategia de integrarse más que atentar contra la competencia no busca simplemente ser capaz de resolver conflictos por incumplimiento de una de las partes con un costo menor[40].

[39]Greenhut y Ohta llegan a esta conclusión para el caso en que existen coeficientes fijos en sucesivas etapas de producción.

[40]En este caso debe entenderse por organización al conjunto de empresas controlantes y controladas de un conglomerado económico, los cuales responden a un mismo ente decisor

Cuando la inversión en activos específicos genera ganancias significativas para el intercambio entre dos partes, y a medida que el "enforcement" se vuelve más costoso, existirán mayores beneficios para integrarse verticalmente. Teece (1976) trata el tema de la integración entre refinadores y productores de petróleo. Uno de los puntos que destaca es que a pesar de la existencia de gran cantidad de productores de petróleo, son muy costosas las interrupciones del flujo de crudo en las refinerías, y en este caso la integración vertical puede redundar en un mayor bienestar general.

En el mismo sentido, Mc Lean y Haigh (1954) tratan el tema de la integración hacia atrás de las refinerías debido al rápido crecimiento de los costos unitarios cuando éstas operan por debajo de su capacidad. Los autores argumentan que la integración asegura el flujo óptimo en la refinería. Sin embargo contratos de largo plazo asequibles deberían conseguir resultados similares.

En Argentina, tomando en cuenta todos los cambios regulatorios de los últimos 30 años (como mínimo) pareciera que la estrategia de integración vertical ha sido una estrategia dominante para las compañías pero también podría considerarse en diversos casos un proceso en que gana la empresa y también la sociedad (win-win).

c. Economías de Escala y Economías de Alcance

En tercer lugar, podrían existir economías de escala y/o economías de alcance. Las primeras están vinculadas con la disminución de los costos fijos por unidad de producto y la optimización de la utilización dela capacidad instalada. En general son más relevantes para el análisis de las integraciones horizontales, pero no deja de ser pertinente considerarlas en este caso.

Las otras economías se deben principalmente a las tecnologías de producción, vinculadas con ganancias por subaditividad en la operación, y la organización. Esta es una característica que se da sobre todo en el Midstream, así como en otros sectores donde existen monopolios naturales (redes de transmisión y transporte) vinculados a servicios públicos.

También pueden obtenerse ganancias en la coordinación de expectativas y de planes de inversión, pues la ausencia de inversiones a tiempo puede constituir cuellos de botella significativos para los productores al final de una cadena.

d. Asimetrías de Información

Otra de las posibles causas de las integraciones verticales es la existencia de imperfecciones en la información. Si los individuos no son capaces de valuar correctamente los activos, es posible que se presenten asimetrías en las valoraciones de manera que, a pesar de no existir beneficios económicos de la integración de dos o más empresas, pueda resultar atractivo para un individuo la compra de un activo, ya sea por su propia sobrevaluación o por subvaluación del vendedor.

e. Impuestos Distorsivos

Los impuestos en cascada son un caso claro de impuestos distorsivos, dado que elevan el costo del intercambio entre firmas, generando en consecuencia incentivos artificiales a la integración vertical.

El ejemplo más claro es el del Impuesto a los Ingresos Brutos que impone un costo adicional de aproximadamente 3% (dependiendo de la actividad y la provincia) para las transacciones entre empresas, independientemente de la existencia de valor agregado.

En cambio, si la transacción se efectuara dentro de la misma empresa, se estaría evitando este costo. Previamente mencionamos que la venta de producto en consignación apunta a reducir esta imposición en cascada, con lo que la modalidad resulta doblemente conveniente, en muchos casos.

f. Mercado de Capitales

En relación con el mercado de capitales existen principalmente tres motivaciones posibles a la integración vertical: la reducción del riesgo de la compañía por economías de escala y la consecuente disminución de los costos fijos por unidad de producto; la reducción de los costos de financiamiento por la mayor escala de las operaciones (esto supone la existencia de imperfecciones en el mercado de capitales); y, finalmente, la reducción del riesgo inherente a la volatilidad de los precios. Este último punto es una característica particular de la industria petrolera y se amplía a continuación.

g. Volatilidad

Dada la variabilidad de los precios del crudo a través del tiempo, es posible que las empresas opten por integrarse verticalmente por razones de aversión al riesgo, de manera de obtener una cobertura natural ante las variaciones en el precio del crudo. Otra alternativa ante este tipo de eventos es la utilización de instrumentos financieros de cobertura, pero es posible que esta última sea una alternativa más costosa (dependiendo de la existencia de otras empresas con las cuales una podría integrarse y de la habilidad de estas para generar valor de manera conjunta).

Una empresa integrada no solo puede enfrentar el futuro con una exposición menor frente a la variabilidad del precio del crudo, sino que también enfrenta una demanda más estable a lo largo del tiempo. Ya señalamos en relación con este punto que las compañías de Upstream aseguren la colocación de sus productos a través de la adquisición parcial o total de refinerías capaces de procesar el crudo producido.

Por otra parte, si bien el crudo y los subproductos forman parte de una misma cadena de valor y existe una correlación casi perfecta entre el precio del crudo y el de los combustibles, en el largo plazo, esta concordancia se produce a distinta velocidad cuando el mercado tiene tendencia al alza respecto de la tendencia a la baja.

En efecto, la velocidad de ajuste del precio en surtidor es una característica que se da incluso en los mercados más competitivos, y por el efecto de ajuste retardado a la baja en los precios de los productos finales se los ha denominado “precios pegajosos” (sticky prices).De este modo, la integración vertical es otra forma de realizar coberturas de riesgo para el productor de petróleo, quizás menos riesgoso y costoso que las operaciones de compra-venta a futuro.

h. Estrategia defensiva

Para el nacionalismo petrolero la integración vertical tiene mucho que ver con una visión estratégica, desde el punto de vista geopolítico, de disponer tanto del insumo como del producto final. Pero si analizamos el porqué de la búsqueda de integración vertical más reciente en Argentina, la respuesta está en la estrategia que han seguido las empresas petroleras a la hora de contra pesar el avance del estado en la apropiación de una mayor porción de la renta aguas arriba, en un escenario de precios internacionales en alza, como el que se dio hasta el año 2012.

El análisis que sigue nos adelanta algunos aspectos legales que se analizan inmediatamente tras la culminación de la presente sección. También nos zambulle de lleno en la descripción de los indicadores clave que se desarrollan en el presente Documento, y que hace al seguimiento de los márgenes de refinación o Crack Spread y al análisis de Paridad de Importación.

Repasando un poco las decisiones post Convertibilidad recordemos que, tras la fuerte devaluación de la moneda, y como parte del paquete de emergencia, el Gobierno Nacional decidió fijar retenciones a las exportaciones de petróleo crudo y los combustibles líquidos —más elevadas para el primero que para los segundos— alejándolos de los precios de referencia internacional.

Esto generó márgenes artificialmente mayores de rentabilidad para los refinadores argentinos, que por entonces contaban con saldos exportables.

De allí que la estrategia de integración vertical haya permitido recuperar aguas abajo lo que el Estado Nacional les reducía a las empresas en la puja distributiva de la renta petrolera.

Tal vez un ejemplo sencillo ayude a comprender la gramática de lo expuesto. Partiendo del supuesto que el output de la refinería es sólo nafta y gasoil, y asumiendo que este mix se vendía a, digamos, 60 US$/bl cuando el precio internacional era 70 US$/bl, obtenemos el gap de ingresos para el refinador, que es igual a -10 US$/bl (menos diez dólares por barril).

Ahora supongamos que los refinadores pagaban por el crudo local 45 US$/bl cuando el precio internacional era de 60 US$/bl; es decir se beneficiaban de costos menores por 15 US$/bl. Esta comparación simple revela que la ganancia de costos supera a la pérdida por menores ingresos.

Esta situación empieza a darse con fuerza a partir del año 2008 en que el Estado Nacional le abrió al grupo Eskenazi una parte del paquete accionario y de la conducción de la empresa YPF (por entonces Repsol-YPF), permitiéndole a la firma duplicar los precios internos de los combustibles mientras el crudo revertía su ciclo alcista. El resto de las empresas refinadoras por añadidura se benefició de esta estrategia, presentando márgenes que como veremos más adelante se ubicaron por encima del umbral de los 20 US$/bl y generalmente muy por encima de los internacionales.

También hay que mencionar los casos más recientes de integración vertical en sentido inverso, a partir de la detección de oportunidades de negocio producto de la regulación. En este sentido se destaca el caso de la firma Shell, que adquirió activos del Upstream en los que se benefició de los esquemas de incentivo tanto de precio de crudo sostén como del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Resolución 74/2016).

En efecto, esta firma pertenece al grupo reducido de firmas para las que se abrió una ventana para la presentación de proyectos, que iba desde la fecha de publicación de la Resolución, el

18/05/2016, hasta el 30/06/2017. El beneficio que recibieron las firmas PBB (integrada a Dow Chemical) y Shell consiste en la compensación presupuestaria, respecto al valor de venta interno, de un precio del gas de 7.5 US$/MMBTU, a ser desembolsado hasta el 31/12/2018.

i. Desacople de precios de insumo y producto

Mencionamos al comienzo que la situación de excedentes en la cadena de valor de los combustibles había llegado a su fin, y en la actualidad el país necesita importar petróleo crudo y sus derivados, y por lo tanto las referencias locales serán los precios de frontera traídos al país e internados. **En un modelo de organización de la industria abierto a la competencia este precio se define como la paridad de importación.**

También señalábamos que por cuestiones coyunturales el crudo de la Costa del Golfo (WTI) se había convertido en una referencia válida únicamente para el mercado interno de los Estados Unidos de América y en su reemplazo el mercado de referencia internacional había pasado a ser el Brent, con una cotización superior al WTI. Hay que señalar que en términos de calidad el crudo WTI es un crudo más liviano que el Brent. Respecto a las calidades locales, el crudo de la cuenca Neuquina es de tipo liviano, técnicamente muy similar al WTI; mientras que los crudos de la cuenca del Golfo de San Jorge son del tipo pesado, similares en calidad al Brent.

A partir del cambio de precios relativos de los distintos tipos de crudo se generó una convergencia de precios de los crudos pesados transados en el Mar del Norte con los livianos de Cushing, West Texas, que en el mercado local se transformó en una convergencia de precios entre los crudos livianos, tipo Medanito, y los pesados, tipo Escalante.

Por otra parte, la referencia de precios para los productos finales continúa siendo en el país la cotización de la costa del Golfo, que tiene como insumo el crudo WTI.

Como resultante de esta situación, y a partir de un escenario de precios desregulado, tal como ocurría en los años 1990', un refinador independiente pasaría de comprar el crudo a precios en el Golfo menos flete (y otros gastos de transacción) y vender sus productos a precios de paridad de importación de los combustibles en el Golfo, a mantener el mismo trazador para la venta pero comprando el insumo a precios del crudo en el Mar del Norte (actualmente por encima del WTI); e inclusive a su valor de referencia más el flete y demás gastos.

Los gradientes del precio en esta negociación también estarán asociados al poder de mercado de la empresa del Upstream *vis a vis* el del refinador. Y queda claro que en este contexto la empresa verticalmente integrada obtendrá beneficios en la medida que disponga de crudo propio para refinar en sus instalaciones.

j. Consideraciones Estratégicas

La especialización en alguno de los segmentos del negocio (Upstream o Downstream) también ha probado ser una estrategia de maximización de utilidades y es por ello que algunas empresas prefieren no integrarse verticalmente.

En los Estados Unidos se destaca el caso de Valero, que se dedica exclusivamente a Refino y Comercialización, que constituye el negocio principal (core business) de la compañía; o bien el caso de Trafigura en el negocio de Distribución como complemento del negocio de trading en

Centroamérica. Esta firma ha adquirido los activos del Downstream de Pampa en Argentina y comercializará a corto plazo bajo el sello comercial de PUMA.

En síntesis, se trata de una estrategia de posicionamiento eficaz en el mercado, en la que no intervienen consideraciones solo económicas.

k. Combustibles sustitutos

Dado que el sector energético provee recursos de fuentes alternativas con la finalidad de generar movimiento (en el transporte) o fuerza motriz (en usos industriales y/o de generación eléctrica), hay que tener en cuenta que algunos recursos complementarios del Upstream pueden desplazar el uso de los combustibles líquidos tradicionales.

Argentina ha tenido una vasta experiencia en el desarrollo del Gas Natural Comprimido (GNC), que conforma una actividad regulada. Más recientemente se ha acentuado el uso de la tecnología de licuefacción del gas natural para su utilización a distancia, obviando la construcción de redes de transporte. Actualmente se trata de una actividad que no está regulada por el ENARGAS dado que su transporte no se realiza por corredores de uso común.

Esto no sólo tiene que ver con el comercio internacional a través de grandes buques metaneros que descargan su fluido líquido en plantas fijas o flotantes, en las que se reconvierte el gas natural a su original estado gaseoso, sino también en lo que hace al aprovechamiento de pozos productores de gas que no están conectados al sistema de transporte y distribución.

Esta última modalidad de aprovisionamiento lleva algunos años en el caso del suministro de gas en Centroamérica, pero en Argentina también ha cobrado dinamismo a partir del desarrollo de lo que se conoce como "gasoductos virtuales". Inicialmente transportaban el gas metano comprimido. Actualmente el transporte y tratamiento en estado líquido se realiza en plantas móviles que aprovechan el gas que no tiene alternativas comerciales[41].

Por otra parte la irrupción del vehículo eléctrico, será un desafío para los combustibles líquidos a más largo plazo. En este caso las fuentes renovables también podrán competir por el nuevo mercado. De todos modos, lo que queda claro es que el negocio energético está cada vez más integrado, tanto entre fuentes como entre sistemas y regiones. Lo que es evidente es que esta integración es factible en la medida que se fomenten las condiciones de competencia y transparencia del sector en su conjunto, y los diferentes países vayan a una convergencia de reglas y calidades de productos.

En conclusión, hemos presentado un conjunto de razones que nos llevan a pensar que la integración vertical tiene sentido en general, pero especialmente en la medida que existan una debilidad institucional manifiesta y por tanto un bajo nivel de *enforcement* en el cumplimiento de contratos, que también se traduce en elevados costos de transacción y bajos niveles de transparencia.

Ahora bien, elevada integración vertical generalmente viene de la mano de elevada concentración, y en esta industria, dados los antecedentes históricos, ello también es sinónimo

[41] La planta termoeléctrica de Anchoris, de 41 MW, utiliza el gas que de los yacimientos de Malargüe, lo que permite poner en valor a los recursos gasíferos que no tienen de otra manera la posibilidad de ser comercializados.

de limitaciones de acceso. Pero sobre todo, la imposibilidad de umbundling entre el distribuidor de combustible y el comercializador minorista implica recorrer un sendero que transforma al commodity (nafta o gasoil) en un bien diferenciable, lo que a su vez eleva los márgenes y permite argumentar a las empresas que el combustible que se vende bajo una determinada marca es de una calidad incomparable con el producto importado (por más que actualmente todas las firmas del mercado comercializan un porcentaje cada vez más significativo de producto importado), y en ese caso la comparación entre el precio de un combustible local y otro importado carece de sentido, desde el punto de vista de un análisis de mercados competitivos.

De alguna manera el argumento corporativo en la búsqueda por desmarcarse de una potencial investigación encarada por una Agencia de Defensa de la Competencia intenta instalar el argumento que se trata de un mercado de productos diferenciados y no de productos homogéneos. De hecho al momento de recibir información solicitada a las empresas, algunas de ellas argumentaron que la política de determinación de precios locales era independiente de cualquier cálculo de paridad de importación, dado que sus productos eran completamente diferenciables y a partir de ello se había creado una fidelidad de los clientes que no sólo tenía que ver con una calidad diferencial del producto, sino que la oferta que hacía la firma cuando vendía el combustible en la estación de servicio era una oferta de un conjunto de servicios .

En un documento previo sobre la competencia en el mercado de combustible Serebrinsky (2003) señala que durante los años 90' los precios locales se habían mantenido relativamente constantes a pesar de la fluctuación del precio internacional, y que esa conducta era difícil de atribuir a una preferencia de la demanda local por un servicio que se recibía (la carga de combustible) en forma complementaria a otro conjunto de servicios.

El argumento es comprensible, aunque a nuestro criterio sesgado, y es por ello que entre las recomendaciones que pretendemos aportar se sugiere hacer mucho énfasis en el tema de calidad. ¿Esto qué significa? En primer lugar que en la medida que el producto importado va siendo cada vez más relevante para complementar el suministro local, es preciso asegurar que todo producto que ingrese en el territorio nacional cumpla con los estándares de calidad que establece la autoridad de aplicación, de modo de evitar no sólo bastardear el producto importado y comercializado por traders independientes, sino fundamentalmente asegurar que ese producto, que obviamente no afectará el buen funcionamiento del parque automotor, es comparable con el producto de origen nacional. En tal sentido lo que se procura es poder comparar el precio local con el costo marginal, que viene dado por el precio internacional del producto internado en el mercado local (Paridad de Importación).

Se trata de productos comparables pues de hecho, como mostraremos en la Sección 8, las importaciones han crecido notablemente en los últimos años (en particular de gasoil grado 3). Finalmente si se puede establecer una comparación en algún punto de la cadena de valor (por ejemplo a la salida de alguna de las terminales de despacho que se presentaron en la Sección 2) entre el precio del producto en ese punto y el del producto importado en el mismo punto, entonces podremos evaluar si existen conductas anticompetitivas por parte de las firmas.

En Argentina a partir de las reformas de los años 90' se ha promovido un sistema híbrido de desintegración vertical. Por un lado, se ha limitado el porcentaje de estaciones propias de las empresas Refinadoras; por el otro, se ha acortado el plazo de duración de contratos entre los Refinadores y los minoristas independientes (Decreto 1060/2000). También se ha intentado

promover alianzas entre cadenas de supermercados y distribuidores de combustible. Inicialmente estos acuerdos comprendían las ventas a través de expendedores automáticos, pero con el paso del tiempo el sindicato de trabajadores del sector impuso condiciones que supuestamente apuntaban a proteger el empleo y se prohibió la modalidad de autoservicio. Las alianzas entre cadenas de supermercado y comercializadoras de combustible, al estilo de las que se dan en Australia o el Reino Unido, se fueron diluyendo hasta desaparecer.

Por su parte la experiencia internacional, como señalamos previamente, no permite abonar la hipótesis sobre la mejora del bienestar que produce la desintegración vertical entre las petroleras y los estacioneros independientes. El caso de la doble marginación es el mejor contraejemplo para cuestionar esta hipótesis. Así tenemos que países desarrollados como Nueva Zelanda u Holanda han optado por fomentar la integración entre los canales mayoristas y minoristas, mientras que por ejemplo en el caso de Canadá, donde se han comparado regímenes integrados y desintegrados (en diferentes estados), no ha surgido con claridad que un régimen sea más pro competitivo que el otro. En el caso de la Monopolies and Merges Commission del Reino Unido, se concluye que la integración vertical en el sector de venta de combustible ha generado ganancias de eficiencia para los consumidores. Finalmente la U.S. Federal Trade Commission asegura que la desintegración vertical generalmente ha conducido a precios al público mayores, no menores[42].

Por otra parte, se ha señalado que la integración vertical podría implicar un tratamiento discriminatorio en la utilización de la logística. En este caso señalamos que la autoridad de aplicación enfrenta el desafío de definir qué tipo de activos deberían caracterizarse como esenciales, y requieren por tanto una regulación de acceso abierto, y cuales pertenecen al grupo de activos competitivos en los que el carácter de libre disposición termina siendo más efectivo a la hora de promover la inversión. Idealmente la conformación de capacidad de almacenaje adicional debería surgir de contratos entre empresas dedicadas exclusivamente al almacenamiento y traders de combustibles, independientes el uno del otro (es decir desintegrados verticalmente).

En definitiva y a modo de conclusión el camino hacia la desintegración vertical no necesariamente implica un estadío competitivo superior en relación a la comercialización del combustible. Sí es importante que se definan las reglas de acceso a la logística, y que una vez definidas no vayan a revertirse por simple captura política o económica del regulador.

Muy difícilmente mercados que estuvieron largamente regulados pasen a ser competitivos por una simple Resolución de la autoridad política. Más bien el camino hacia la competencia va a requerir un acompañamiento de todos los actores involucrados en el mercado de combustibles (stakeholders), y una regulación que, tomando en cuenta la fragilidad institucional heredada, ponga el foco en promover la inversión, pero sin desatender la evolución del sector en la dirección a una profundización de la competencia.

[42] Ver: Competition Policy for Vertical Relations in Gasoline Retailing. En Competition Law & Policy, OECD https://www.oecd.org/competition/abuse/43040511.pdf

4. Marco Normativo / Regulatorio

En este apartado se presentan las principales normas que impactan sobre el sector. No hacen estrictamente al objetivo principal del estudio, pero nos permite realizar recomendaciones y sacar algunas conclusiones sobre el marco regulatorio vigente.

El 6 de enero de 2002 la Ley N° 25.561 declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Originariamente su plazo de vigencia fue establecido hasta el 10 de diciembre de 2003. Dicho plazo se había prorrogado diez veces, mediante la sanción de las Leyes N° 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339, 26.456, 26.563, 26.729, 26.896 y la más reciente, la Ley N° 27.200, que mantenía la emergencia hasta fin de 2017.

Asimismo, con fecha 23/12/2016 se sancionó la Ley N° 27.345 que mantiene la emergencia social, aún vigente, mientras se ha salido del régimen de excepción en el campo de la energía.

Por su parte el año 2018 comenzó con la plena vigencia del Decreto N° 962/2017 que tiene por objeto la simplificación del sistema de autorización de importación de petróleo crudo y derivados, que hace a la apertura del sector de los combustibles líquidos a la competencia internacional pura y llana.

Analizando en retrospectiva, en el año 2014 el Congreso había aprobado la Ley de Presupuesto N° 27.008 que permitía importar libre de impuestos un volumen muy significativo de gasoil para cubrir los picos de demanda del año 2015. Ese mismo régimen se incorporó en la Ley de Presupuesto del año siguiente, pero para las naftas.

La importación estaba exenta del pago de impuestos siempre que el precio ex refinería fuera inferior a la paridad de importación (para el que sólo se debía incluir como impuesto al IVA), y la asignación del cupo lo definía la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la COMISION).

Desde fines del 2014 los precios internacionales comenzaron un ciclo descendente. En ese sentido, la importación de combustibles no tuvo el beneficio de la exención impositiva, pero sí el de una ecuación diferencial de costo/precio que permitía al comercializador comprar a precios internacionales, inferiores a los que vendía localmente.

En ese contexto la COMISION definía la asignación de cuotas, sin un criterio conocido. Lo cierto es que los precios locales se mantuvieron relativamente inalterados mientras el mercado mundial observaba una clara tendencia declinante, lo que favorecía a quienes pudieran importar petróleo o sus derivados (el crudo local tampoco veía reducciones de precio)[43].

[43] La Resolución 21/2016 creaba a su vez, a partir de la definición de un estímulo a la exportación de crudo local, un precio sostén para el petróleo a exportar en la medida que el Brent se mantuviese por debajo de los 47,5 US$/bl. El mecanismo de estímulo resultó similar al que se creó para el gas natural, como por ejemplo el que surge de la Resolución N°74/2016, con vigencia al 31/12/2018; la Resolución 46/2017 para los No Convencionales; Resolución 419/2017; Resolución 447/2017 para la cuenca Austral; o las anteriores normas que se inician durante la gestión del gobernó de Cristina Kirchner, reglamentados y puestos en vigencia: Resolución 1/2013; Resolución 60/2013. Esta continuidad de normas tendientes a subsidiar a los productores locales se origina en la necesidad que identificó la nueva Administración en mantener los niveles de actividad de la industria petrolera, pero que define precios del petróleo y el gas superiores al costo económico.

La pregunta relevante es: ¿qué pasó en los años siguientes con dichas cuotas que no hubo un sistema claro que definiera los cupos a asignar entre las empresas? Recién mediante Resolución N°47/2017 publicada el 31/05/2017 la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos estableció el procedimiento que debían seguir las empresas interesadas en importar, tanto petróleo como combustibles líquidos.

Previamente el Acuerdo firmado entre el Ministerio de Energía y los productores establecía un sendero de precios declinantes de los tipos de crudo local para alcanzar la convergencia con el precio internacional en a lo sumo un período de 12 meses. Como se mencionó al comienzo, las condiciones de mercado (con precios crecientes) determinaron que la liberación de precios llegase con unos meses de anticipación (fines de septiembre). No obstante ello, las condiciones de apertura del mercado se darían recién a partir del 1/1/2018.

Como señalamos inicialmente hay un porcentaje del combustible que se comercializa internamente (excepto para las usinas) que es biocombustible, y que según la Ley 26093 su precio estará regulado hasta el año 2021. No obstante ello la fórmula que ata el precio del bio a los costos se actualiza a partir de la sanción de Resoluciones de la autoridad de aplicación, con lo que existe espacio para generar mecanismos de licitación que tiendan, dentro de lo regulado de esta industria, a buscar mayor competitividad y excedente para el consumidor.

Plexo Normativo

El conjunto de normas que han regulado al sector en el último cuarto de siglo ha marcado una dinámica pendular desde los extremos de regulación mínima hasta los más intervencionistas.

Esta dinámica, puede decirse, está vinculada con los ciclos de precios del petróleo y las recurrentes políticas de subsidio en toda la región, según se describe en Scheimberg (2011)[44]. Esto condujo a expropiación de empresas y renegociación forzosa de contratos no sólo en Argentina sino en toda la región, pero con más énfasis en Bolivia, Ecuador y Venezuela.

En contraste, en los últimos años, una fuerte contracorriente liberalizadora se ha ido perfilando. Según Francisco Monaldi (2015), Argentina, meses después que nacionalizó, inició negociaciones con Chevron para desarrollar el gas no convencional. Para poder firmar este nuevo contrato, tuvo que compensar a Repsol por la expropiación de YPF. En 2014 el gobierno de Cristina Kirchner aprobó una de las leyes de hidrocarburos más liberales de la región y con condiciones más atractivas para los inversionistas[45].

Por último, Monaldi define que mientras más creíble sea el marco institucional, mayor podrá ser la participación del Estado en las ganancias, bajo esquemas contractuales que logren atraer

[44]Scheimberg, Sebastián: "Desempeño del sector petrolero en la última década. Los efectos distributivos del presente marco regulatorio. Amenazas y Oportunidades a futuro", AAEP, Julio 2011

[45] Francisco Monaldi: "El fracaso de la política petrolera no es atribuible a la democracia". Revista America 2.1. (21/08/2016). El mismo autor señala que el evento más importante en el sector petrolero regional es la apertura de México luego de más de 75 años de monopolio estatal. Este factor es influyente a la hora de definir donde se asientan los capitales internacionales de esta industria, que como señalamos está muy influenciada por la geología, pero también por los marcos regulatorios y las capacidades tecnológicas y empresariales disponibles de cada país

inversión. Para una empresa petrolera vale más la seguridad jurídica y una sólida institucionalidad que el espejismo de infinitas reservas.

Si bien ya hemos mencionado alguna de los actos administrativos relevantes a los fines de la desregulación, a continuación se describen las principales normas aplicadas a la industria petrolera, a la de gas licuado de petróleo (GLP) y a la de biocombustibles, siendo como dijimos, que este último sector continuará manteniéndose regulado hasta el 2021[46].

- **HIDROCARBUROS – RÉGIMEN GENERAL**

- Ley de Hidrocarburos (Ley 17319/67)
- Ley de Privatización y Federalización de Hidrocarburos (Ley 24145/92)
- Decretos desreguladores del P.E. del año 1989 Nº 1055, 1212 y 1589. aseguraban la libre disponibilidad del crudo para los nuevos Concesionarios que aparecen tras la sanción de la Ley 24.093. Estas concesiones se daban por 25 años con 10 de prórroga
- Ley 26197/06 (Ley Corta) viene a refrendar el dominio provincial de los hidrocarburos.
- En el año 2001 fue declarada la Emergencia Pública (Ley 25.561) que se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2017. Con la sanción de la Emergencia Pública se instaura el régimen de retenciones a los hidrocarburos. Sucesivas regulaciones han ido modificando la alícuota de las retenciones a la exportación de petróleo crudo. Resolución N° 1077/2014 (para el petróleo y derivados) y Resolución N° 60/2015 (para hidrocarburos gaseosos).
- En el caso de los combustibles líquidos, también hubo una sucesión de decretos y resoluciones que han ido modificando las alícuotas de retención a la exportación: Decreto 690/02: 5% en nafta luego se redujo a 0; Decreto 809/02: 20% en gasoil, luego se redujo al 5%; Resolución 336/04: 5% en nafta; Resolución 335/04: 20% en GLP. La Resolución 394/07 fija valores máximos de exportación para todos los derivados.
- A partir del Decreto 2014/08 se crean los programas Petróleo Plus y Refino Plus a efectos de incentivar la actividad exploratoria y la inversión en nuevas unidades de refinación. Mediante Decreto N° 1330/2015 se deroga el Programa Petróleo Plus.
- Ley 26.741 de nacionalización de YPF: mediante esta ley se declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, se creó el Consejo Federal de Hidrocarburos integrado por el Estado Nacional y las Provincias, y se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A
- Decreto 1277/2012. Mediante el mismo, el Poder Ejecutivo Nacional aprueba el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina", en ejercicio de las facultades federales que le otorgan las Leyes Nº 17.319 y 26.197 para fijar la política nacional con respecto a las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos. El organismo de control para el cumplimiento de esta ley es la "Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas" que tendrá por objetivo primordial asegurar y promover las inversiones en el sector y estará a cargo de la

[46]Sabbioni (2018), no obstante, destaca que no existe un motivo lógico para que estos precios se mantengan regulados. Ver: https://www.infobae.com/opinion/2018/01/21/biocombustibles-y-defensa-de-la-competencia/

elaboración y presentación anual de un “Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”. La Comisión fue derogada por Decreto N° 272/2015.

- Decreto N° 929/2013. Creación del "Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos".
- Decreto 927/2013. Acceso a tratamiento fiscal diferenciado para la importación de maquinaria destinada al sector hidrocarburífero.
- Ley N° 26.915: Régimen sancionatorio para quienes realicen actividades hidrocarburíferas en la Plataforma Continental Argentina sin poseer habilitación pertinente.
- Resolución N° 1/2014 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas: Aprobación del “Procedimiento para la Importación de Petróleo Crudo Liviano”.
- Resolución N° 99/2014 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas: Aprobación del “Reglamento General para la Asignación de Cupos de Importación de Combustibles líquidos”.
- Ley N° 26.942 (B.O. 24/06/2014). Impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural. Exención del biodiesel hasta el 31/12/2017 (Decreto N° 1325/2017).
- Ley N° 27.007 modifica el Régimen de los Hidrocarburos instaurado por la Ley N° 17.319 incluyendo régimen para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.
- Decreto N° 2579/2014: Disminución de las alícuotas de los impuestos sobre los combustibles líquidos establecidos por Leyes N° 23.966 y 26.181.
- Resolución N° 14/2015 dictada por la COMISIÓN: Creación del “Programa Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”.
- Resolución N° 1077/2014 dictada por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas: Modifica los derechos de exportación aplicable sobre petróleo crudo y sus derivados.
- Creación del Programa de Estímulo a la Exportación de Petróleo Crudo Excedente de tipo Escalante (Resolución MINEN N° 21/2016).
- Resolución N° 8/2017. Aprobación del procedimiento para la autorización de exportaciones con compromiso de re-importación.
- Decreto N° 629/2017. Creación del Régimen de importación de bienes usados para la industria hidrocarburífera.
- Resolución N° 267/2017 del Ministerio de Energía. Aprobación de tarifas máximas para los sistemas de transporte de petróleo crudo.
- Resolución N° 241/2017 (B.O. 02/10/2017). Registro de contratos de operaciones de exportación de hidrocarburos.

- **GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)**

- Marco Regulador del GLP: Ley 26.020. Decreto 1539/08 y Resolución 792/05.
- Sucesivos acuerdos de Estabilidad de Precios del GLP (Resolución SE 1071/05) prorrogado en marzo 2010 (Res. 197 S.E), prorrogado por Resolución 229/2011 y Resolución 112/2011. Este régimen de subsidio generalizado está financiado a través de un Fondo Fiduciario integrado con fondos de los productores de gas natural. La última prórroga del acuerdo corresponde a Resolución S.E. 77/2012, vigente en la actualidad.
- Resolución S.E. N° 36/2015: Nueva metodología para el cálculo de la paridad de exportación de GLP.

- Resolución N° 287/2017 (B.O. 01/12/2017). Aprobación de nuevos precios máximos de referencia para la industria del GLP.
- El Decreto 470/2015 crea, en el ámbito del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, el Programa Hogares con Garrafa (Programa HOGAR), actualmente en la Subsecretaria de Coordinación Administrativa del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (MINEM). A través de dicho Programa, el Estado Nacional subsidia o compensa de manera directa a: i) los/as titulares de hogares de bajos recursos o de viviendas de uso social o comunitario de todo el territorio de la República Argentina, consumidores de GLP envasado, que residan o se encuentren ubicadas, según el caso, en zonas no abastecidas por el servicio de gas por redes o que no se encuentren conectados/as a la red de distribución de gas de su localidad. La Resolución 49/2015 reglamenta el Programa HOGAR con el objeto de establecer los lineamientos y procedimientos para la ejecución del mismo.

- **BIOCOMBUSTIBLES**

- La incorporación de los biocombustibles se materializa a través de la sanción de la Ley 26.093 en mayo 2006. También las leyes que la modifican: 26.334, 26.942 (impuestos) y los Decretos que regulan la Ley de Biocombustibles: Decretos 109/07; 1339/12; 1719/12; 543/2016; 1025/17. Asimismo, las Resoluciones 266/08; 1296/08; 6/10; 7/10; 554/10; 1125/2013; 390/2014, 44/2014 complementan el conjunto de Actos Administrativos que regulan la industria y establecen que el corte actual de gasoil con biodiesel es del 10%, y el de la nafta con bioetanol del 12%. También se establecen mecanismos de ajuste para el precio doméstico garantizando una rentabilidad a los productores. La fórmula permite mantener los precios actualizados a través de la página web de la Secretaría de Energía (http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3033)
- Decreto 1339/2012 dispuso elevar los derechos de exportación para el biodiesel y sus mezclas, establecidos en el mencionado decreto, determinaron una alícuota final efectiva sobre el precio FOB declarado de 24,24%
- Resolución S.E. 1436/2012 estableció en 4405,3 $/tonelada el precio a recibir por las empresas elaboradoras de Biodiesel por parte de las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con Biodiesel. Posteriormente, la Resolución S.E. 1275/2012 elevó el precio a 4661 $/tonelada, según cálculo de la Unidad Ejecutiva Interdisciplinaria de Monitoreo. Asimismo, se establecía un precio de referencia de 5762.25 $/ton para exportación y una alícuota de retención nominal de 23,63%, que equivale a una alícuota efectiva de 19,11 %. Finalmente, el Decreto 1719/12 establece una alícuota móvil para calcular los derechos de exportación.
- Resolución S.E. N° 1725/2012. Establece el precio que recibirán las Empresas elaboradoras de Biodiesel por parte de las empresas encargadas de realizar las mezclas de combustibles fósiles con Biodiesel.
- Resolución S.E. N° 450/2013. Ratificación del Nuevo Acuerdo de abastecimiento de Biodiesel.
- Resoluciones N° 415/2017 (B.O. 01/11/2017) y N°449/2017 (21/11/2017). Modificación del precio de adquisición del bioetanol para su mezcla con naftas.

En la actualidad el Ministerio de Energía publica los precios de los biocombustibles y asigna cupos a los productores a principio de mes, pero en ocasiones puede demorar su publicación entre uno y dos meses. Como se señaló oportunamente el análisis de las Condiciones de Competencia del Mercado de Combustibles líquidos no abarca a este segmento regulado, cuyo precio forma parte del precio final en el surtidor, según el coeficiente de la mezcla.

Por el efecto que tiene sobre el presente estudio destacamos las más recientes medidas sancionadas por la autoridad de aplicación:

- **Decreto N° 962/2017 (B.O. 27/11/2017). Simplificación del procedimiento de autorización de importación de petróleo crudo y exportaciones de gas natural.**

  En el marco del proceso de simplificación normativa que lleva adelante el Poder Ejecutivo Nacional, se realizó un relevamiento de los marcos regulatorios de la industria energética que resulta conveniente modificar para simplificar procedimientos administrativos.

  Respecto al marco regulatorio de los hidrocarburos líquidos, se introducen las siguientes modificaciones:

  - Derogación del Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus derivados creado por Decreto N° 192/2017 a partir del 31 de diciembre de 2017.

- **Resolución N° 241/2017 (B.O. 02/10/2017). Registro de contratos de operaciones de exportación de hidrocarburos.**

  De acuerdo a las modificaciones, el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación, estará a cargo de esta Secretaría, en cuyo marco: a) Llevará constancia documentada de las operaciones de exportación sujetas a registro; y, (ii) Otorgará una constancia de registro de la operación de exportación a la que hace referencia el artículo 1° del mencionado Decreto N° 645/2002, que se constituirá en parte integrante de la documentación de exportación que deberán presentar los exportadores a los efectos del despacho de la mercadería.

  La Resolución detalla los productos de exportación sujetos a registro; la modalidad en que se debe solicitar la autorización; y la comprobación que no ha habido interesados en el mercado interno de los productos a exportar (previa a la publicidad del acto).

  Una medida que no hemos listado pero que conviene destacar es la Resolución 314/2016, que obliga a informar el precio de los combustibles en el surtidor, el que debe ser cargado en una aplicación disponible de libre acceso por parte de los expendedores. Se definen penalidades ante la falta de actualización o tergiversación de la información, lo que aporta un fuerte compromiso para gestionar el control de la competencia de precios a nivel minorista.

  Finalmente vale la pena señalar que con la sanción de la Ley 27430, el Título IV desarrolla una serie de modificaciones que se han dado desde el 1 de marzo de 2018 en el Impuesto sobre los Combustibles. Básicamente se eliminaron tres impuestos ad valorem: Impuesto a la Transferencia de Combustibles Líquidos y Gas Natural (Ley 23.966); Impuesto al Gasoil (Ley 26.028); y el Impuesto al Fondo de Infraestructura Hídrica (Ley 26.181). Para compensar esta reducción se sancionaron los impuestos de suma fija y que se actualizan trimestralmente de acuerdo al IPC. Estos impuestos son: Impuesto al Dióxido de Carbono (0,473 $/lt y 0,412 $/lt para gasoil y nafta, respectivamente); y el Impuesto sobre los Combustibles (4,148 $/lt y 6,726 $/lt para gasoil y nafta).

Para completar la visión normativa / regulatoria vale remarcar que muchos aspectos regulatorios se han regido por acuerdos de entre los funcionarios responsables de las áreas de gobierno y las empresas. Algunos de ellos han tomado la forma de "Actas Acuerdo" y han tenido más fuerza legal. Oportunamente también se utilizaron métodos coercitivos para que el sistema funcionara, en apariencia, libre de intervención.

En el final de esta Sección presentamos un cuadro sintético que nos permite comprender la circularidad que ha tenido el marco regulatorio del sector desde los años 1980. A nuestro criterio durante el período 2016-2017 ha habido una continuidad en lo que hace a las políticas de hidrocarburos, por el lado de la oferta, de lo que fue el cambio de rumbo iniciado hacia fines de 2012. Es así que la alineación de precios domésticos con los internacionales abre una nueva etapa a partir del año 2018 que podrá evaluarse con el paso del tiempo[47].

Una clara diferencia, sin embargo, se dio en el plano institucional. En efecto la máxima autoridad de la COMISION que determinaba los subsidios para la oferta de hidrocarburos era al mismo tiempo Ministro de Hacienda y Director de YPF. Actualmente y desde el inicio de la nueva gestión, la autoridad procuró trabajar bajo la consigna de separación de roles y se encaminó hacia una gradual recuperación de las instituciones, en especial de los entes reguladores. Sin esa separación de roles probablemente hubiese sido imposible que la CNDC iniciara un estudio tendiente a investigar las condiciones de competencia en el mercado de combustibles líquidos.

Como señalamos en la Sección 1, la continuidad de las políticas de incentivo a la oferta no ha tenido buenos resultados bajo la nueva Administración. Según las proyecciones del Ministerio de Energía el incremento de oferta doméstica recién se producirían en 2019[48]. Un aporte no menor, sin embargo, ha sido el haber generado conciencia del valor económico del gas natural, vinculado a su escasez, racionalizando su demanda al aproximar su precio de mercado a un cierto costo, que es el que la autoridad considera el costo de oportunidad.

A nuestro juicio, el esquema de determinación del costo económico no genera condiciones de competencia como el que se ha planteado en el mercado de combustible líquido, y más bien revela debilidades a la hora de atraer inversión en la medida que las promesas de pago (Plan Gas) se van transformando sucesivamente en pagos contingentes (deuda pública), ante la falta de recursos presupuestarios para cumplir con este esquema "funcionario dependiente" que persiste del modelo de gestión iniciado en 2013, tras la expropiación del 51% de las acciones de YPF que mantenía la empresa española Repsol.

[47] El caso de la Resolución 74/2016 es una muestra de la continuidad mencionada. En efecto, en los considerandos de esta medida, que consiste en un estímulo a los nuevos productores de gas, se hace mención a la Resolución 185 de septiembre 2015, y a su oportuna falta de reglamentación. Toda la justificación de la medida se recuesta en la normativa que desde el año 2013 utilizó la COMISION para revertir la declinación de la producción de gas natural, y que permitiera una leve recuperación de la producción entre los años 2014 y 2015.

[48] Ver Escenarios 2030 MINEM: http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7771

Box N°1. El esquema centralizado en el mercado mayorista del gas natural y del GNL

En el caso del gas natural, la opción a la decisión política de establecer un sendero de precios que se tomó en el mercado de productores era la de fomentar los contratos entre partes yendo a la liberación de mercado, pero con la participación e influencia de un gran jugador que operase en función de los intereses del Estado, o más bien del bienestar general.

En ese caso nuestra hipótesis es que un mecanismo de licitación competitiva de oferta de gas incremental (que podría haber sido organizado por ENARSA), donde el techo habría venido dado por un muy bajo precio internacional del GNL, hubiera conducido a precios locales menores, pero incentivando la oferta de gas doméstico a lo largo de la curva de costo marginal de toda la industria (con costos diferenciales por tipo de formación) y por tanto se hubiese podido moderar los incrementos de tarifas por el componente de gas en boca de pozo.

¿Cómo imaginamos estas licitaciones para incentivar la oferta de gas doméstico? Con un Mercado que permitiera expresar voluntades de compra de mediano plazo (mínimo a un año) por el lado de la demanda, y permitiera también realizar ofertas de cantidades a distintos niveles de precio (incluyendo en ésta a la oferta internacional). Es decir, cómo funciona un típico mercado de subastas, y por tanto hubiera podido ser coordinado por el hasta ahora poco explotado Mercado Electrónico de Gas (MEGSA).

Si bien el modelo para la determinación del costo económico hasta ahora ha sido bien distinto, estableciendo un sendero de precios *ad hoc*, eso no significa que no pueda hacerse bajo un esquema competitivo, más parecido al que se ha planteado para el caso del mercado de combustibles líquidos. De hecho, hasta los productores más entusiastas interpretan que los valores actuales, cercanos a los 7 US$/MMBTU en donde existen esquemas de incentivos, superan largamente el valor que hace rentable la operación (del orden de los 5 dólares).

En el contexto de un modelo centralizado, como ha caracterizado el estudio de Cippec (2017) al proceso decisorio que viene implementando el Ministerio de Energía y Minería, las acciones en materia de asegurar el suministro gasífero parecerían haberse demorado. Más allá del ingreso del nuevo flujo de gas natural que llega desde el Pacífico como GNL a partir de la reversión del flujo original del gasoducto de Atacama, hacia finales de 2015 era notoriamente ventajosa la opción de incorporar al menos un nuevo terminal de GNL (sino dos) en el estuario rioplatense, en un **contexto en el que el precio del GNL venía cayendo fuertemente, y a su vez divorciándose del de los combustibles líquidos.**

Ex post tenemos que el ahorro corriente que hubiera tenido CAMMESA y el Tesoro Nacional de haber sustituido el gasoil y fueloil por GNL supera holgadamente los US$ 1000 millones en el bienio 2016-2017. Una interpretación alternativa al exceso de centralismo decisorio que postergó esta iniciativa podría haber sido el veto del sector petrolero a un proyecto que podría (erróneamente) considerarse como una amenaza al desarrollo de Vaca Muerta, y un alineamiento del Ministerio con los intereses del sector.

Ciertamente la construcción del nuevo terminal hubiese insumido tiempo y recursos que, en caso de destinarse a una instalación fija, hubiese representado prácticamente la totalidad de esos recursos. Pero en ese caso, al presente la Argentina tendría un terminal adicional para inyectar GNL en los períodos de pico (reemplazando gasoil más caro) o bien como vehículo de pick shaving, para almacenar gas excedente y más barato en verano, cerca de los centros de

consumo, optimizando el costo de suministro del sistema y reduciendo el requerimiento de incremento tarifario.

Durante el bienio 2016-2017 no se modificó el manejo centralizado heredado de importación de GNL, e incluso hay quien afirma que a partir de la revisión tarifaria, se generaron extra márgenes para las Transportistas derivados del sistema integrado de gasoductos troncales con las plantas de GNL existentes[49].

Resulta auspicioso el hecho que se haya realizado una Consulta Pública durante el mes de marzo 2018 para reglamentar la comercialización de capacidad de plantas existentes o por construir de Gas Natural Licuado, permitiendo a los actores involucrados (stakeholders) realizar consultas y aportes sobre el modelo regulatorio a implementar.

Actualmente existe un dilema centrado en la modalidad de acceso que habrá para el uso de la capacidad disponible o nueva. La disyuntiva se plantea entre un acceso restringido (y negociado) o uno abierto (a tarifa regulada) para todos los cargadores o participantes del sistema, que podrán comprar voluntariamente estos servicios, e inclusive contratar el GNL libremente, como ocurre en la mayoría de los sistemas regulatorios maduros, en los que existen peajes de acceso que garantizan la competencia y transparencia de estos sistemas.

Previamente, al referirnos a las condiciones de acceso a la logística del mercado de combustibles líquidos, señalamos la existencia de un trade off entre seguir en forma estricta las mejores prácticas regulatorias o bien tomar en cuenta los antecedentes institucionales de un régimen regulatorio frágil e inestable que ha vulnerado los derechos de propiedad a partir del cambio frecuente de las reglas (Winograd, 2014, 2017). Es por eso que algunos especialistas en organización industrial como Carlos Winograd (2017), recomiendan diseñar mecanismos que "alineen incentivos" mediante el uso de instrumentos basados en señales de mercado más bien que en reglas que pueden estar sometidas a una captura política o regulatoria como sería un esquema de “facilidad esencial” que implica un régimen de acceso abierto.

Eventualmente, este autor propone considerar esquemas mixtos, en vistas a que el riesgo regulatorio impone extra costos al costo del capital (y por tanto al retorno esperado) que se propaga al precio final. En esos sistemas mixtos se podría implementar un régimen de facilidad esencial para las capacidades existentes, o aquellas originadas en empresas públicas, y libre disposición para las nuevas capacidades, siempre que estos activos no encuentren una organización más eficiente, que el de la prestación única o monopolio natural.

Nuevamente el caso chileno revela un buen diseño regulatorio para su provisión de GNL. Allí, en Quinteros, la central está operada por un consorcio conformado por la empresa estatal ENAP y cuatro grupos privados ligados al sector energético (BG Group, ENAGAS, Endesa Chile y Metrogas), cada uno con una participación del 20%, lo que asegura una mayor competencia que la titularidad única, aunque no tan eficiente como el caso de un Operador Independiente.

[49] Fernando Passini argumenta que las actualizaciones tarifarias sobrestiman el componente de transporte desde las terminales de LNG, generando beneficios extraordinarios para los transportistas. Ver Passini (2017): “Contractualización y reconocimiento regulatorio de los cambios estructurales en el sistema de gas luego de la Emergencia Económica”. Tesis de Maestría, Ceare.

Con la derogación del Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus derivados, creado por Decreto N° 192/2017 a partir del 31 de diciembre de 2017, cualquier comercializador de combustible que esté inscripto en la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (cumpliendo los requisitos de la Resolución 419/1998) va a poder importar combustible, en la medida que tenga capacidad propia o contratada de almacenar dicho producto. Asimismo, en caso que el uso no sea para usinas (que no precisan mezclar con bio, y en un futuro cuando CAMMESA deje de abastecerlas), deberá tener cupo de biocombustible y tanques disponible para la mezcla, según lo marca la Ley.

Tabla 2. Caracterización del Sector Petrolero a lo largo de las tres últimas décadas

Variable	1983-1993	1994-1998	1999-2002	2003-2012	2013-2017
Rol del Estado / Perfil Productivo	Empresa pública. Alta regulación	Régimen Muy Concedente	Rol Pasivo	Activo / Captura de Renta / Subsidio Consumidor	Concedente/ Influencia empresa pública / Subsidio al Sector
Geología	Plan Houston: Joint Venture entre Estado y privados	Transferencia áreas conocidas + Plan Argentina	Transferencia a Empresas Internacionales	Pocos nuevos descubrimientos / Dinamismo empresas chicas	Surgen los No Convencionales como nuevo paradigma
Nivel de Impuestos	Medio / Empresa Pública	Bajo	Alto	Muy Alto (Retenciones)	En disminución
Exploración	Alta	Alta	Moderado	Muy Baja	Foco en NC
Refinación	Se agrega capacidad de Luján de Cuyo	Sin cambios	Sin Cambios	Sin Cambios	Mejoras en RLP y marginal en Axion
Situación Petróleo	Caída en producción. Distorsión Upstream y Downstream	Producción en alza + Exportaciones	Producción en baja + exportaciones	Producción en baja / Exportación en baja y Regulada	Producción en baja. Fin de exportaciones / Inicio importación
Situación Gas	Producción en Alza / Alto Horizonte de Reservas	Producción en alza y Desarrollo proy. exportación	Producción estable y aumento exportaciones	Producción estable / Corte de Suministro a Chile / Impo de Bolivia y LNG	Leve suba 2014-2015 y caída posterior / Estímulo a Productores
Precios Combustibles	Regulados	Libres	Libres	Fuerte Regulación	Regulado / Altos márgenes
Situación Macro	Inestabilidad. Caida del PBI	Crecimiento moderado	Estancamiento / Crisis	Alto Crecimiento hasta 2011 / Cierre a mercados	Estancamiento / Cambio de Régimen / Apertura a mercados

5. Estructura de mercado y nivel de concentración en las etapas de refinación, distribución y comercialización

Tanto el mercado aguas arriba, en lo que hace a la exploración y extracción de petróleo, como aguas abajo, en el proceso de industrialización y comercialización de combustibles, muestra altos niveles de concentración y también de integración vertical. Si bien señalamos en la Sección 3 no se puede establecer una correlación evidente entre los niveles de integración y el grado de competencia, el exceso de concentración sí puede crear barreras competitivas.

La actividad de refinación, como destacamos, requiere de una inversión cuantiosa asociada a una escala mínima elevada, para que sea eficiente y competitiva. Por lo tanto el ingreso de una nueva refinería de este tipo no parece justificarse actualmente en el mercado argentino, en particular en momentos en que la integración vertical "hacia atrás" aparece más complicada, dada la limitada disponibilidad de petróleo crudo.

No obstante a mediano plazo, el ingreso de petróleo liviano No Convencional de Vaca Muerta y un mercado que se vaya ampliando e integrando, tanto local como regionalmente, plantea una potencial oportunidad para un nuevo proyecto de inversión en una refinería moderna (a menos que se acelere la penetración del vehículo eléctrico). Lógicamente que esta planta debería pertenecer a un nuevo actor (en relación a los incumbentes, en especial a YPF que mantiene una posición dominante), con el fin de atomizar el mercado.

En el corto plazo la perspectiva de una nueva etapa de apertura de los combustibles al mercado global hace de la estrategia de aumentar la capacidad de refinación una opción claramente antieconómica, sobre todo en un contexto global en el que existe capacidad ociosa de refinación. Sin embargo, disponer de una refinaría, aunque no esté en la frontera tecnológica, otorga una ventaja competitiva en el mercado actual de combustibles, no tanto por las unidades de producción con posibilidad de procesar crudo nacional, sino por la logística asociada, su vinculación a una red de distribución, y la utilización de una marca ya instalada en el mercado.

La red comercial también se encuentra altamente concentrada, lo que también ha promovido el debate acerca de las limitaciones que eso impone a la competencia. Si bien últimamente han cerrado muchas bocas de venta, en particular en las grandes urbes, de acuerdo a los Decretos de desregulación de comienzos de los años 1990', la apertura de bocas de expendio es una actividad libre. Estos puntos de venta pueden ser de propiedad de las empresas comercializadoras o bien de terceros con contratos con la empresa que distribuye el combustible.

Los contratos son generalmente de exclusividad y por un cierto período de tiempo, lo que se justifica en la inversión que hace la empresa distribuidora en la infraestructura (tanques y surtidores) y la consolidación de la marca (en particular gastos de publicidad, control de calidad, cartelería, etc.). Sin embargo, últimamente se está viendo que gran parte de la inversión es realizada por cuenta del estacionero, quien además está obligado a contratar un seguro de caución ambiental, que antiguamente corría por cuenta de la Distribuidora.

Tanto los casos de estaciones propias como la entrega de producto en consignación buscan reducir el "problema" de la doble marginación, como se detalló precedentemente. También buscan mejorar los controles y a su vez generar una imagen de marca (que acarrea elevados gastos en publicidad), y que termina impactando en el costo que finalmente se traslada al surtidor en toda la red. Es en este sentido que el producto entregado con un servicio asociado se vuelve un bien "diferenciado" más que un commodity, y en tal circunstancia la determinación de su precio responde a una serie de factores que hace que su modelación resulte más compleja. En un extremo la fijación del precio podría considerarse como una estrategia puramente comercial.

Ahora bien, dado que el producto de una marca es homogéneo para esa marca, no podrían justificarse divergencias significativas en los precios de los combustibles de una red. A los ojos de una autoridad de Defensa de la Competencia es por tanto relevante considerar si ciertas posiciones de venta muestran precios cuyas diferencias no se condicen con gastos adicionales de transporte y flete.

Otra problemática que surge en la competencia a nivel minorista tiene que ver con alguna discriminación que pueda establecer la Distribuidora hacia las estaciones abanderadas, respecto de las estaciones propias. Algunos estacioneros independientes han señalado la existencia de potenciales prácticas desleales, al procurar direccionar la demanda a favor de ciertas estaciones elegidas por el Distribuidor. De hecho algunos contratos limitan el volumen de reventa de algunos estacioneros, que por la condición de exclusividad acordada no pueden vender sino producto de un Distribuidor en particular. Es justamente para evitar el direccionamiento (o discriminación) de la demanda que se ha definido un límite en el porcentaje de estaciones que puede pertenecer a la propia Distribuidora (Decreto 1060/2000).

La extensión de los contratos generalmente es por un período de 5 a 10 años a nivel mundial y el objetivo de acotar su duración es el de evitar el bloqueo de ingreso de nuevos comercializadores a la red de estaciones existentes a partir de una legítima competencia por mejorar las condiciones para los expendedores. En Argentina se permite una extensión máxima de 8 años para estaciones nuevas y de 5 años para estaciones existentes (Decreto 1060/2000).

En diálogo con representantes de Cámaras de Estacioneros, hemos tomado conocimiento que muchos contratos no tienen cláusulas espejo; esto significa, por ejemplo que los Distribuidores pueden cancelar los contratos con terceros en forma unilateral (pero los estacioneros no tienen esa potestad). Por otra parte, las Cámaras han presentado al Congreso de la Nación diversos proyectos sobre la comercialización de combustible buscando re balancear el peso de la relación bilateral entre las petroleras y los estacioneros, estableciendo restricciones hacia la integración vertical de las petroleras.

A nuestro criterio, si bien puede haber existido un trato asimétrico de parte de las petroleras hacia las estaciones independientes, dicha discriminación pudo haber estado asociada al conjunto de regulaciones que hicieron del combustible líquido un bien subsidiado para los consumidores hasta el año 2013, y que terminaba racionándose por cantidad. Habrá que monitorear como va a ser la relación entre ambas partes en un contexto de liberalización de precios, pero ciertamente la prohibición de integrarse verticalmente a las petroleras no parece ser una receta que apunte a una mejora del bienestar, según lo analizamos en la Sección 3.

a. Participación de Mercado

Como se ha visto, la organización de la industria petrolera presenta una elevada integración vertical, que parte del proceso primario de producción de gas y petróleo e incluye a los activos de logística y los de refinación y comercialización de combustibles. Esta organización genera barreras genuinas al ingreso de nuevos actores y por tanto a la atomización de la oferta.

YPF es actualmente la empresa de bandera con participación accionaria del 51% del Estado Nacional. Es la productora integrada de hidrocarburos más importante de la Argentina. Esta situación también está asociada al hecho que YPF era la empresa cuasi monopólica del Estado en el segmento Upstream hasta finales de los años 90'. Aguas abajo la convivencia con otras comercializadoras de combustible es de larga data, aunque su peso relativo siempre fue muy significativo[50]. Incluso en tiempos de la privatización de la compañía la venta de alguna de sus refinerías no fue parte del Plan Estratégico diseñado por su interventor y posterior Presidente José Estenssoro.

Pasados los primeros años de apertura hacia los mercados y elevada inversión, el alto grado de intervencionismo que se dio al inicio del siglo XXI no solo no promovió la inversión sino que tampoco le permitió a YPF tener una estrategia sólida de largo plazo. No obstante ello, a lo largo del último cuarto de siglo YPF mantuvo una posición dominante en el mercado del Upstream, con una participación que fue del 35% en el período 2008-2012, pero con niveles que venían del 45% hasta mediados de los años 1990'. En la post re nacionalización y hasta la actualidad, los niveles de participación del Upstream petrolero pasaron nuevamente a ser similares a los máximos históricos, aunque con una renta total muy inferior a la de los años 90'. El caso del gas natural muestra claras analogías con el petróleo, aunque las áreas gasíferas más importantes de la cuenca Austral fueron transferidas mayormente a otras compañías, en especial a la francesa Total Austral, que desde hace algunos años lidera la producción gasífera nacional, a partir del gran potencial que ha desarrollado en aquella cuenca.

Aguas abajo el mercado es de naturaleza oligopólica con un actor dominante, que es YPF y que prácticamente mantuvo esta situación de dominio a lo largo del último cuarto de siglo, a pesar del cambio de accionistas en la petrolera de bandera y de los cambios políticos/regulatorios que sufriera el sector.

YPF tiene el 49% de la capacidad total de refinación (que dijimos era de 104 mil m3/día), pero procesa actualmente el 58% del total del petróleo que se refina en el país.

La siguiente tabla muestra la refinación por empresa durante el período 2010-2017.

[50] De hecho la empresa Shell festejó los 100 años en Argentina en 2014, y se dedica a la refinación en la planta de Dock Sud desde 1931. La refinería de Campana es aún más antigua. De hecho la más antigua. Data de 1911. Exxon que fue quien más tiempo la operó salió de esa operación para volcarse al Upstream. Recientemente adquirió activos en Neuquén, también al amparo de los programas de incentivos, como el caso de Shell. La Refinería de Bahía Blanca es la que más cambió de manos. Data de 1926 y recientemente fue transferida por Pampa en el paquete de activos a favor de Trafigura.

Tabla 3. Participación en la refinación por empresa. Promedio 2010-2017. En %

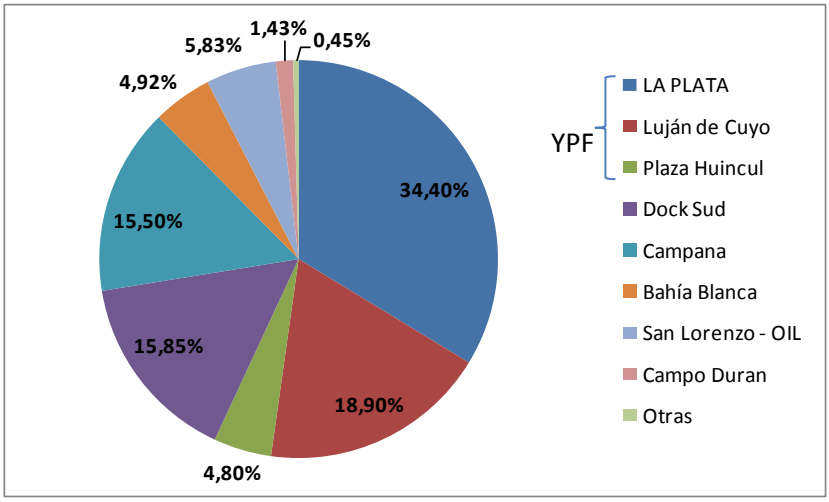
EMPRESA	SHARE
YPF S.A.	55,6%
SHELL C.A.P.S.A.	15,7%
ESSO S.A.P.A.	15,2%
PETROBRAS	6,2%
OIL COMBUSTIBLES	4,0%
OTROS	3,4%
HHI	3.631
C4	93%

Fuente: Ministerio de Energía y Minería. SESCO

Incluimos otros indicadores de concentración como ser el C4 que muestra la participación de las cuatro mayores firmas en la oferta total, y el índice HHI de uso frecuente en el análisis de concentración. Ambos indicadores serán descriptos más adelante.

Dado que YPF tiene 3 refinerías (La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul), en el gráfico que sigue presentamos la capacidad de refinación no por empresa sino por refinería. Fácilmente puede asimilarse esta información a la anterior ya que a cada una de las empresas, excepto YPF, previamente listadas les corresponde una única planta industrial de refinación.

Ilustración 12. Capacidad de Refinación. En %



Fuente: Elaboración propia con datos Minem

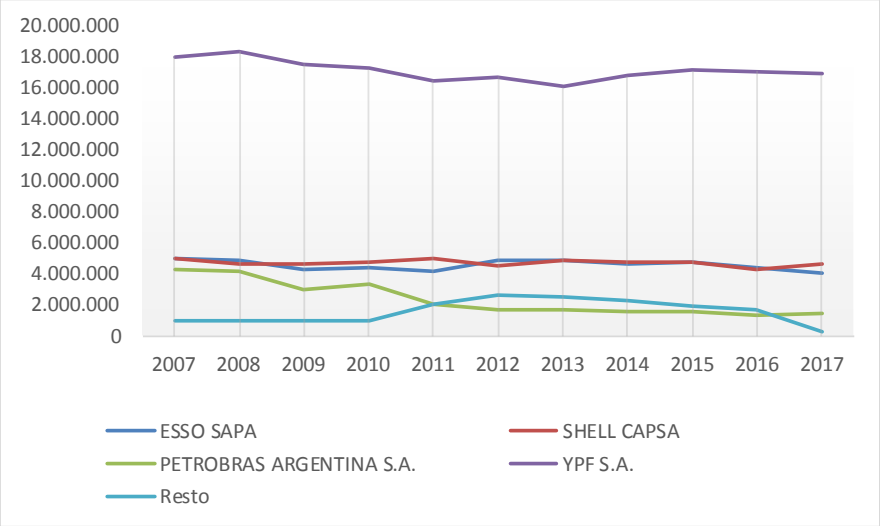
Como habíamos señalado al inicio del documento, la refinería de Dock Sud pertenece a la firma Shell; la de Campana es de Axion (Panamerican Energy); Bahía Blanca está siendo transferida con un conjunto de activos desde la Petrolera Pampa a Trafigura; la refinería de San Lorenzo es de la firma Oil Combustibles y al cierre de este informe se encuentra prácticamente inactiva a causa del juicio en el que están involucrados otros activos del empresario Cristóbal López. La refinería de Campo Durán pertenece a Refinor, cuyos titulares, a su vez son otras petroleras, principalmente de YPF.

A continuación mostramos cómo evolucionó el procesamiento de crudo por empresa a lo largo del período 2012-2017. Elegimos este período pues a partir del año 2013, pero con más fuerza

desde el 2015, es que se el gobierno estableció una serie de acuerdos con las petroleras. A cambio de asegurarles un precio sostén para el petróleo y los combustibles, las empresas se comprometían a mantener los puestos de trabajo en las cuencas petroleras y el máximo nivel de procesamiento en las refinerías.

Si bien los precios locales y los márgenes comerciales se mantuvieron relativamente elevados, el nivel de inversión en el Upstream menguó considerablemente (según mostramos en la Sección 1) mientras continuaba reduciéndose el procesamiento de crudo local, ante una intervención pasiva de la autoridad de aplicación, que según veremos en la Sección 8 llegó a autorizar a algunas firmas, discrecionalmente, a duplicar su cuota de importación de combustible. Finalmente la tendencia al alza de los precios internacionales permitió reacomodar gradualmente los márgenes locales y la "compensación" para productores y refinadores llegó a su fin.

Ilustración 13. Evolución del procesamiento de crudo por empresa. En m3.



Fuente: Ministerio de Energía. SESCO

Vemos que la tendencia declinante de los niveles de procesamiento, desde los máximos históricos del año 2007, condice con la menor disponibilidad de crudos locales.

En la tabla que sigue se presenta la oferta anual de los principales productos del proceso de refinación por empresa.

Tabla 4. Producción de refinados por empresa promedio anual 2015-2017 (km3)

	YPF	SHELL	Axion	Petrobras	Oil	Total
Gasoil Grado 2 (Común)	6.355	1.297	1.654	697	598	10.601
Gasoil Grado 3 (Ultra)	924	196	4	0	48	1.171
Nafta Grado 2 (Súper)	3.334	1.076	898	305	234	5.847
Nafta Grado 3 (Ultra)	1.555	553	215	79	43	2.445
Fueloil	1.303	825	570	149	228	3.075
GLP	1.240	190	297	175	0	1.903

Fuente: SESCO. Ministerio de Energía y Minería

Si nos concentramos en los destilados medios, y en particular en las naftas de grado 2 y 3 (la nafta de grado 1 prácticamente no se produce), tenemos las siguientes participaciones, y sus respectivos índices de concentración

Tabla 5. Participación de la producción de nafta por empresa. Promedio 2010-2017

Empresa	Share Nafta Grado 2	Share Nafta Grado 3
YPF S.A.	55%	61%
SHELL C.A.P.S.A.	18%	23%
ESSO S.A.P.A.	15%	9%
PETROBRAS ARGENTINA	7%	5%
OIL COMBUSTIBLES	4%	2%
Otros	3%	1%
C4	94%	98%
HHI	3.591,87	4.353,34

Fuente: Ministerio de Energía y Minería. SESCO

Seguidamente presentamos la misma información correspondiente al gasoil

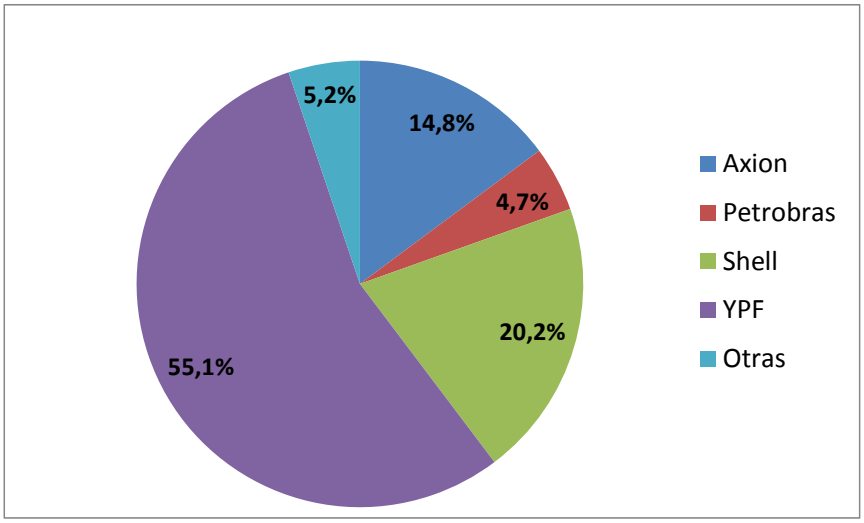
Tabla 6. Participación de la producción de gasoil por empresa. Promedio 2010-2017

EMPRESAS	SHARE GASOIL GRADO 2	SHARE GASOIL GRADO 3
YPF S.A.	59,6%	63%
ESSO S.A.P.A.	14,7%	1%
SHELL C.A.P.S.A.	11,5%	33%
PETROBRAS ARGENTINA	6,8%	0%
OIL COMBUSTIBLES	4,6%	3%
OTROS	2,8%	0%
C4	93%	99%
HHI	3.977	5.025

Fuente: Ministerio de Energía y Minería. SESCO

Dado que las empresas comercializan el combustible producido a través de los diversos canales (mayorista / minorista) los coeficientes de participación en ventas no deberían diferir significativamente de los de producción. Las figuras que siguen muestran las ventas del total de naftas y las de gasoil por empresa.

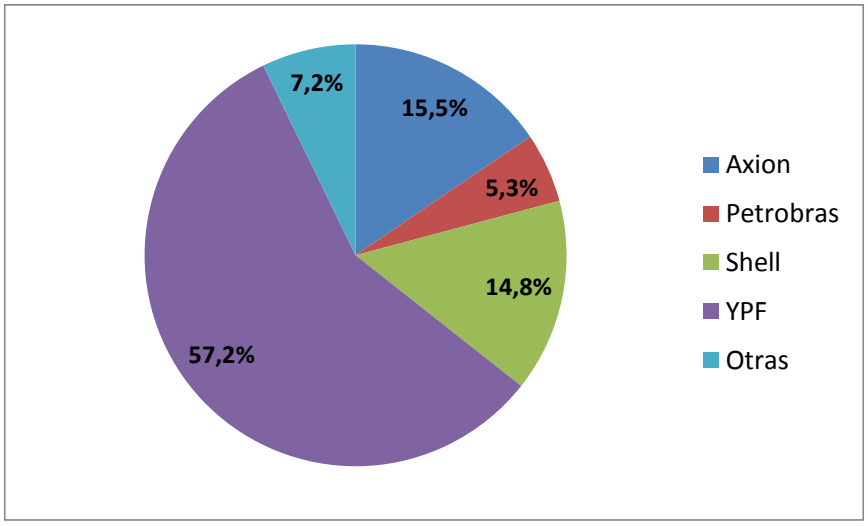
Ilustración 14. Ventas de nafta al Mercado Interno. En %



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Vemos que en el caso de la nafta YPF produce un poco más en proporción de lo que vende, lo mismo que Petrobras. En el caso del gasoil pasa algo similar para YPF, por lo que se intuye que coloca a través de otra Distribuidora. En cambio Shell y Axion venden más de lo que procesan. Esto se da fundamentalmente en los últimos 3 años en que estas empresas aumentaron sensiblemente sus importaciones de combustible.

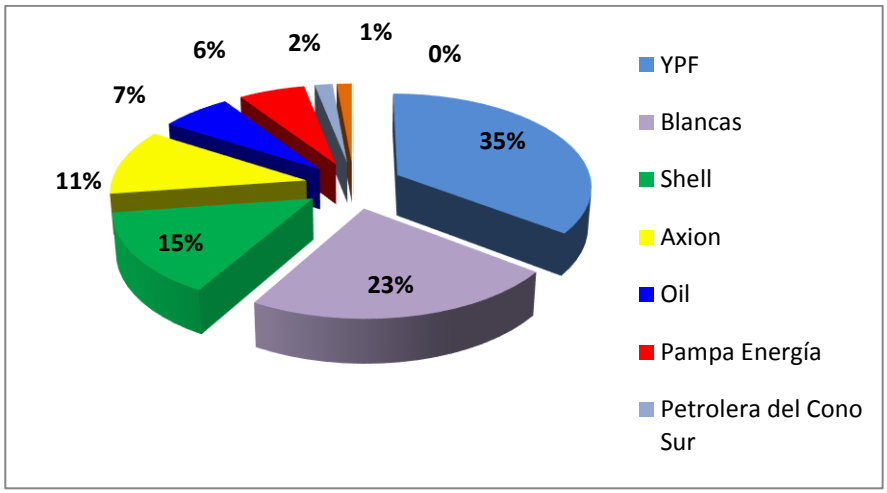
Ilustración 15. Ventas de gasoil al Mercado Interno. En %



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Al analizar las ventas por el canal de estaciones de servicio, identificamos que parte del combustible de YPF se canalizó en la red Blanca, posiblemente a través de una comercializadora vinculada a YPF, como es el caso de DAPSA.

Ilustración 16. Participación de firmas en el total de bocas de venta Minoristas



Fuente: Carta Energética. Montamat & Asociados

Lo que tenemos es una red más atomizada que la producción, con una participación importante de estaciones que no están abanderadas actualmente bajo ninguna marca. Esto puede ser positivo de cara al ingreso de nuevos actores al mercado de combustibles, y también marca una diferencia con la situación al comienzo de los años 1990', en que prácticamente hubo una compulsa por embanderar a todas las estaciones existentes. También eleva la vara en materia de necesidad de fiscalizar las condiciones de calidad de producto y seguridad en la operación, evitando así algunas prácticas desleales en que estos puntos de venta mezclaban combustible con solventes o terminaban ofreciendo productos de calidad inferior a las establecidas por la autoridad de aplicación.

Si bien hacia finales de los años 1990 la red de estaciones sin bandera (o blancas) se expandió, todo el conjunto de puntos de ventas creció considerablemente. Tal es así que en 1999 había un total de 6270 Estaciones de Servicio. El mismo dato para el año 2016 da cuenta de 2000 estaciones menos. En este caso, nuevamente, la experiencia de Argentina en materia de concentración de las ventas, no difiere de la de otros países donde rigen reglas de competencia.

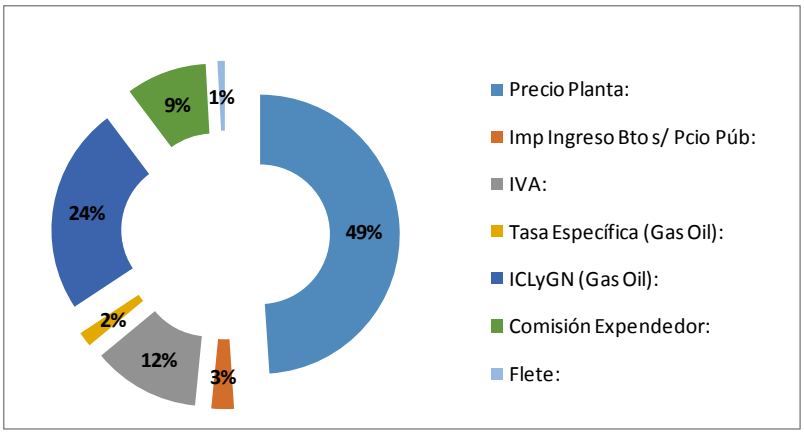
Por otra parte, Argentina ha sido pionera en desarrollar iniciativas pro-competitivas en el mercado de venta minorista. Algunas de esas iniciativas han tenido que ver tanto con limitaciones en la extensión de los contratos entre los estacioneros independientes y las Distribuidoras; la limitación del market share que podían tener las estaciones propias de las empresas petroleras; como así también la iniciativa de establecer alianzas entre las empresas Distribuidoras y las cadenas de supermercado (red de autoservicio).

Con el paso del tiempo las regulaciones laborales impidieron que proliferase la modalidad de auto servicio, pero este sistema ha probado ser muy eficaz en países como Australia o Reino Unido para bajar el precio minorista en este tipo de punto de venta. La expectativa es que esta modalidad pueda agregar mayor competencia al mercado minorista de combustibles, en particular en las grandes urbes en donde el negocio inmobiliario desplazó a la Estación de Servicio. Vendría a ser una forma relativamente simple de diversificar la oferta con una alternativa análoga a lo que podrían ser los servicios de "bajo costo" en otros rubros (aéreo), o inclusive de ventas de segundas marcas en bienes de consumo.

Normalmente se afirma que los combustibles son caros en la Argentina porque el nivel impositivo es muy alto, lo cual es cierto, pero tampoco es muy diferente de lo que ocurre en otros países de Europa o de nuestra propia región. Por otra parte, al tratarse de impuestos ad valorem, la carga tributaria se correlaciona con el nivel de precios en terminal de despacho.

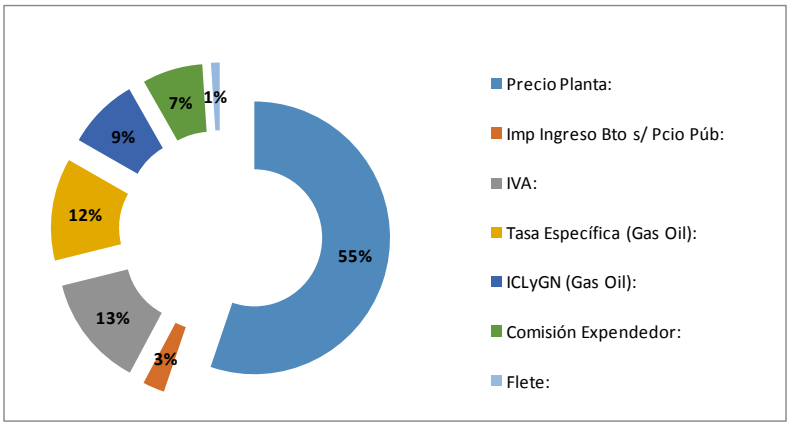
Seguidamente mostraremos la estructura de precios finales en Argentina y cómo sería la misma bajo el nuevo régimen de impuestos con componente de suma fija que aprobó el Congreso y rige desde marzo 2018 (aunque a fin de mes sigue pendiente su reglamentación).

Ilustración 17. Estructura de Precios de la Nafta a Diciembre 2017. En %



Fuente: Montamat y Asociados

Ilustración 18. Estructura de Precios del Gasoil a Diciembre 2017. En %



Fuente: Montamat y Asociados

Evidentemente la carga tributaria ad valorem no ayuda a los objetivos de reducir la volatilidad del precio internacional. De allí que se haya decidido modificar el componente específico ad valorem por uno de suma fija, según lo señalado precedentemente. El paso pendiente a futuro, como señalamos, es la fijación de bandas para que estos nuevos impuestos puedan fluctuar en forma contra cíclica respecto al precio internacional, amortiguando de esta manera su volatilidad. El Fondo se financiaría en los ciclos de precios bajos y se consumiría en los ciclos alcistas.

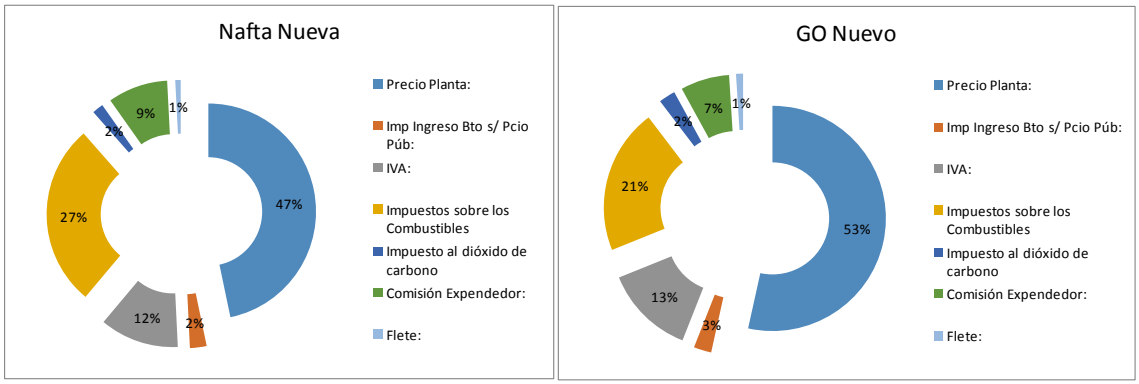
Pero así como el componente impositivo puede amortiguar el ciclo, también es preciso anticipar que podrá haber umbrales que limiten el traspaso de precios mundiales al mercado local. Esto no significa volver a recurrir al oportunismo sino más bien lo contrario. La definición de precios

máximos y mínimos, con un buen control de la autoridad de aplicación debe entenderse como una intervención racional respaldada en un Plan Energético definido ex ante.

En definitiva, la definición de un Plan Energético es consistente con el principio de garantizar el suministro de energía en forma eficiente, con una matriz diversificada y también con precios previsibles.

Seguidamente presentamos la nueva estructura de precios con los impuestos de suma fija que reemplazan a los ad valorem (excepto IVA e IIBB).

Ilustración 19. Estructura de precios con los nuevos impuestos, precios de Dic. 2017. En %



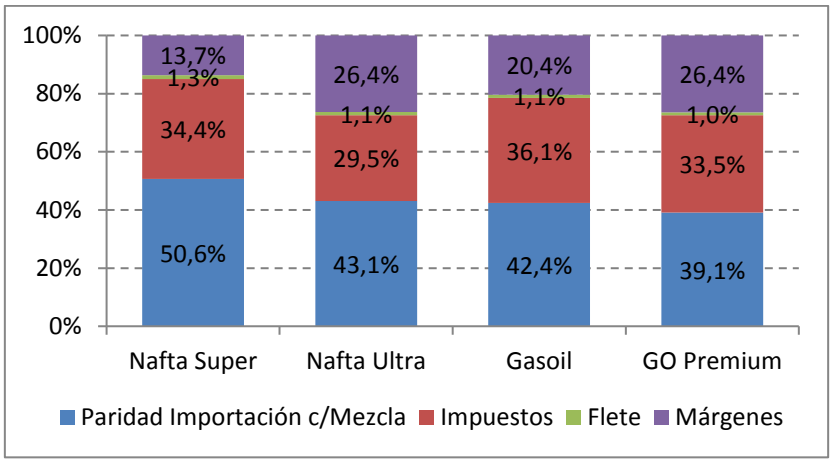
Fuente: Montamat y Asociados

Con la nueva estructura impositiva y los valores de Diciembre, la carga tributaria sería 2 puntos porcentuales mayor que la actual.

La estructura de precios previamente expuesta partía del precio en planta (publicados por Resolución 606/2003) hasta llegar al precio al público. Es decir un cálculo bottom-up. Ahora bien, con la fórmula de Paridad de Importación que presentamos más adelante, va a ser posible cotejar la realidad con nuestro modelo de precios “teóricos” o de referencia, y tener de esta forma una medición top-down desde el precio al público hasta llegar a la paridad de importación, viendo así los márgenes totales del negocio del Downstream.

En nuestro caso, realizamos este ejercicio a comienzos del mes de Diciembre, inmediatamente después de que se decidieran los aumentos de precios, lo que generó una estructura con márgenes más elevados de lo que sería el promedio del mes.

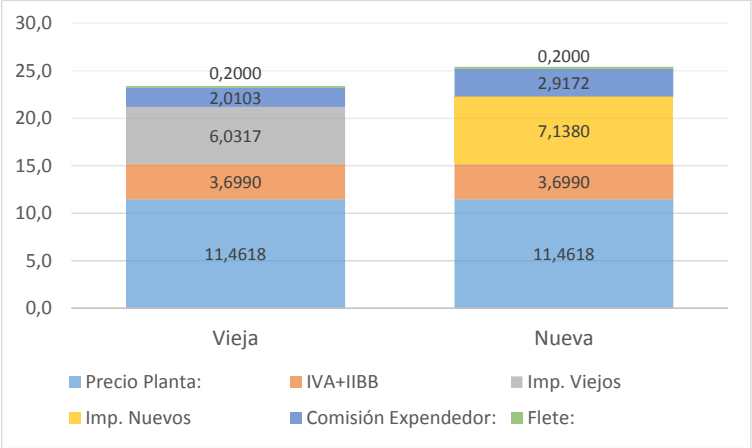
Ilustración 20. Estructura del Precio de Combustibles base Paridad de Importación. Mes 12/17



Fuente: Elaboración propia

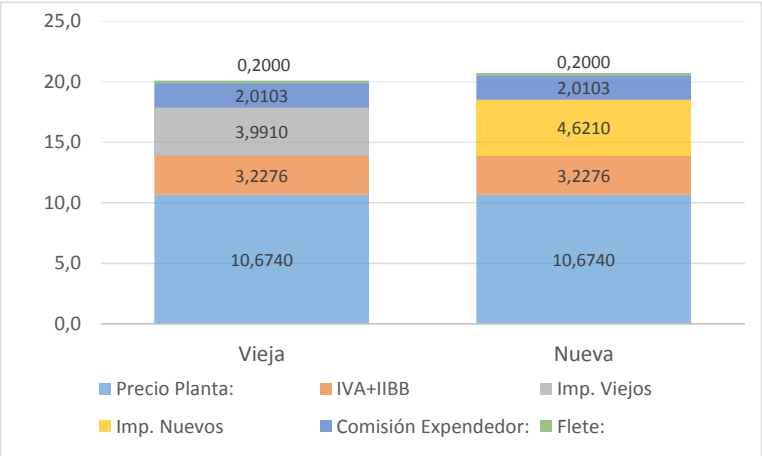
A modo de conclusión presentamos la estructura de precios de los combustibles bajo el esquema viejo de impuestos ad valorem junto con la estructura con los nuevos impuestos, como para mostrar que el impacto actual sobre el consumidor es negativo.

Ilustración 21. Estructura de Precio Nafta Súper, partiendo del mismo precio ex Planta. En $/lt



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 22. Estructura de Precio Gasoil G.2, partiendo del mismo precio ex Planta. En $/lt



Fuente: Elaboración Propia

En el caso de la nafta súper el cambio de impuestos nos conduce a un aumento de 2 $/lt. En el caso del gasoil la diferencia es de 0,6 $/lt mayor.

a. Indicadores de Concentración

En las Tablas presentadas hemos señalado los niveles de concentración a través de los indicadores HHI y C4. Analicemos un poco más en detalle la metodología detrás de estos indicadores, que generalmente suelen utilizarse para dictaminar acerca del impacto que puede tener una fusión de empresas sobre la concentración del mercado.

El índice "HHI" (en inglés, Herfindahl-Hirschman Index) es la suma de los cuadrados de las participaciones de mercado de todos los oferentes que participan en dicho mercado, multiplicado por 10.000. Por construcción, el indicador tiene un valor cercano a cero cuando los oferentes están atomizados, y de 10.000 en el caso de monopolio. Por ejemplo, en un oligopolio simétrico con 4 oferentes el HHI es igual a 2.500 (=4 * $0,25^2$ *10.000).

Las agencias de defensa de la competencia típicamente utilizan este indicador, y su cambio post-operación, para realizar una evaluación preliminar de los problemas potenciales en términos de competencia que puede generar la fusión (bajo el supuesto que dichos problemas no se producirían en una industria atomizada). Por su parte, el Ci es un indicador de concentración que señala el market-share conjunto de las mayores i empresas en un mercado relevante: un monopolio tiene un C1 del 100%, un duopolio tiene un C2 del 100%, etc. Si un mercado tiene un C3 del 50%, entonces las 3 mayores empresas concentran el 50% de la oferta. En un oligopolio simétrico con 4 oferentes, donde el HHI es igual a 2.500 como se vio previamente, el C3 es del 75%.

En los EE.UU., por ejemplo, las Horizontal Mergers Guidelines emitidas por la Federal Trade Commission (FTC) y el Department of Justice (DOJ) en 2010 definieron valores de HHI y sus cambios dentro de los cuales una fusión no requeriría análisis adicional: (a) si el HHI post-fusión es inferior a 1.500, (b) si el HHI post-fusión se encuentra entre 1.500 y 2.500 y el cambio en el HHI es inferior a 100, (c) si el HHI post-fusión es superior a 2.500 y el cambio en el HHI es inferior a 50.

En otros países, incluyendo Argentina, no existen explícitamente estas "zonas seguras" respecto del HHI y de su cambio como consecuencia de una operación de integración económica, pero los criterios seguidos por las agencias de defensa de la competencia son bastante similares en esta línea.

Tanto la producción de Naftas como de Gasoil muestran, a través del HHI, una elevada concentración. Mucho más evidente se vuelve la concentración cuando se realiza el análisis a través del indicador C4.

Ya se mencionó el indicador Ci, pero puntualmente veamos de que se trata el C4, que es un indicador de concentración que es bastante sencillo de construir y de entender, pues se centra en mostrar los porcentajes de participación de las cuatro mayores empresas o compañías que estén activas en el mercado escogido; es decir, observando por ejemplo sus cuotas de mercado o sus volúmenes de producción o ventas en un periodo de tiempo en especial. Suele considerarse que valores superiores al 60% del total del mercado alcanzado entre las cuatro

empresas con mayor participación se relacionan con mercados denominados como de alta concentración, poco competitivos y de difícil acceso para nuevos intervinientes.

Para completar la relevancia de estos índices podemos mencionar que en la Argentina, el procedimiento de control de fusiones y adquisiciones fue introducido en el año 1999 por la ley 25.156, que contiene además dos artículos de fondo sobre el tema. El primero de ellos (artículo 6) define qué se entiende por concentración económica, en tanto que el segundo expresa que están prohibidas "las concentraciones económicas cuyo objeto o efecto sea o pueda ser restringir o distorsionar la competencia, de modo que pueda resultar perjuicio para el interés económico general" (artículo 7 de la ley 25.156, modificado por el decreto 396/2001)[51].

[51] Ver Coloma (2009): "Defensa de la Competencia. Análisis Económico Comparado". Castellano Libros.com

6. Barreras a la entrada en las etapas de refinación, distribución y comercialización

La actividad de refinación a nivel global está mutando a unidades de gran escala. En América Latina, en cambio, más del 50% de las 75 refinerías existentes tiene una capacidad inferior a los 50 mil barriles/día. También resulta inadecuada la capacidad de conversión y en particular los niveles de azufre con que se están produciendo los destilados medios, dados los requerimientos ambientales mínimos fijados por organismos nacionales y multinacionales.

En Argentina el sector de refinación no había observado inversiones significativas por décadas. Recientemente la Refinería La Plata incorporó una unidad de Coke a fin de obtener más y mejores porcentajes de gasoil. También apunta a reducir la cantidad de azufre, de 1500 a 350 ppm para el año 2022, aunque la exigencia original apuntaba a bajarla a 30 ppm. Actualmente la empresa Axion tiene un plan de inversión para aumentar el procesamiento de crudo cerca del 50% y adaptar su capacidad a una mayor producción de gasoil con estándares de emisiones más acordes a los tiempos que corren.

En el corto plazo el objetivo de apertura de los mercados plantea el desafío de la competencia con productos de mayor calidad importados (aunque posiblemente no percibido así por el público habituado a las marcas domésticas y su publicidad), que se producen en refinerías de mayor escala y especificaciones acordes a los requerimientos de países desarrollados.

Según el Anuario Estadístico de BP, la utilización de capacidad global está por debajo del 83%, y para América Central y del Sur apenas en el 72%. Asimismo, los márgenes de Europa (NWE Light Sweet Cracking) han oscilado en la última década entre los 4.5 y los 10 dólares por barril[52].

El dato del margen promedio es relevante a la hora de definir un margen teórico de referencia (que forma parte del "estadístico" Paridad de Importación) para la actividad del refinador local ya que éste compite con un mercado mundial que fija precios en función de los excedentes de las refinerías eficientes. De hecho, cuando analizamos otros estudios metodológicos que desarrollan el cálculo de la Paridad de Importación, ellos no consideran la necesidad de establecer márgenes adicionales sobre el producto importado. Esto sucede en el cómputo que hace URSEA (2017) a partir de un precio de referencia del combustible en Uruguay, y también el que hace la CNE en Chile a partir del precio de referencia del petróleo Brent[53]. Sobre estos aspectos retomaremos el análisis en la Sección 9.

Dado que en la actualidad YPF lleva al mercado cerca del 60% de la oferta local de los principales combustibles, su estrategia de fijación de precios tiene alto impacto en la determinación de los precios de sus competidores. Así, el importador que busque ingresar al mercado podrá posicionarse por debajo del precio de YPF si éste determina sus precios internos con márgenes

[52] Ver: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/oil/refining.html En particular se ha considerado el margen de Europa pues la costa del Golfo sufre la volatilidad de los frecuentes huracanes.

[53] Para el caso de Uruguay, ver: http://www.ursea.gub.uy/inicio/combustibles/combustibles+liquidos/tarifas_precios_combustibles_liquidos/ppi_combustibles_liquidos En el caso de Chile ver: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/01/2017_12_28_MEPCO.pdf

extraordinarios (que luego veremos en la Sección 9 a partir de un análisis de Benchmarking) respecto a una operación de trading estándar, y así generará una mejora en el bienestar general, a partir del aumento del excedente del consumidor por la incorporación de oferta a precios menores. De allí que resulte de extrema importancia derribar las potenciales barreras al ingreso de este tipo de competidores.

Por otra parte, como resaltamos previamente, será requisito para que la competencia sea leal y que al mismo tiempo la degradación de la calidad no se vuelva un argumento en contra de la atomización de la oferta, que el producto importado satisfaga los estándares de calidad establecidos por la autoridad de aplicación (que deberá intensificar los controles a nivel de las terminales de despacho y estaciones sin bandera). En el extremo, el nuevo equilibrio competitivo podría producirse a precios menores en la medida que los actores establecidos verifiquen que la estrategia de invertir grandes sumas en campañas publicitarias no conduce a una significativa ventaja competitiva, con lo que los márgenes requeridos por las firmas también serían menores, lo mismo que el precio final.

La presencia de actores dominantes no es un hecho negativo en sí mismo, dada la baja escala del mercado, de lo que se trata es de evitar el abuso de su posición dominante tanto por prácticas discriminatorias, estrategias de colusión, o bien el establecimiento de precios predatorios que terminen eliminando a la competencia, entre otras formas de competencia desleal. Pero el abuso de posición dominante, dada la forma en que está organizada la industria, también se extiende al acceso a la logística de comercialización.

Como ya hemos venido advirtiendo, para derribar las barreras a la competencia, los activos de logística deben ser de acceso abierto con tarifa regulada, en la medida que el activo sea de carácter esencial, o en otros términos, que se trate de activos caracterizados como monopolios naturales; es decir que socialmente sea conveniente que haya un único oferente, dado el tamaño mínimo eficiente de la unidad productiva respecto de la demanda de mercado. Alternativamente, en el caso que la organización del mercado requiera de varios oferentes, y no exista una restricción espacial para que ellos se instalen territorialmente, el modelo de libre disposición puede no sólo conducir a un equilibrio competitivo con precios menores al reducir el costo del capital por menor riesgo regulatorio, sino también generar incentivos para la inversión.

Como vimos en el caso de los ductos, algunos de ellos pertenecen a un conjunto de compañías ya establecidas, lo que podría generar algún tipo de colusión y/o restricción de uso respecto de nuevos actores ingresantes. También constituye un tipo de discriminación el hecho que los estándares ambientales para los ingresantes sean muy superiores a los que se requieren para las empresas establecidas. Esto hace clara referencia a la operatoria que se da en el área de Puerto Dock Sud, donde como se ha destacado, existe una amenaza para la salud humana y el medio ambiente.

Si bien hay una expectativa que las empresas actúen con un mayor compromiso en términos de su Responsabilidad Social, la autoridad de aplicación (la Autoridad de Cuenca Riachuelo-Matanza, ACUMAR) no debería seguir dilatando su acción fiscalizadora y sancionatoria[54].

En cuanto a la capacidad de almacenaje, nuestra propuesta apunta a promover la instalación de empresas independientes dedicadas específicamente a la logística, como es el caso de Oiltanking en el mercado petrolero de nuestro país, u otras empresas internacionales que han desarrollado la actividad de almacenamiento portuario en la región, como los casos de Vopak o Kinder Morgan, entre otras. En el caso de las estaciones de servicio, parecería conveniente que los límites que fija el Decreto 1060/2000 fueran revisados, pues establecen un porcentaje máximo demasiado elevado (40%) a la luz de la experiencia internacional. De hecho, en países como Canadá la Comisión Antimonopolio ordenó el desprendimiento de un número considerable de estaciones de servicio a la firma Exxon.

Hay que destacar que desde finales de los años 90' se han establecido algunas empresas dedicadas en forma exclusiva a la actividad de almacenamiento independiente. Entre otras firmas se destaca el caso de Vitco, en la localidad de Zárate, provincia de Buenos Aires[55].

Dada la estructura oligopólica del sector, a menos que se recorra el camino del desprendimiento de activos por parte de las empresas con mayor concentración, en especial YPF, se precisa que haya un buen registro de los activos de logística de cada compañía, así como la elaboración de un Registro de empresas comercializadoras con su evolución periódica, que en el caso que se conforme un Mercado Mayorista de Combustible (Sección 7) será éste el encargado de informar, pero en caso contrario deberá ser una función del Ministerio de Energía, en su rol de autoridad de aplicación.

En general las estrategias no competitivas van desde la fijación de precios por debajo del costo (precios predatorios), a fin de asfixiar financieramente a los pequeños participantes, a políticas de colusión. Pero también una estrategia de elevar barreras al ingreso puede venir del lado de mantener restricciones de logística, como ocurrió a comienzos de la desregulación de los 90'.

En el caso del almacenamiento, está muy claro que sin tener disponibilidad propia o un contrato con terceros en áreas marítimas o fluviales, ningún comercializador podrá proceder a ingresar combustible importado, de allí la importancia de fomentar el ingreso de estos actores independientes dedicados al negocio logístico. También es preciso que la regulación garantice y promueva este tipo de inversión.

Algunos trabajos realizados por Germán Coloma (1998 y 2002) han estudiado en el pasado la forma en que se organizaba el sector de comercialización de combustible líquido. En el primer

[54] Generalmente las empresas prefieren pagar las multas a promover un más costoso cambio estructural privado. Como contrapunto cabe destacar que YPF enfrenta una demanda multimillonaria por daños ambientales en el río Passaic vinculado a la logística que tiene en el Estado de Nueva Jersey a partir de la adquisición de la empresa Maxus, por iniciativa de Estenssoro a mediados de los años 90'. Por más que YPF ha alegado que la polución es de larga data, la Corte la responsabiliza por el daño y hasta ahora la ha determinado que debe pagar los costos de limpieza del área.

[55] Sin embargo, esta firma, que le alquila capacidad de almacenaje a CAMMESA, forma parte del mismo grupo económico que la comercializadora Vitol. Eso no es malo per se, pero sin una regulación apropiada es natural que a futuro pueda llegar a privilegiar la posición competitiva de la empresa del mismo grupo económico, si ella comercializara combustible en el mercado argentino

caso no se había encontrado evidencia de una práctica anticompetitiva, mientras que en el segundo, realizado con posterioridad y tras la adquisición de YPF por parte de Repsol, se concluía que el mercado se comportaba como un Oligopolio de tipo Cournot con un líder (Repsol YPF) y un grupo de seguidores[56].

Ya a partir del año 2002 difícilmente pudiera hablarse de un mercado competitivo pues, como señalamos, el conjunto de regulaciones formales e informales, determinaron por sí mismas un comportamiento de líder y seguidores en donde las empresas limitaban su oferta porque la comercialización de combustible era antieconómica. YPF vendía a pérdida (como mostraremos en la Sección 9) y el resto de las empresas debían acompañarla para no perder mercado y además no violar la Ley de Abastecimiento. Oportunamente la firma Shell decidió aumentar los precios sin el consentimiento de la autoridad política, lo que derivó en un boicot contra la compañía organizado desde el Poder Ejecutivo en el año 2005 y una serie de denuncias, a partir de entonces, de parte de la Secretaría de Comercio Interior por desabastecimiento[57].

En cambio, sí se encontró una situación de discriminación y abuso de posición dominante en el caso de la comercialización de GLP entre los años 1993 y 1997, pues el precio de venta en el mercado interno, en el que la participación de YPF era del 55%, superaba ampliamente el valor del producto exportado. En la actualidad también se ha fijado como objetivo la desregulación del mercado del GLP, una vez que converjan los precios locales con la paridad de exportación.

Mundialmente se han visto casos de gran concentración de mercado donde no ha habido evidencia de abuso de posición dominante ni de cartelización, como en el Reino Unido. En algunos casos se ha cuestionado la existencia de intercambios de productos entre empresas mayoristas o refinerías como ejemplo de acuerdos para repartirse determinados segmentos del mercado (eso también ocurre marginalmente en Argentina, según lo señalado en la Sección 2).

En el segmento minorista las barreras a la competencia, desde la desregulación de la industria a principios de los 90', solo existen en la medida que no haya predios disponibles para convertirlos en Estación de Servicio, o bien no hayan caducado los contratos que vinculan a las petroleras (Distribuidores) con las Estaciones de Servicio (Comercializadores).

Lo que sí existe es una barrera legal para la actividad de autoservicio en las Estaciones. Esta restricción, que existe en algunos distritos, ha buscado ser refrendada por los diversos Proyectos de Ley de Comercialización de Combustibles presentados en el Congreso. En la práctica no existen actualmente estaciones que vendan bajo esta modalidad de servicio, que a nuestro juicio podrían instrumentarse en algunos puntos con alta densidad de consumidores potenciales, como serían los grandes centros comerciales. Es lo que definimos como una modalidad de estación exprés, con foco en el despacho exclusivo de combustible y no en el conjunto de servicios que pueden proveerse en las Estaciones de Servicio más sofisticadas. Este también

[56] Coloma (1998):"Análisis del Comportamiento del Mercado Argentino de Combustibles Líquidos" XXXIII Reunión de la AAEP, Mendoza. Y Coloma (2002):"The Effect of Repsol-YPF Merger on the Argentine Gasoline Market". Review of Industrial Organization, vol 21, n°4, pp3 399-418.

[57] Las 59 multas que le aplicó Moreno a Shell fueron desestimadas por la Justicia, que terminó dándole la razón a Aranguren, CEO de la compañía hasta mediados de 2015, y actual Ministro de Energía y Minería de la Nación, desde diciembre 2015.

sería un aporte para diversificar la oferta: el modelo de bajo precio y sólo despacho de nafta y gasoil.

Sin emitir juicio de valor, lo que se ha visto en los países en que se ha implementado este tipo de canal de venta, ha sido una disminución del precio final en los surtidores instalados en los centros comerciales que han establecido alianzas *ad hoc* con comercializadores de combustible. De hecho esta sería una oportunidad en las grandes urbes en los que el negocio inmobiliario aventaja la instalación de estaciones de servicio, y que es la razón por la que han tendido a desaparecer[58].

Como se señaló precedentemente la extrema regulación que existió en el mercado de combustibles durante los años 2000, en ocasiones generó fricciones entre las empresas petroleras y los estacioneros independientes. Incluso algunos contratos que hemos tenido oportunidad de analizar mostraban una relación asimétrica entre ambas partes (lo que denominamos la ausencia de cláusulas espejo). La asimetría determinaba que, por ejemplo, la petrolera podía rescindir el contrato con una anticipación menor a la posibilidad que tenía la estación de servicio, o bien que el volumen de venta de la estación podría estar limitado por decisión de la Distribuidora.

Entendemos que el nuevo régimen tiende a limitar los conflictos del pasado. Más allá de ello, seguramente en la medida que haya más competencia a nivel minorista algunos puntos de venta podrán volverse antieconómicos por falta de escala. Lamentablemente este es un proceso inevitable, y que se ha dado en casi todos los países en los que el valor de la propiedad se ha ido apreciando. No obstante ello, debería haber un ámbito para que los pequeños comerciantes puedan expresar situaciones de discriminación en las que se vean afectados.

[58] En la actualidad también hay una oportunidad para ir por la vía del auto servicio que viene de la mano del crecimiento del parque vehicular eléctrico. En este caso la carga de las baterías del vehículo deberá ser autónoma, dado el tiempo de carga requerido. La operatoria se haría en los centros comerciales mientras los clientes se abastecen de otros productos en el centro comercial. Dada la existencia de un sistema de auto servicio de carga eléctrica se reducirían los argumentos para una carga de combustible líquido bajo idéntica modalidad.

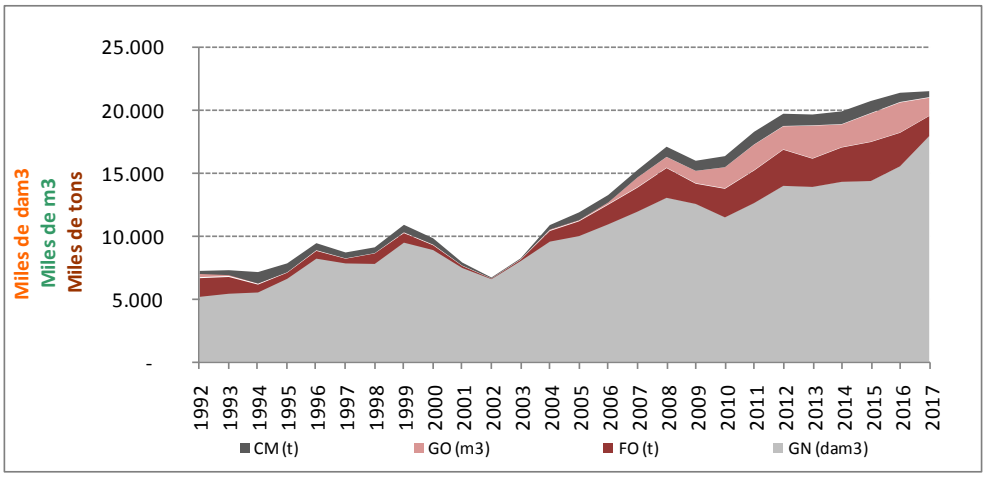
7. Análisis de la viabilidad de un mercado mayorista de combustibles

El mercado de combustibles en Argentina tiene actualmente un gran comercializador que se llama CAMMESA, la empresa mixta que desde su creación a principios de los 90' es la encargada de la Administración del Despacho mayorista eléctrico, y que a partir de la intervención post crisis 2002 abastece por completo al mercado de generadores térmicos.

Esta situación tuvo que ver con el gran desequilibrio que se produjo en el sector energético, particularmente en el eléctrico. Como solución el Estado Nacional promovió la instalación de equipos de generación (principalmente motores) impulsados a gasoil.

Esta nueva oferta vino a auxiliar el suministro de gas natural, que como mostramos al comienzo contrajo la oferta, producto de la desinversión generada por el congelamiento de precios decidido por el Gobierno Nacional (leyes de emergencia prorrogadas hasta el 31/12/2017). Así tenemos que en el período 2010-2016, el consumo de combustibles líquidos en m3 de gas equivalente representó un tercio del consumo de las usinas.

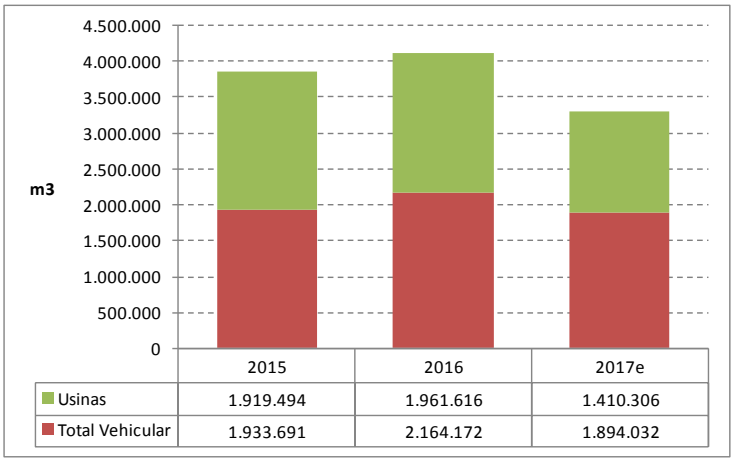
Ilustración 23. Consumo de energía para generación termoeléctrica



Fuente: CAMMESA

Actualmente el total del consumo de gasoil de usinas es importado y su volumen es similar al gasoil importado por las empresas distribuidoras de combustible líquido para uso vehicular.

Ilustración 24. Importación de gasoil. Período 2015-2017



	2015	2016	2017e
Usinas	1.919.494	1.961.616	1.410.306
Total Vehicular	1.933.691	2.164.172	1.894.032

Fuente: Aduana

Box N°2. La penetración del gasoil y fueloil a partir de la crisis energética

A partir de la crisis de suministro de mediados de los años 2000, Argentina debió suplir la oferta menguante de gas natural por gasoil y fueloil. La merma de inversión en el Upstream gasífero vino de la mano de una falta de expansión de la capacidad de transporte y almacenamiento de gas. Esto iba generando una restricción para el consumo invernal de gas natural y viene limitando lo que sería un escenario de incremento de oferta de gas No Convencional.

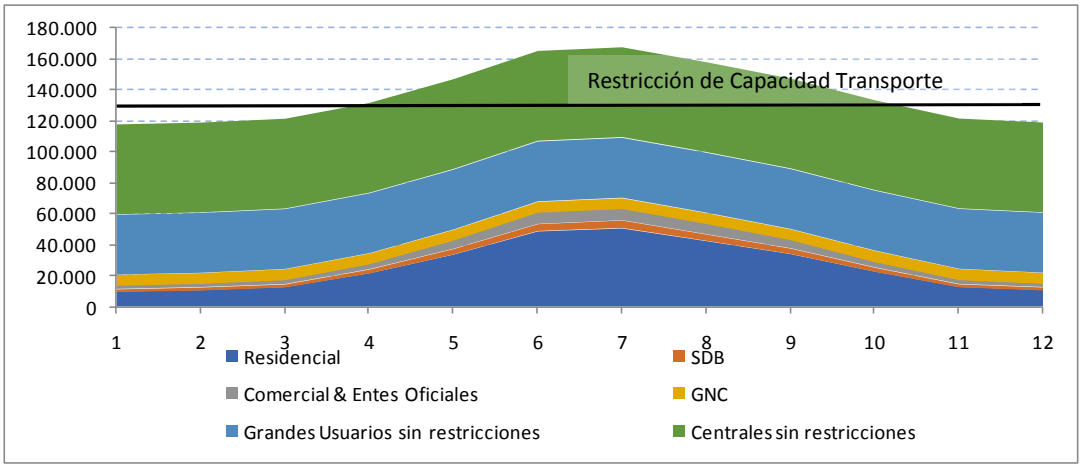
También hay que destacar que la inversión privada voluntaria en generación eléctrica se estancó luego de la crisis del 2002 y la inversión pública de la década siguiente no fue suficiente para compensar esta caída. Esto se hizo muy notorio a partir del año 2007, cuando los cortes de servicio eléctrico comienzan a ser más frecuentes. Así, a partir de distintos Programas con financiamiento ad hoc, aumentó la instalación de potencia con máquinas diesel, que pasa de apenas 25 MW en 2007 a 2434 MW en 2017; mientras la potencia total aumentó un 48%, para llegar a los 36.3 GW en 2017[59].

Bajo esta configuración de oferta y demanda, los requerimientos de combustible líquido y GNL se hicieron una cuestión de Estado, que por Ley debe garantizar el suministro de energía.

CAMMESA paso entonces a monopolizar el comercio de líquidos y la nueva empresa pública ENARSA, creada en 2004, el de GNL. Desde entonces los problemas de suministro se volvieron estructurales y el GNL y los combustibles líquidos deben ser considerados como una fuente adicional y permanente para abastecer el sistema energético en el invierno.

En la actualidad el sistema funciona con una demanda potencial (o nocional) de gas natural que se satisface con combustibles alternativos y con cortes de servicio para los grandes usuarios. Este presente se estima se irá morigerando con mayor oferta de gas doméstica, nuevas facilidades de GNL, y el ingreso de generación en base a fuentes renovables.

Ilustración 25. Demanda mensual de gas natural en City Gate. En miles m3/d. Año 2017



Fuente: Elaboración propia con datos ENARGAS

[59] Destacamos el Programa de Energía Delivery (Res. 220/07); Programa Energía Total (Res. 459/07) y la creación previa del FONINVEMEM (Res. 714/04) que determinaba una suerte de inversión privada compulsiva en capacidad de generación, inicialmente destinado a la construcción de 2 centrales Ciclo Combinado: Central Belgrano y Central San Martín, en las localidades de Timbúes y Campana.

Bajo el nuevo escenario de oferta de energía que plantea el Ministerio de Energía y Minería en sus Escenarios al 2030, la demanda de gasoil vendrá impulsada más que nada por el uso vehicular y será sustituida por gas natural y fuentes renovables en la generación eléctrica.

Pero al mismo tiempo, y a partir de la política de recuperación gradualista de la tarifa eléctrica, las propias empresas generadoras tendrán que satisfacer por sí su demanda de combustibles para generación.

Hoy día esto no sucede pues la tarifa no cubre todos los costos y es por tanto el Estado Nacional quién financia el diferencial de costos en este sector. **Ciertamente este diferencial se vio amplificado por el hecho que el precio que debían pagar los generadores por el gasoil y el fueloil nacional (el último en la totalidad de la cuantía adquirida) contenía un subsidio para el sector de Refinación**, que desapareció a fin de 2017.

Si bien se espera que la gestión de compra pase a las usinas para el año 2019, el dato relevante es que las empresas petroleras dejan de recibir el subsidio con la apertura del mercado de combustibles a la competencia internacional. A partir del 1/1/2018 las importaciones para todos los sectores, excepto usinas, son libres según Decreto 962/2017. El requisito para importar, como destacamos previamente, es estar inscripto como Comercializador, y en el caso de las Usinas por el momento no se requiere la mezcla con biocombustible.

La gestión que viene realizando CAMMESA ha implicado la contratación de una vasta capacidad de almacenamiento y de logística de camiones y otros canales de distribución. El tancaje que tiene disponible es de 362 mil m3 de gasoil y 73 mil toneladas de fueloil y otro tanto similar de capacidad en los tanques de algunas centrales térmicas, lo que le da una autonomía de consumo de más de 10 días durante la demanda pico de combustible invernal. Por otra parte, la experiencia desarrollada por CAMMESA y también por ENARSA en la licitación de buques de combustible, podría en el futuro hacer que estas empresas intervengan en el suministro de un Mercado Mayorista, en caso que no se perciba una real competencia a nivel mayorista[60].

Del intercambio de información que hemos mantenido con algunos actores del mercado y por nuestra propia percepción, creemos que muy difícilmente se vaya a producir una atomización inmediata en un mercado mayorista que lleva más de una década de intervención. En particular si no existe una Agenda precisa y anticipada que revele como serán los pasos intermedios en el camino de la desregulación del sector eléctrico. Sobre todo en lo que va a ser el futuro rol de CAMMESA como administrador de ese mercado.

Al analizar el mercado de gasoil e intentar separar el canal mayorista del minorista, donde el producto es más diferenciado, nos encontramos con información faltante. De hecho el Ministerio de Energía no tiene identificada la demanda total por sector de la actividad económica. A estos efectos hemos incorporado para completar el análisis sectorial y, en particular, el del sector mayorista, una estimación del consumo de gasoil por tipo de actividad, realizado en Carta Energética (Estudio Montamat y Asociados) de junio de 2013.

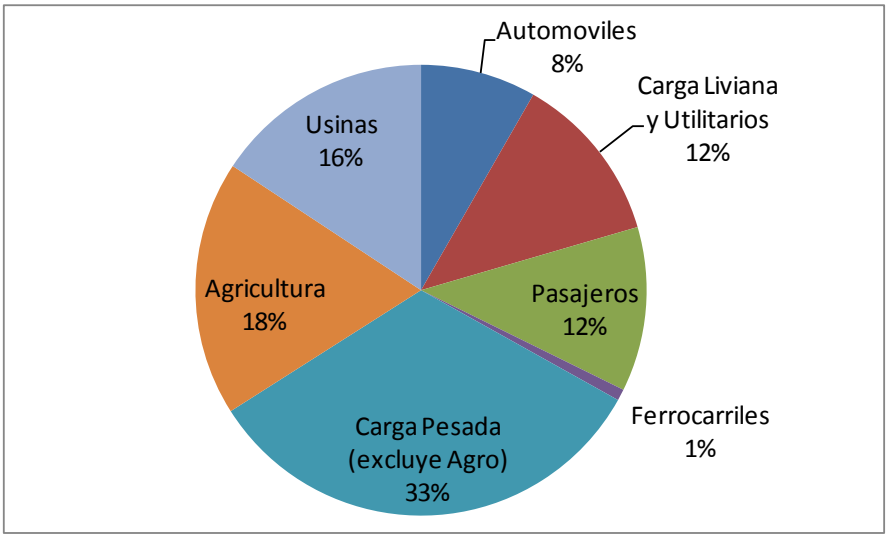
[60] De hecho la creación de ENARSA a principios de los 2000 tuvo que ver con la motivación de tener una empresa testigo que pudiera reducir la asimetría de información entre el regulador y las empresas del mercado

Lo cierto es que el transporte de carga es el que mayor participación tiene en la demanda de este combustible, como se observa en la gráfica que distribuye un consumo de 16 millones de m3 en el año 2012. Ciertamente el año 2012 queda lejos para describir una situación actual, pero dado que se trata de la mejor estimación disponible es que la presentamos en esta instancia.

Nos interesa señalar algunas características estructurales que hacen al gran consumo de gasoil (o diesel para el uso anglosajón) que tiene la Argentina. En primer lugar su extenso territorio y la muy baja participación que tiene desde los años 1990' el transporte ferroviario; segundo la gran participación de la agroindustria dentro de la actividad económica. También debemos mencionar a otras actividades como la Minería, en franca expansión, que son demandantes de este insumo a nivel vehicular; y en forma vasta y generalizada, la gran penetración que ha tenido la generación termoeléctrica a partir del Siglo XXI.

Ahora bien, la apertura por destino final se entrecruza en general con la venta por tipo de canales. Por ejemplo, el Agro y el Transporte de Carga se abastecen por ambos canales: mayorista y minorista. En el caso del consumo vehicular (autos y carga liviana), la venta es excluyente por el canal minorista. El Autotransporte de pasajeros suele tener tanques de uso exclusivo en las terminales de las flotas y la modalidad es una venta mayorista. Las ventas a usinas y al sector minero también se canalizan por el canal mayorista. Pero mientras en la mayoría de las ventas mayoristas la calidad es menos exigente, en el caso minero se trata de un combustible especial, pues los grandes motores que operan en las minas, transportando o excavando, están sometidos a condiciones ambientales muy rigurosas en términos de temperatura y presión.

Ilustración 26. Distribución del Consumo de Gasoil. Año 2012 en %



Fuente: Elaboración Propia

Al proyectarse el retiro de CAMMESA de la actividad de trading y fiscalización del combustible importado, queda un amplio espacio para que esas operaciones las realicen las compañías petroleras, incluyendo empresas locales y traders internacionales.

Nuestra opinión es que se precisa monitorear si el mercado mayorista, en principio, tenderá a comportarse en forma competitiva por sí mismo, o bien si tomando en cuenta el volumen

mayorista que se transa no conviene crear un ámbito inicial de comercialización y fiscalización que reduzca los costos de transacción, dé garantías de calidad de la totalidad del producto importado o producido localmente y haga transparente el mercado. Sobre todo para estos tipos de clientes, dado que el combustible a la salida de la planta de despacho (o descargado del camión en las facilidades propias de los clientes) tienen toda la característica de un producto prácticamente indiferenciable o commodity, a diferencia de lo que ocurre en el canal de venta minorista donde el producto que se comercializa puede considerarse más diferenciado, según lo hemos venido señalando.

Previamente describimos la logística y la interconexión fluvial que existe en la zona del litoral que atraviesa la Hidrovia; el potencial de mejorar la infraestructura portuaria y las condiciones de competencia. Logística que incluyendo al Oleoducto Trasandino puede mejorar la interconexión de los mercados de petróleo y de combustibles líquidos de la región, integrando a Chile en la logística disponible para el intercambio a través de un Mercado Mayorista de gasoil como el que se está proponiendo.

Naturalmente en esta instancia se requerirá la unificación de las calidades de los combustibles comercializados por quienes integren este mercado regional. Por otra parte, una integración potencial con un país como Chile, en el que el combustible importado representa cerca del 50% del consumo interno y en donde las referencias internacionales funcionan con un elevado grado de traspaso al precio en surtidor, contribuiría a transparentar y a hacer más competitivo al mercado argentino con mayor celeridad. Asimismo, como a largo plazo se ha señalado la oportunidad de incrementar la capacidad de refinación, una integración regional daría mejor y mayor escala a un proyecto de esta naturaleza que apunte a incorporar tecnología de punta.

A su vez, hemos enfatizado que una forma de generar competencia es a partir de establecer controles en los estándares de calidad, tanto a nivel minorista como en las terminales de despacho. Un Mercado Mayorista institucionalizado puede contribuir a la trazabilidad del producto y a garantizar el financiamiento de las operaciones comerciales a costos menores. También permitiría el cierre de posiciones a futuro, con lo que se reducirían potenciales volatilidades vinculadas al tipo de cambio o a la cotización de los combustibles. En definitiva reduciría los costos que impactan en la determinación de la Paridad de Importación, como veremos en la Sección 9, y por añadidura en los precios domésticos.

El Mercado Mayorista de gasoil que hemos descripto puede encontrar alguna analogía en relación al Mercado Electrónico de Gas (MEGSA), creado también con el objetivo de dotar de transparencia al mercado, en el seno de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Podría funcionar en una institución de características similares (i.e. la Bolsa de Comercio de Rosario).

El Mercado Electrónico de Gasoil (MEG) podría constituirse a su vez, en un vehículo para realizar todo tipo de operaciones de cobertura o “hedging”, que son más frecuentes cuando la industria inicia un proceso de desintegración vertical o profundiza la competencia en los distintos eslabones de su cadena de valor.

Si bien el MEG constituye una institución novedosa para el mercado argentino, la idea de su creación ya se había planteado a fines de los años 1990’. La idea que existía entonces era la de generar transparencia y competencia, reduciendo significativamente los márgenes para los grandes consumidores de combustible, y en definitiva para toda la sociedad. Por entonces,

existía una gran limitante que venía dado por la capacidad de almacenaje y la logística cautiva por parte de las empresas incumbentes. Otra diferencia era que por entonces el suministro se consolidaba con los pocos actores domésticos que tenían capacidad excedente de producción respecto a la demanda, y que hoy en día requieren del producto importado para abastecer al mercado, particularmente de gasoil.

Actualmente la posición corta del mercado de combustibles; la disponibilidad de capacidad de almacenamiento (que incluso puede ampliarse en el corto plazo); la existencia de una plataforma similar en el mercado de gas natural; y sobre todo la voluntad de generar competencia y transparencia que ha manifestado la presente Administración, conforman un escenario ideal para la consolidación de un mercado del tipo del NYMEX, el Dubai Mercantile Exchange (DME) o el Intercontinental Exchange (ICE) del Mar del Norte. En particular para el cierre de posiciones de compra spot y venta a futuro de gasoil y demás combustibles líquidos.

La posibilidad de conformar un mercado regional sería algo utópico al presente, pues cada país tiene un tratamiento diferente sobre el sector. No obstante, una profundización del comercio regional a mediano plazo, en el que converjan actores públicos y privados, podría eventualmente mejorar la competitividad de la región, que en su conjunto está muy corta de gasoil. **De este modo la integración energética regional aparece como un condimento adicional para favorecer la creación de un Mercado Mayorista que pueda aportar ventajas en términos de costos de transacción; transparencia; trazabilidad del producto; mejora en la fiscalización; y cobertura de posiciones ante incertidumbres intrínsecas del negocio.**

Asimismo, la conformación de este mercado daría masa crítica al mercado de capitales, con potencial para crecer y dar a la vez financiamiento a las inversiones aguas arriba (Upstream) que con una oferta incremental de petróleo viabilicen nuevos proyectos aguas abajo.

Finalmente podemos señalar que las condiciones potenciales para explorar el desarrollo de este tipo de mercado están dadas ya que actualmente existe capacidad de almacenamiento centralizada actualmente en CAMMESA, y que puede ampliarse a bajo costo (aproximadamente 500 US$/m3). Esto obviamente no significa que se trata de crear una institución bajo el control de la Administración Pública sino todo lo contrario. Hemos hecho bastante **hincapié en la conveniencia de convocar empresas independientes de reconocido prestigio y trayectoria para esta función.**

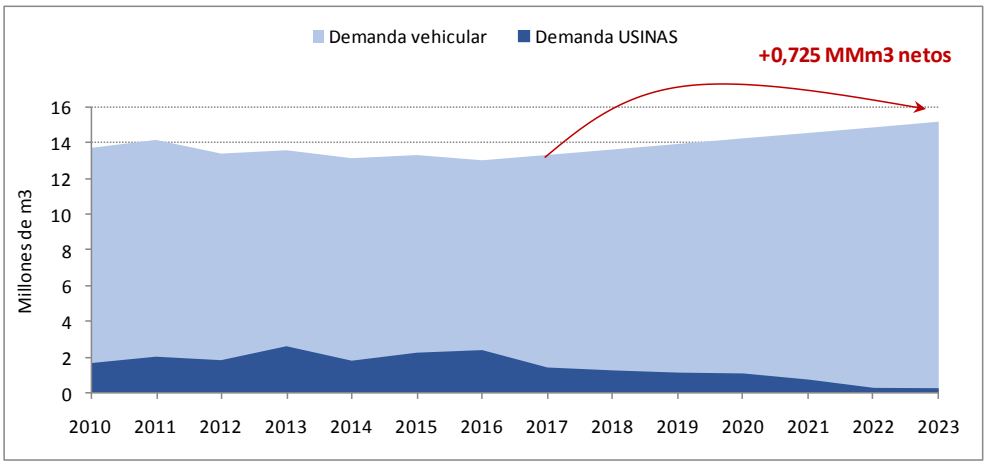
La empresa almacenadora en un contexto en el que funcione un Mercado Mayorista institucional podría incluso, siempre que las normas de Aduana se adecúen para permitirlo almacenar combustible en tanques unificados para varios demandantes, en la medida que se puedan contratar lotes menores a las decenas de miles de metros cúbicos. Por ejemplo centralizar la contratación de un barco de gasoil entre varios traders o consumidores mayoristas.

Por otra parte, pensamos que el requisito de anticipar el total del componente impositivo del producto importado favorece a las empresas petroleras establecidas. Posiblemente esa condición pueda modificarse en la medida que se adopten dispositivos de telemedición en los

depósitos de almacenamiento, una vez que se nacionalice el producto, de modo de conectar los registros aduaneros con los impositivos y los registros volumétricos en las terminales[61].

Terminamos esta sección presentando la proyección de la demanda doméstica de gasoil con datos del MINEM, donde se percibe la caída de consumo en usinas pero con una demanda vehicular creciente, que en definitiva implica que el nivel de importación se va a mantener elevado por los próximos años, en el orden del 15% del consumo doméstico.

Ilustración 27. Proyección doméstica de la demanda de gasoil



Fuente: Elaboración propia con datos MINEM

[61] De hecho, el sistema luce algo discriminatorio si se tiene en cuenta que durante años la empresa Oil Combustible defraudó al fisco apropiándose del impuesto ITCL que debía transferir en forma automática una vez despachado y cobrado el producto vendido. La cuenta original con la AFIP es de $8000 millones, y se suma un monto de $ 1,8 mil millones de deuda pre concursal, y posiblemente lleve a la quiebra a la empresa, ocasionando además de serios trastornos para los empleados y las cuentas públicas, un problema adicional de suministro de energía para el mercado argentino de combustible.

8. Mercado externo

Se destacó en un comienzo que Argentina no es un país petrolero sino con petróleo. También es importante que el país tenga capacidad de refinar la mayor proporción de los combustibles que consume, siempre que ello no implique un grado de protección desmedido para la industria local. No se trata de mantener indefinidamente sectores ineficientes, si ese fuera el caso, por más estratégicos que ellos pudieran resultar; máxime cuando se trata de una industria muy capital intensiva.

Actualmente, bien medido, Argentina muestra una posición corta tanto en el insumo como en los productos obtenidos del proceso de refinación[62].

Esto significa un retroceso respecto al potencial que supo tener el país desde que alcanzó el autoabastecimiento petrolero a fines de los años 1980 e incrementó su producción a mayor ritmo que el consumo hasta bien entrados los años 1990'.

Con recursos petroleros excedentarios y un mercado abierto a la competencia internacional el costo de oportunidad del petróleo crudo en el mercado interno venía dado por la paridad de exportación, y la referencia era el WTI. Algo similar ocurría con las naftas, donde la Argentina tenía una posición neta exportadora, y el mercado del Golfo de México la referencia. En el caso del gasoil, incluso en los años 1990' existía un faltante no muy significativo. En el agregado el saldo comercial de combustibles, en ese período, era netamente exportador.

Como señalamos previamente, el sector energético, con excepción del petróleo y los combustibles líquidos arrastraban un retraso muy significativo respecto de su costo económico, con lo que el sinceramiento de precios implicó un saltó en los costos de toda la estructura productiva y un impacto en el nivel general de precios. El caso de la cadena del petróleo es claramente inverso pues la nueva gestión de gobierno arrancó con precios de esta cadena superiores a su costo, con lo que un sinceramiento hubiera derivado en un descenso de costos y una caída en el nivel general de precios. En cambio se optó por proteger al sector con precios sostén en petróleo y combustibles líquidos.

Por otra parte, de las estadísticas que presentaremos a continuación surgen algunos interrogantes que tienen que ver con los mecanismos de asignación de cupos de importación que se han dado en un contexto de precios domésticos subsidiados. Nos preguntamos si esa asignación ha sido eficiente en términos de la mejora en el bienestar general o si han primado otras consideraciones vinculadas con el interés de algunas firmas establecidas.

a. Importaciones y exportaciones de crudo

A los fines del estudio de las condiciones de competencia del mercado de combustibles, empezar por el análisis del comercio de crudo puede resultar algo fuera de foco. Incluso el sesgo a detenernos en el análisis sectorial puede parecerlo mucho más. Todo lo contrario. En un mercado de márgenes estrechos y grandes volúmenes, la disponibilidad del insumo y la logística

[62] En 2017 si bien hubo un pequeño saldo exportador de crudo, técnicamente faltó crudo para procesar en las refinerías, y dado que el mercado estaba regulado, la cantidad importada no surgió de una decisión empresarial. De allí que afirmemos que el saldo real es importador neto.

es esencial para el mercado Aguas Abajo. Por otra parte, el detalle sectorial viene a aportar un componente de especificidad que contribuya a identificar ventajas y restricciones.

Ya señalamos la importancia de la integración vertical en términos contractuales para las Compañías, y que puede derivar en una mejora en el bienestar general; aunque no necesariamente el interés de las empresas viene alineado con el de los consumidores. Justamente la función del regulador, incluidos los organismos de Defensa de la Competencia, es velar por el interés general.

Un funcionamiento coordinado y eficiente de la cadena de valor permite optimizar el sistema de producción continuo de las refinerías, reduciendo así los costos que terminan impactando (vía reducción de márgenes requeridos) en los precios finales. Por eso, en un contexto de importación creciente de petróleo va a ser necesario anticipar los potenciales cuellos de botella de la logística de importación, con foco en las restricciones de acceso.

Hasta no hace mucho tiempo atrás, el hecho de contar con recursos petroleros excedentarios generaba una oportunidad para el segmento de refinación que encontraba, en este contexto, que el costo de oportunidad del recurso para los productores de petróleo era el precio internacional menos el flete y otros gastos. Esto se daba cuando, en un contexto de abundancia, existía una puja por colocar los excedentes de petróleo crudo en el mercado doméstico.

En general los precios domésticos para los commodities, en ausencia de un actor dominante, son las paridades de exportación o importación (más otros gastos), según el país sea exportador o importador neto del bien. Por caso, si una empresa productora de petróleo ejerce su poder de mercado, incluso en condiciones de exceso de oferta doméstica, puede empujar el precio de éste al límite superior de la banda conformada por el precio de referencia más el flete (paridad de importación) y el precio de referencia menos el flete (paridad de exportación). Lo mismo podría ocurrir si el poder de mercado lo tiene una empresa refinadora. En este caso el precio que terminaría pagando sería la paridad de exportación, mismo en condiciones de exceso de demanda doméstica de petróleo.

En este sentido, un análisis global del mercado petrolero y su cadena de valor contribuye en el análisis de condiciones de competencia que le cabe a una autoridad de Defensa de la Competencia, incluso cuando el foco este puesto en el análisis del mercado de combustibles; es decir en el output final de esa cadena de valor.

En términos agregados, cuando el país pierde sus excedentes de petróleo exportable, la economía tiene dos fletes para perder: el que descuenta al computar la paridad de exportación y el que adiciona para traer el petróleo desde el mercado de referencia. No obstante el techo para los precios finales de los combustibles viene igualmente dado por la paridad de importación de éstos, y en ese caso el ajuste debería recaer en el margen del refinador.

Cuando el país en su conjunto tiene una posición excedentaria de petróleo, puede justificar, incluso en un esquema de precios regulados de los combustibles líquidos, precios finales marginalmente menores para su mercado interno, respecto de los internacionales. Pero decididamente esta estrategia de precios menores sería inviable en un contexto de petróleo crudo importado.

Si vemos la experiencia reciente tenemos que cuando los precios volaron por encima de los 140 dólares por barril en 2008, la autoridad estableció un límite muy inferior para los precios del

mercado interno, sin que existiera un conocimiento anticipado de esta regulación de carácter más bien expropiatoria, pero esto fue posible en un contexto de crudo excedente. De todas formas, la experiencia también mostró que cuando se agotó el gas natural para abastecer el consumo doméstico, los precios domésticos se mantuvieron pisados a costa de elevadísimas transferencias presupuestarias.

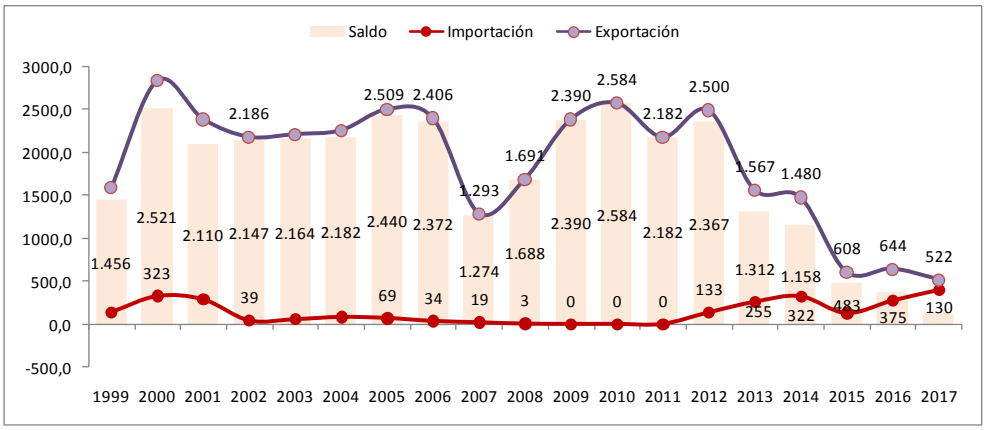
Bajo el nuevo contexto de un mercado corto, la pregunta sería si es creíble un régimen de precios libres. Es decir, si creemos que la regla que nos vincula al mercado internacional se mantendrá para cualquier escenario de precios. Por ejemplo si el precio del crudo volviese a superar los 100 dólares, dicho precio se transferirá a los combustibles líquidos en el surtidor? O veamos el caso contrario. ¿Si el crudo baja por debajo de los 40 dólares, bajará en forma concomitante el precio del producto final?

Si la respuesta es negativa, según el consenso, entonces no se debería perder tiempo en definir el patrón regulatorio contingente. Una alternativa es ir diseñando un mecanismo anti cíclico en el que se explicite que ciertas bandas "siempre" estarán vigentes. Más adelante volveremos sobre este aspecto al incursionar en el análisis de los denominados Fondos Compensatorios anti cíclicos.

Con más o menos limitaciones Argentina está obligada a adoptar precios internacionales, más allá que la estrategia reciente haya sido sostener los precios internos esperando hasta que los precios internacionales nos alcanzaran. Si bien nos perdimos el ciclo de los precios bajos y ahora estamos obligados a acompañar la tendencia global. La expectativa es que en adelante, si los precios internacionales bajan, el descenso se traslade (caeteris paribus) a los precios del mercado interno de combustibles[63]. En caso que esta situación no se dé, habría un caso para que un Organismo de Defensa de la Competencia estudie sus causas.

Como señalamos al inicio del documento, la política de precio sostén no tuvo efectividad para compensar la caída del precio internacional y el país incrementó su dependencia externa.

Ilustración 28. Evolución de exportaciones e importaciones de petróleo crudo en Millón US$



Fuente: Elaboración propia con datos Aduana

Si bien existe actualmente un saldo positivo de exportación, en un mercado libre de restricciones, ni precio sostén, con refinerías operando cerca de la plena capacidad, la demanda

[63] En especial habría que evitar que se perciba que los precios internos solo siguen las tendencias internacionales en ciclos de alzas. De lo contrario se alimenta el riesgo expropiatorio ante un cambio de ciclo político.

nocional supera a la real de petróleo crudo importado, ante la caída en la oferta doméstica como consecuencia de la merma en la inversión. Pero esta falta de inversión también puede leerse como una consecuencia de la menor demanda de petróleo nacional a partir de la decisión de las refinerías locales de reemplazar el procesamiento por importación de producto final, a fin de mejorar su rentabilidad (merced al diferencial del precio local respecto al combustible importado), y haciendo caso omiso al Acuerdo pre establecido.

Ciertamente, si bien los saldos exportables corresponden a crudos pesados y la demanda local requiere importar crudo liviano, a los precios relativos actuales un swap de pesados por livianos no pareciera una operación antieconómica para el sistema.

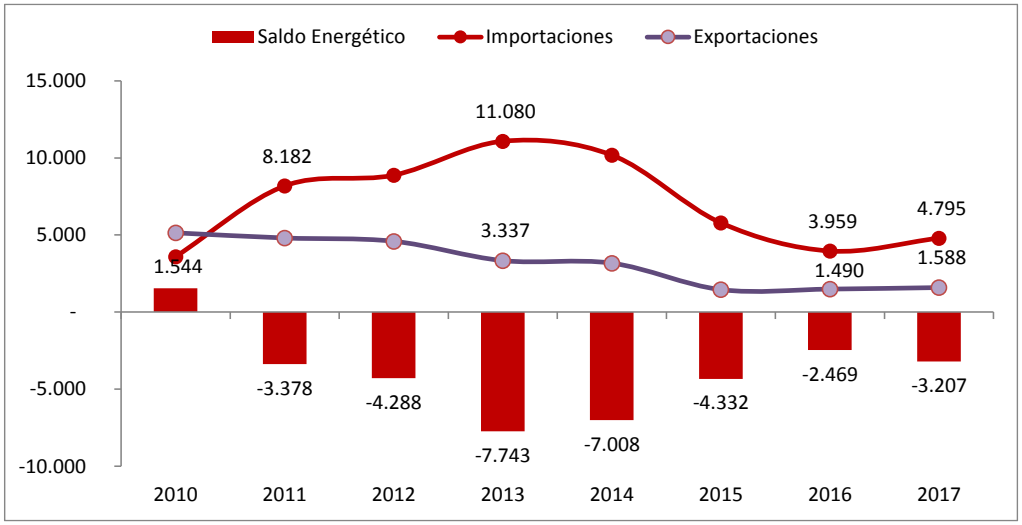
En este contexto, la expectativa de desarrollar los recursos No Convencionales de Vaca Muerta cobra mayor relevancia dada la coyuntura de escasez. En alguna medida creemos que la demora de este desarrollo está vinculada con algunos problemas relacionados al diseño de incentivos y señales de mercado a los que hemos hecho referencia en la Sección 4 (Box N° 1).

b. Importaciones y exportaciones de combustibles refinados

Tanto la producción como la refinación de petróleo crudo local han caído en el acumulado del año 2017, aunque la producción lo ha hecho a un ritmo mucho mayor. A excepción de la refinería de La Plata de YPF S.A, el resto de las destilerías han reducido el volumen destilado durante los últimos dos años.

Las exportaciones de combustible también han caído con el menor procesamiento. No obstante ello, los menores precios del petróleo terminaron impactando en menor medida sobre el saldo (negativo) en dólares, registrado entre 2011 y 2014.

Ilustración 29. Evolución del saldo de comercio de Petróleo y Derivados en Millón US$



Fuente: Elaboración propia con datos de Aduana

En el caso del fueloil se dio una situación muy particular. Como parte del acuerdo de precios sostén, las refinerías que ofrecían este producto de origen local, recibían un precio más alto de parte de CAMMESA, que compró toda la producción doméstica entre 2014 y 2016, reemplazando así a las importaciones del período 2015-2017. Dicho sea de paso, la

determinación de un precio mayor del fueloil introdujo una distorsión adicional en el output mix de las destilerías, llevándolas a reducir la oferta local de destilados medios.

En la tabla que sigue se presenta las principales importaciones de combustibles, junto con la de petróleo crudo, de los últimos años.

Tabla 7. Principales Importaciones del período 2012-2017. En miles m3

Datos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Crudo (m3)	0,0	0,0	247,9	421,2	548,0	292,4	920,5	1.195,3
Nafta Super (m3)	47,3	9,1	8,0	131,7	109,5	0,0	150,1	230,6
Nafta Ultra (m3)	92,9	133,9	45,0	247,0	339,6	15,0	86,7	130,2
Gasoil Común (m3)	835,4	764,6	147,8	642,1	522,5	0,0	24,1	0,0
Gasoil Ultra (m3)	633,2	1.230,2	1.200,9	1.780,1	1.503,1	1.933,7	2.083,8	1.915,8
Otros Cortes de Gasoil (m3)	1.605,1	2.321,0	1.733,7	2.535,4	1.728,9	1.939,4	1.991,6	566,6
Total Gasoil (m3)	3.073,7	4.315,9	3.082,4	4.957,6	3.754,4	3.873,1	4.099,4	2.482,4

Fuente: MINEM

El extra beneficio del sector de refinación por el mayor precio del fueloil se transformó en un extra costo de la generación eléctrica para el conjunto de la sociedad, que en un contexto de precio mayorista eléctrico congelado, se convirtió en un incremento del subsidio del Estado Nacional, hasta bien entrado el año 2017[64].

Ahora bien, en el marco del compromiso fallido de impulsar el nivel de actividad desde el sector de Refinación hacia el de producción de petróleo (que como vimos terminó reduciendo aproximadamente 2/3 la actividad de perforación entre 2014 y 2017), veamos qué ocurrió con la compra de combustible importado. En particular analicemos las importaciones de gasoil (grado 3) por empresa, teniendo en cuenta que al comienzo del período (2014) se otorgaron cupos desgravados de impuestos, por el hecho que los precios internos eran inferiores a los internacionales, y también se otorgaron al final por las razones opuestas.

Tabla 8. Evolución de las importaciones de gasoil (G3). En miles de m3

	YPF	Axion	Oil	Petrobras	Shell	Resto	Total Vehicular	CAMMESA
2014	805.9	272.6	68.1	102.8	245.9	4.9	1503.1	1765.5
2015	1155.9	252.3	79.2	187.7	253.6	5.0	1933.7	1919.5
2016	759.8	370.7	123.5	272.6	545.2	92.4	2164.2	1961.6
2017	570.0	492.2	113.2	215.5	519.1	221.7	2131.7	1410.3

Fuente: Elaboración propia con datos MINEM

Como habíamos mencionado no fue sino hasta bien entrado el año 2017 que se reglamentaron los requerimientos para autorizar la importación de productos.

Puede verse como algunas empresas, en particular Shell (cuya refinería está preparada para la producción de gasoil de grado 3), aumentaron drásticamente las importaciones mientras reducían la utilización de su capacidad de refinación.

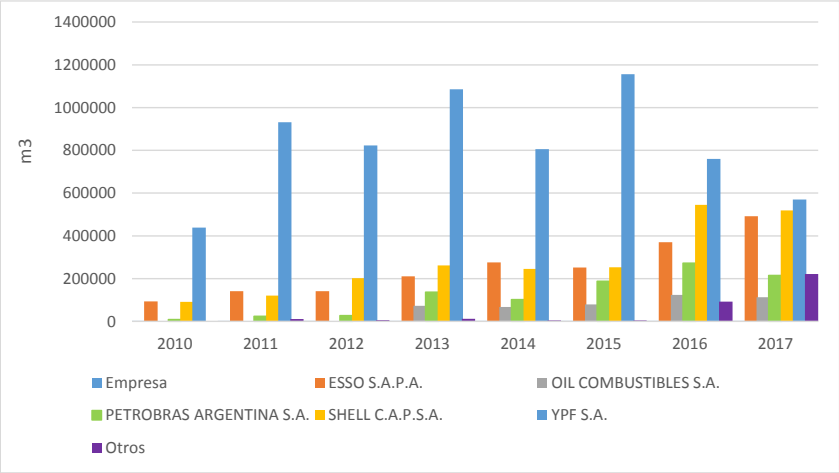
[64] En este sentido también destacamos cierta inconsistencia de la política energética que mientras impulsaba un incremento en los precios mayoristas de la energía (con impacto sobre tarifas), con el objeto de reducir los subsidios del Estado, generaba una demanda adicional de transferencias presupuestarias a favor de la cadena de valor del sector de los combustibles líquidos, y que se sumaba a las transferencias de los consumidores por el esquema de precio sostén.

Del cuadro precedente se deduce que YPF, a diferencia del resto de las empresas que refinan y comercializan, acató la premisa contenida en el Acta Acuerdo entre el gobierno y los productores. Ciertamente hay que señalar que el aumento de la importación de gasoil grado 3 de algunas firmas está asociado a una exigencia de calidad que impuso la autoridad a partir del año 2016, a la que muchas destilerías no podían acceder.

El Acuerdo, según señalamos, fijaba el compromiso de mantener una actividad industrial que hiciera tracción sobre la extracción petrolera con la finalidad de conservar los puestos de trabajo en un ciclo de bajos precios internacionales, y plantea hacia futuro una problemática a resolver y que tiene que ver con los instrumentos de política que podrían desarrollarse en un nuevo contexto de bajos precios internacionales.

En la figura que sigue presentamos las importaciones desde al año 2010, antes que ocurriera la inundación en la Refinería La Plata que dañara la planta de Coke.

Ilustración 30. Importación de gasoil G3 por empresa. En m3



Fuente: Sistema SESCO, Ministerio de Energía y Minería

Existen múltiples razones que pueden influir en la decisión de procesar o no hacerlo, y la determinación particular de la firma puede resultar de cuestiones técnicas o de operación. Las empresas pueden hacer paradas de plantas programadas, sufrir algún tipo de desperfecto, etc. Pero en mercados regulados el accionar de la autoridad puede no ser neutral, por acción u omisión. En este caso el regulador decidió implementar un régimen discrecional de atribución de cuotas adicionales de importación a empresas incumbentes. ¿Podrían haberse diseñado sistemas de atribución de cupos con reglas que provean mayor transparencia y respondan a señales de mercado? Efectivamente, en general los sistemas de subasta o remate por oferta pública tienden a ser más robustos que la asignación directa.

Por ejemplo, podría considerarse una alternativa a la asignación discrecional de las cuotas de importaciones incrementales a las distintas compañías basada en la licitación de los volúmenes incrementales (respecto a un año base), asignando las cuotas a las firmas que ofrecieran una reducción en el precio al consumidor. Este tipo de mecanismo, que permite acotar el extra beneficio de las firmas importadoras, reduce los incentivos (riesgos) de captura del regulador[65].

[65] Existe una extensa literatura sobre captura en mercados regulados desarrollada por autores como Stigler (1971) o, más recientemente, Laffont y Tirole (1993). La iniciativa de crear cargos por concurso que tiene la actual

La tabla que sigue estima los beneficios extra que tuvieron las empresas por esta operatoria. Es extra pues se ha cotejado el valor de venta ex refinería con una Paridad de Importación calculada según se detalla en la Metodología desarrollada ad hoc en la Sección 9[66].

Tabla 9. Extra beneficio por asignación de cuotas de importación de gasoil (G3). En MM US$

	YPF	Axion	Oil	Petrobras	Shell	Resto	Total Vehicular
2015	233,7	51,0	16,0	37,9	51,3	1,0	391,0
2016	121,0	59,1	19,7	43,4	86,8	14,7	344,8
2017	102,6	88,6	20,4	38,8	93,4	39,9	383,7
Total	457,3	198,7	56,1	120,2	231,6	55,6	1119,5

Fuente: Elaboración propia con datos MINEM

Previamente a la sanción de la Resolución N°47/2017 publicada el 31/05/2017 en que la Secretaría de Hidrocarburos estableció el procedimiento a seguir por las empresas interesadas en importar tanto petróleo como combustibles líquidos, el Acto Administrativo que determinaba los cupos de importación había sido la Resolución Nº99/2014 de la COMISION, en un contexto de precios domésticos inferiores a los internacionales.

En definitiva, lo que resulta más relevante es que el nuevo esquema competitivo iniciado a partir del año 2018 termina con cualquier potencial discrecionalidad a la hora de determinar ganadores y perdedores característico de un régimen administrado. De allí que esta decisión resulte tan trascendente, en particular en el marco de un exceso de demanda local.

En la Sección siguiente nos concentraremos en los indicadores clave que se proponen a los fines de los objetivos de propiciar un mercado de combustibles competitivos y la verificación de los márgenes que resultarían compatibles con ese tipo de organización, que a priori, serían inferiores a los observados en el pasado reciente.

Administración constituye un instrumento positivo para limitar los incentivos de captura, si bien no es ciertamente una condición suficiente. El diseño regulatorio cumple un rol central en la minimización de los riesgos de captura.

[66] Inclusive el cálculo de paridad de importación realizado para este ejercicio considera un margen mayorista más elevado del sugerido en la metodología, de modo que no quepa lugar a dudas que se trató de un beneficio extraordinario.

9. Análisis de precios y márgenes

Volvemos recurrentemente a plantear un análisis histórico-sectorial y que tiene que ver con los cambios de régimen y los ciclos de precios, ya que éstos inciden sobre precios y márgenes internos.

Durante la década del 2000 los precios del petróleo comenzaron a escalar hasta llegar a niveles máximos históricos. Eso generó una fuerte corriente de intervención en América Latina en general, como ya se señaló.

En Argentina el proceso se coronó primero con la sanción de la Resolución 394/2007 en que se fijaron precios máximos de 42 US$/barril cuando el precio promedio anual del petróleo superó los 100 dólares, primero en 2008 y luego en el período 2011-2014.

Posteriormente se produjo la expropiación del porcentaje accionario de Repsol en YPF en abril de 2012 y la sanción del Decreto 1277 en julio de 2012, que definió un punto de inflexión para la nueva política petrolera.

Esta vez con participación mayoritaria estatal en la empresa YPF y una renta petrolera enflaquecida por la caída de los niveles de reservas y producción, tanto de gas como de petróleo, **comienzan a tomarse medidas de políticas públicas a favor del sector**.

El ciclo de estas medidas se cierra con políticas que se vuelven extremadamente concedentes como ha sido la persistencia de precios domésticos por encima de los internacionales, durante los años 2015-2017, aunque con tendencia declinante. **La idea que subyacía en el sector era que el nuevo ciclo debía "compensar" a los actores afectados en la fase expropiatoria. Y en este contexto, si bien se compensa a las empresas que habían sufrido una expropiación en su flujo de fondos, claramente se beneficia en forma extraordinaria a los nuevos ingresantes (en particular en el Upstream)**[67].

Desde el punto de vista del bienestar general, el apartamiento de las condiciones del equilibrio competitivo genera una asignación ineficiente de los recursos, no importa para que lado se produzca el sesgo. En particular esto es así en la medida que el mercado puede alcanzar ese equilibrio con medidas que promuevan la competencia.

Es por eso que los ejercicios de compensación discrecional terminan generando nuevas distorsiones, y en definitiva vienen a alimentar la inconsistencia temporal y el riesgo regulatorio. En el marco de estos antecedentes, los diseños del esquema de propiedad y acceso de los activos de logística, como destacamos previamente (Sección 2 y Box N°1) se vuelven relevantes como elemento esencial para generar condiciones de competencia.

A continuación presentamos las distorsiones que se han venido dando en los precios de los principales combustibles líquidos del mercado doméstico en relación a los precios de frontera.

[67] Sancionado el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, en mayo 2016 (Res. 74/2016), las dos empresas que empiezan a cobrar en lo inmediato el diferencial entre el precio de mercado y 7.50 US$/MMBTU con fondos públicos son PBB y Shell. En los considerandos se menciona que el Programa se debió haber implementado en septiembre 2015 (Res. 185/2015), pero que no se llegó a reglamentar. Esto abona la hipótesis de continuidad del modelo pro corporativo iniciado en 2013.

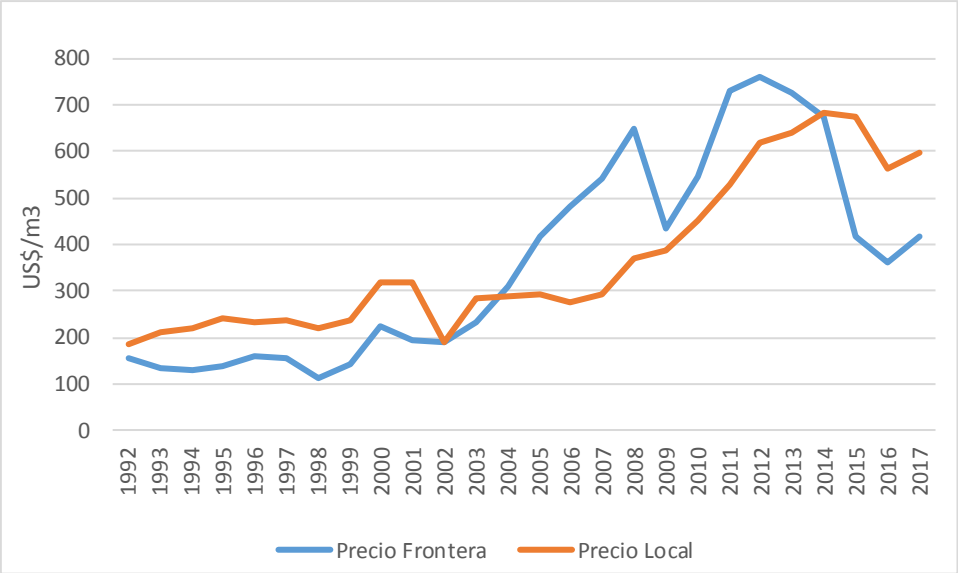
a. Precios internos

El cómputo de beneficios y pérdidas histórico que aquí presentamos muestra los cambios de ciclo regulatorio, dados por las transferencias desde la sociedad al sector corporativo y viceversa. Las comparaciones sobre las que se calculan son los precios de referencia; es decir en el Golfo de México, en base a la información de la Agencia de Energía de los EUA.

En el caso de los precios domésticos se ha utilizado información estadística de la ex Secretaría de Energía hasta el año 2003 y a partir del 2004 los que surgen de la Resolución 606/2003, como precios ex Refinería, y que llegan hasta la actualidad, y la diversidad de precios del Propano y Butano que surgen de las resoluciones de la ex Secretaría de Combustibles y la actual Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

A decir verdad, la base de estos datos es verdaderamente inmanejable para un analista externo, y por tanto ha sido imprescindible la ayuda brindada por los funcionarios del Ministerio de Energía y Minería para poder organizarla. Pero así como se hace este reconocimiento hay que mencionar que es preciso cambiar la forma de exposición y presentación de estos datos, en el camino hacia la transparencia que se ha emprendido. La oportunidad de producir este cambio es inmejorable puesto que la modalidad en que se presentan los datos actuales respondía a requerimientos de información del régimen impositivo vigente hasta diciembre 2017. La sugerencia es que, en adelante, los precios ex planta se publiquen con valores promedio de los distintos combustibles y por canal (reventa, venta en red propia, mayorista, otros canales) para cotejar con su valor de referencia o su Paridad de Importación, y de este modo facilitar el análisis económico, con ejercicios como los que se plantean seguidamente. Los datos, que surgen de las bases del MINEM, se presentan en el Anexo Estadístico.

Ilustración 31. Nafta Súper (Grado 2). Precios Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

El patrón que aquí se observa distingue claramente los períodos en que hemos dividido la historia de la política petrolera, desde comienzos de los años 90'. Se distingue un primer período donde el sistema era competitivo y existía una regulación favorable para el mundo de los negocios, que se interrumpe en el año 2002. A partir de entonces sigue el ciclo de precios intervenidos y transferencia de renta hacia el consumidor. Este ciclo termina en 20012 con la expropiación de YPF. A partir del 2013 se vuelve a revertir el ciclo, y se vuelve pro empresa con altas transferencias desde los consumidores. Este ciclo continúa hasta fin de 2017. Lo cierto es que a lo largo de los últimos 15 años el mercado fijaba precios a partir de la determinación del precio de YPF, generalmente con un margen superior, pero sólo en función de mantener la cuota de mercado y evitar sanciones de la autoridad de aplicación (ver Sección 6).

En la primera década graficada se aprecia el período competitivo en que los precios domésticos estaban por encima de la referencia internacional, pero con una pequeña distinción temporal, y que hace al análisis a considerar bajo un entorno competitivo. En efecto, hasta el año 1997 el diferencial entre ambos precios mostraba el grado de desafiabilidad del mercado al traer un producto importado de similar calidad e internarlo en el mercado local, en un mercado que siguiendo a Coloma (1998) podía caracterizarse de competitivo. A partir del año 1998 los márgenes del precio local respecto al internacional se incrementan, y según el análisis que hace el mismo autor (Coloma, 2002), el mercado pasa a caracterizarse como un oligopolio, con YPF haciendo las veces de líder, y el resto del mercado de seguidor. Esta distinción que puede resultar algo sutil a la luz de lo que sería el exceso de regulaciones que se imponen a partir del año 2002, va a ser relevante para tomar en cuenta a partir del nuevo régimen competitivo que nace en 2018.

En un entorno de crisis macroeconómica como el de fines de 2001, el objetivo de las autoridades fue amortiguar el impacto de la devaluación y la suba de precios internacionales, en forma transitoria. Lo cierto es que lo que había sido un diseño transitorio de retenciones a la exportación se volvió una política permanente con transferencias cada vez más marcadas a medida que el precio internacional escalaba. Tal es así que entre los años 2006 y 2008, los niveles de precios locales se mantuvieron en promedio un 45% por debajo del precio de referencia internacional. Con la caída de precio internacional el diferencial se fue reduciendo.

Con precios locales prácticamente congelados en moneda local, el diferencial respecto al internacional se volvió endógeno; es decir crecía o disminuía de acuerdo con la evolución del mercado mundial y del tipo de cambio. Todo ello hasta que se decide la expropiación de YPF en abril de 2012 en un contexto de elevados precios del crudo[68].

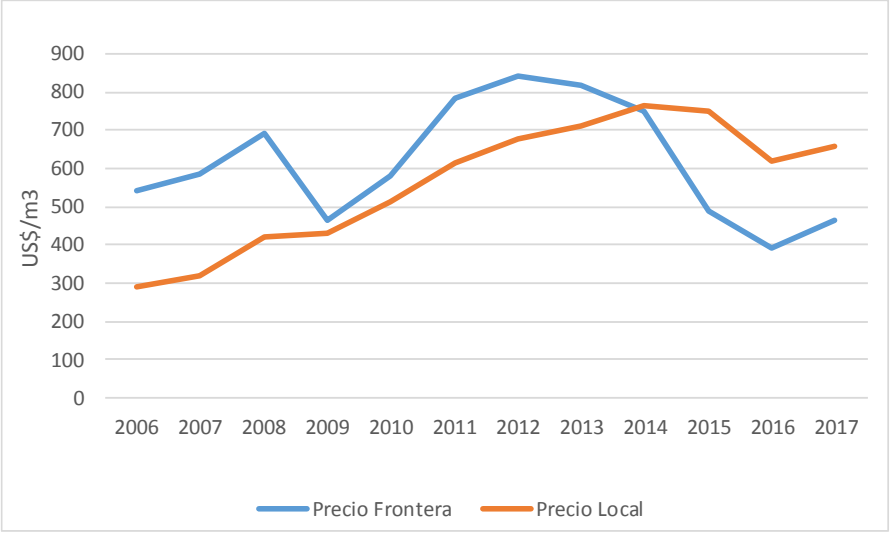
A partir de la segunda mitad del 2012 mientras se decide incrementar el precio de los combustibles, con YPF liderando la carrera alcista, el precio internacional comienza a bajar. En 2014 tras un salto en la cotización del dólar se produce un ligero ajuste a la baja del precio local y ya entre 2015 y 2017 se presenta una situación extremadamente favorable para las empresas,

[68] De hecho, la indemnización se fijó en un valor del orden de los 5 mil millones de dólares por el 51% de las acciones, que cuando se pagó, dicho valor representaba más de las ¾ partes del valor de mercado del 100% de la Compañía. En función a la cotización de mercado, el país terminó pagando más de 1,5 miles de millones de dólares extra de lo que debería haber pagado al momento del desembolso.

con precios locales de más del 50% por encima de los internacionales. Particularmente en 2015 la nafta súper muestra un nivel 62% por encima de la referencia internacional[69].

El caso de la nafta ultra, que irrumpe en el mercado a mediados del 2000 no difiere del de la nafta súper

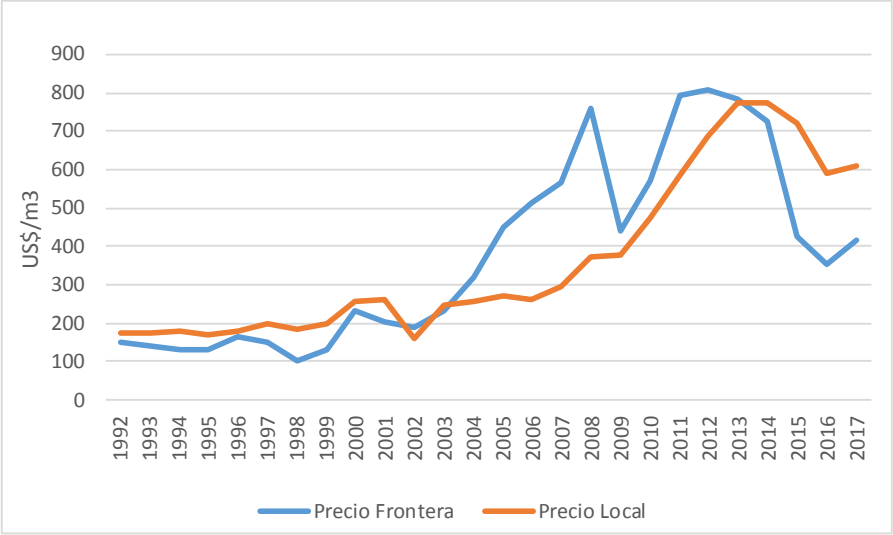
Ilustración 32. Nafta Ultra. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

El caso del gasoil tampoco difiere en lo esencial. No obstante, los datos que diferencian a este destilado medio es que fue un producto en el que la competencia se manifestó con mayor claridad en los años 90', con márgenes menores a los de las naftas.

Ilustración 33. Gasoil. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3



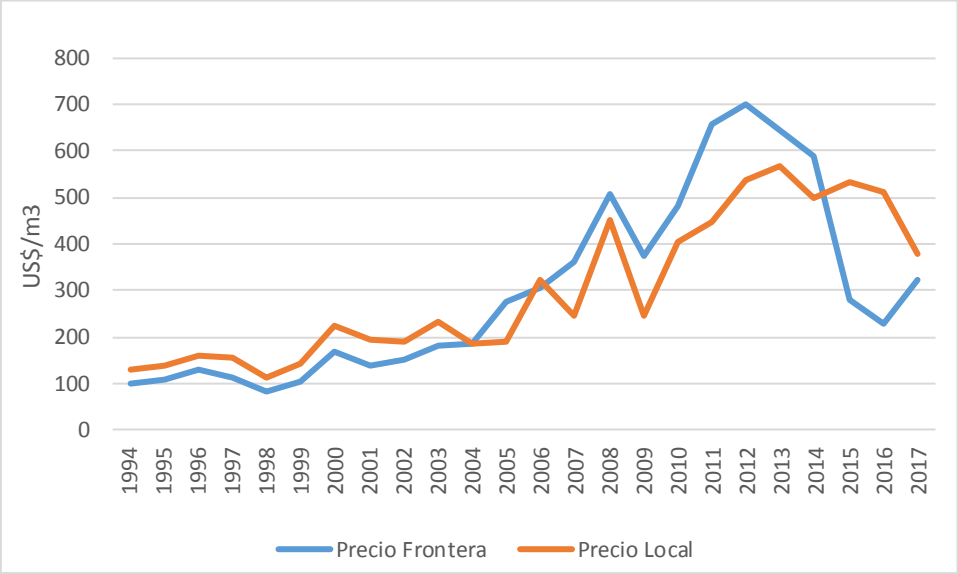
Fuente: Ministerio de Energía y Minería

[69]Por ese entonces el management de las comercializadoras de combustible se jactaban por lo bajo de la excelente performance de su gestión. Esto en realidad obedecía a la decisión del regulador de favorecer a YPF, arrastrando con ella a la hoja de Resultados del resto de las compañías petroleras.

Contrario sensu, la fase final del período regulado mostró mayores diferenciales de precio local, siendo en los años 2015 y 2016 un 69% superior al de referencia internacional.

No obstante, el hecho que revela el mayor grado de alineamiento del regulador con el interés corporativo durante la gestión de la COMISION, es la decisión de fijar un precio del fueloil que en el año 2016 llegó a ser un 225% del precio de referencia internacional del fueloil NY con 1% de azufre. Esto benefició particularmente a las 2 empresas refinadoras que concentran el 70% de participación en la elaboración de este destilado pesado: YPF (43%) y Shell (27%).

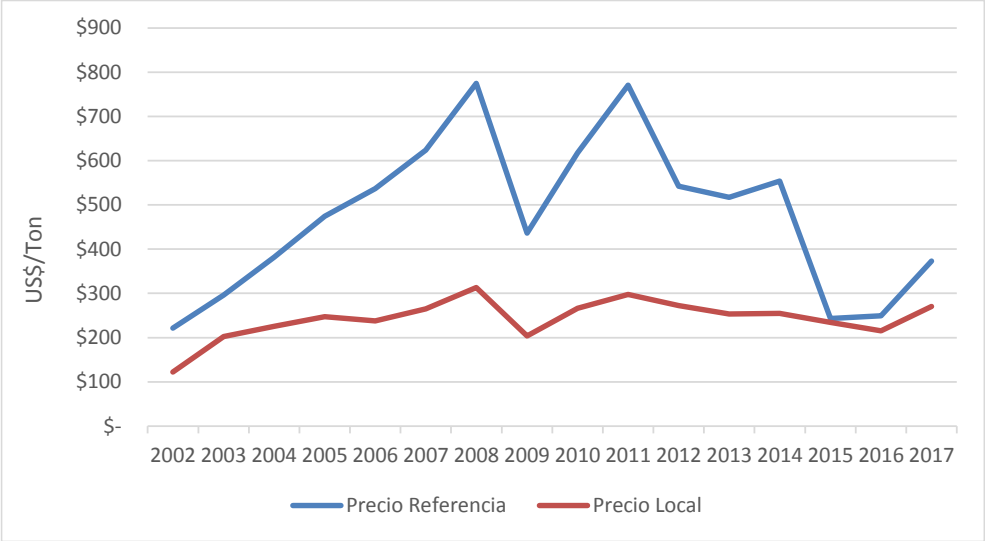
Ilustración 34. Fueloil. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/m3



Fuente: Ministerio de Energía y Minería y CAMMESA

Por último presentamos una estimación del precio promedio del GLP, junto con el Propano y el Butano, y su referencia internacional.

Ilustración 35. GLP. Precio Internacional y ex Refinería promedio anual. En US$/ton



Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Para el caso del Propano, Butano y GLP hemos tomado la diversidad de precios internos que surgen de los acuerdos firmados, así como los precios de exportación. Para asignar la oferta de las refinerías (dado que estos combustibles también se obtienen del proceso de separación del gas natural en la fase de extracción) hemos tomado como coeficiente un valor de un tercio de la oferta total de estos combustibles livianos. El precio, por su parte, es el promedio simple de los diversos precios establecidos por varias resoluciones (Resolución SE 49/2015 y sus modificatorias, siendo la más reciente la Resolución 287-E/2017). Con anterioridad al período regulado se asumió que el precio interno coincide con la paridad de exportación, razón por la cual no se ha graficado la serie para el período 1994-2001.

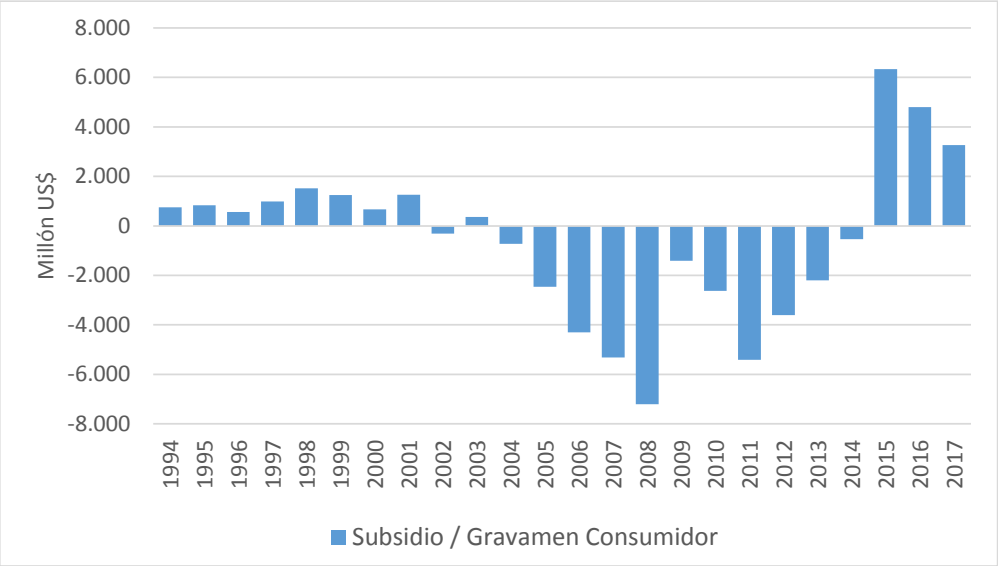
Tomando un conjunto de seis combustibles (nafta normal, súper, ultra, gasoil, fueloil y GLP, que incluye a su vez Propano y Butano) que representan más del 95% de la canasta de destilados de un barril de petróleo, se ha construido una serie que computa, desde el año 1994 ese conjunto de productos en representación del total del negocio de comercialización de combustible, y lo compara con esa misma canasta, pero a los precios de referencia internacional.

La diferencia así obtenida mide la transferencia de renta desde el conjunto de los consumidores hacia las empresas, en los períodos que el precio local está por encima de la referencia internacional, y desde las empresas hacia la sociedad en los momentos donde se dio el caso inverso. Una vez establecida la fórmula presentamos su evolución histórica.

$$Transferencia = \sum_{i=1}^{6}(q_{id}p_{if}) - \sum_{i=1}^{6}(q_{id}p_{id})$$

Donde:
$q_{id} = venta\ de\ tipo\ de\ combustible\ (nafta, gasoil, fueloil)$
$p_{if} = precio\ de\ referencia\ de\ cada\ tipo\ de\ combustible$
$p_{id} = precio\ doméstico\ de\ cada\ tipo\ de\ combustible$

Ilustración 36. Transferencia de Renta por diferencial de precio internacional vs precio ex Refinería. En Millón US$



Fuente: Elaboración propia con datos MINEM y EIA

La serie Transferencias coteja por un lado los precios internos de venta anual de combustibles (gasoil y nafta) y por el otro, el precio internacional. Cuando los precios domésticos están por encima de los internacionales lo que ocurre es que hay una transferencia del conjunto de la sociedad hacia el sector. En condiciones de competencia y apertura hacia los mercados se espera que exista una baja transferencia en la dirección indicada, que refleja el beneficio normal de la actividad, tal como ocurrió en el período 1994-2001.

A menos que existan restricciones a la competencia o bien prácticas anticompetitivas por abuso de posición dominante, colusión o cualquier tipo de discriminación, se deberían observar márgenes análogos a los que se observan en otros países, donde este negocio funciona en forma competitiva (lo que definimos como un margen normal). Una referencia muy concreta es el caso del mercado chileno, donde aproximadamente el 50% del suministro se realiza con producto importado.

Box N°3. Márgenes publicados por la CNE

La Comisión Nacional de Energía de Chile publica en la sección de estadísticas nacionales de su web las estimaciones de los márgenes brutos de comercialización de los diferentes derivados del petróleo en pesos por litros. Actualmente la moneda chilena cotiza en aproximadamente 600 pesos por dólar estadounidense, y a continuación se transcribe la información más reciente disponible.

SEMANA	05/ febrero/2017

CNE Comisión Nacional de Energía

CUADRO 1

	PRECIO VENTA A PUBLICO ENCUESTA SERNAC ($/litro) (1		MARGEN BRUTO ($/litro) (2)	
	29/01/2018	05/02/2018	SEMANA 29/1/2018	SEMANA 5/2/2018
GASOLINA 93	743,2	748,1	47,7	47,1
GASOLINA 95	769,5	775,7	62,9	63,6
GASOLINA 97	803,6	810,4	86,0	87,2
KEROSENE	626,1	630,9	146,0	145,7
DIESEL	533,3	536,9	59,1	58,4

CUADRO 2

	PRECIO PARIDAD CNE ($/litro)		DIFERENCIAL PRECIO DE ($/litro)	
	29/01/2018	05/02/2018	PARIDAD CNE	VENTA A PÚBLICO
GASOLINA 93	322,2	328,4	6,2	4,9
GASOLINA 97	322,2	328,4	6,2	6,2
GASOLINA 97	322,2	328,4	6,2	6,8
KEROSENE	335,1	342,6	7,5	4,8
DIESEL	337,8	341,2	3,4	3,6

NOTA:
(1): ENCUESTA SEMANAL REALIZADA EN LA R. METROPOLITANA. EL PRECIO VENTA A PUBLICO, CONSIDERA LOS IMPUESTOS VIGENTES RESPECTIVOS.
(2): MARGEN BRUTO: DIFERENCIA ENTRE PRECIO A PÚBLICO Y PRECIO DEL COMBUSTIBLE EN PLANTA DE ALMACENAMIENTO MAIPÚ.

Si en cambio los márgenes son muy negativos (cuando los precios domésticos están muy por debajo de los de referencia internacional), entonces significa que existe algún tipo de regulación

que impide la competencia y genera pérdidas de bienestar para el conjunto de la sociedad porque las empresas están ofreciendo su producción por debajo del costo de oportunidad. En este caso son los consumidores quienes reciben un subsidio de parte de los productores. Como vimos en la Sección 2 esto fue lo que ocurrió en el país a partir de 2002 y una de las razones por la cual redujo sus reservas de hidrocarburos. Entre los años 2007 y 2008, la transferencia que recibieron los consumidores por precios inferiores al costo de oportunidad se calcula en el orden de los 5 mil y 7 mil millones de dólares, respectivamente.

A partir de 2008 en que el precio interno queda fijo, las transferencias a uno u otro sector pasan a depender de la variación del precio internacional. Así es como en 2009 la transferencia a los consumidores se reduce de la mano de la baja del precio internacional, cercana al 40%. En 2010, 2011 y 2012 vuelve a aumentar, como lo muestran las barras negativas de la figura. En esos 3 años el total transferido se aproxima a los 10 mil millones de dólares.

En abril de 2012 llega el turno de la expropiación de YPF y al poco tiempo el Acuerdo con Chevron y el inicio del camino gradual de ajustes del precio interno de los combustibles. Esta tendencia se hace evidente a partir del año 2013, en que se inicia el último y más reciente de lo que a nuestro criterio han sido los cambiantes ciclos Regulatorios, y que busca revertir un largo período de exacción de rentas y cuasi rentas en detrimento de las empresas. Es a partir de aquí que comienza el camino de lo que definimos como la "compensación" hacia las empresas; no sólo con precios sino con transferencias presupuestarias que deben adicionarse a los montos que los consumidores ceden por precios superiores a los internacionales, dado que los montos girados provienen de la recaudación de recursos generales.

Box N°4. Transferencias Presupuestarias

Señalábamos que el cambio de políticas encontró un punto de silla o de cambio de tendencia a partir del año 2013. En efecto, otro de los elementos que se agregan para considerar la homogeneidad del periodo 2013-2017 viene dado por las transferencias que el conjunto de la sociedad, con dinero del erario público le asignó al sector petrolero por los distintos programas de estímulo que se pusieron en marcha en este período.

Tabla 10. Transferencias presupuestarias a las empresas. En miles de US$

	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Plan Nac. De Inversión Hidrocarburífera	138.8	1390.7	1283.3	2920.8	1859.8	8593.4
Subsidio Gas Natural	324.2	266.2	528.8	327.3	688.6	2135.0
Productores Propano	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	3.0
Productores Petróleo	654.9	22.3	10.8	0.0	0.0	687.9
Petróleo Plus y Refino Plus	0.0	215.3	0.0	18.2	0.0	233.5

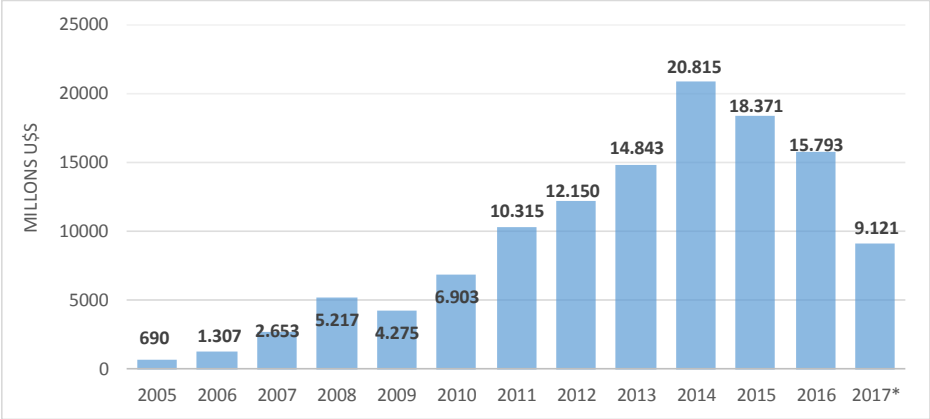
Fuente: Elaboración Propia con datos Ministerio de Hacienda

Vemos entonces que el sector de empresas locales recibió en el período 2013-2017 unos 11.6 mil millones de dólares como transferencia presupuestaria.

De alguna manera el cúmulo de subsidios presupuestarios vino a emparchar la distorsión de precios generada por las propias políticas públicas precedentes, pero no hay que confundir lo que son subsidios por precios de mercado inferiores al costo económico, de las transferencias "compensatorias" al sector petrolero. El desafío hacia adelante es propiciar una política energética que no recargue sobre el conjunto de la sociedad tales transferencias del Tesoro para

sostener regímenes promocionales, que como puede apreciarse, se espiralizaron en la última década.

Ilustración 37. Subsidios totales al Sector Energético en Millón US$

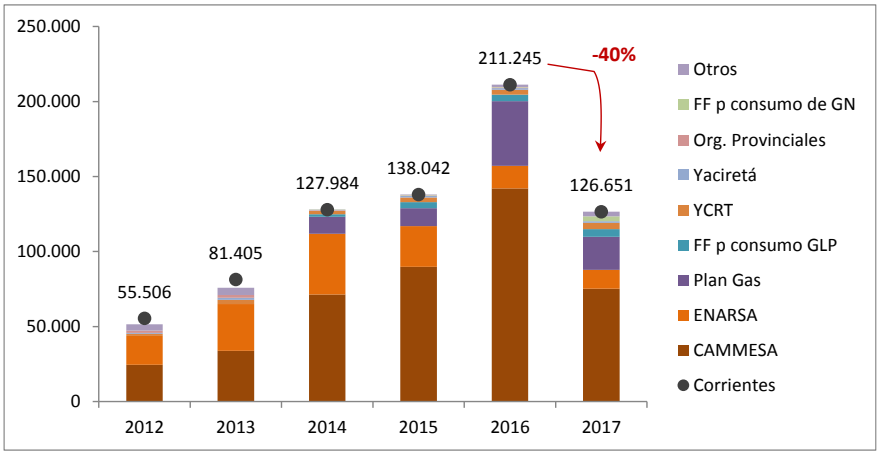


Fuente: ASAP

En el agregado las cifras de transferencia presupuestarias trepan a máximos históricos de acuerdo al ciclo del precio de los combustibles como se ve en la figura. A su vez, todos los análisis de impacto ingreso revelan que estos subsidios han beneficiado mucho más a los sectores de ingresos medios y altos que a los más humildes[70] [71].Con excepción del Programa de Subsidio a los Hogares con Garrafa la evidencia ha demostrado que los subsidios a la energía han sido, según Guadagni (2013) "transferencias a lo Hood Robin"[72].

La siguiente figura permite desmenuzar la asignación de las transferencias corrientes desde el año 2012.

Ilustración 38. Transferencias corrientes al sector energético. En millón de $



Fuente: ASAP

[70]Para el caso eléctrico ver Campoy (2015): "Análisis distributivo del subsidio al consumo eléctrico residencial". Ceare, 2015. http://www.ceare.org/tesis/2015/tes09.pdf

[71] Ver Lombardi y Otros (2014): "Una aproximación a la focalización de los subsidios a los servicios públicos en Argentina". Documento de Trabajo DPEPE N°09/2014

[72] Ver Alieto Guadagni: https://www.clarin.com/opinion/Subsidios-aumentan-desigualdad_0_H1dGVFPsDQg.html

Como puede verse, la parte del león del subsidio corriente se lo lleva CAMMESA. También se aprecia una caída significativa en el año 2017 respecto al año anterior, producto de que el traslado de los costos de generación a los usuarios finales, como resultado del ajuste del precio mayorista contenido en la tarifa, redujo los requerimientos del Tesoro Nacional.

Dentro de los costos de generación se encuentra el costo del combustible que le compra CAMMESA a los refinadores locales. Se ha estimado que el gap de tarifa eléctrica no habría sido tan elevado de no haberse promovido la política de precio sostén al sector petrolero (en particular con el fueloil). El extra costo en el precio mayorista eléctrico por el subsidio que terminan percibiendo las refinerías llegó a ser del orden de los 5 US$/MWh[73].

Afortunadamente la decisión de eliminar el precio sostén va a permitir reducir las transferencias presupuestarias en línea con las metas fiscales que se han aprobado en el Presupuesto para el año 2018. Aunque según estimaciones de Cippec (2017) la forma en que se decidió la contratación de energía emergencial, de acuerdo a la Resolución 21/2016, y los mecanismos de subsidio para la generación con fuentes renovables impondrán un costo extra para el conjunto de la sociedad a partir del mismo año[74].

También puede apreciarse el peso que representa la transferencia a las empresas del sector petrolero el subsidio al gas natural (Plan Gas), que por restricción de presupuesto va transformando la totalidad del gasto devengado en el año 2017 en deuda pública. Hay que recordar que el gobierno ya asignó una suma importante de BONAR 2023 a los productores de petróleo por las transferencias devengadas y no desembolsadas anteriores al año 2016.

Como señalamos previamente el esquema centralizado de subsidios a la producción de gas incremental no ha sido del todo eficiente para aumentar la oferta doméstica, y como se desprende de un estudio reciente publicado por FIEL (2017), Argentina sigue a la cabeza de los países de la región que subsidian su energía. En este sentido, Navajas prevé una evolución poco favorable a futuro de mantenerse el modelo actual[75].

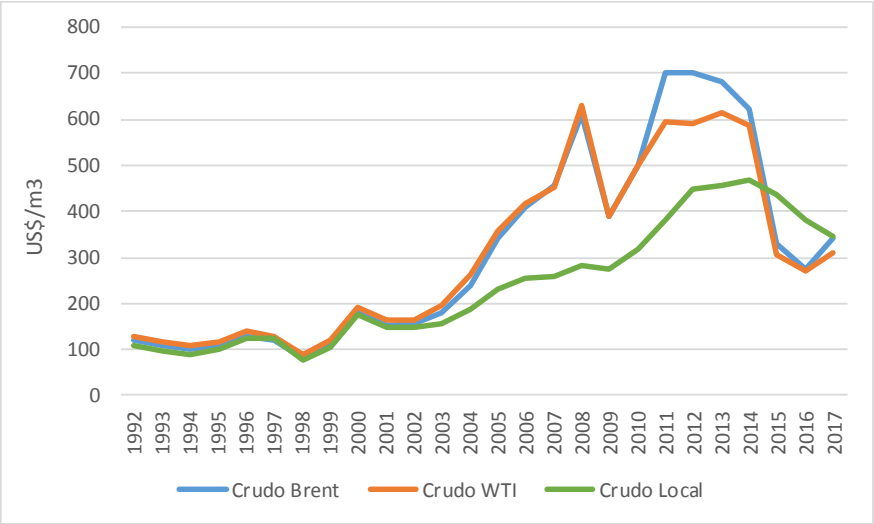
b. Precio del crudo

Luego de haber presentado el flujo agregado de transferencias (en el inciso a), desde y hacia los consumidores, continuaremos analizando la parte del gravamen que en su momento pagó o recibió cada uno de los segmentos del sector: el Upstream y el Downstream.

Comenzamos mostrando con datos anuales la serie de precios locales e internacionales. Lo hacemos medido en dólares por metro cúbico a los efectos de poder tener, posteriormente, una comparación con los cuadros previos y obtener así un resultado o margen agregado de refinación.

[73] Actualmente las autoridades del Ministerio reconocen que los recursos genuinos permiten financiar el 50% del costo de generación. En Carta Energética (publicado por Montamat y Asociados) de diciembre 2017 se detalla que ese 50% de Argentina es equivalente al costo total que tiene hoy día la generación eléctrica en países como Estados Unidos de América, ciertamente, con un menor costo de capital.
[74] Bondoresky (2017), documento citado previamente.
[75] Ver https://www.cronista.com/columnistas/El-vicio-argentino-de-los-subsidios-a-la-energia-20170727-0014.html

Ilustración 39. Evolución del precio del crudo local, el Brent y el WTI. En US$/m3

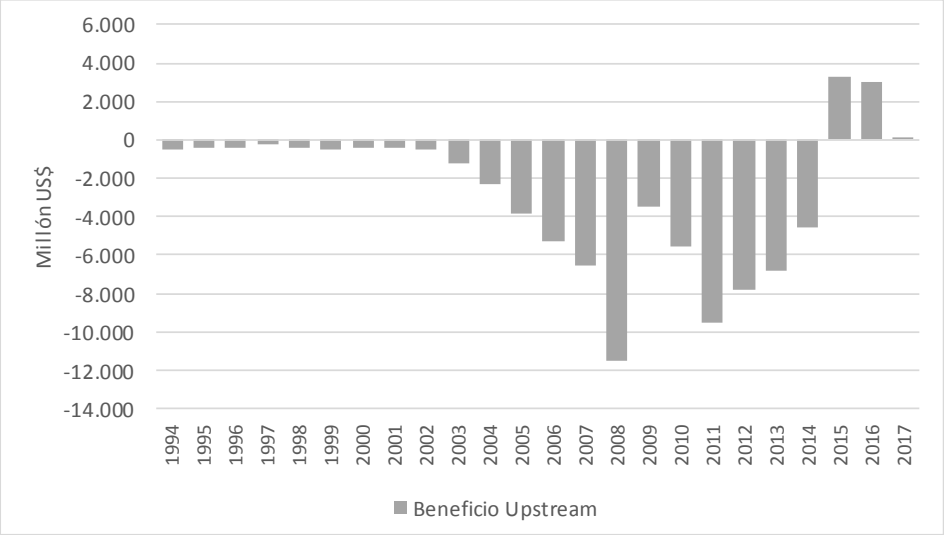


Fuente: Montamat y Asociados

Uno de los aspectos llamativos de la figura es la disociación que se produce entre los crudos internacionales WTI y Brent, sobre todo en el período 2011-2015. Este punto fue planteado al inicio del documento. Se remarcó que el diferencial había surgido de la congestión y la falta de liquidez que se dio en el mercado de West Texas, lo que condujo un corrimiento hacia el Brent como trazador internacional. Actualmente vuelve a darse una convergencia entre ambos valores, pero por lo que hemos podido saber, los contratos que firman los productores argentinos con los refinadores se han estandarizado a valores de referencia Brent.

El ciclo de precios diferenciales coincide con la descripción que se hizo sobre los precios domésticos de combustibles (inciso a). Cambia la brecha que existe entre precios locales de una canasta de petróleo de distintas cuencas y los internacionales (WTI hasta 2010 y Brent posteriormente). En este caso, y utilizando la fórmula anterior de Transferencias, se observa un diferencial amplificado.

Ilustración 40. Transferencia de Renta por diferencial de precio internacional vs precio crudo local. En Mill. US$



Fuente: Elaboración propia con datos Montamat y Asociados

En primer lugar, y a diferencia de la figura de transferencias por venta de producto, tenemos que durante el período competitivo existe un diferencial apenas negativo debido a que el petróleo se vendía localmente a paridad de exportación, es decir precio de referencia menos gastos de transporte, en este caso hasta el Golfo.

Pero sobre todo, llama la atención el nivel de renta que cedieron los productores de petróleo en el año 2008. Este, superó los 11 mil millones de dólares. Hasta el año 2013 la figura es una amplificación de la transferencia que se mostró en el caso de las ventas de combustible. A partir de 2014 las diferencias se hacen más notables. En ese año en particular, mientras el Upstream perdía más de 4 mil millones el Downstream lograba revertir el resultado agregado. En 2015 y 2016 el spread de precios locales le generaba al Upstream tan solo el 50% de lo que recibía todo el sector. Finalmente en 2017, cuando el sector recibió en conjunto 4.3 mil millones de dólares, el Upstream prácticamente quedo empatado o break even. En este caso todo el beneficio fue para el segmento de Refinación y Comercialización de las empresas petroleras integradas, o bien para aquellas firmas que concentran su negocio en este eslabón de la cadena de los hidrocarburos, como es el caso de la firma Shell, o de las comercializadoras recientemente ingresadas al mercado como Trafigura.

La conclusión parece evidente, el sector derivó en el Downstream las mayores rentas del último quinquenio. En definitiva, la evidencia vino a demostrar que la integración vertical, que fue una estrategia defensiva en un contexto de regulación anti empresa, como lo revela el caso de integración hacia adelante de la segunda mayor petrolera argentina (Panamerican Energy), también resultó un modelo de negocio dominante en un contexto regulatorio pro corporativo.

c. Márgenes de refinación

Hasta ahora hemos dado vueltas sucesivamente alrededor de este concepto. Hemos tenido un abordaje empírico al analizar la serie de precios locales e internacionales del período que va desde la desregulación hasta el más reciente período regulado.

Cuando comparamos los gráficos de transferencias encontramos que el Downstream tuvo beneficios y/o pérdidas por el lado de los precios finales de los combustibles, y también un resultado cambiante por la compra de petróleo crudo. Con nuestro ejemplo de la Sección 3 (inciso h) lo hemos reflejado de un modo simple.

Para calcular el beneficio que obtuvo el segmento Downstream, de acuerdo a los diferenciales de precios de crudo y producto deben sumarse ambos componentes, pero se debe deducir el costo de procesamiento. En un relevamiento realizado entre especialistas encontramos que ese valor podría estar en el orden de los 7 dólares por barril para el conjunto de las refinerías locales. Todo ello nos permite calcular la Transferencia Downstream (TD) en cada año, según la fórmula:

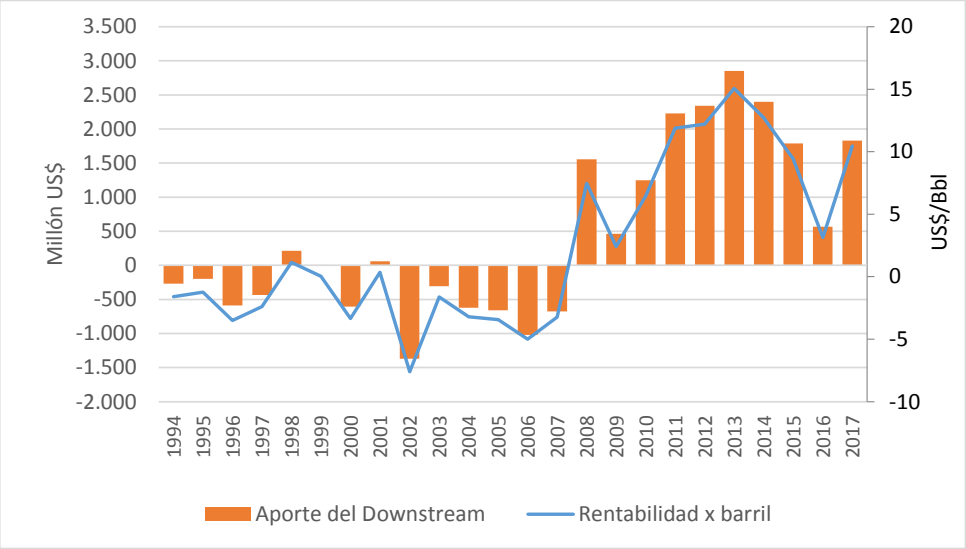
$$\mathrm{TD}_t = \left(\sum_{i=1}^{6}(q_{id}p_{if}) - \sum_{i=1}^{6}(q_{id}p_{id})\right) + \alpha_t \sum_{i=1}^{3} \mathrm{Q}_t(\mathrm{P}_i^{*} - pc_{id}) - \mu\mathrm{Q}_t$$

El primer término entre paréntesis es el que mostramos en la figura de la Transferencia por precios finales. El segundo término muestra la diferencia entre el precio internacional P* y el precio de la canasta de crudos domésticos pc_{id} multiplicado por el crudo procesado Q_t. El

parámetro α viene dado por el porcentaje que representan los 6 subproductos escogidos del output mix de barril de crudo procesado. Esos porcentajes, que idealmente deberían variar año a año, los hemos considerado constantes, según nuestra definición de la Sección 2 (Tabla 1). Allí señalamos la proporción de cada producto que se obtiene de las destilerías argentinas. Finalmente, el último término toma el crudo procesado y lo convierte en un valor monetario, a partir de la aplicación del costo de procesamiento por barril.

El resultado que se desprende de esta fórmula lo hemos convertido en una serie de tiempo.

Ilustración 41. Transferencia de Renta a favor del Downstream. En Millón US$



Fuente: Elaboración propia con datos Montamat y Asociados

Nuevamente tenemos una buena aproximación a los ciclos ya definidos, aunque la bonanza del Downstream comienza en el período 2010-2012. Nótese incluso que en los años 2008 y 2009 este segmento pudo contrabalancear marginalmente la mala racha que vivió el Upstream por entonces. Hablamos de beneficios promedio superiores a los US$ 2.5 mil millones/año.

Respecto del último ciclo, los beneficios del Downstream se vieron algo amenazados por la devaluación de la moneda a comienzos de 2016, para luego recuperar sus máximos históricos en 2017.

Otra forma de interpretar estos resultados es a través del análisis de la rentabilidad, en este caso neta, por barril. Esta no es más que el total de la transferencia dividido el total de barriles procesados cada año, lo que se muestra en el eje derecho de la Ilustración 41.

Está claro que la cantidad de información que requiere este cálculo amerita un análisis muy profundo de los datos, y claramente la propuesta es ofrecer indicadores sintéticos para seguir la evolución de los márgenes en un contexto competitivo. Por ello, justamente, nuestra propuesta en adelante es la de seguir un indicador que aproxima el margen del Downstream y que denominamos Crack Spread, que no es otro que el indicador que utilizan mercados como el NYMEX para determinar no sólo rentabilidades relativas sino posibles esquemas de hedge de mediano plazo, y que bien podría ser utilizado en un Mercado Mayorista como el que hemos propuesto en el camino hacia la transición a un mercado competitivo, al menos de gasoil.

El crack spread es un indicador que refleja el margen bruto que puede tener una refinería por convertir un barril de crudo en naftas y gasoil. En los Estados Unidos se usa para monitorear la evolución del margen de los refinadores y también en operaciones de futuro en NYMEX. Se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$CS_{USA} = 2P_{NAFTA} + P_{GASOIL} - 3P_{CRUDO}$$

Donde los precios del gasoil, la nafta y el crudo están expresados en dólares por barril. Para construir la serie de crack spread en Estados Unidos se toman como referencia los precios internacionales publicados por la *United States Energy Information Administration* (EIA) para el crudo WTI, la serie de New York Harbor Regular Gasoline (nafta) y New York Harbor No 2 Diesel (gasoil).

La fórmula para el cálculo del crack spread para Argentina que proponemos es la siguiente:

$$CS_{ARG} = 2P_{GASOIL} + P_{NAFTA} - 3P_{CRUDO}$$

La diferencia de cálculo para Argentina y Estados Unidos se debe a que en nuestro país por cada litro de crudo en refinería se produce alrededor de un tercio de litro de nafta y dos tercios de gasoil, a la inversa de lo que ocurre en Estados Unidos (dos de nafta y uno de gasoil).

En Argentina el precio del crudo toma como referencia el precio promedio ponderado de los crudos Escalante y Medanito, neto de retenciones e impuestos publicados por la ex Secretaría de Energía. Los precios de nafta y gasoil son precios ex Terminal (PREF), que fueron reconstruidos a partir de los precios de venta al público relevados por la ex Secretaría de Energía. Como los precios difieren geográficamente, se toma un promedio de cuatro localidades: Capital Federal, Rosario, Córdoba y Mendoza. Se utilizó entonces la siguiente fórmula:

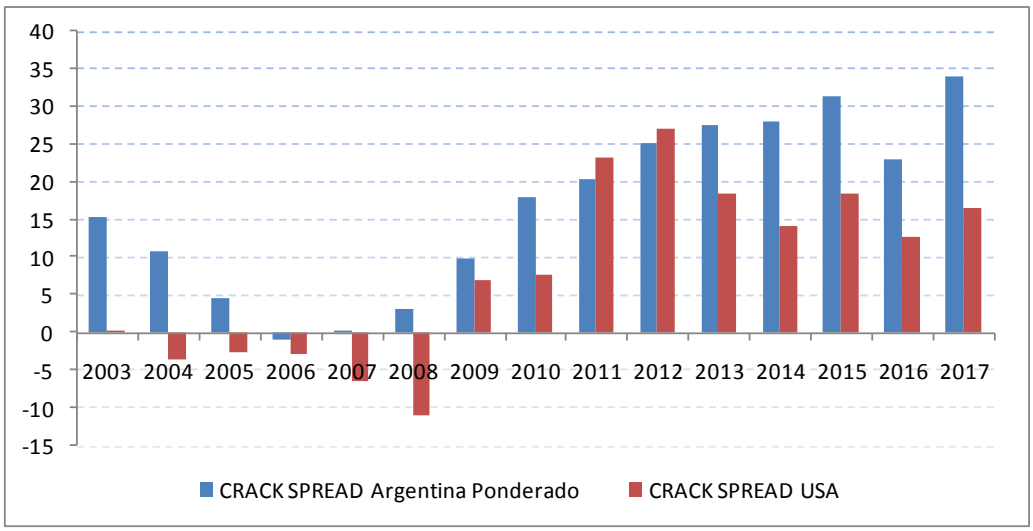
$$PREF = \frac{PF - (\mathrm{MC} + \mathrm{Flete}) * (1 + \mathrm{t_{IVA}})}{1 + \mathrm{t_{ICLG}} + \mathrm{t_{otros}} + \mathrm{t_{IIBB_{ref}}} + \mathrm{t_{IVA}}}$$

Donde *PF* es el precio de venta al público relevado por la Secretaría, *MC* es el margen bruto de comercialización total (se estima en un 12% del precio final e incluye el impuesto a los ingresos brutos de la estación de servicio), *Flete* es el costo del flete entre la Terminal y la estación de servicio (estimado en 1,5% del precio final), t_{IVA} es la tasa de IVA del 21%, t_{ICLG} es la tasa de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural (ex ITC) que se aplican con tasas diferenciadas sobre el gasoil y la nafta, t_{otros} incluye la Tasa de Infraestructura Hídrica que se aplica sobre la nafta y la tasa de Impuesto al Gasoil, y $t_{IIBBref}$ es la tasa de impuesto a los ingresos brutos que paga la refinería (se toma un valor aproximado del 3% para el promedio del país a lo largo del período de referencia). La fórmula cambia marginalmente a partir de marzo 2018 con la entrada en vigencia del nuevo régimen impositivo.

Cuando utilizamos esta fórmula y analizamos el margen de refinación en Argentina, comparado con el de los EUA, tenemos que, con excepción de los años 2011 y 2012, Argentina siempre superó a su referente, incluso más que duplicándolo. Este es el caso para el período 2013-2017. No obstante, hay que tener en cuenta que la aproximación al margen que tomamos a través del Crack Spread es incompleta, ya que sólo considera la nafta súper y el gasoil, ambos de grado 2. Esto significa que por un lado subestima el beneficio global por las regulaciones que han tenido

otros combustibles, como el caso del fueloil, pero a su vez lo sobrestima si consideramos el precio subsidiado que ha prevalecido en el caso del GLP, que como mostramos previamente ha permanecido en promedio por debajo de la referencia internacional, durante todo el período de precios regulados "de facto".

Ilustración 42. Crack Spread ponderado Argentina vs. USA. En US$/barril



Fuente: Elaboración propia

La figura sorprende por varios motivos. Por un lado, la existencia de márgenes negativos en EUA durante los años en que se disparaba el precio del crudo internacional. Para esta época la Administración de gobierno barajaba la posibilidad de sancionar un impuesto extraordinario para la comercialización de petróleo doméstico, que finalmente no se aplicó. Lo cierto es que, en un ciclo de precios tan crecientes, ni siquiera en el mercado norteamericano se permitió un traspaso completo del precio del crudo a los combustibles.

También se observa una concordancia de los resultados del análisis del Crack Spread, que es una suerte de rentabilidad bruta, con los de la rentabilidad neta de la Ilustración 41.

d. Precios de paridad de importación y exportación

También sobre estos conceptos hemos estado girando en todo el documento. Los precios de paridad representan, en una situación donde el mercado está abierto a la competencia internacional, el costo de oportunidad para las partes que intervienen en una transacción, tanto de crudo como de combustibles líquidos.

Si el mercado es competitivo se deduce que el precio doméstico no puede diferir en forma relevante del internacional, particularmente en un mercado corto, llevado a los surtidores del mercado local. Y también se asume que todos los costos de internación son los eficientes.

En la Sección 8 señalamos la diferencia de valoración de los recursos en función de la abundancia o escasez relativa. En el caso que el trading se produzca no con el mercado sumidero (NYMEX, Mar del Norte, etc.) sino con los países de la región, se podrá negociar con él en función de su costo de oportunidad (el del vecino) en relación a una compra a un gran mercado de referencia.

La solución negociada termina siendo una venta a precio de referencia más el flete entre ambos países.

En Argentina la abundancia de algunos productos determinaba que el costo de oportunidad era la paridad de exportación. Este era el caso de las naftas de baja calidad durante los años 1990' o estacionalmente del fueloil, el Propano y el Butano, o el gasoil de baja calidad (Bunker), IFOs, etc. En cambio, el precio del gasoil de mayor calidad siempre estuvo referenciado al precio de paridad de importación dado que gran parte del producto adquirido provenía del exterior.

Si bien se ha mencionado el tema del poder de mercado en la negociación, está claro que un productor dominante no puede vender localmente por encima de lo que vende en el exterior, en un contexto de apertura a la competencia. Tampoco debería poder hacerlo a precios muy inferiores (precios predatorios) para desplazar a la competencia. En caso que estas divergencias ocurran, la autoridad de Defensa de la Competencia deberá analizar si existen barreras a la competencia y en tal caso analizar cómo derribarlas.

Oportunamente mencionamos que la CNDC actuó de oficio contra YPF por la aplicación de políticas comerciales desleales en el mercado de GLP, que terminaron afectando al interés general[76]. Actualmente los precios del GLP van camino a alcanzar su paridad de exportación, alineando precios a costos como en el resto del sector. Como Argentina es exportador neto, el precio de referencia interno a alcanzar es la paridad de exportación. La Resolución 287/2017 (publicada el 1/12/2017) plantea ese objetivo. El antecedente es la Resolución 26/2015 que no sólo plantea el concepto, sino que define la paridad de exportación, en virtud del trading que existe con su principal destino comercial, de la siguiente forma:

PARIDAD EXPORTACION	
PE	(MB + T(MB-SANTOS) - T(BB-SANTOS) - RET EXP) * TC
EN DONDE:	
PE:	Paridad de exportación
MB:	Precio GLP Mont Belvieu
T (MB-SANTOS):	Transporte Mont Belvieu – Santos
T (BB-SANTOS):	Transporte Bahía Blanca - Santos
RET EXP:	Retención a la exportación GLP en Argentina
TC:	Tipo de cambio de referencia comunicación "A" 3500 BCRA

Como puede notarse, la exportación tiene como costo de flete el que existe entre Bahía Blanca y Santos, que son los puertos de origen y destino, y toman la referencia el precio en el mercado "sumidero" o agregador de Mont Belvieu. Este es un ejemplo típico de una negociación entre partes con peso de mercado equilibrado.

[76] El caso de YPF por discriminación de precios se sancionó fundamentalmente porque YPF impuso una cláusula que prohibía la reimportación del producto, lo que mostraba a las claras la discriminación de precios para el mercado doméstico.

La construcción de una Paridad de Importación teórica, que es uno de los principales subproductos de este Estudio, tiene por fin monitorear las condiciones de competencia del mercado al evaluar los desvíos de los precios locales respecto al precio de referencia y el resto de los costos que hacen a la internación del producto importado que compite con el commodity producido y comercializado localmente. En este sentido, también se debe tener en cuenta que existe un grado de diferenciación en los combustibles comercializados a través del canal minorista dado por los servicios que se prestan en forma complementaria, o por la propia percepción de calidad diferencial del producto vendido (al influjo probablemente de las campañas publicitarias), y en este caso, el rol de la CNDC pasa por monitorear cuan grandes son los diferenciales de precios que se dan al interior de cada red de distribución, en atención a otros aspectos de la cadena de valor, como el transporte, la capacidad de almacenamiento en zonas más remotas, etc.

i) Metodología de cálculo

A solicitud de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia en el marco de las actuaciones caratuladas: "INVESTIGACIÓN DE MERCADO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (IM 8)", y con el objeto de elaborar una metodología a partir de fuentes públicas para el cálculo de la paridad de importación de nafta y gasoil, se circuló una propuesta metodológica de cálculo de paridad de importación entre los actores relevantes del mercado.

La justificación en la construcción de este indicador radica justamente en que la morfología del mercado de combustibles en la Argentina no es la de un mercado atomizado y si bien el nuevo Marco Normativo ha establecido medidas, como la libre importación, para generar competencia, la estructura oligopólica (con un actor dominante) puede amenazar la conformación de un mercado competitivo.

El abuso de posición dominante generalmente se materializa por la existencia de precios demasiado altos, cantidades menores a las eficientes o distorsiones en los valores de otras variables. que sólo pueden controlarse a través de la acción de algún organismo regulador que esté permanentemente monitoreando el mercado.

La comparación con una referencia es justamente lo que permite medir un posible apartamiento de las conductas competitivas. Esa referencia es justamente una suerte de "estadístico" o precio competitivo teórico que, por tratarse de un mercado corto, deviene en la Paridad de Importación.

El cómputo de la Paridad de Importación es una modalidad que se viene imponiendo tanto en mercados regulados como en mercados desregulados de todo el continente (con excepción de Venezuela y Ecuador). Es por ese motivo que se instrumentó un cálculo que busca consenso entre las empresas del sector, que en general tienden a rechazar este tipo de monitoreo. No obstante, hay que señalar que la existencia de un indicador estandarizado también pone un límite a la intervención de un regulador arbitrario sobre la actividad comercial normal de las compañías, con lo que en lugar de verse como una acción persecutoria, debería considerarse como una forma de proteger a las firmas de acciones discrecionales del poder político y de eventuales regulaciones de corte anti corporativas.

Una vez logrado cierto consenso en el diseño del "estadístico", se plantea evaluar los precios que han fijado las comercializadoras, comparado con el precio que surja del cálculo de paridad de importación, que a su vez deberá poder ser sometido a cierto grado de sensibilidad respecto a las variables que se utilizan en el cómputo.

Si bien otros países establecen esta metodología para determinar precios domésticos a ser aprobados por la autoridad de aplicación, en el caso de nuestro país el objetivo principal es monitorear que no se produzca una brecha persistente del precio local respecto del que surja del cálculo de Paridad de Importación durante un cierto período de tiempo. Asimismo, como el estadístico está sujeto a una alta volatilidad, es recomendable analizarlo tras aplicar un filtro estadístico, como puede ser el de promedios simples o móviles por períodos mensuales o de frecuencia menor, y que a su vez la comparación con los precios domésticos se establezca a lo largo de un cierto intervalo, cuya frecuencia también puede ser mensual, bimestral, etc.

El cálculo de la tabla que sigue fue distribuido a las distintas comercializadora para conocer su opinión respecto a la metodología, poniendo el foco en los conceptos vertidos más que en los valores en un momento puntual. Si lo comparamos con las mejores prácticas regionales (ver Anexo) veremos que la metodología no difiere del cálculo realizado para el caso de Chile, que es el mercado al que consideramos más competitivo de la región.

Si bien el cálculo de precio final obedece a la estructura de costos e impositiva vigente al momento de realizarse la consulta, en diciembre 2017, dado que a partir del 1 de marzo de 2018 se modificó el régimen de impuestos, posteriormente presentaremos la versión actualizada con la Metodología desarrollada del indicador "Paridad de Importación".

Hace falta señalar que la elaboración de este indicador no ha sido el objetivo principal del Documento, pero es un subproducto importante, en el sentido que se pretende dejar instalada una metodología válida como mecanismo de comparación y/o formación de precios domésticos.

Podemos mencionar como referencia de utilización de este indicador a los fines del análisis de otra Oficina de Análisis de la Competencia, el caso de Australia, donde el mercado guarda similitudes (igual cantidad de actores principales y similar participación de importaciones en el suministro). En este caso la ACCC afirma que "el uso de la Paridad de Importación asigna a las refinerías locales márgenes razonables y les permite competir con suministro importado". También asegura que "establecer precios a partir de la Paridad de Importación es eficiente en un mercado en el que las importaciones constituyen el suministro marginal"[77].

[77] El Report to Australian Competition and Consumer Commission https://www.accc.gov.au/system/files/The%20method%20and%20basis%20of%20the%20setting%20of%20the%20import%20parity%20-%20October%202009.pdf hace mucho énfasis en los components del indicador de Paridad de Importación, y constituye un buen material para profundizar este análisis en documentos posteriores.

Tabla 11. Estimación Paridad de Importación a comienzo de diciembre 2017

Cálculo paridad importación embarques de 40.000 m3 zona descarga Zárate-Campana y comercialización en CABA					
Calidad Comercial		GAS OIL GR 2 **1000 PPM**	GAS OIL GR 3 **10 PPM**	NAFTA GR 2 **95 RON/84 MON**	NAFTA GR 3 **98 RON / 85 MON**
Precio referencia internacional PLATTS		(ULSD USGC + N2 USGC) /2	ULSD USGC	UNL 89	UNL 93
Platts		POAEE00/AATGZ00	AATGZ00	PGAAZ00	PGAIX00
		494,71	***502,64***	***465,26***	***481,11***
Flete marítimo Houston-BsAs. (usd/tn)	19,96	16,92	16,92	14,93	14,93
Seguro	0,08%	1,06	1,08	1,00	1,03
Mermas	0,30%	3,98	4,04	3,74	3,86
Multas y Demoras (usd/m3)	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Despachante (usd/m3)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Inspector calidad y cantidad (usd/m3)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Otros costos de internación	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Costo CIF internado usd/m3		520,22	528,23	488,46	504,48
Costo financiero inventarios 60 días	0,58%	3,013	3,059	2,829	2,922
Almacenamiento y despacho (usd/m3)	10,35	10,350	10,350	10,350	10,350
Paridad importación fósil ex planta usd/m3		533,58	541,64	501,64	517,75
Margen Mayorista (en US$/Bl)	4,0	25,2	25,2	25,2	25,2
Costo Financiero $ anticipo de impuestos 15d	1,0%	71,1	72,6	86,0	89,0
Tipo de cambio (referencia BCRA)	19	19,0	19,0	19,0	19,0
Paridad importación fósil ex planta $/m3		10.687	10.842	10.095	10.404
Precios biocombustibles en $/m3		13.369	13.369	0	0
Paridad importación ex planta $/m3		10.955	11.094	8.884	9.156
Impuesto IIBB		512	526	473	496
Impuesto IVA		2.834	2.925	2.430	2.562
Tasa Hídrica / Tasa GO		2.410	2.441	313	322
Impuesto ICLyG		1.686	1.707	4.362	4.496
Margen estación de servicio		1.754	2.031	1.932	2.269
Flete terreste a EESS ($/m3 x 100km)	250	275	275	280	280
Paridad importación en ES sin impuestos $/m3		**20.428**	**20.999**	**18.674**	**19.580**
Precios observados en surtidor en Promedio					
BONIFICACION SOBRE PRECIOS DE COMPRA		9,77%	11,17%	12,10%	13,79%
BONIFICACION SOBRE PRECIO SURTIDOR		8,58%	9,67%	10,35%	11,59%
TASAS		22,00%	22,00%	3,52%	3,52%
ICLyG		15,39%	15,39%	49,10%	49,10%
IVA		21%	21%	21%	21%
IIBB		3%	3%	3%	3%

Fuente: Elaboración Propia

Algunas de las empresas consultadas que abordaron con mayor profundidad el requerimiento de información acerca de la modalidad de fijación de los precios domésticos consideraron que el método de determinación de la Paridad de Importación era correcto, pero objetaron alguno de los parámetros utilizados. Otras empresas, en cambio se manifestaron muy en contra de la elaboración de esta metodología.

No obstante, al presente nos interesa analizar el punto que presentó mayor controversia, y que es el margen mayorista.

Como señalamos previamente, tanto URSEA como la CNE consideran que una vez que el producto está en la puerta de la refinería sólo debe adicionársele los costos de traslado a la estación de servicio. No aparece con claridad el margen mayorista, y más bien el concepto se confunde con un margen de refinación. No obstante, la empresa de bandera uruguaya ANCAP les reconoce actualmente a las distribuidoras mayoristas un margen de 38 US$/m3 (y de 170 US$/m3 a nivel minorista), conformando así, por lejos, el precio final más alto de la región.

En el caso de Chile, que es un país que se ha abierto ampliamente a la competencia, si bien se establecen precios semanales, el cómputo incluye cotizaciones del mercado spot de semanas previas y del precio futuro. En este caso existen dos tipos de referencia, una, como ya mostramos, es sobre el producto final, la otra es sobre el petróleo crudo, y sobre éste se fijan

distintos márgenes para cada tipo de producto[78]. En este caso el Margen Bruto del Distribuidor en toda la cadena es del 9%, y lo que en algún momento se presentó como una apertura de margen de importación, a comienzos de 2000, daba un valor inferior a los 2 US$/barril (12 US$/m3)[79], que es un número muy similar al que presentó una de las empresas consultadas en Argentina, referido a la compensación que le correspondería a un importador independiente.

En la Sección 11 volveremos sobre este punto al analizar los márgenes de distribución para otros países del continente, pero los casos Uruguayo y Chileno, aparecen como dos extremos opuestos en términos de apertura hacia los mercados internacionales y su grado de competencia.

Otra interpretación que puede tener el margen mayorista sobre el que han puesto especial atención todas las empresas locales consultadas, es el de un extra margen para el sector de Refinación. En la Sección 2 señalamos que los márgenes promedio de la última década en Europa habían estado en el entorno de los 4.5 a 10 US$/Barril y entonces la pregunta que uno se hace es porqué imputar un margen adicional a la hora de computar la Paridad de Importación. En este sentido resulta paradójico que el organismo regulador del mercado de combustibles del Uruguay, el URSEA, haya considerado en la última revisión del cálculo de paridad que no corresponde imputar un margen mayorista adicional, cuando como señalamos, en la práctica le reconoce un margen relevante a los Distribuidores privados como Axion, Petrobras o Ducsa.

Más allá que en la actualidad, como mencionamos en este mismo apartado, el margen neto de los refinadores en Argentina se encuentra en el entorno de los 10 US$/barril, la expectativa es que, con el advenimiento de la competencia, la protección relativa que permitía tener márgenes muy superiores a los internacionales desaparezca. Más aún, de mantenerse estos márgenes en el conjunto de los refinadores podría plantearse un caso de colusión abierta (ver Sección 10).

Por ello, suponiendo que son las refinerías más eficientes las que exportan su producción, y que por tanto las identificamos con márgenes en el entorno de los 5 dólares, podría llegar a considerarse que existen 4 dólares extra a asignar a una refinería local, producto de su ineficiencia relativa, y ese valor es el que hemos sugerido a las empresas locales para tomar como margen mayorista, pero que debiera ir reduciéndose a mediano plazo producto de la propia competencia, o bien, de la conformación de un Mercado Mayorista que permita reducir significativamente los costos de transacción.

Para un importador habría un beneficio adicional atractivo teniendo en cuenta esos 4 US$/barril (aproximado 25 US$/m3), ya que en caso de tener que desarrollar una inversión de tancaje con un costo aproximado de 500 US$/m3, ello significaría que podría financiar la obra con 20 cargamentos de producto importado.

Ciertamente los 25 US$/m3 es una cifra bastante inferior al margen mayorista que existía hacia el final de los años 90', pero justamente lo que se ha argumentado es que ese extra margen obedecía a una práctica de mercados en que YPF fijaba un precio y el resto de los actores lo

[78] Ver https://www.cne.cl/tarificacion/hidrocarburos/fondo-de-estabilizacion-de-precios-del-petroleo-fepp/2017-2/
[79] Marquez (2000). "El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo y el Mercado de Derivados de Chile", CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Nº15
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6370/S00121027_es.pdf;jsessionid=2CF3DABD21102B33BEA0C2C99B4D238F?sequence=1

seguían. En nuestros análisis de sensibilidad hemos establecido como un límite máximo un margen mayorista bruto de 38 US$/m3, que es el que informalmente utiliza ANCAP para con las Distribuidoras privadas del mercado, y con los precios más altos de toda la región. Digamos que esa sensibilidad sería la "prueba ácida" del margen contenido en la Paridad de Importación.

Entre los comentarios de algunas empresas se mencionó una subestimación en el costo del flete internacional y un escaso número de días a la hora de fijar el plazo de cómputo del capital de trabajo (de 30 días sugieren pasar a 60 días). También se observó que el costo de almacenamiento en la metodología puede estar sobrestimado y podría bajar en 2 US$/m3.

El otro elemento clave que incide en el valor del "estadístico" es el costo de alije, y que no está incluido en el cálculo propuesto, no por capricho, sino porque es un tipo de operación que hemos comprobado que se realiza en la actualidad. De hecho, hemos tomado conocimiento que una de las mayores comercializadoras locales ha realizado en 2018 una importación sin operación de alije. Esta última, como señalamos, es una operación que implica una logística adicional (trasvase del combustible del buque madre a través de barcos de tamaño menor) en aguas argentinas. Según señalamos en la Sección 2, ha existido una notable cartelización en el suministro de barcos de alije en el pasado, lo que ha generado episodios de (súbita) indisponibilidad de buques que habían sido previamente contratados por los traders internacionales. Esta operación implica un adicional de costo del orden del 15% sobre el valor del flete, y para darle un mayor consenso a nuestro análisis hemos considerado en 20% el adicional cuando realizamos análisis de sensibilidad sobre el valor del flete marítimo, como mostraremos más adelante.

Finalmente, nuestro cálculo de Paridad de Importación había sido confeccionado de acuerdo a la Ley tributaria vigente. Lo cierto es que más allá de los aspectos a revisar, a partir del 1/03/2018 va a regir un nuevo régimen impositivo, en el que se modifican los impuestos ICLyG y Tasa Hídrica por el Impuesto sobre los Combustibles e Impuesto al Dióxido de Carbono, con los siguientes valores:

Tabla 12. Cambios en los impuestos sobre los combustibles. Vigentes al 01/03/2018

En $/litro	Gasoil	Nafta
Impuesto sobre Combustibles	4,148	6,726
Impuesto al CO2	0,473	0,412

A partir de esta situación la propuesta de Paridad de Importación se modificará de la siguiente manera:

Tabla 13. Estimación Paridad de Importación a partir del 01/03/2018

Cálculo paridad importación embarques de 40.000 m3 zona descarga Zárate-Campana y comercialización en CABA					
Calidad Comercial		GAS OIL GR 2 **1000 PPM**	GAS OIL GR 3 **10 PPM**	NAFTA GR 2 **95 RON/84 MON**	NAFTA GR 3 **98 RON / 85 MON**
Precio referencia internacional PLATTS		(ULSD USGC + N2 USGC)	ULSD USGC	UNL 89	UNL 93
Platts		POAEE00/AATGZ00	AATGZ00	PGAAZ00	PGAIX00
Datos de Acceso Público CNE Group ajustados		***494,71***	***502,64***	***465,26***	***481,11***
Flete marítimo Houston-BsAs. (usd/tn)	19,96	16,92	16,92	14,93	14,93
Seguro	0,08%	1,06	1,08	1,00	1,03
Mermas	0,30%	3,98	4,04	3,74	3,86
Multas y Demoras (usd/m3)	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Despachante (usd/m3)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Inspector calidad y cantidad (usd/m3)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Otros costos de internación	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Costo CIF internado usd/m3		520,22	528,23	488,46	504,48
Costo financiero inventarios 30 días	0,58%	3,013	3,059	2,829	2,922
Almacenamiento y despacho (usd/m3)	10,35	10,350	10,350	10,350	10,350
Paridad importación fósil ex planta usd/m3		533,58	541,64	501,64	517,75
Margen Mayorista (en % de IP) US$/m3	5,0%	26,7	27,1	25,1	25,9
Costo Financiero $ anticipo de impuestos 7d	1,0%	71,1	72,6	86,0	89,0
Tipo de cambio (referencia BCRA)	19	19,0	19,0	19,0	19,0
Paridad importación fósil ex planta $/m3		10.716	10.878	10.094	10.418
Precios biocombustibles en $/m3		13.369	13.369	13.901	13.901
Paridad importación ex planta $/m3		10.981	11.127	10.551	10.836
Impuesto IIBB		531	543	613	634
Impuesto IVA		2.855	2.947	2.924	3.071
Impuesto sobre los Combustibles		4.148	4.148	6.726	6.726
Impuesto al dióxido de Carbono		473	473	412	412
Margen estación de servicio		1.809	2.088	2.481	2.876
Flete terreste a EESS ($/m3 x 100km)	250	275	275	280	280
Paridad importación en ES al público $/m3		**21.072**	**21.602**	**23.987**	**24.835**
Precios observados en surtidor en Promedio					
BONIFICACION SOBRE PRECIOS DE COMPRA		9,77%	11,17%	12,10%	13,79%
BONIFICACION SOBRE PRECIO SURTIDOR		8,58%	9,67%	10,35%	11,59%
TASAS		22,00%	22,00%	3,52%	3,52%
ICLyG		15,39%	15,39%	49,10%	49,10%
IVA		21%	21%	21%	21%
IIBB		3%	3%	3%	3%

Aquí lo que tenemos es que los impuestos variables se transformaron en impuestos de suma fija y se mantiene el margen mayorista que habíamos incorporado previamente, pero como un coeficiente proporcional, mientras terminamos de zanjar la discusión sobre el nivel de margen apropiado que debería corresponder a un cálculo equitativo de la Paridad de Importación.

ii) Construcción de la base de datos

Oportunamente se entregó a la CNDC el archivo de Excel: "Paridad de Importación Serie Histórica.xls" como para poder realizar el seguimiento de este indicador y compararlo con los precios de surtidor observados.

Las series que se utilizaron se obtuvieron de la base Bloomberg, que refleja las cotizaciones del mercado de futuro de los diferentes productos, que fueron ajustados según el diferencial de calidad que tienen algunos de esos productos en el mercado local. Posiblemente de la propuesta final se desprenda la necesidad de establecer un contrato con un servicio Platt's de información de variables internacionales, como precios de referencia, fletes, etc.

A continuación se detallan las fuentes utilizadas para el cálculo.

Fuentes utilizadas

- Tipo de Cambio: http://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Evolucion_moneda_2.asp
- Para los precios de referencia se puede consultar la publicación PLATT'S de acuerdo a las calidades internas, a saber:
    - Gasoil Grado 2 de 1000 ppm: (ULSD USGC + N2 USGC) /2
    - Gasoil Grado 3 de 10 ppm (Ultra Diesel): ULSD USGC – Serie DIEIGULP Index (base de Bloomberg)
    - Nafta Grado 2 de 95 Ron/84 Mon (Nafta Super): equivalente a Unleaded 89: Calculado como 1/3 Unleaded 93 + 2/3 Unleaded 87 – Series MOIGC93P Cmdty y MOIGC87P Cmdty (base de Bloomberg)
    - Nafta Grado 3 de 98 Ron/85 Mon (Nafta Premium):equivalente a Unleaded 93 – Series MOIGC93P Cmdty (base de Bloomberg)
- Para el resto de los costos que hacen a la internación del precio y su comercialización en el área Metropolitana se tomaron valores de referencia relativamente estables. El flete marítimo que se utiliza se calcula anualmente en base a la publicación internacional "WorldScale" para un buque de 40 mil toneladas que descarga en la zona de Zárate-Campana. Se trata de un valor que actualmente se aproxima a los 20 US$/tonelada.
- Se toma el costo financiero que se utilizó fue el de la colocación de deuda recientemente realizada por la empresa YPF a una tasa del 6,95% anual.
- Precio de los Biocombustibles:
    - Biodiesel: https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios.php. La referencia es el precio regulado para las Pymes
    - Bioetanol: https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios_bioetanol.php. Se toma un precio promedio del bioetanol de maíz y el de caña

Una vez realizada la mezcla de combustible mineral y biocombustible surgió el valor de paridad de importación ex planta (o ex Refinería). A ese valor se le adicionó el margen mayorista que estuvimos destacando.

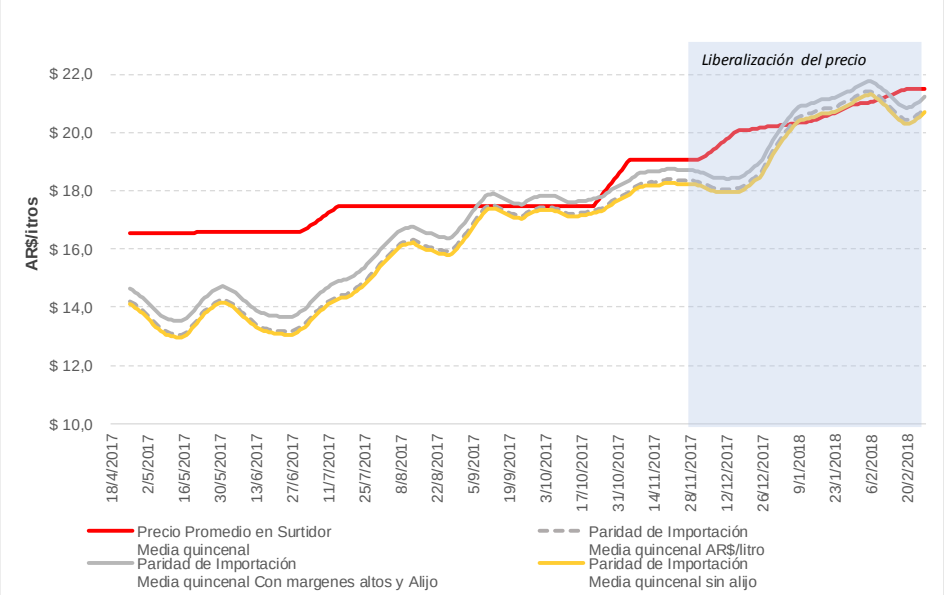
Para el caso del flete interno se tomó un valor de 250 $/m3 suponiendo un recorrido de 100 kms en promedio. Ciertamente este es un valor que con inflación debiera actualizarse para lo que se recomienda tomar el Índice de Costos de Transporte que publica la Federación Argentina de Entidades Empresarias del Autotransporte de Cargas (*FADEEAC*), Cuadro 2.1.5.1 http://ondat.fra.utn.edu.ar/?p=373

Veamos primero el resultado de computar la fórmula de Paridad de Importación con una frecuencia mensual (datos que surgen del promedio diario) para el Gasoil y la Nafta Súper grado 2, respecto de los precios locales, que se tomaron de la base del Ministerio de Energía y Minería, Resolución 314/2016.

Ahora bien, dado que el indicador Paridad de Importación es un estadístico en proceso de construcción, lo que hemos hecho a continuación es establecer algún grado de sensibilidad en los parámetros, en particular asumimos un margen de 38 US$/m3, como el del Uruguay.

También incorporamos el uso de barcos alijadores. Finalmente, establecimos como filtro estadístico de las fluctuaciones diarias el uso de promedios móviles de 15 días. Con estos parámetros tenemos la siguiente comparativa de precios locales vs. Paridad de Importación.

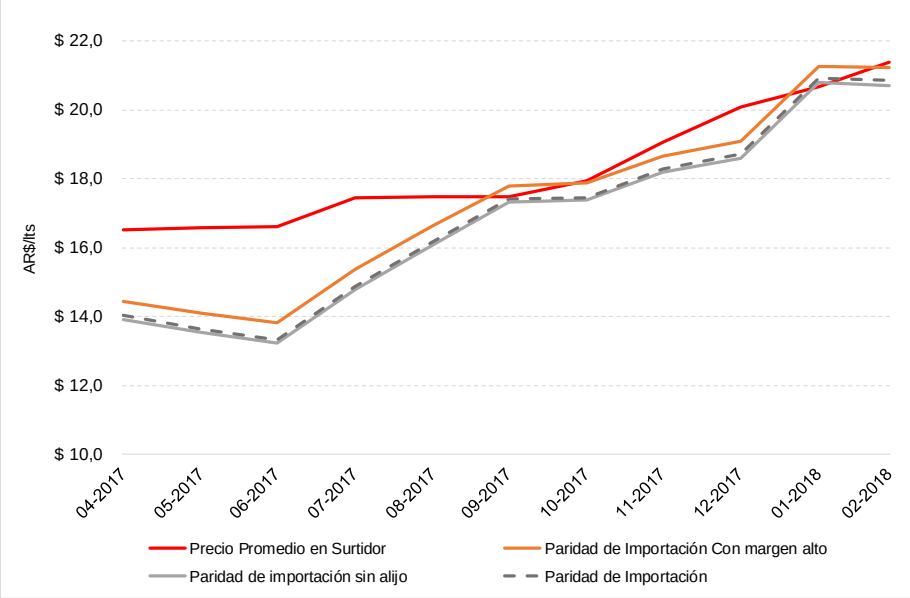
Ilustración 43. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G2. Media móvil 15d. $/litro



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

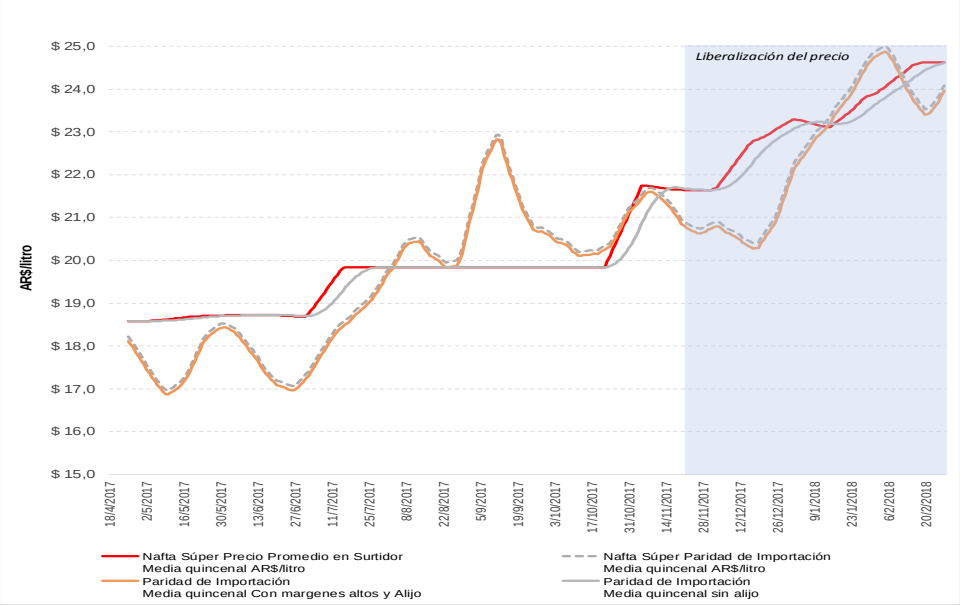
Otra forma de medir y comparar la evolución de ambas variables es hacerlo mensualmente. Esto es, a partir de los datos diarios analizados en la Ilustración 42, y viendo posteriormente como se han comportado en promedio los precios locales y la paridad de importación. Los datos del siguiente gráfico, lo mismo que los del resto de los promedios mensuales, se presentan en el Anexo Estadístico.

Ilustración 44. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G2. Dato mensual. $/litro



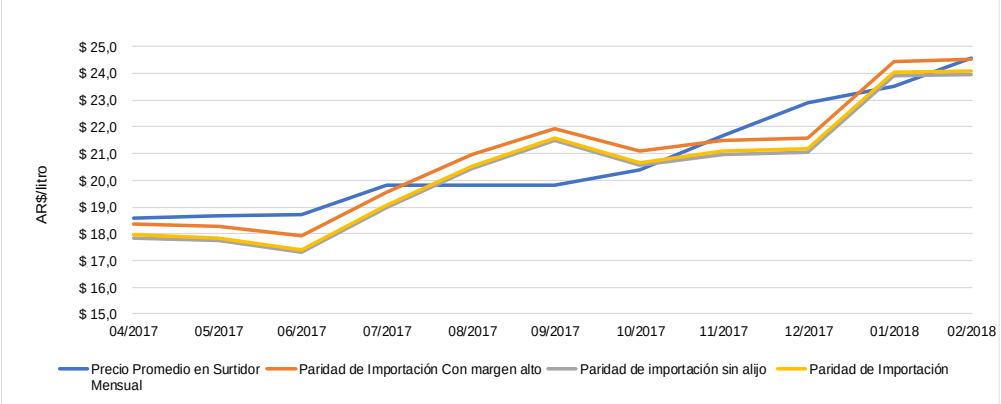
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

Ilustración 45. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Súper. Media móvil 15d. $/litro



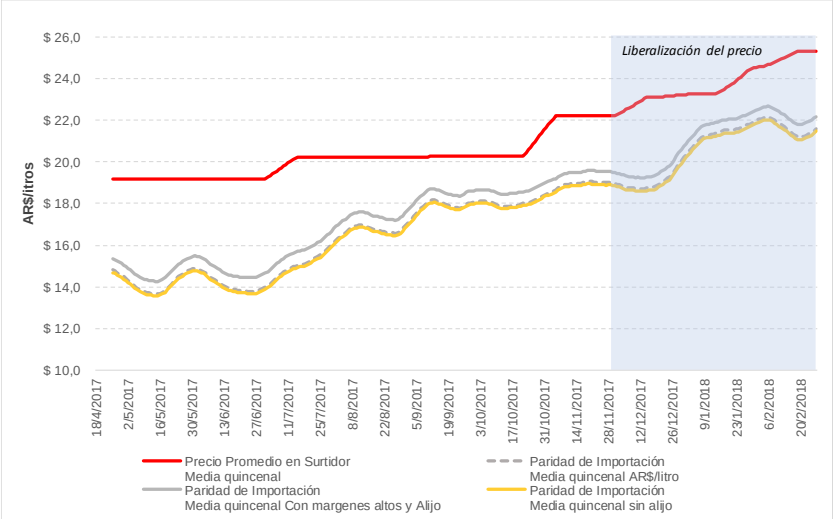
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

Ilustración 46. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Súper. Dato mensual. $/litro



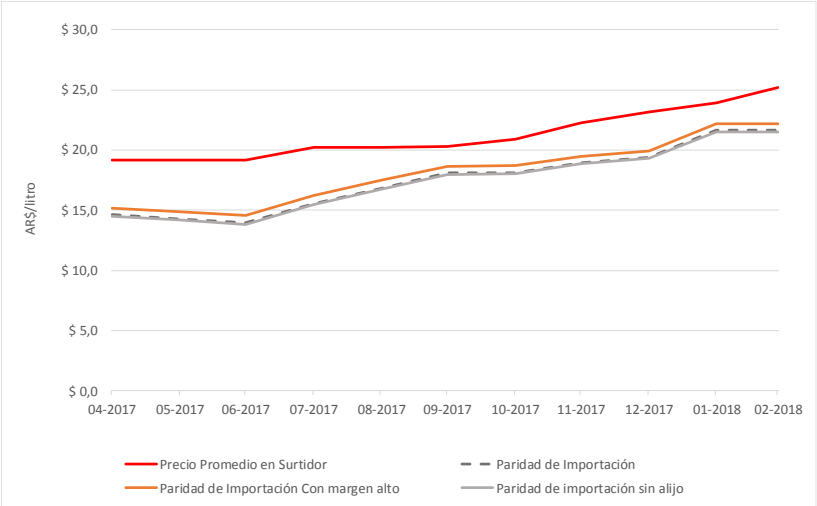
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

Ilustración 47. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G3. Media móvil 15d. $/litro



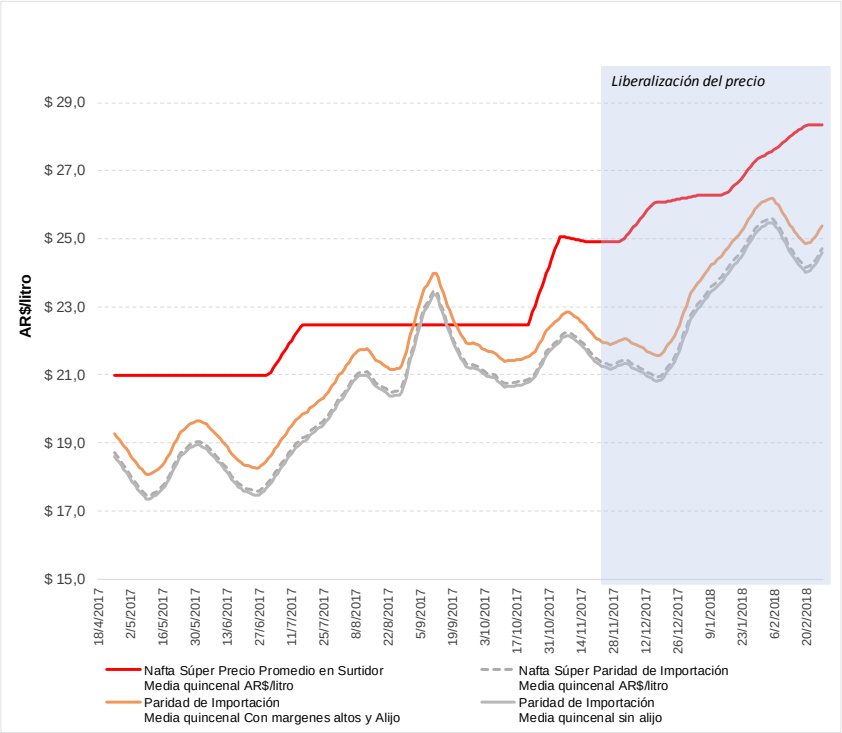
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

Ilustración 48. Paridad de Importación vs. Precio local Gasoil G3. Dato mensual. $/litro



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

Ilustración 49. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Ultra. Media móvil 15d. $/litro

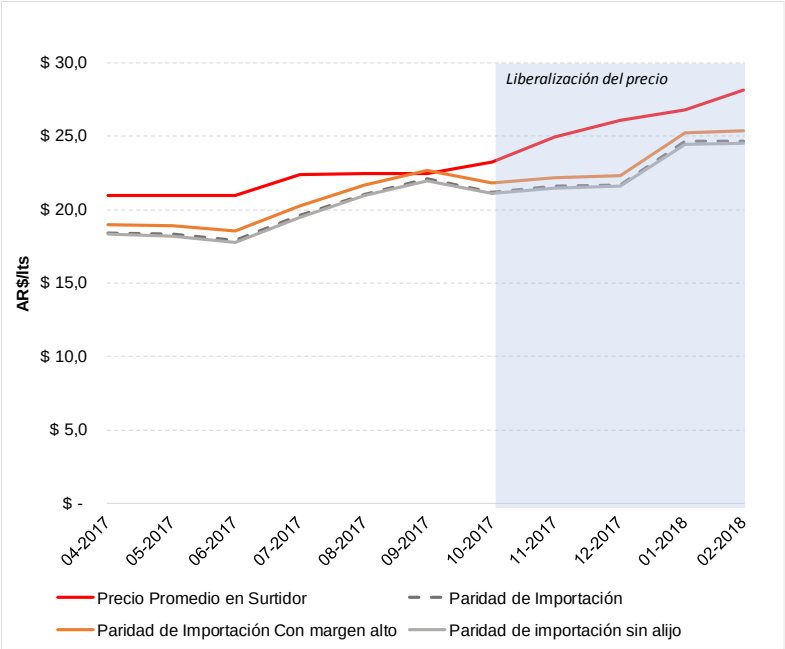


Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

Como puede verse en las Ilustraciones precedentes, ha habido una estrategia de las compañías de posicionar los precios de los productos de mayor calidad bien por encima de la paridad de importación, mientras que los productos de grado 2 se han mantenido alineados con dicho estadístico.

Se completa la información con el dato promedio mensual de la nafta Premium, que lo mismo que el caso del gasoil Premium, desde la liberación, los precios domésticos nunca han sido alcanzados por la paridad de importación.

Ilustración 50. Paridad de Importación vs. Precio local Nafta Ultra. Dato mensual. En $/litro



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg y Minem

e. Propuesta para el monitoreo o actualización mensual o bimestral

En un contexto de volatilidad de precios de los combustibles y el tipo de cambio, una actualización del precio doméstico al valor de referencia muy distante en el tiempo podría genera riesgos comerciales para las empresas, en la medida que exista una competencia relevante de producto importado, en términos de participación de mercado.

Contrariamente una actualización muy frecuente, particularmente en un contexto de alta inflación, podría agregar ruido en el proceso de determinación de precios de una economía mayormente concentrada en la que dicho proceso normalmente sigue la regla del mark-up (costos más un margen comercial), siendo el combustible un insumo base en la cadena de valor de las distintas cadenas productivas. Esto claramente ocurriría en un contexto de suba del precio mundial o de la cotización doméstica del dólar.

Economías más estables toleran ajustes más frecuentes en ciclos alcistas, como es el caso de Chile que ajusta el precio al surtidor semanalmente. Asimismo, el passtrough de precios con tendencia a la baja genera menores costos y precios para el conjunto de la economía, aumentando el excedente del consumidor. Esta flexibilidad, de la que carece mayormente la economía argentina, viene también reforzada por la existencia de un Fondo de Compensación, que a nuestro criterio debería ser una institución a desarrollar en el mercado doméstico de combustibles.

Tal vez en el caso de Argentina habría que tender a que las empresas, en una instancia inicial vayan adaptando los precios domésticos mensualmente, teniendo en cuenta el estadístico que surja de un promedio móvil como se ha estimado en las Ilustraciones 42 a la 49, e ir

monitoreando que mensualmente no se produzca un apartamiento significativo del precio doméstico fijado respecto al promedio mensual del estimador.

Dado que en períodos de alta volatilidad los ajustes mensuales pueden quedar rápidamente desactualizados respecto al estimador, es posible que inicialmente se produzca un sobreajuste del precio interno. Si la tendencia es de precios internacionales crecientes, el sobreajuste tendrá cierta lógica y el Organismo de Defensa de la Competencia no debería apresurar sus conclusiones a la hora de cotejar los precios domésticos respecto al costo económico.

Ciertamente, en la medida que el mercado se vuelva más competitivo, será factible acortar el plazo de actualización de precios y de control de parte de la CNDC. No obstante, ello, cualquier dictamen sobre conductas anticompetitivas requerirá contar con una base de datos extensa y a la vez ir analizando la evolución de indicadores de concentración de mercado (HHI, C4, etc.) junto con la información que se ha sugerido monitorear, y que se refiere a la disponibilidad de logística y sus condiciones de acceso.

Finalmente queda por señalar que en la propuesta de actualización de precios es muy poco lo que puede hacerse con el mercado que seguirá estando regulado, que es el de los biocombustibles, y que entra como un dato exógeno en la mezcla con el combustible mineral[80]. No obstante, debieran incorporarse en la regulación mecanismos que procuren reducir la discrecionalidad del funcionario y el lobby del sector, yendo hacia esquemas de licitación de cuotas para las distintas escalas de plantas de biocombustibles y el modelo conceptual de que el precio debería ir aproximándose a la paridad de exportación, así como que la protección que tiene el sector definitivamente finalizará en 2021.

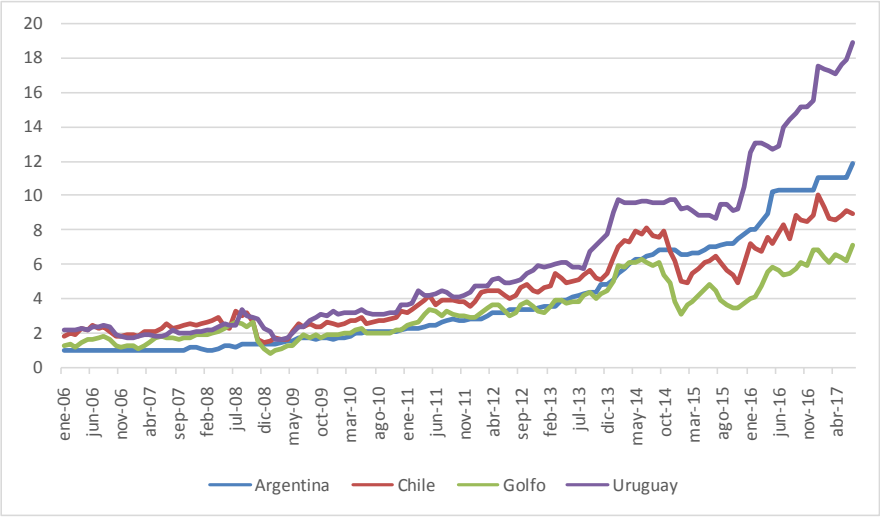
[80] Hay que señalar que otros países que importan biocombustibles utilizan la paridad de exportación del biodiesel argentino, que está muy por debajo del precio regulado del mercado de la Argentina.

f. Desregulación del mercado: Evolución de los precios internos y externos

La desregulación del mercado en Argentina es un proceso que ya se vivió y que en términos generales fue exitoso a los efectos de generar competencia, sobre todo cuando institucionalmente se puso atención a evitar ciertas prácticas que generaban abuso de posición dominante.

En su momento Argentina fue un caso líder en prácticas competitivas. Actualmente, señalamos los casos de Chile y Uruguay como extremos yuxtapuestos en la región. A continuación mostramos la evolución del precio de la nafta en surtidor sin impuesto en Argentina, Chile, Uruguay y el Golfo en la última década.

Ilustración 51. Precio de la Nafta Súper sin impuesto en Argentina, Chile y el Golfo. En $/Lt



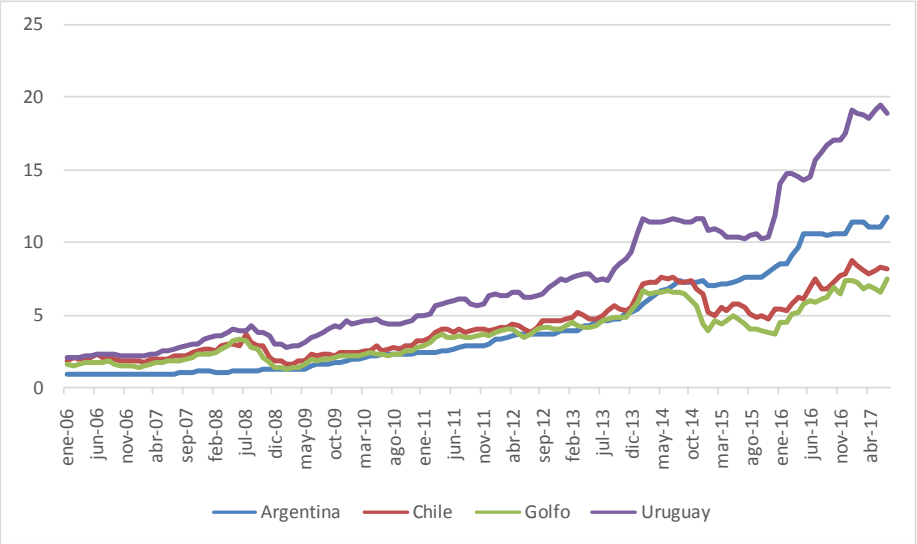
Fuente: Elaboración propia

El caso de Chile es interesante pues al tener que importar la mayor parte del crudo que insumen sus refinerías es natural que su precio evolucione sistemáticamente vinculado a la referencia internacional. Lo que también se ve es que a partir de 2014 se incrementa el gap respecto al valor de referencia en el Golfo. Posiblemente esto se haya producido para generar recursos para el Fondo de Estabilidad de Precios de los Combustibles.

En el caso de Argentina la gran levantada de precios, y el cambio de paradigma se da a partir de finales de 2012, y es desde mediados de 2014 que los precios locales empiezan la tendencia creciente de superar al precio internacional. Este ciclo, como ya hemos definido se extendió hasta fin de 2017.

En el caso del gasoil las diferencias se hacen más notables. Si bien la tendencia es similar a la de la nafta, Chile estrechó los márgenes respecto del mercado internacional y la Argentina los agrandó. Uruguay por su parte sigue recargando al conjunto de la sociedad las ineficiencias de su organización, tanto desde el monopolio de refinación de ANCAP, como de la excesivamente protegida cadena de valor en la distribución de combustibles.

Ilustración 52. Precio del Gasoil s/impuesto en Argentina, Chile y el Golfo. En $/litro

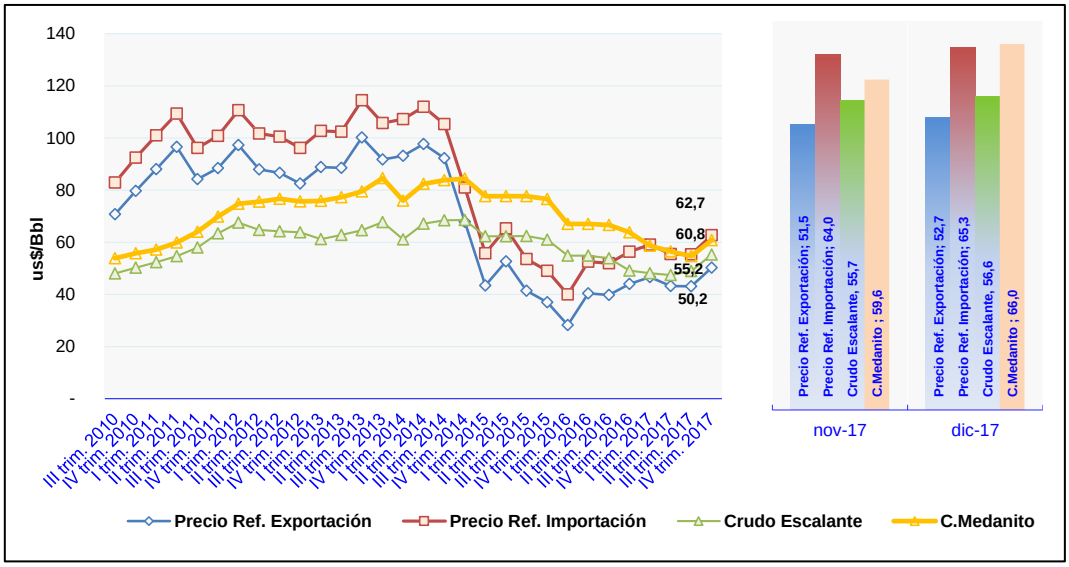


Fuente: Elaboración propia

i) Precio del crudo interno (Medanito y Escalante) versus precio de paridad de exportación

El análisis de los datos que sigue fue elaborado a partir del Informe de Precios que publica el Estudio Montamat y Asociados. Nos muestra como finalmente la paridad de importación alcanzó al precio doméstico.

Ilustración 53. Precio de los crudos domésticos y referencias Internacionales



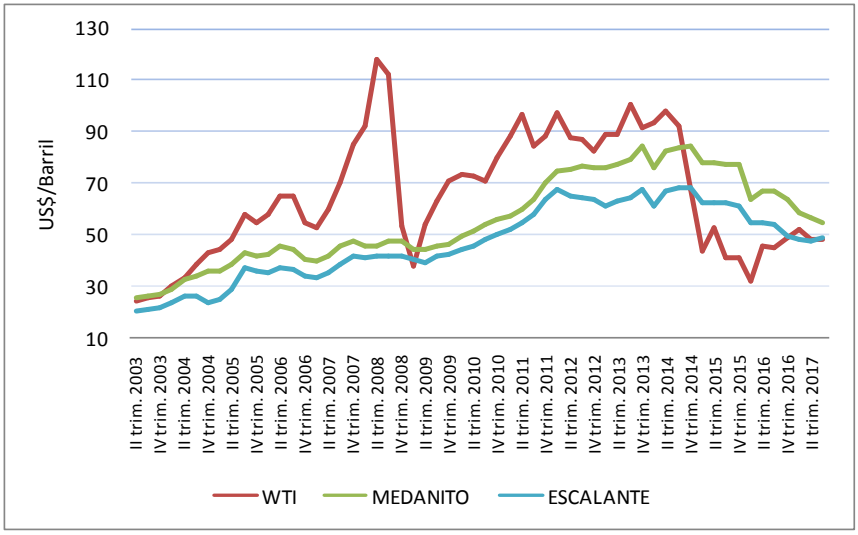
Fuente: Informe de Precios de la Energía. Montamat y Asociados, 2017

Sin embargo, cuando la comparación se hace contra la paridad de exportación, vemos que el precio doméstico está apenas por arriba. Como explicamos, la diferencia entre ambas bandas (export e import parity corresponde, fundamentalmente, a dos fletes desde Buenos Aires al mercado de referencia).

Si analizamos esta comparativa desde un origen más remoto (el inicio del período de intervención discrecional post crisis de Convertibilidad) y tomamos como valor de referencia el

precio puro en el Golfo tenemos una dinámica mensual de un ejercicio que ya hemos presentado con datos anuales, pero con otra fuente de información.

Ilustración 54. Dinámica de precios del crudo local y el internacional. En US$/Barril



Fuente: Elaboración en base a datos de Montamat y Asociados

Como se señaló el WTI dejó de ser referencia para las transacciones internacionales y domésticas a partir de la década del 2010', y fue reemplazado por el crudo Brent. A pesar de ello la referencia para los combustibles comerciados en Argentina es la Golfo de México, que utiliza a ese crudo como insumo del proceso del que se obtienen todos los destilados medios.

ii) Precios internos comparativo ex ante y ex post

Se han presentado datos hasta el mes de febrero 2018 completo, para poder observar la evolución del mercado desde comienzos de 2018, pero definitivamente el seguimiento de esta información forma parte del set de Documentos que se han propuesto como sucesores del presente Informe. Igualmente, la metodología de cálculo de Paridad de Importación ha sido transferida a las autoridades de la CNDC, con lo que el seguimiento, al menos de ese estadístico puede realizarse en forma periódica por el propio staff de la CNDC.

En definitiva y a modo de cierre, tenemos que el conjunto de las empresas ha decidido en el corto tiempo que lleva vigente el período de precios libres, una estrategia dual. Por un lado, los productos de menor calidad se comercializan alineados a la Paridad de Importación; por el otro, los productos Premium asumen que existe un extra margen respecto a la fórmula propuesta.

Si bien pareciera muy temprano para establecer una conclusión del comportamiento del mercado, está claro que los comercializadores identifican en los productos de mayor calidad a bienes heterogéneos. En este contexto habría que analizar cuál sería un extra margen razonable, a criterio de la CNDC, de modo que los mayores precios observados no respondan a un mercado oligopólico con un marcado liderazgo de parte de YPF.

En principio, y dado que el presente documento tiene un carácter más bien normativo, lo que debería hacerse a futuro (y existen datos disponibles para ello) es una apertura del precio medio por cadena comercial y ver cuál es el grado de apartamiento de cada firma respecto a la Paridad

de Importación, pero en caso de darse en forma generalizada, debería procederse a investigar si las condiciones de competencia que se han señalado como condiciones precedentes se están dando o no.

Para terminar con el marco teórico, seguidamente haremos referencia a la lógica de un Fondo Estabilizador de precios que podría complementar la reforma de los impuestos sobre los combustibles. De todos modos, es importante que, si de antemano se tiene certeza que algunos umbrales de precios no podrían traspasarse, tanto en escenarios de precios altos como de precios bajos, convendría hacer explícita la regla con suficiente antelación y así tener que evitar sancionar un cambio de regla por una captura regulatoria, desde la política o del propio sector se vuelva a debilitar la institucionalidad sectorial.

g. Fondos de Estabilización

El desarrollo de la industria petrolera en Latinoamérica ha estado siempre atado a la generación y apropiación de la renta, y eso ha derivado en la definición de los precios del petróleo y sus derivados.

Históricamente los precios de los derivados del petróleo no se han fijado en función de los costos marginales o de oportunidad, o como hemos descripto relacionados a precios internacionales a través del cálculo de las paridades de importación o exportación, como establecen las reglas básicas de la economía, sino en función de consideraciones políticas o en base a criterios de distribución de ingreso o promoción de actividades. Siendo más específicos, se puede afirmar que hasta los años 80', la mayoría de los gobiernos de la región ejercía un control absoluto sobre los precios de la energía, incluyendo los precios internos de los combustibles. La ola de privatizaciones y desregulaciones de los 90' impulsó la liberación, parcial o total, en algunos mercados y en la actualidad, la mayoría de los países de la región elaboran "estadísticos" que permiten referenciar los precios locales a los internacionales. No obstante, la situación no es homogénea. Anticipándonos al Benchmarking internacional, presentamos algunos rasgos de los mercados de la región.

En Venezuela y Ecuador, que son dentro de la región los países exportadores de petróleo, los gobiernos han mantenido un nivel de precios internos muy por debajo de los niveles vigentes en el resto del mundo con supuestos objetivos de estabilidad y promoción industrial. México, también importante exportador, ha optado en cambio por salir de ese modelo tras la apertura del sector en 2016, y en la actualidad los precios están desregulados (aunque la autoridad de aplicación, la CRE, elabora un cálculo de Paridad de Importación).

En Chile y Perú, países que son netos importadores de petróleo crudo, los precios de combustibles son libres y se establecen de acuerdo a las reglas de mercado, pero con un mecanismo de monitoreo por parte del Gobierno que establece un rango de fluctuación ligado a la paridad de importación. Además, en ambos casos existe un "fondo de estabilización" que, a través de ajustes a la carga impositiva, les permite moderar el passthrough hacia los consumidores de las fluctuaciones del mercado internacional.

En Brasil, la posición dominante de Petrobras implica un control "de facto" sobre los precios de los combustibles a la salida de las refinerías. Existe libertad de precios a nivel de estación de servicios, aunque nuevamente, la posición de la empresa estatal limita esta competencia.

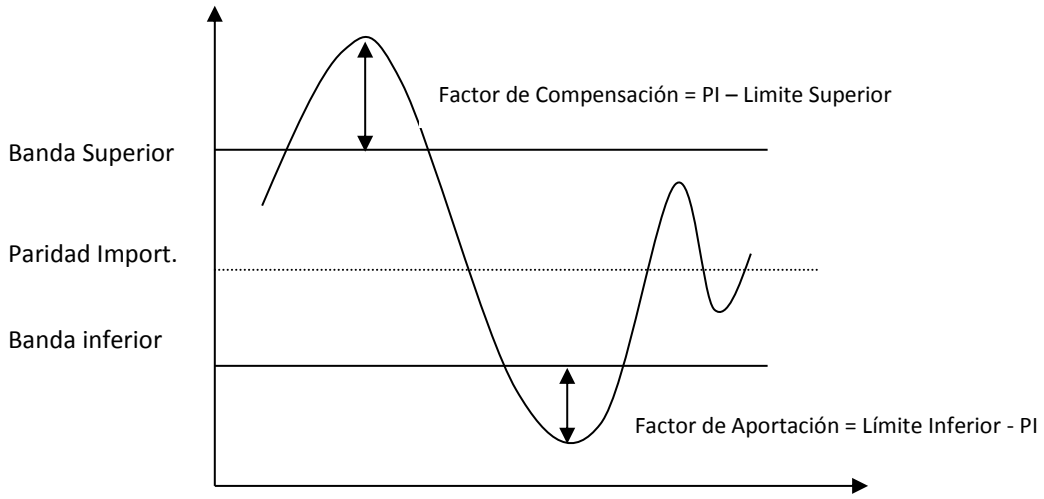
Colombia tiene un esquema similar, con una política que define los precios de Ecopetrol a la salida de sus refinerías y permite la competencia a nivel minorista. Más recientemente la autoridad regulatoria ha atado algunos precios donde existen saldos exportables, como el caso del crudo, a la paridad de exportación.

En el resto de los países de la región, la intervención estatal es más directa y se realiza a través de alguna oficina gubernamental que define los precios para toda la cadena de suministro. En la mayor parte de los casos, estas políticas son implementadas a través de las respectivas empresas estatales.

Los fondos de estabilización son utilizados como instrumento para evitar las fluctuaciones del precio internacional cuanto más competitivo y desreglado es el mercado. No obstante, y en función de los límites definidos para establecer precios máximos y mínimos, la realidad del mercado internacional puede terminar condicionando grandes transferencias del Tesoro ante subas prolongadas de los precios, como ha sucedido en Chile, Perú y Colombia.

En general existe un trade-off entre estabilizar precios y reducir costos fiscales cuando el componente impositivo es el amortiguador de las fluctuaciones, de modo que los precios locales solo varíen en un corralito de precios. El uso de medias móviles viene a complementar el mecanismo de eliminación de outliers. Por ejemplo, una media móvil a 90 días brinda una solución de compromiso entre la reducción de la volatilidad de precios y el impacto fiscal. Pero al mismo tiempo 90 días es un período demasiado extenso para un entorno muy competitivo.

Por otra parte, los países que tienen excedente de crudo podrían llegar a utilizar aportes del sector Upstream para financiar largos períodos de precios elevados, pero siempre a partir de un conjunto de reglas bien pre establecido, diferenciando así el uso arbitrario de retenciones a las exportaciones, como ha ocurrido en nuestro país.



El Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados de Petróleo (FEPCO) en Chile, fue creado por la Ley N°20.063 del Ministerio de Hacienda. El objetivo de la ley es atenuar las variaciones de los precios de venta internos de la gasolina automotriz, el petróleo diésel, el gas licuado de petróleo y el kerosene doméstico, originadas por las variaciones de los precios de estos productos en los mercados internacionales.

Ciertamente la constitución y el manejo de un fondo de esta naturaleza requiere de una cierta madurez institucional, pues debe encontrar claros limitantes en potenciales manejos discrecionales de los fondos públicos, además de un compromiso a mantener las reglas que lo han constituido. Por otra parte, de prolongarse un período alcista, debería existir la posibilidad de mover las bandas, pues de lo contrario se generarían grandes costos fiscales. En general este tipo de decisiones son producto de exhaustivos análisis económicos en los que intervienen Modelos de Equilibrio General, puesto que de lo que se trata es de evaluar el sistema que más favorezca al bienestar general. Es decir que, institucionalmente, el manejo de este tipo de fondos tiende a fortalecer las áreas de gobierno vinculadas al Planeamiento Económico (y energético) Estratégico.

El contraejemplo de un funcionamiento eficaz fue el caso del Fondo de Estabilización informal que se creó en Argentina, producto de un acuerdo entre Productores, Refinadores y Gobierno, tras la salida del régimen de Convertibilidad. En ese caso la falta de los atributos señalados terminó eliminando rápidamente este mecanismo, que no llegó a formalizarse con ningún tipo de Acto Administrativo ni estudio ad hoc al respecto.

10. Análisis de las prácticas comerciales y sus efectos sobre la competencia

El hecho de propiciar un marco competitivo, en el contexto de una fuerte concentración de la actividad, no garantiza el fin perseguido, y la existencia de asimetría en la información puede hacer dificultoso para el regulador que se verifiquen estas mejores prácticas que procuran maximizar el bienestar general. En tal sentido, la construcción de indicadores sintéticos permite de alguna manera monitorear el grado de competencia que se da en los mercados de combustibles líquidos, particularmente en presencia de actores con posición dominante[81].

El abuso de posición dominante conduce usualmente a precios demasiado altos, cantidades menores a la de un equilibrio competitivo, y a distorsión en los valores de otras variables, que sólo pueden remediarse si se los controla directamente a través de la acción de algún organismo regulador que esté permanentemente monitoreando el mercado. Este monitoreo se sugiere realizar mediante el perfeccionamiento del estadístico "Paridad de Importación" y también del Crack Spread, especialmente para el monitoreo de precios de las naftas y el gasoil.

Dos prácticas comerciales que también pueden caer dentro de la categoría de abuso de posición dominante son la discriminación de precios y las ventas atadas, que son conductas respecto de las cuales hay una jurisprudencia muy abundante en distintos países del mundo.

Si el mercado relevante es un mercado de grandes volúmenes (mercado mayorista), es posible que existan precios menores, asociados con menores costos de distribución. En otros casos la desafiabilidad del mercado puede ser mayor si el cliente puede salir de su "cautividad". Veamos algunas prácticas que se dan, y que tienen que ver con los distintos mercados a abastecer.

Por ejemplo, la venta de combustible de aviación, JP1, se realiza exclusivamente en las Aeroplantas. Por tratarse de un combustible con especificaciones particulares el manejo de esta logística y operatoria (handling) es delicado. En este caso la competencia está más bien concentrada en el área Metropolitana (Aeroparque y Ezeiza), y la venta se realiza en condiciones de precio FOB, es decir paridad de exportación. Se trata de un mercado altamente desafiable pues el avión puede cargar en una variedad de aeropuertos, según su conveniencia. No obstante, en el pasado se han verificado precios de combustible de aviación muy superiores a los del área Metropolitana (superiores en mucho más que el flete), donde se producía un fenómeno de congestión, en algunos Aeropuertos del interior del país, en los que existen aeroplantas sólo de YPF[82].

El caso del fueloil es también especial pues el producto suele almacenarse manteniéndose a temperatura elevada. En general la venta se hace desde las refinerías y el comprador puede incluir el transporte, en caso que no tuviese flota propia o disponible de terceros. Las

[81] También se mencionó que el hecho de contar con una empresa 100% estatal como ENARSA, con experiencia en operaciones de trading puede reducir la asimetría de información a la hora de realizar una operación comercial de importación y venta local de producto.

[82] A comienzos de los años 2000 junto con el Ingeniero Carlos Meites hicimos un análisis de este mercado y encontramos que la empresa LAN pagaba sobreprecios muy altos en algunos Aeropuertos del país y se veía tentada a integrarse verticalmente construyendo capacidad de almacenaje para administrar su propio JP1.

condiciones de precio son particulares. Hasta hace pocos meses este combustible se vendía a un precio muy por encima del de referencia internacional a la empresa CAMMESA, lo que contribuyó a mejorar el margen de las refinerías con mayor producción de fueloil. Por otra parte, el almacenamiento de este producto requiere de un control de temperatura (mayor) que incorpora costos de logística.

El gasoil tiene varios canales mayoristas. Está por un lado la venta que se realiza en áreas rurales, a través de centros de distribución ad hoc (incluso administrado por empresas agrícolas) para la siembra y la cosecha. Estos centros tienen tanques dedicados a la venta, generalmente de un gasoil de menor calidad, y que necesariamente se vende a precios inferiores a los de las Estaciones de Servicio. En algunos casos estas ventas se realizan en forma complementaria a la de otros productos, y ello es materia de análisis por parte de la autoridad de Defensa de la Competencia, ya que en ocasiones lo que se denominan "ventas atadas" resultan en discriminaciones de precios que justamente se producen bajo estas condiciones (por ejemplo vendiendo más barato el gasoil que la competencia cercana, pero mucho más caro el resto de los productos, como agroquímicos, lubricantes, etc., comercializados en conjunto). De hecho, las estaciones de servicio de áreas rurales son quienes se han manifestado discriminados en estas situaciones.

Otro segmento dedicado es el del Transporte de pasajeros. Generalmente las líneas de corta, media y larga distancia disponen de tanques de uso exclusivo que son abastecidos por los comercializadores. En años recientes el comercializador vendía a las empresas a precios inferiores y luego recibía la compensación del Estado por la diferencia con el precio pleno.

Un caso similar es el del gasoil minero, pero en este caso se trata de un combustible importado con especificaciones particulares para garantizar el uso de los vehículos en condiciones climáticas adversas. En este caso también suele ser el comercializador quien descarga el producto en los tanques de las empresas mineras.

Finalmente, el caso ya mencionado de las ventas a usinas, que en la actualidad monopoliza CAMMESA, y que se entrega a través de camiones o bien por vía fluvial en algunas Centrales del área Metropolitana que pueden recibir las descargas de los buques en sus tanques de almacenamiento.

Entre todos estos usos podemos decir que se consume en el orden de los 7 millones de m3/año de gasoil, y es donde se presenta la mayor posibilidad de concurrencia de firmas para el abastecimiento del mercado mayorista que pujan por el suministro de un bien que es típicamente commodity. Naturalmente las empresas receptoras establecen contratos con las comercializadoras que, entre otras cosas, contemplan la infraestructura (tanques y surtidores) para el aprovisionamiento.

En términos generales podemos decir que existe amplia libertad para contratar con cualquier comercializador y plazos. No obstante, se suelen establecer contratos de largo plazo con el cliente mayorista (hasta 10 años) que actualmente no tiene la opción de acudir a un mercado mayorista institucional.

Hay un caso que plantean algunos productores de biodiesel y que tiene que ver con el aprovisionamiento de metanol, y cuya oferta muestra una concentración cercana al 90% de parte de YPF, que exporta parte de lo que produce, y que según han manifestado estos productores, establece una discriminación de precios (con cierta lógica dado que el precio interno del biodiesel supera al precio de exportación), pero siempre con márgenes relativamente elevados sobre un valor de paridad de importación.

A nivel Minorista las comercializadoras en general venden en sus propias estaciones o realizan reventas a la red de terceros. En el caso de YPF la modalidad es la entrega del producto en consignación, lo que como destacamos evita la doble marginación.

Las Estaciones de Servicio, que reciben la inversión del comercializador con el que contratan, en la forma de tanques, surtidores, cartelería, productos complementarios (Mini Mercados), están sujetas a las reglas que fija la compañía comercializadora. Como señalamos, en este caso los servicios complementarios hacen de los combustibles entregados productos con mayor grado de diferenciación que el puro commodity que observábamos en el mercado mayorista.

Históricamente se habla de cuatro tipos de Estaciones de Servicio:

COCO: Son propias y están operadas por la Comercializadora (Company Owned, Company Operated)
CODO: Son propias y están operadas por Terceros (Company Owned, Dealer Operated)
DODO: Pertenecen y son operadas por Terceros (Dealer Owned, Dealer Operated)
DOCO: Pertenecen a Terceros, pero son operadas por la Comercializadora (Dealer Owned, Company Operated). En la actualidad prácticamente en desuso.

El mercado minorista en gran medida compite con el mayorista puesto que constituye una opción a la compra con una logística dedicada. También es cierto que muchas Estaciones de Servicio son identificadas como estaciones para camiones, particularmente porque existen servicios de ducha, comedor, lubricentro, etc., que ubicadas a la vera de las rutas son mojones especiales en el camino del transporte comercial.

Algunas estaciones son particularmente más completas y sofisticadas. En general son las que pertenecen a la compañía comercializadora. La intención de esta dedicación en la imagen es conquistar las voluntades de los consumidores y extrapolarla a otros sitios donde tal vez las estaciones sean menos sofisticadas, como estrategia de marketing. Aquí claramente se trata de la venta de un producto con un servicio asociado.

En muchas ocasiones las estaciones independientes compiten en desventaja con las estaciones que pertenecen a las Compañías Distribuidoras, según hemos señalado precedentemente. En algunas circunstancias las estaciones independientes tenían compromisos de compras de niveles máximos, sobre los que la Distribuidora no siempre aseguraba el abastecimiento, pero exigían de las estaciones el compromiso de exclusividad.

Hay que resaltar que la competencia a este nivel lleva a desarrollar costosas campañas de publicidad y otras estrategias como la de fidelización por acumulación de cargas y premios asociados; campañas en los mini mercados; provisión de servicios adicionales (lubricentros,

lavaderos de auto, etc.). Lo que muchas veces ocurre es que las empresas establecen fees adicionales a los estacioneros cuando se lanzan estas campañas.

Como dato anecdótico hay que señalar que recientemente se produjo una venta de activos en el segmento Downstream, desde la empresa Pampa a Trafigura. En este caso la vendedora tenía una franquicia para utilizar la marca Petrobras hasta el mes de marzo, y en adelante debía desarrollar una marca propia, posiblemente nueva. Trafigura en cambio tiene la posibilidad de utilizar una marca que es emblemática en otras regiones, como la marca Puma, y que tiene antecedente de haber operado en Argentina. Ese antecedente tiene un "valor marca" para la firma comercializadora de combustible.

En este sentido, una campaña para instalar una marca a nivel minorista constituye una barrera genuina a la competencia, que no sólo tiene que ver con aspectos de logística sino también de marketing y de percepción por parte del público consumidor. Muchas veces lo que para el estacionero es una actitud discriminatoria, desde el punto de vista económico es la internalización de un costo (marketing) que le reportará mayores ventas y beneficios.

Pero lo que vale la pena señalar es que desde la desregulación del mercado en los años 90' la venta de combustible pasó a formar parte de un servicio más sofisticado, donde las firmas procuran diferenciar el combustible del simple commodity. En ese contexto los precios han ido perdiendo comparabilidad con una referencia internacional, y por esa razón es que en un mercado de competencia el consumidor debiera poder tener la opción de abastecerse de combustible con la menor cantidad de servicios asociados posibles, y focalizado en el costo del producto. Este podría ser el caso de la venta en estaciones "blancas". Pero haciendo hincapié, a diferencia de lo que ocurría en los años 90', en asegurar estándares mínimos de calidad de producto en estos puntos de venta.

Seguramente habrá clientes dispuestos a adquirir un producto más de tipo "a granel", y esa posibilidad puede brindarse con bocas de expendio en grandes centros comerciales con amplias playas de estacionamiento, idealmente, y contra la voluntad de las Cámaras de Estacioneros, bajo condiciones de auto servicio.

a. Prácticas comerciales en el *downstream* (transporte, refinación, distribución y comercialización)

Hasta ahora se han venido señalando acciones que podían restringir la competencia en los distintos estadíos de la cadena de valor. Algunos tenían lugar en el Upstream y otros en el Downstream y el Midstream. Y en todos los casos la amenaza se derivaba de un potencial abuso de una posición dominante.

La Ley de Defensa de la Competencia (Ley 25.156 de 1999), en su artículo 4 dice que una persona "... goza de posición dominante cuando para un determinado tipo de producto o servicio es la única oferente o demandante ... o, cuando sin ser la única, no está expuesta a una competencia sustancial o, cuando por el grado de integración horizontal o vertical está en condiciones de determinar la viabilidad económica de un competidor o participante en el mercado".

En términos generales podemos decir que la principal restricción a la competencia tiene que ver con las condiciones de acceso a la logística y/o a ciertos activos esenciales. En este sentido la recomendación básica es promover el acceso abierto y/o la competencia en instalaciones de almacenaje en todos los canales, y al mismo tiempo evitar prácticas anticompetitivas.

Al describir las instalaciones portuarias y de almacenamiento hicimos referencia a que en algunas de ellas las condiciones ambientales eran insalubres. En efecto, en nuestra recorrida por diversas plantas hemos constatado que los requerimientos ambientales que se les exigen a las empresas ingresantes al mercado son mucho más severos que, por ejemplo, las que están vigentes en la zona del Puerto de Dock Sud. En este caso las empresas optan por mantener el statu quo pagando penalidades mínimas.

Uno de los cambios positivos que hemos señalado ha sido la desregulación de la actividad portuaria. En efecto, los puertos son el acceso que requiere un mercado que procura alcanzar la competencia y apertura al mercado internacional. Reducir la burocracia y las barreras artificiales es el primer paso para alcanzar esa meta, también hace falta monitorear la titularidad de los activos de las empresas armadoras, que en muchas ocasiones están vinculadas corporativamente con las compañías petroleras. En importancia le sigue la posibilidad de tener capacidad de almacenamiento disponible en la zona portuaria, y se ha señalado la conveniencia de desintegrar verticalmente la comercialización del almacenamiento, separando muy claramente las participaciones accionarias de ambos tipos de compañías.

En relación a la distribución y el comercio minorista, lo que se ha venido observando es que la desregulación completa del mercado de estaciones de servicio generó una suerte de canibalización en el que se tuvieron que cerrar muchos puntos de venta de bajo volumen, sobre todo a medida que fue revalorizándose la actividad inmobiliaria. El problema no es en sí mismo la libertad de apertura de bocas de venta sino la inconsistencia entre la desregulación de este mercado y la sobre regulación que existe en el mercado laboral. Igualmente, la tendencia al cierre de estaciones, lamentablemente como ya vimos, es una tendencia mundial.

En países en los que esta modalidad de auto servicio es posible se logra reducir costos y precios del combustible. Además, en los tiempos que corren va a ser necesario que en los centros comerciales se establezcan estaciones de carga para autos eléctricos, que demandan largos tiempos de carga y la presencia del playero carece de sentido. Sería ésta, tal vez, la forma de iniciar el camino hacia un sistema de carga dual, de combustible y de electricidad, en ambos casos a través del auto servicio.

b. Prácticas unilaterales o coordinadas:

La existencia de barreras al ingreso tiene por objetivo propiciar una situación de monopolio, oligopolio u otro tipo de organización que procure incrementar el beneficio corporativo en detrimento del interés económico general.

La expresión “interés económico general” aparece en la ley argentina de Defensa de la Competencia como una conceptualización del bien jurídico protegido por dicha norma (artículo 1, ley 25.156). Puede por ende suponerse que la protección del interés económico general representa el objetivo de la legislación argentina de defensa de la competencia, y que el

funcionamiento competitivo de los mercados es el medio por el cual la misma tiende a resguardar dicho objetivo (Coloma, 2009).

Siguiendo el enfoque europeo de la defensa de la competencia, la ley antitrust argentina encuadra a las conductas anticompetitivas de carácter unilateral y explotativo dentro del concepto de abuso de posición dominante. Dicho concepto aparece mencionado en el artículo 1 de la ley 25.156 de 1999, en tanto que en el artículo 2 se enuncian ejemplos de prácticas explotativas y discriminatorias en los siguientes tres incisos:

g) fijar, imponer o practicar, directa o indirectamente, ... precios y condiciones de compra o de venta de bienes, de prestación de servicios o de producción; i) subordinar la venta de un bien a la adquisición de otro o a la utilización de un servicio, o subordinar la prestación de un servicio a la utilización de otro o a la adquisición de un bien; k) imponer condiciones discriminatorias para la adquisición o enajenación de bienes o servicios sin razones fundadas en los usos y costumbres comerciales.

i) Elementos estructurales y características conductuales

Vimos que la integración vertical surgía como una respuesta espontánea al entorno institucional más débil. Incluso señalamos múltiples casos en que dicha integración no afectaba el interés general. También puede ocurrir que el avance de una empresa por sobre la competencia sea eficiente desde el punto de vista de la producción (ahorro de costos), pero termine generando abuso de posición dominante e ineficiencia asignativa.

Una manifestación semejante aparece en los lineamientos argentinos sobre evaluación de fusiones y adquisiciones (Resolución 164/2001 de la Secretaría de la Competencia), si bien en otros documentos las autoridades antitrust argentinas han expresado que, para el análisis de las conductas anticompetitivas, el interés económico general podía identificarse con el concepto de excedente total de los agentes económicos.

ii) *Screening* para la detección de prácticas colusivas

A diferencia de los acuerdos que implican algún tipo de integración horizontal que procura alcanzar economías de escala o de uso conjunto de algún recurso (investigación y desarrollo, canales de distribución, personal especializado, etc.), cuando los acuerdos horizontales están motivados por razones basadas en el ejercicio del poder de mercado, la explicación más común es que nos hallamos en presencia de prácticas de naturaleza colusiva.

La colusión lisa y llana (también denominada “cartelización”) no tiene en principio ningún tipo de ventaja de eficiencia productiva que pueda relacionarse con un mejor aprovechamiento de los recursos o con el ahorro de costos.

Otra distinción aplicable a los casos de colusión, que suelen hacer las legislaciones y jurisprudencias de defensa de la competencia, es la que separa los casos de “colusión abierta” (overtcollusion) de aquéllos de “colusión encubierta” (covertcollusion)[83]. Los primeros se refieren a situaciones en las cuales la colusión se manifiesta a través de un acuerdo concreto

[83] Ver Coloma (2009): “Defensa de la Competencia. Análisis Económico Comparado”. Ed. Ciudad Argentina

sobre el cual existen pruebas directas, que muestran la existencia de comunicaciones entre las empresas participantes a través de las cuales las mismas acuerdan no competir en ciertos aspectos. La colusión encubierta, en cambio, tiene lugar cuando el acuerdo no puede probarse de manera directa, sino a través de indicios indirectos (por ejemplo, comunicaciones entre empleados de la misma empresa que hacen referencia a la existencia de acuerdos con competidores, ciertas conductas paralelas que no pueden explicarse razonablemente de no mediar un acuerdo explícito entre los competidores, etc.).

Referenciando a Posner, Coloma sostiene que existen por lo menos doce elementos que pueden usarse para distinguir entre estas dos hipótesis, que a su entender son los siguientes:

1) participaciones de mercado fijas de las empresas en el tiempo;
2) discriminación de precios por parte de varias empresas simultáneamente;
3) mecanismos de intercambio de información de precios entre empresas;
4) variaciones de precios entre regiones no relacionadas con diferencias de costos;
5) cotizaciones idénticas en licitaciones;
6) aumentos de precios coincidentes con la gestación de un acuerdo horizontal;
7) fijación de precios de reventa por parte de todas las empresas de la industria;
8) participaciones de mercado declinantes en el tiempo para los líderes del cartel;
9) lentitud en la forma en la cual los precios reaccionan ante cambios en los costos;
10) demanda elástica a los precios de mercado;
11) tasas de rentabilidad altas para todas las empresas durante un período prolongado;
12) fijación de precios con “flete fantasma” (basing-pointpricing).

El precedente más importante en este punto es “Secretaría de Energía c/ YPF, Esso y Shell” (1994), en el cual la autoridad energética nacional denunció a los tres refinadores de petróleo más grandes del país por actitudes concertadas en sus políticas de precios, ya que ninguno de ellos había disminuido sus precios al público cuando el precio del petróleo crudo había bajado y los tres habían trasladado de manera total un incremento en el impuesto a la transferencia de combustibles. Del dictamen de la CNDC surge sin embargo que, en el caso analizado, no se advierte que las variaciones de precios de las tres empresas denunciadas hayan tenido un grado de concordancia y simultaneidad que prueben una actitud concertada. Esto último justifica la recomendación de concluir las actuaciones sin sancionar a los denunciados, si bien el dictamen contiene un consejo general dirigido a la Secretaría de Energía para la adopción de medidas estructurales tendientes a incrementar la competencia en el mercado de combustibles líquidos.

c. Motivaciones anticompetitivas de las prácticas comerciales: encuadramiento en la ley de defensa de la competencia, modelos económicos de comportamiento

Se ha hecho énfasis en el caso de comportamiento discriminatorio vinculado a la restricción de acceso al mercado, y a esta altura deberíamos poder encuadrarlo en las figuras legales como para actuar sobre este tipo de conducta discriminadora.

En efecto, el análisis de este tipo de casos es el objeto de la denominada “doctrina de las instalaciones esenciales” (essential facilities doctrine). La misma sostiene que, en ciertas circunstancias, el instrumento para excluir competidores consiste en poseer un activo que

resulta indispensable para acceder al mercado, que hace que sólo aquél o aquéllos que lo poseen puedan ofrecer de manera efectiva el bien o servicio en cuestión. Para que resulte aplicable la doctrina de las instalaciones esenciales en casos de monopolización, la justicia estadounidense ha requerido el cumplimiento de cuatro requisitos: 1) control de una instalación esencial por parte de un monopolista; 2) incapacidad del competidor de duplicar razonablemente la instalación esencial; 3) negativa de uso de la instalación al competidor por parte del monopolista; 4) factibilidad de que el monopolista pueda facilitarle la instalación al comprador.

El artículo 2 de la ley argentina de defensa de la competencia ejemplifica el concepto de "prácticas restrictivas de la competencia" a través de catorce incisos. Entre ellos hay tres que se refieren a conductas de carácter horizontal y exclusorio, y son los siguientes: f) impedir, dificultar u obstaculizar a terceras personas la entrada o permanencia en un mercado o excluirlas de éste; l) negarse injustificadamente a satisfacer pedidos concretos para la compra o venta de bienes o servicios, efectuados en las condiciones vigentes en el mercado de que se trate; m) enajenar bienes o prestar servicios a precios inferiores a su costo, sin razones fundadas en los usos y costumbres comerciales, con la finalidad de desplazar la competencia en el mercado o de producir daños en la imagen o en el patrimonio o en el valor de las marcas de sus proveedores de bienes o servicios.

d. Motivaciones de eficiencia de las prácticas comerciales detectadas

Resulta difícil hablar de prácticas comerciales en un mercado que lleva 15 años de estar regulado de facto, y en el que la venta local se terminaba completando con importación a precios disociados de los internacionales, ya sea por exceso como por defecto. En todo caso será relevante analizar cómo se va a organizar el mercado en un nuevo entorno competitivo y ver si las empresas realizan prácticas discriminatorias o si el mercado se comporta en forma competitiva, de aquí en adelante.

De todos modos, la iniciativa que ha tomado la CNDC abriendo un expediente a los efectos de detectar prácticas anti competitivas debe complementarse con acciones encaradas desde el Ministerio de Energía y Minería para favorecer la competencia.

Un rol mayor es el que tiene el tema de seguridad y de garantías de calidad. Bajo las condiciones actuales no está muy claro que la atomización del mercado con el ingreso de nuevos jugadores vaya a ser conveniente en términos de asegurar un estándar de calidad básico y homogéneo para todos los canales y puntos de venta. Por el contrario, de no haber un registro minucioso de los actores que vayan ingresando al mercado con un control exhaustivo de la calidad del producto comercializado, el camino hacia la competencia podrá minarse muy rápidamente. De hecho, uno de los sucesos que desacreditó la competencia durante los años 90' fue la falta de control que derivó en la comercialización muy generalizada, en estaciones sin bandera, de producto adulterado.

11. Antecedentes internacionales

Cuando se analizan publicaciones que realizan Benchmarking de regímenes de comercialización suelen caracterizarse a algunos mercados según lo que establecen las leyes escritas, y en ese caso, como señalamos al comienzo, solemos encontrar a la Argentina identificada como un mercado libre, cuando como vimos, la liberalización acaba de retornar con la decisión política de liberar las importaciones.

También oportunamente señalamos que el Downstream si bien globalmente es altamente competitivo, presenta estructuras monopólicas u oligopólicas a nivel de los mercados de cada país. No obstante ello, existe una tendencia a promover la competencia o bien, en los casos en que existe posición dominante (típicamente de empresas NOCs) a establecer un criterio de regulación que asimile los precios domésticos con precios competitivos.

Previamente mencionamos el caso de Chile en donde los precios están regulados y atados a la fórmula de Paridad de Importación, con cambios todos los jueves. En ese caso, además del componente de crudo importado (que considera promedios semanales de 3 semanas previas y un componente de mercado de futuro) y margen de refinación diferencial por producto, existe (como ya destacamos al mencionar el Fondo Compensador) un parámetro que conforma una banda superior y otra inferior, limitando el porcentaje máximo de fluctuación del precio local.

En el caso de Chile se calcula un margen total bruto de refinación y comercialización, que resulta relativamente bajo. Y justamente lo que nos interesa es comparar los márgenes que existen en los distintos países porque a través de esta variable es por donde podemos identificar la existencia de abuso explotativo de posición dominante en el mercado local. En este sentido, si bien muchos mercados no son competitivos lo que se intenta es reconstruir, con información parcial, un “precio competitivo teórico”, aunque en realidad se trata de un estadístico, como hemos definido al cálculo de Paridad de Importación para la Argentina.

Dicho precio teórico puede ir mejorándose a medida que el mercado de importación se vuelva más líquido, pero siempre será materia opinable qué porcentaje por encima del mismo constituye un “exceso” que pueda indicar un abuso de posición dominante. Como mínimo, una autoridad de Defensa de la Competencia podrá disparar algunas alarmas en cuanto se observen diferenciales significativos del precio interno respecto a la Paridad de Importación que se ha elaborado a tal efecto.

Del trabajo realizado por Mercados Energéticos (2017) para URSEA utilizamos la tabla 9: Resumen estadístico de los Márgenes de Distribución de Gasolina y Gasoil, comparación internacional (febrero 2017), con los márgenes promedio, mínimo y máximo de un grupo de 10 países latinoamericanos: Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Honduras, México, Perú, República Dominicana y Uruguay y tenemos los siguientes valores

Tabla 14. Márgenes de Distribución

	Nafta	Gasoil
Promedio	18%	15%
Máximo	55%	46%
Mínimo	10%	3%
Desvío Standard	14%	12%

Fuente: Mercados Energéticos

Según lo destaca el Informe de Mercados Energéticos, la muestra es heterogénea pues comprende países con diversidad de tamaños, topografías, y esquemas de mercado que influyen en el costo de distribución, pero resulta una buena aproximación a márgenes eficientes de distribución para la nafta y el gasoil.

Lo que teníamos en nuestro cálculo de Paridad de Importación bajo el nuevo régimen impositivo era un margen total para las naftas de mayor calidad del orden del 20% (incluyendo margen mayorista y minorista), y del orden del 15% para el gasoil, con lo que podemos estar conformes con la modalidad sugerida.

En cuanto al cómputo de precios eficientes o competitivos, tenemos que todos los países analizados mezclan el combustible mineral con el biocombustible, que generalmente está desregulado. Brasil determina precios de frontera a partir de la cotización semanal de la gasolina y el diésel en el Golfo de México y GLP de Mont Belvieu. El margen mayorista y minorista agregado es del 15.7% para gasolina y 15.3% para el diésel. El etanol tiene un margen superior (20.3%).

El caso de Chile, que se detalla en el Anexo, ya fue mencionado y sus referencias son también la Costa del Golfo y el cálculo de Paridad de Importación determina un precio regulado, con banda superior e inferior, luego de tamizar las variables internacionales a través del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (FEPCO). También en función de la temporada de huracanes, durante dicho período se puede establecer un promedio de 2 precios de referencia, y la suma de todos los costos económicos para internar el producto. En este caso los márgenes son de entre el 8 y el 9%.

En Colombia si bien hay una tendencia a la internacionalización, el excedente disponible determina que, en lugar de la Paridad de Importación, desde el año 2006 el cómputo de precios internos competitivos se realiza con la Paridad de Exportación, particularmente para la gasolina, y la referencia es la Costa del Golfo. El margen mayorista para gasolina es del 4.7% y para el diésel es del 5.1%, en el caso de los minoristas son del 8.5% y 9.2%, respectivamente.

En Costa Rica el precio también está regulado en función a los precios internacionales (Costa del Golfo) de 15 días previos y el monopolio ejercido por RECOPE establece márgenes de distribución que van del 6% al 9%.

El caso de Perú también considera paridades de importación como referencia, pues los precios están desregulados, tanto de los combustibles como de los biocombustibles y ha creado un Fondo de Estabilidad de Precios, cuyas bandas se cambian cada 2 meses. Los márgenes están en el orden del 12%.

Lo interesante del caso de Perú es que se especifican los costos de Almacenamiento y Despacho que cobra la empresa independiente Vopak, concesionaria de la Planta de Abastecimiento de Callao. Las tarifas corresponden al año 2000.

Tabla 15. Tarifa de Almacenamiento en Perú

	US$/Bbl
Tarifa de Almacenamiento	0,8041
Tarifa de Despacho	0,7773

Fuente: Mercados Energéticos

Los precios de referencia son publicados semanalmente por el OSINERG. Estos precios no incluyen la gestión comercial y están referenciados al promedio de 10 días de cotización anteriores a la publicación. Para el caso de los biocombustibles también se utiliza la fuente Platt's del Etanol en Costa del Golfo. Desde el arribo a la liquidación del producto transcurren en promedio 30 días. En este plazo también se incluye el tiempo de stock mínimo dispuesto por la ley.

El caso de México es también muy interesante pues desde 2017 existe un régimen de libre importación y los precios se actualizan con frecuencia diaria en lo que hace a la referencia del precio máximo, que se determinan por región según costos logísticos. Las referencias para todas las regiones son los precios de Costa del Golfo ajustados por diferencial de calidad, y es la Comisión Reguladora de la Energía, CRE, la que aprueba los costos de logística. Aquí también la actualización se realiza con datos de la publicación Platt's.

Por su parte los estacioneros están habilitados a cambiar el precio del surtidor cada hora con una comunicación previa. También es interesante el hecho que de ser un monopolio Pemex hoy compite con 6 nuevas marcas de distribución: Gulf México, Hidrosina, Oxxo Gas, Petro 7, La gas y Texaco. La perspectiva para 2018 es de un mercado absolutamente libre y abierto.

En República Dominicana la fórmula de Paridad de Importación se actualiza con frecuencia semanal por parte del Ministerio de Industria y Comercio. El PPI incluye 7 elementos: Precio FOB, Flete, Seguro Marítimo, Costos Bancarios, Otros Costos, Costo Manejo del Terminal y Gasto Administrativo de la Ley de Hidrocarburos. El precio así determinado es un precio tope y todas las compañías importadoras pueden competir tomando aquella referencia de máxima. Sin embargo, la competencia es relativa pues los márgenes de distribución están regulados y oscilar alrededor del 17% considerando el mayorista y el minorista.

Los casos de El Salvador y Honduras también presentan referencias a la Paridad de Importación. En Salvador el precio es libre y en Honduras es regulado con actualizaciones semanales, en base también a Platt's más fletes y seguros, y por supuesto, como en todos los casos aplicándole la conversión de la cotización del dólar respecto a la moneda local.

En el caso del Uruguay, también ya hemos dado bastantes detalles, se trata de un mercado muy regulado pero que ha hecho un gran esfuerzo, a través de la URSEA, de sistematizar la información y la metodología de Paridad de Importación. Los márgenes de distribución son considerablemente elevados, y han venido creciendo en forma importante en los últimos años, pasando de un margen histórico de 30% en nafta super a uno del 66% a finales de 2016. En gasoil el margen promedio era del 24% y hacia finales de 2016 se elevó al 54%. Es decir que el componente de márgenes supera al componente del commodity, o valor de referencia.

En términos generales los márgenes se incrementan desde fines de 2009 como consecuencia de la caída de los precios internacionales del petróleo y los incrementos de los márgenes de distribución y bonificación a los estacioneros.

En cuanto a los biocombustibles Uruguay utiliza para el etanol el precio FOB Santos del Ethanol Anhydrous, y para el biodiesel el precio FOB Rosario del Soybean Methyl Ester (ESM)

En general no hemos visto restricciones considerables respecto al market share en los casos de América Latina, como sí se han corroborado en países de la OCDE como Australia, Reino Unido o Canadá, en los que existen mayores limitaciones al tamaño de mercado que las distintas empresas pueden alcanzar, en particular en estaciones verticalmente integradas con las empresas petroleras. En el caso del Reino Unido han venido creciendo las estaciones en los centros comerciales, y se han caracterizado por despachar volúmenes promedio muy superiores a la media, con lo que actualmente la venta en los Hipermercados representa el 45% del market share del mercado minorista.

En Australia, por ejemplo, el componente de margen bruto más flete de los combustibles es del 14%, y el componente impositivo supera el 40% lo que, si bien es elevado, es bastante menor que el 70% que representa en el Reino Unido.

En este caso, como señalamos previamente, el equivalente de la CNDC realizó un estudio muy profundo y detallado sobre el cómputo de la Paridad de Importación, y la alternativa de uso de los distintos mercados de referencia, a partir del sistema de Benchmarking. El caso es muy interesante pues guarda muchas similitudes con la forma en que se organiza el mercado de combustibles en Argentina. Eventualmente, este tipo de análisis puede listarse como una de las tareas a desarrollar, una vez que exista consenso acerca de la necesidad de establecer el estadístico de Paridad de Importación como un sistema válido de análisis de los precios locales[84].

Finalmente vale la pena mencionar, en relación a los elevados niveles de impuestos que tienen los combustibles en todo el mundo, que existe una línea de investigación en el campo de los impuestos verdes en los que se plantea una metodología empírica de determinación del componente impositivo óptimo por tipo de combustible, en función de los compuestos químicos de cada combustible y del grado de contaminación local y la de efecto invernadero de las distintas regiones[85]. Esa determinación es una tarea pendiente para el caso argentino, que por de pronto ha tomado la iniciativa de definir (al menos) la existencia de un impuesto al CO2.

[84] Ver Reporte de Australian Competition and Consumer Commission del año 2009, https://www.accc.gov.au/system/files/The%20method%20and%20basis%20of%20the%20setting%20of%20the%20import%20parity%20-%20October%202009.pdf

[85] Ver Ian Perry (2015). http://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2015/12/parry.htm

12. Conclusiones y Recomendaciones

El análisis del mercado de combustibles líquidos deja en evidencia que se trata de un mercado muy concentrado con una gran empresa, YPF, verticalmente integrada, que tiene una posición dominante, tanto en el Upstream como en el Downstream. Esta integración vertical también le otorga una ventaja en la disponibilidad de la logística portuaria y de almacenamiento y distribución de combustible, lo que amerita un monitoreo de toda la cadena de valor, pero en particular de las condiciones de acceso.

Además de YPF hay un grupo de empresas que también mantienen ventajas competitivas en el mercado de combustibles líquidos al disponer de instalaciones propias y, en particular, de refinerías y plantas de almacenaje, y que compite activamente a nivel mayorista. Aguas abajo estas empresas comercializadoras están integradas verticalmente a través de la operación de la red propia o bien de contratos con empresarios independientes, dueños de estaciones de servicio. Asimismo, a nivel minorista existe, particularmente en los grandes centros urbanos una competencia que puede darse por precio o calidad de servicio, con una clientela relativamente fidelizada por la valorización de la marca.

Pero lo cierto es que desde hace 15 años este mercado ha estado regulado y sujeto a notables distorsiones, y ha pasado por diversas instancias en los precios domésticos quedaron totalmente divorciados de los internacionales, tanto en defecto como en exceso. En ese contexto la organización del mercado ha sido la de un oligopolio con YPF operando como líder y el resto de las petroleras como seguidoras. Actualmente, a partir de la nueva desregulación y apertura por decreto de las importaciones, se pretende que el mercado se comporte en forma competitiva.

El interrogante es si el Decreto 962/2017 va a ser suficiente para que el mercado alcance el equilibrio competitivo, y si esta regulación tendrá un carácter permanente o estará nuevamente sometida a la inconsistencia temporal a la que nos hemos acostumbrado en el pasado reciente. Esos vaivenes cíclicos de la regulación han tenido un gran impacto en términos de la pérdida del bienestar económico que ha sufrido la sociedad, y que al día de hoy sigue generando extra costos por el riesgo regulatorio aún percibido por los potenciales inversionistas.

Teniendo en cuenta algunos de estos antecedentes regulatorios, y considerando que la experiencia competitiva de los años 90’ ha sido relativamente exitosa, nuestro documento ha procurado identificar potenciales restricciones a la conformación de este mercado competitivo al que se aspira llegar. También se ha señalado la necesidad de anticipar una serie de medidas que no solo apunten a fomentar la competencia sino también a anticipar posibles contingencias que profundicen la volatilidad (importada) de los precios domésticos, característica de un mercado que debe importar una porción de los combustibles que consume, y que ha decidido abrirse a la competencia internacional.

Ciertamente esta apertura llega en un momento en que el país demanda volúmenes cada vez más relevantes (en términos de la demanda agregada) de combustible importado, y por tanto se abre la posibilidad de diversificar la oferta con nuevos actores que ingresen al mercado a partir de operaciones de trading. Ello no sólo es deseable sino necesario.

Destacamos como condición necesaria para generar competencia, la posibilidad de contar con capacidad de almacenamiento por fuera de la que disponen los actores ya establecidos en la industria, y preferentemente de parte de empresas dedicadas en forma exclusiva a la actividad de almacenaje. También señalamos como requisito para alcanzar las mejores prácticas competitivas la necesidad de generar un plano de igualdad para todos los actores (entrantes e incumbentes) en lo que hace al acceso a la logística y del cumplimiento de los estándares de calidad, seguridad e impacto sobre el medioambiente.

Hemos analizado los mercados mayoristas y minoristas, la integración vertical que existe en la industria, y no podemos concluir que un modelo completamente desintegrado conduzca a un nivel de bienestar superior. Pero sí hemos insistido en la necesidad de generar una competencia a nivel de la expansión de la logística, donde ésta sea posible, así como propiciar el acceso abierto en los casos donde la expansión de la infraestructura sea antieconómica en relación a la demanda (característica típica del monopolio natural), yendo hacia un modelo mixto en el uso de la logística, que también se ha recomendado para el caso de las instalaciones de Gas Natural Licuado.

Se hizo mención acerca del inminente cambio de rol de CAMMESA, que actualmente es el mayor trader de combustible de las centrales térmicas, dado que el esquema de precios mayoristas eléctricos subsidiados no permite actualmente que las usinas gestionen su propio combustible. Este futuro cambio de rol por parte de la empresa Administradora del Despacho Eléctrico también aparece como una oportunidad para el escenario de la desregulación del mercado de combustibles, al liberar capacidad de almacenamiento para nuevos traders. Pero esa oportunidad también puede resultar en una amenaza de mayor concentración si no se establece una agenda precisa y organizada de esa reconfiguración del mercado.

Pensamos que cierta inercia del mercado, con predominio de actores incumbentes, podría retrasar el camino hacia una reducción de márgenes y costos de transacción, en cuyo caso hemos pensado en promover la conformación de un Mercado Mayorista de Gasoil, con un potencial alcance regional (más bien aspiracional) en la medida que exista una convergencia regulatoria, dado que toda la región del Cono Sur de América del Sur se mantiene y mantendrá corta en el suministro de gasoil.

No obstante ello, el canal mayorista, que en el caso del gasoil representa más del 50% del total comercializado, es donde puede presentarse más rápidamente el escenario competitivo, en la medida que las empresas ya establecidas no intenten bloquear esta posibilidad. Para ello la autoridad regulatoria deberá prestar atención a las prácticas comerciales y de fijación de precios que se vayan presentando, pero claramente deberá fomentar la instalación de nuevas firmas tanto de Comercialización como de Logística. Y en orden de prioridad deberá dar máxima importancia a asegurar estándares mínimos de calidad para todo el producto comercializado en suelo nacional. Esto asegurará en gran medida la equiparación de calidad del producto vendido por cualquier canal en el país.

¿Por qué es tan importante la estandarización de la calidad? Porque en la medida que todo el producto, nacional o importado cumpla los requerimientos de calidad fijados por la autoridad de aplicación, en primer lugar, no podrá afectarse el funcionamiento de los motores que carguen en cualquier punto de venta (particularmente en estaciones blancas), segundo porque

pasaríamos a poder determinar que el combustible despachado es un commodity, y como tal tiene un precio de referencia internacional. Una vez internado este producto tiene un costo imputable que viene a representar el costo marginal del combustible que se comercializa. En un mercado competitivo el precio no puede diferir significativamente del costo marginal.

En este sentido, la contabilización de una operación de trading, para un comercializador independiente, viene a identificar el costo económico del recurso, en este caso el combustible. Y si bien existe asimetría de información, el regulador, o en este caso la CNDC tendrá a mano un "estimador" que se parece bastante a un "precio competitivo teórico". De este modo, en la medida que el precio doméstico observado se aleje del valor del estimador, deberían encenderse las luces de alarma en relación a la existencia de prácticas anti competitivas.

En términos de la observancia de las prácticas competitivas, nuestro Estudio ha propuesto un modelo de determinación de precios económicos que vincula el precio local con el internacional, a través del tipo de cambio y sumando un conjunto de costos eficientes que simulan lo que sería la comercialización de producto importado por parte de un trader independiente. Este método constituye la Paridad de Importación, y en la medida que se pueda ir reduciendo la asimetría de información ese estadístico será lo más parecido a un costo de importación observable.

A nivel mayorista las barreras a la competencia vendrán dadas, principalmente, por las limitaciones en el acceso a la logística, mientras que a nivel minorista las barreras genuinas vienen dadas por la existencia de contratos con las estaciones ya establecidas, o bien del tiempo y la inversión que requiere establecer una estación o red de estaciones desde cero (proyecto greenfield). Asimismo, una vez en el canal minorista, es menos evidente que el cliente esté dispuesto a cargar combustible de cualquier marca, justamente porque le asigna un valor a la marca, en función de cierta reputación, o de la oferta de un conjunto de bienes y servicios complementarios (como lubricantes; control de la presión de los neumáticos; programas de fidelización; etc.).

No obstante, el seguimiento de la fórmula de la Paridad de Importación, y el apartamiento de los precios locales de este estadístico es la metodología que se utiliza en la mayoría de los países de la región y del mundo desarrollado como mecanismo de identificar prácticas anticompetitivas en mercados concentrados. La clave de este estadístico está en los márgenes que las empresas pretenden asignarle, tanto a la salida de la planta como aguas abajo, pero sobre todo a la salida de la planta, donde claramente estamos en presencia de un commodity.

El problema que se plantea en este caso es que las empresas suelen ser reacias a revelar los márgenes o más bien argumentan que siendo el mercado, por disposición, competitivo, no hay porqué presentar modelos de determinación del precio local. Justamente, el problema es que, por las limitaciones de acceso, antecedentes históricos, posición dominante, etc., el mercado no tiende naturalmente a ser competitivo.

Pero lo que también resulta relevante para el sector corporativo es que el disponer de una Metodología, que procura buscar consenso entre los actores involucrados para darle mayor precisión al cálculo de Paridad de Importación como mecanismo de vinculación de precios locales con los internacionales, también puede limitar la discrecionalidad por parte del regulador a la hora de iniciar acciones sobre el comportamiento competitivo de las empresas.

Bajo el nuevo entorno competitivo se espera que el precio interno, al final del día, vaya a estar determinado por 2 variables que pueden ser muy volátiles: la cotización del dólar y la del precio internacional de los combustibles. Y es por esa razón que el valor de referencia va a tener que considerar el factor tiempo, tanto en lo que hace al período a tener en cuenta para un cómputo de promedios estadísticos (fijos o móviles), como el de la frecuencia para realizar los pases de precio de referencia a precio en surtidor (passthrough).

Países con menor inflación y mayor familiaridad con la competencia toleran una mayor frecuencia de variación de los precios domésticos. El caso más destacado de mercado competitivo es el caso de Chile, que inclusive ha desarrollado una fórmula de Paridad de Importación casi idéntica a la que hemos presentado en este documento. Por otra parte, la práctica competitiva permite que el mercado chileno actualice semanalmente los precios locales, limitando la volatilidad a partir del uso de un Fondo de Estabilización. Este creemos que sería el norte al que debería apuntar el mercado local de combustibles: contar con mecanismos de amortiguación que establezcan con anticipación el piso y el techo dentro del cual se van a mover los precios locales de los combustibles.

El diferencial más relevante con el caso chileno está dado por los niveles de márgenes que está sugiriendo incorporar la industria local. Aquí hemos tenido algunas divergencias con las empresas a la hora de realizar la consulta sobre la Metodología propuesta para el cálculo de Paridad de Importación.

Nuestro cálculo parte del precio en el Golfo para la nafta y el gasoil, en principio sólo estos productos. Luego adiciona costos eficientes de transporte, internación y costos de financiamiento de capital de trabajo, sumado a los gastos de logística y almacenamiento. Una vez nacionalizado se asignó un margen mayorista, o más bien un rango que parte del margen menor, y que se asemeja al promedio de la región, según un Benchmarking que incorpora los casos de Chile y Uruguay como los de menor y mayor margen regional.

La lógica de un margen mayorista puede ser cuestionada desde el momento que el producto del Golfo procede de una refinería eficiente. Justamente la idea que subyace, al menos inicialmente, es que el extra margen mayorista (considerado como banda inferior) asimile la operatoria de las refinerías menos eficientes de Europa, con lo que se establece en un 5% del valor CIF. En el caso de la banda superior se ha supuesto que como máximo, el Downstream local podría ser tan ineficiente como es el caso de la Refinería de ANCAP en el Uruguay, lo que eleva el margen mayorista a un promedio de 38 US$/m3 de combustible.

Se han presentado sensibilidades para el caso del cómputo del Import Parity de la nafta y el gasoil grado 2 y grado 3 y posiblemente pueda pensarse en incorporar en la comparativa los precios sin impuestos del mercado chileno.

Otro de los aspectos que destacamos en el documento es la relevanci del componente impositivo (cercano al 40%) en el precio final. Recientemente, la ley 27.430 derogó los impuestos ad valorem ITCGO y el Fondo Hídrico de Infraestructura y los reemplazó por el Impuesto a los Combustibles e Impuesto al Dióxido de Carbono, de suma fija, lo que a futuro abriría el camino para elaborar un esquema de Fondo Compensador que pueda amortiguar la volatilidad de

precios y cotización del dólar en el passthrough a los precios locales. También brinda una oportunidad de mejorar la transparencia de la información presentada a los fines tributarios.

Actualmente los datos de precios ex planta (Resolución 606/2003) generan una maraña de información que complejiza el análisis técnico[86]. Es por ello que con el nuevo cálculo de impuestos el Ministerio debería poder suministrar la información de precios ex planta promedio mensuales que sean comparables con los precios de referencia internacional. Lo ideal es que esta información surgiera abierta por canales (mayorista, reventa minorista, venta en consignación, otros), con el mismo grado de transparencia que surge del relevamiento de precios al público según Resolución 314/2016.

Los datos de Paridad de Importación que hemos elaborado están mostrando que las empresas mantienen los productos de menor calidad alineado con la Paridad de Importación, pero los productos de mayor margen los están comercializando por encima del estadístico que hemos desarrollado, con márgenes que consideramos dan una rentabilidad elevada para los productos vendidos a través del canal minorista, en relación al estudio de Benchmarking regional que hemos efectuado en la comparativa de márgenes.

Así como presentamos la Paridad de Importación como un estadístico complejo, en función del cúmulo de información que contiene, también presentamos un indicador sintético que tomamos prestado del cálculo de Crack Spread que, si bien replica el indicador que utilizan los mercados como NYMEX para cerrar posiciones de futuro, no deja de ser una medida del diferencial que existe entre el valor de los principales outputs del barril de crudo procesado y el costo del insumo, o sea del petróleo crudo. Esta medida se ha adaptado al output mix de las refinerías y el crudo utilizado localmente. Lo que se observa son márgenes considerablemente mayores, durante el período regulado, respecto de los internacionales, y de allí cierto temor a que el pensamiento competitivo esté parcialmente atrofiado para el Downstream local, de cara a lo que se está observando en la valorización de los productos Premium.

A tan solo 2 meses de la apertura de importaciones pareciera apresurado sacar conclusiones de comportamiento de las empresas. En todo caso la propuesta sería mantener la Metodología de cálculo de Paridad de Importación actualizada, al igual que el análisis empírico de precios teóricos y observados, pero con un ojo puesto sobre las mejores prácticas que fomenten la competencia, que es lo que realmente va a generar una aproximación de esas bases de datos.

Como señalamos, a nivel mayorista hace falta garantizar el acceso, bajo un abordaje pragmático que tenga una visión balanceada de activos esenciales y de derechos exclusivos de propiedad. En el caso minorista se precisa atomizar la oferta, y de alguna manera permitir que inclusive los productos Premium se separen de los servicios asociados que proveen los canales minoristas y que generan sobre costos a nivel del precio en surtidor. Esto sería, de alguna manera, ofrecer un tipo de servicio de “bajo costo” en el canal minorista, así como se presenta esta alternativa en otro tipo de servicios (por ejemplo, el low cost de las líneas aéreas). Una posibilidad sería permitir la instalación de surtidores en grandes centros comerciales en donde no se verifique una elevada competencia de bocas de venta de cercanía. Estas posiciones podrían ser

[86] De hecho, todos los cálculos de precios ex planta se han realizado en base a un trabajo de filtrado, y cuya información se presenta en el Anexo Estadístico.

idealmente de auto servicio. A su vez, existe un margen de penetración de nuevas marcas en lo que actualmente es la red blanca, pero debe estar muy claro que todas las bocas de venta cumplen un estándar mínimo de calidad compatible con la especificación del producto. Esa definición de estándar mínimo que existe para el producto nacional (Resolución SRH 5/2016), debería poder verificarse para todo el producto que ingrese al territorio nacional, preferentemente a nivel de los tanques de almacenamiento de Aduana.

También es preciso, a nivel minorista, que no se verifique un abuso de la posición de la Distribuidora por sobre el dueño de la estación de servicio, y que existan cláusulas espejo en los contratos de Distribuidoras con estacioneros. A su vez garantizar que la red propia no podrá expandirse más allá de un cierto límite, a los efectos de mantener la competencia también a nivel de la red de empresarios comercializadores de combustible. Para ellos, si bien la presencia de una red exprés puede ser una amenaza a su rentabilidad, no hay que dejar de tener en cuenta que el objetivo de las medidas, desde el punto de vista de una Oficina de Defensa de la competencia, es apuntalar el bienestar general, entendido principalmente como la maximización del excedente del consumidor.

De ninguna manera el Ministerio de Energía y Minería puede desentenderse del proceso de agilizar la competencia, y sobre todo contribuir a torcer la creencia generalizada (acompañada hasta ahora por la evidencia) que los precios de los combustibles nunca fluctúan a la baja. Por tal motivo, y dado que el nuevo marco regulatorio implica un cambio de régimen a partir de comienzos del año 2018 se sugiere que el trabajo de monitoreo tenga continuidad más allá del período estipulado para la presentación del presente Informe; es decir, del mes de marzo de 2018.

a. Conclusiones sobre potencialidad de conductas anticompetitivas

Las conductas anticompetitivas pueden ser de lo más variadas y la experiencia argentina de principios de los años 90' ha dado cuenta de ello. A partir del año 2002 el mercado doméstico de combustible estuvo fuertemente regulado, de modo que para hablar de hechos prácticos debemos remontarnos al período en que la economía local se hallaba bajo el paragua de la Convertibilidad.

Desde el punto de vista del seguimiento de los precios locales vis a vis los internacionales, el régimen de Convertibilidad otorgaba la ventaja de eliminar la fluctuación de la cotización del dólar. En ese contexto también se observó que existió un margen interno considerable en relación al precio internacional, y que el conjunto de las empresas tomaba la decisión de colocar sus precios de surtidor por encima de los de YPF, en forma bastante coordinada.

Por otra parte, las plantas de almacenamiento de combustibles pertenecían en su casi totalidad a las empresas ya establecidas, con lo que el sector mantuvo por un tiempo prolongado las barreras de entrada a nuevos comercializadores. Algo similar puede decirse de las operaciones de logística fluvial, donde existió una vinculación poco transparente entre algunos armadores y comercializadores.

Para garantizar la competencia es preciso que arriben múltiples comercializadoras y que puedan competir en condición de igualdad. Y es la autoridad regulatoria, en particular el Ministerio de Energía y Minería quien debe agilizar la burocracia para eliminar barreras artificiales a la competencia. Número uno en la lista: garantizar condiciones mínimas de calidad y seguridad para todo el producto comercializado en territorio nacional.

En condiciones de escasez, como las que actualmente atraviesa la Argentina, el producto importado es el que va a representar el costo económico de este bien, y dado que existen actores ya instalados con poder de mercado, es preciso que la referencia al precio internacional versus el precio interno sea seguido con detenimiento, y firma por firma. Al final del día habrá que entender si el apartamiento respecto a la Paridad de Importación constituye una política de discriminación individual o colectiva que deba ser sancionada por la CNDC.

Eventualmente habrá que considerar si el apartamiento respecto de una referencia viene dado por una cantidad de servicios adicionales que dificulte la comparación con un producto de tipo homogéneo, pero incluso en ese caso habrá que analizar si el producto más sofisticado presenta diferenciales de precio en el territorio que no puedan ser justificados por el factor distancia, con lo que se estaría dando una discriminación regional en la comercialización de dicho producto.

Al día de hoy no podemos establecer un análisis de la existencia o no de conductas anti competitivas, ya que el mercado quedó desregulado a partir de la sanción del Decreto 962/2017, pero de los datos observados en estos primeros 2 meses tenemos que las empresas han fijado los precios de los productos de grado 2 en niveles similares a los de la Paridad de Importación (en su versión más concedente; esto es con márgenes elevados), y los de grado 3, en cambio, bien por encima.

En definitiva, el presente Estudio establece un punto de partida para analizar condiciones de competencia bajo un nuevo contexto regulatorio, y es por ello que se recomienda una actualización trimestral del presente análisis para el curso del próximo año, sobre todo que por los datos expuestos pareciera que existe una inercia a mantener una alta discriminación en los productos de más alta gama.

b. Recomendaciones de cambios regulatorios pro competitivos

La apertura del mercado a nuevos actores se inicia por el segmento mayorista. En este caso, si bien existe una alta concentración, la posibilidad de disponer de la capacidad de almacenaje que hoy ostenta CAMMESA, y que en un futuro va a dejar de monopolizar, constituye un buen punto de partida para reemplazar su rol por parte de un conjunto de comercializadores que incluyan los ya establecidos, pero sobre todo el de nuevos ingresantes. El escenario deseable es el de un mercado atomizado desde el lado de la oferta.

Argentina ya tuvo una experiencia de mercados competitivos en el pasado y sintió la restricción en la disponibilidad de capacidad de almacenamiento y logística independiente. El antídoto contra esta barrera de mercado vendrá dado por incentivar la instalación de nuevos actores que puedan establecer un sistema de contratos con traders y/o consumidores mayoristas, bajo una regulación que garantice la expansión de la logística. Eventualmente podrá estudiarse la

conformación de un Mercado Mayorista institucional que opere en el ámbito de un Mercado de Valores.

Oportunamente señalamos que a nivel del mercado mayorista es preciso tomar una serie de medidas que propicien la competencia. Sintéticamente, ellas son:

- Se promueva la instalación de empresas almacenadoras independientes, como ocurre en el mercado de crudo, donde la firma Oiltanking recepciona y almacena el petróleo de diversos productores. El Ministerio de Energía y Energía es quien deberá impulsar esta acción, desde el ámbito público, eventualmente utilizando Programas Público-Privados de fomento de la inversión.
- Se asegure mediante inspecciones y normas de seguridad y control, que todo el producto importado satisfará condiciones de calidad mínimas, ni bien ingrese al territorio nacional, de acuerdo a los estándares de calidad local establecidos. Esta también debe ser una acción organizada desde el Ministerio de Energía, pero que debe contar con la colaboración de la Aduana.
- Se modifiquen los Reglamentos de Aduana y AFIP en el sentido que el comprador debe anticipar la totalidad de la carga tributaria del lote de combustible que va a disponer desde la planta de almacenaje, cuando en realidad los retiros van a ser espaciados en cierto período de tiempo. En este caso debe intervenir la AFIP y la Aduana.
- Vinculado con lo anterior, se promueva un mercado mayorista de combustibles donde el almacenamiento sea uno de los servicios que puede brindar ese mercado institucional, sobre todo si no se verifica una relativamente veloz atomización de la oferta en este segmento. Definitivamente esta iniciativa debería contar con la anuencia del Ministerio de Energía y Minería, y se debería interactuar o bien con la Bolsa de Comercio de Rosario o bien con el Mercado de Valores o la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.
- Se promueva la desintegración de los comercializadores con los sectores vinculados a la logística y al transporte fluvial. Aquí necesariamente debería intervenir el Ministerio de Transporte, junto con el Ministerio de Energía, para poder establecer inicialmente un mapa de la composición accionaria de las distintas compañías.
- En relación a las condiciones de acceso se ha señalado la necesidad de que entrantes e incumbentes tengan un tratamiento equitativo. Ciertamente las condiciones medioambientales que se les exige a los nuevos actores son mucho más severas que las que tienen las firmas instaladas en áreas como Puerto Dock Sud. Es indispensable que la ACUMAR y el Ministerio de Ambiente de la Nación intervengan para reglamentar y sanear ambientalmente la zona, con participación activa de las empresas allí instaladas, siguiendo el camino de relocalización que iniciaron otras compañías.
- A nivel minorista se ha hecho mención a la existencia de restricciones laborales que impiden el uso del sistema de auto servicio. Creemos que la intervención del Ministerio de Trabajo puede contribuir a flexibilizar la posición más intransigente del sindicato.
- En diversas instancias hemos recomendado que a los fines de mejorar la transparencia el Ministerio de Energía debería proveer información de precios mayoristas con mayor orden y coherencia en la apertura de los canales y plantas de despacho, lo que permitirá un mejor seguimiento de las políticas de precios por parte de la CNDC.

Si bien la propuesta es desregular el mercado, la posición dominante de YPF puede llevar a que inicialmente se observen precios locales que se distancian de los internacionales a partir de márgenes elevados. Ciertamente, esta situación, en un contexto competitivo no debería perdurar, ya que el ingreso de nuevos actores tendería a reducir los márgenes. **No obstante ello, está en el interés del accionista mayoritario de YPF (aunque tal vez esto sea menos evidente desde una mirada empresarial) el hecho de que el esquema de precios domésticos atados a los internacionales, no propicie los niveles de márgenes que se han verificado en los últimos años, y que en este documento hemos intentado desentrañar**.

La decisión de abrir el mercado y generar competencia, en un contexto de alta concentración y posición dominante de YPF, implicará crear una referenciación a un "precio competitivo teórico", como se hace en prácticamente todos los países de la región y del mundo desarrollado. Y como oportunamente señalamos, esto también permitiría atajar futuras conductas oportunistas de parte de otro tipo de regulador menos abierto hacia los mercados. En efecto, la existencia de una metodología que tenga robustez teórica, limita la discrecionalidad de ese otro tipo de regulador y hace que la discusión sobre eventuales conductas anti competitivas se diriman al interior de un terreno definido metodológicamente. Esto sin dudas representa una ventaja para el sector corporativo, habida cuenta de la debilidad institucional que nos caracteriza.

Ya a un nivel más cualitativo, y a nivel minorista, creemos que se debe limitar la expansión de la red de las empresas, tanto de las establecidas como, especialmente, de las compañías que puedan llegar a contar con una posición dominante. En este sentido, la propuesta es atomizar la oferta a partir de la instalación de puntos de venta menos sofisticados. La posibilidad de incentivar la instalación de estaciones exprés ("low cost") implica también regular sobre la posibilidad de carga automática sin asistencia de terceros, con la meta de reducir costos y precios al público.

Una serie de estudios han sido propuestos a partir del presente documento. Entre ellos se mencionó el de la tributación óptima; el seguimiento trimestral de precios y márgenes; y sobre todo la posibilidad de estudiar la implementación de un Fondo Anti cíclico que también amortigüe las fluctuaciones exógenas mencionadas. El estudio del caso chileno (junto con otros como puede ser el caso mexicano que nos aventaja en un año en la desregulación) puede en tal sentido servir de referencia tanto para la constitución del fondo como para el análisis de precios comparados a nivel local y regional.

Indudablemente el presente Estudio deberá complementarse con un seguimiento activo de precios y márgenes de los comercializadores de combustibles, así como de medidas que tiendan a poner en plano de igualdad a actores establecidos y entrantes, favoreciendo la transparencia y la eliminación de sobre costos de transacción.

La acción que la CNDC derive de la observación de los datos de la realidad, en relación al objetivo de promover un mercado competitivo puede afectar el interés corporativo en la medida que se verifiquen conductas anti competitivas o de colusión, pero su actuación profesional sujeta a una Metodología muy rigurosa desde lo técnico, va sin dudas a contribuir a velar por el interés económico general.

Anexo Metodológico

A modo comparativo se presenta el método utilizado en Chile para determinar los precios de paridad de importación en el año 2012, con márgenes que como ya señalamos se actualizan, al igual que los precios, semanalmente.

Los datos de precios por país y la metodología de cálculo se presenta en las Estadísticas de América Latina de la Cepal. La serie estadística se discontinuó en 2012, según surge de: http://interwp.cepal.org/sisgen/ConsultaIntegrada.asp?IdAplicacion=19&idTema=230&idIndicador=1352&idioma=e

Concepto	Definición	% Aporte Promedio al PPI	
		Todos excepto GLP	GLP
FOB (Free On Board)	Precio libre a bordo de buque con todos los gastos, derechos, impuestos, etc. Para nuestro caso el punto de origen es la costa del Golfo de EE.UU.	86	73
Flete (marítimo)	Representa el costo de transporte desde la Costa del Golfo al puerto Quintero	6-7	15
Seguro	Seguro sobre el producto transportado	0.02	0.02
CIF	Precio de venta que incluye , en el puerto de desembarque, el producto entregado con el flete pagado y cubierto el seguro	>92	>88
Mermas	Perdidas de productos en tránsito y descarga	0.2-0.5	0.4
Derecho de Aduana (DA)	Tasa arancelaria vigente al momento del ingreso aplicable sobre el precio CIF. La tasa general vigente es del 7%. Para el 2003 y siguientes la tasa se estabiliza en 6%	6.5	6
Gastos Carta Crédito (GCC)	Comisión de apertura y los gastos de corresponsal bancario en relación con el pago por carta de crédito del precio FOB y el seguro	0.2	0.2
Paridad Brida Buque (PPIBL)	Es la suma de componentes del precio CIF, mermas, DA y GCC	>99	>94
Costo financiero (CF)	Son los costos financieros del capital de trabajo requerido por los gastos de importación desde la fecha de los pagos hasta el momento de venta. También se considera el costo financiero de los gravámenes	<0.2	0.04

Costos fijos y directos de descarga	Corresponden a los costos incurridos por operar, poseer y mantener las instalaciones necesarias para la recepción y descarga de las naves, en lo específico corresponde a la depreciación y costos de mantenimiento de las instalaciones. Directos: Todos aquellos costos involucrados en el tiempo del personal ocupados en la atención de la nave y otros.	<0.2	1.8 (+ 0.3, por sobrestadía)
Costos Almacenamiento	Costos por almacenamiento del producto, bajo el supuesto que los estanques sean efectivamente un medio de almacenamiento y no un mero regulador del tránsito por oleoducto del combustible hacia otras plantas de almacenamiento	0.4-0.7	3.2
Paridad de Importación en planta	Precio de Paridad a la salida del estanque (flange) de almacenamiento	100	100

Fuente: Hugo Altomonte, Cepal, 2012

Por su parte la Australian Competition and Consumer Commission establece como fórmula de Paridad de Importación, en el Reporte sobre los métodos y las bases para establecer la Paridad de Importación en la nafta y el gasoil en Australia, la siguiente fórmula:

IPP = a benchmark refinery Price + quality premium + shipping cost + wharfage + insurance and losses

También establece una comparación con la metodología desarrollada en Nueva Zelanda donde igualmente el cómputo de Paridad de Importación incluye:

a. Referencia de precio internacional de Argus
b. Ajuste de calidad
c. Flete desde Singapur a Japón con un ajuste por ruta
d. Seguro (0.09%)
e. Pérdidas (0.2%)
f. Almacenaje y logística (alrededor de NZ $4/m3)
g. Tipo de cambio spot del Banco Central
h. Costo Financiero por 7 días

Posteriormente el documento mencionado calcula los precios de referencia para otros países y encuentra grandes similitudes en los casos de Sudáfrica, India (donde se utiliza un mix de Import y Export Parity), Hong Kong, y Canadá entre otros países.

Anexo Estadístico

Datos de Cantidades

	Elaboración por producto									Ventas mercado Interno (en miles)							
	Fuel (ton)	Gasoil (m3)	Nafta Común (m3)	Nafta Super (m3)	Nafta Ultra (m3)	JP (m3)	Kerosene (m3)	Gas Licuado (ton)	Total Petróleo Nacional (m3)	Fuel (kton)	Gasoil (km3)	JP (km3)	Kerosene (km3)	Nafta Ultra (km3)	Nafta Super (km3)	Nafta Común (km3)	Gas Licuado (kton)
1994	2.598.244	9.945.604	3.730.485	4.355.329		1.210.625	435.341	856.361	26.834.802	1035,3	9341,5	1090,3	427,7		1633,5	1700,3	831,7
1995	2.233.191	9.732.248	3.465.330	3.910.837		1.335.611	325.208	740.443	25.573.025	829,8	9676,3	1235,9	403,7		3041,9	2078,3	930,9
1996	1.967.879	10.959.238	2.790.679	4.220.648		1.569.183	247.226	830.384	26.765.271	695,6	10674,8	1345,9	431,7		3959,9	2431,0	753,2
1997	1.703.900	12.098.719	2.912.623	4.185.699		1.528.947	198.324	830.564	28.907.339	650,9	11174,6	1490,3	334,7		3765,2	2192,0	1107,1
1998	1.669.828	12.441.861	3.012.159	4.719.746		1.820.223	180.932	969.543	30.039.675	810,6	11735,0	1672,0	304,0		3686,5	1887,9	882,0
1999	1.691.605	12.572.819	2.672.589	5.155.907		1.991.693	170.027	1.047.065	30.786.874	619,2	11587,0	1716,3	294,8		3539,2	1676,6	990,0
2000	1.537.672	12.314.184	2.129.942	4.986.812		1.932.073	105.436	1.081.886	28.598.067	593,8	11469,8	1723,8	309,0		3492,4	1230,2	1183,5
2001	1.761.352	12.257.259	1.579.860	5.527.704		1.672.091	89.518	1.120.428	28.374.193	525,6	10785,8	1400,7	229,2	649,1	2591,7	1005,1	1080,0
2002	1.788.526	11.164.608	1.792.364	4.793.987		1.637.749	45.372	1.056.981	28.692.908	382,0	10029,0	1177,3	135,9	436,0	2259,4	1035,0	750,0
2003	1.965.475	11.829.005	2.041.168	2.944.014	1.237.250	1.422.746	34.486	1.140.952	29.975.532	497,6	10359,1	1142,0	124,8	521,3	2041,2	818,4	795,4
2004	2.358.637	11.951.800	1.876.549	2.972.415	1.061.031	1.522.645	34.972	1.090.617	30.880.328	648,1	11124,7	1346,9	123,2	693,7	2092,2	652,7	840,5
2005	2.740.277	11.688.167	1.833.226	3.061.388	1.165.016	1.586.759	27.997	1.002.166	30.659.390	844,1	11998,6	1310,0	101,7	924,6	2221,8	545,6	750,1
2006	3.422.311	12.584.206	849.445	3.219.346	1.761.803	1.493.011	27.214	1.000.488	32.499.084	954,5	12662,4	1255,4	107,1	1315,3	2484,2	449,3	673,0
2007	4.114.376	12.610.579	686.585	3.522.666	1.602.042	1.532.604	25.190	916.286	33.282.195	1201,1	13528,4	1360,9	139,2	1503,7	3044,7	359,2	687,0
2008	4.639.129	12.420.704	545.420	4.016.293	1.277.806	1.548.979	15.483	905.464	33.077.560	1588,2	13537,1	1503,4	83,2	1217,2	3898,1	387,9	639,0
2009	3.217.909	12.008.403	381.594	4.594.010	1.059.571	1.599.436	14.132	873.972	30.536.800	1281,9	12472,7	1503,0	64,3	1054,2	4307,8	388,6	729,1
2010	3.595.573	12.135.920	279.629	4.642.430	1.228.171	1.644.253	53.496	923.019	30.734.736	1970,8	13187,6	1610,0	56,9	1261,5	4696,2	278,7	761,9
2011	3.293.776	12.082.665	205.432	4.992.431	1.653.794	1.593.913	41.409	931.772	29.822.587	1735,2	13602,4	1595,0	48,3	1732,8	5027,8	205,4	797,1
2012	3.911.558	11.977.159	141.735	5.389.690	1.769.828	1.680.737	24.106	968.356	30.490.740	2138,0	12885,6	1622,7	33,3	1826,8	5544,2	130,7	848,8
2013	4.269.625	11.675.939	119.910	5.780.619	1.709.255	1.669.663	24.282	984.051	30.119.333	1985,5	13074,8	1640,8	28,5	1953,8	6091,5	122,6	882,8
2014	4.576.463	11.518.231	29.026	5.782.682	1.468.458	1.606.687	16.428	1.014.474	29.943.410	2550,3	12657,7	1631,5	23	1892,5	6160,4	27,4	872,6
2015	4.586.561	12.177.559	27.439	5.980.383	2.311.743	1.625.979	17.258	1.066.217	30.122.756	3088,6	12883,2	1665,2	21,7	2355,7	6155,3	26,9	768,5
2016	3.933.027	11.942.184	21.005	6.070.325	2.338.600	1.622.387	16.635	1.097.497	29.698.522	2651,0	12606,2	1718,8	21,3	2432,3	6189,6	30,6	736,7
2017	1.677.957	11.847.491	6.895	6.035.176	2.721.642	1.791.733	13.208	1.027.659	28.963.882	1590,0	13023,6	1855,1	17,6	2891,3	6342,2	16,1	761,7

Fuente: Elaboración propia con datos MINEM e IAPG (en gris)

Datos de Precios

	Precios Referencia US$/m3							Precio Crudo US$/m3			Precios locales en US$/m3					
	Fuel (ton)	Gasoil (m3)	Nafta Comun	Nafta Super (m3)	Nafta Ultra (m3)	JP (m3)	Gas Licuado (ton)	Crudo Brent	Crudo WTI	Crudo Local	Fueloil	Gasoil	Nafta Comun	Nafta Super	Nafta Ultra	GLP US$/ton
1994	99,3	130,51	115,4	128,3		130,25	162,34	99,76	108,22	89,89	99,25	180,20	192,59	217,80		
1995	107,5	130,25	125,2	139,1		130,51	173,70	107,06	115,88	99,76	107,48	171,20	183,91	240,82		
1996	127,6	166,71	144,6	160,6		161,43	228,90	129,83	139,37	125,26	127,64	181,40	191,30	233,49		
1997	112,2	149,01	141,4	157,1		147,95	202,38	120,20	129,61	122,30	112,17	197,90	204,53	237,79	272,06	
1998	81,6	103,57	99,9	111,0		106,47	140,69	80,26	90,48	76,47	81,61	185,10	187,64	217,59	256,07	
1999	103,0	129,72	126,9	141,0		131,57	185,06	112,59	121,49	105,42	103,01	197,50	201,99	236,13	276,97	
2000	166,7	231,70	202,2	224,7		224,57	314,39	180,27	191,01	177,34	166,72	257,20	248,11	318,05	378,36	
2001	138,0	201,85	176,0	195,5		191,55	255,95	153,85	163,11	148,56	138,04	259,60	243,00	319,56	383,48	
2002	150,1	188,83	171,4	190,4		181,51	221,86	157,19	164,56	146,54	150,12	159,26	153,16	188,94	206,50	122,33
2003	182,7	233,13	208,9	232,1		217,70	311,69	181,47	195,42	155,11	182,69	248,73	245,39	283,28	299,36	202,16
2004	185,9	321,55	279,2	310,2		304,09	401,52	240,66	260,96	187,44	184,2	257,7	254,2	287,53	296,72	225,23
2005	277,2	450,53	374,3	415,9		453,10	494,59	343,25	355,96	231,63	187,6	272,4	258,5	292,96	306,78	247,48
2006	306,6	513,33	433,4	481,6	540,99	508,06	548,70	409,86	415,28	253,71	323,8	262,2	244,5	276,86	291,58	237,50
2007	359,8	565,35	487,1	541,2	585,37	563,01	654,76	455,65	454,16	258,96	243,6	294,3	258,6	292,80	320,56	265,11
2008	509,6	761,05	584,6	649,5	692,84	783,09	764,61	609,75	629,39	281,42	449,8	372,3	307,9	367,83	419,12	313,41
2009	373,1	440,93	394,1	439,76	457,1	439,63	456,71	388,34	387,80	273,90	244,9	378,3	308,8	387,02	428,97	203,74
2010	480,9	571,85	504,7	549,80	566,0	567,77	629,33	500,75	499,39	318,30	404,5	454,3	367,6	439,19	500,59	266,04
2011	659,8	791,95	687,1	735,80	759,3	792,07	792,21	699,83	596,76	380,54	448,9	558,3	459,1	512,76	601,35	297,93
2012	701,3	809,75	705,7	764,95	809,5	807,40	543,83	702,15	591,96	447,08	536,6	672,5	529,8	597,92	659,98	272,49
2013	645,8	784,5	676,0	737,46	786,5	771,46	542,21	682,84	615,83	456,44	568,5	716,9	466,9	620,42	697,51	253,16
2014	590,9	724,19	619,8	681,29	730,4	711,49	561,69	622,52	586,59	469,69	499,46	727,8	468,2	661,28	748,50	255,02
2015	279,9	423,66	373,7	431,70	473,7	402,11	247,29	329,09	306,25	438,36	532,95	698,5	533,8	651,64	735,84	234,24
2016	227,6	352,73	314,5	362,98	386,0	330,78	262,99	274,50	271,38	379,40	511,92	552,5	384,1	530,49	598,58	215,25
2017	323,2	415,32	386,7	435,80	459,9	413,47	374,23	341,23	311,34	346,21	377,67	561,1	0,0	561,95	632,21	270,73

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA; Bloomberg; Resolución 606/2004 (corregidos para sacar el Biocombustible); Resolución 1104/2004, y CAMMESA

Precio de Paridad de Importación y Precio en Surtidor. Gasoil G2. Dato Mensual. Período 2017/04 – 2018/02

Mes	Precio Promedio en Surtidor	Paridad de Importación Con margen alto	Paridad de importación sin alijo	Paridad de Importación
	AR$/litro	*AR$/litro*	*AR$/litro*	*AR$/litro*
04-2017	$ 16,53	$ 14,45	$ 13,92	$ 14,04
05-2017	$ 16,57	$ 14,11	$ 13,56	$ 13,65
06-2017	$ 16,60	$ 13,83	$ 13,23	$ 13,33
07-2017	$ 17,45	$ 15,38	$ 14,78	$ 14,89
08-2017	$ 17,48	$ 16,65	$ 16,08	$ 16,19
09-2017	$ 17,48	$ 17,80	$ 17,31	$ 17,41
10-2017	$ 17,94	$ 17,87	$ 17,37	$ 17,46
11-2017	$ 19,07	$ 18,65	$ 18,18	$ 18,29
12-2017	$ 20,07	$ 19,09	$ 18,61	$ 18,73
01-2018	$ 20,68	$ 21,25	$ 20,78	$ 20,93
02-2018	$ 21,38	$ 21,24	$ 20,72	$ 20,85

Fuente: Elaboración Propia

Precio de Paridad de Importación y Precio en Surtidor. Nafta Súper G2. Dato Mensual. Período 2017/04 – 2018/02

Mes	Precio Promedio en Surtidor Mensual	Paridad de Importación Con margen alto	Paridad de importación sin alijo	Paridad de Importación
	AR$/litro	*AR$/litro*	*AR$/litro*	*AR$/litro*
04/2017	$ 18,58	$ 18,36	$ 17,84	$ 17,95
05/2017	$ 18,68	$ 18,28	$ 17,74	$ 17,84
06/2017	$ 18,70	$ 17,91	$ 17,31	$ 17,42
07/2017	$ 19,80	$ 19,57	$ 18,98	$ 19,08
08/2017	$ 19,84	$ 20,97	$ 20,41	$ 20,53
09/2017	$ 19,84	$ 21,95	$ 21,47	$ 21,57
10/2017	$ 20,40	$ 21,12	$ 20,58	$ 20,67
11/2017	$ 21,66	$ 21,48	$ 20,97	$ 21,08
12/2017	$ 22,91	$ 21,59	$ 21,04	$ 21,17
01/2018	$ 23,50	$ 24,43	$ 23,91	$ 24,05
02/2018	$ 24,56	$ 24,52	$ 23,95	$ 24,08

Fuente: Elaboración Propia

Precio de Paridad de Importación y Precio en Surtidor. Gasoil G3. Dato Mensual. Período 2017/04 – 2018/02

Mes	Precio Promedio en Surtidor	Paridad de Importación	Paridad de Importación Con margen alto	Paridad de importación sin alijo
	AR$/litro	*AR$/litro*	*AR$/litro*	*AR$/litro*
04-2017	$ 19,17	$ 14,63	$ 15,19	$ 14,51
05-2017	$ 19,17	$ 14,26	$ 14,86	$ 14,16
06-2017	$ 19,17	$ 13,95	$ 14,60	$ 13,85
07-2017	$ 20,21	$ 15,55	$ 16,21	$ 15,44
08-2017	$ 20,24	$ 16,86	$ 17,49	$ 16,75
09-2017	$ 20,29	$ 18,07	$ 18,63	$ 17,97
10-2017	$ 20,86	$ 18,14	$ 18,71	$ 18,04
11-2017	$ 22,22	$ 18,97	$ 19,50	$ 18,86
12-2017	$ 23,14	$ 19,41	$ 19,94	$ 19,29
01-2018	$ 23,91	$ 21,66	$ 22,16	$ 21,51
02-2018	$ 25,20	$ 21,61	$ 22,19	$ 21,48

Fuente: Elaboración Propia

Precio de Paridad de Importación y Precio en Surtidor. Nafta Súper G3. Dato Mensual. Período 2017/04 – 2018/02

Mes	Precio Promedio en Surtidor	Paridad de Importación	Paridad de Importación Con margen alto	Paridad de importación sin alijo
	AR$/litro	*AR$/litro*	*AR$/litro*	*AR$/litro*
04-2017	$ 20,99	$ 18,43	$ 19,01	$ 18,32
05-2017	$ 20,99	$ 18,33	$ 18,95	$ 18,23
06-2017	$ 20,99	$ 17,92	$ 18,59	$ 17,81
07-2017	$ 22,39	$ 19,62	$ 20,30	$ 19,51
08-2017	$ 22,45	$ 21,07	$ 21,71	$ 20,96
09-2017	$ 22,45	$ 22,10	$ 22,69	$ 22,01
10-2017	$ 23,22	$ 21,21	$ 21,86	$ 21,12
11-2017	$ 24,94	$ 21,62	$ 22,22	$ 21,51
12-2017	$ 26,07	$ 21,72	$ 22,34	$ 21,59
01-2018	$ 26,82	$ 24,64	$ 25,24	$ 24,50
02-2018	$ 28,19	$ 24,70	$ 25,36	$ 24,57

Fuente: Elaboración Propia

Referencias Bibliográficas

Bondorevsky (2017): “Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad”. Cippec. Documento de Políticas Públicas 195

Campoy (2015): “Análisis distributivo del subsidio al consumo eléctrico residencial”. Ceare, 2015

Coloma (2009): “Defensa de la Competencia. Análisis Económico Comparado”. Editorial Ciudad, Argeantina

Coloma (1998):"Análisis del Comportamiento del Mercado Argentino de Combustibles Líquidos” XXXIII Reunión de la AAEP, Mendoza.

Coloma (2002):”The Effect of Repsol-YPF Merger on the Argentine Gasoline Market”. Review of Industrial Organization, vol 21, n°4, pp3 399-418

Fundación JICA (2003), "Plan de Acción Estratégico (PAE) para la gestión ambiental sustentable de un área urbano - industrial a escala completa"

Giussani, L. (2007): “Hidrocarburos. 100 años de producción bajo diferentes ángulos” ESEADE

Gulisano (2004): “La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro”. Revista Petrotecnia. Febrero

Hogan, W. y Sturzenegger, F.:” The Natural Resource Trap. Private Investment without Public Commitment“. MIT Press

Johnston, D. (1994): ““International Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts”. USA: Penn Well.

Lombardi, M.; Mongan, J.C.; Puig, J. y L. Salim (2014): “Una aproximación a la focalización de los subsidios a los servicios públicos en Argentina”. Documento de Trabajo DPEPE N°09/2014

Marquez (2000). “El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo y el Mercado de Derivados de Chile”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Nº15

Mercados Energéticos Consultores (2017): “Actualización de los Precios de Paridad de Importación de Productos Derivados del Petróleo”. URSEA / CAF

Montamat, D. (1999): “La Competencia en el Mercado de Combustibles en Argentina”. Fundación FADE, Octrubre.

Montamat y Asociados: “Informe de Precios de la Energía”. Informe Mensual. Edición Diciembre 2017.

Montamat y Asociados: “Carta Energética”. Informe Trimestral. Edición Junio 2013; y Edición Diciembre 2017.

Navajas (2017). “Precios de y subsidios a la energía: ¿Dónde estamos?”, CARI, Buenos Aires

Passini (2017): “Contractualización y reconocimiento regulatorio de los cambios estructurales en el sistema de gas luego de la Emergencia Económica”. Tesis de Maestría, Ceare.

Scheimberg, S. y Carrara, A. (2001): “Integración Vertical en la Industria Petrolera. Una estrategia de creación de valor”. XXXVI Reunión de la AAEP, Buenos Aires.

Scheimberg, S.: “Desempeño del sector petrolero en la última década. Los efectos distributivos del presente marco regulatorio. Amenazas y Oportunidades a futuro”, AAEP, Julio 2011

Scheimberg, S. y Meites, C. (2003): “Análisis del Mercado del Combustible de Aviación”. Informe Reservado para la empresa LAN Argentina

Serebrisky (2000):”Análisis del Mercado de Combustibles Líquidos en Argentina”. CNDC

Winograd, Carlos (2014). Conferencia en el Colegio de abogados de Paris (Barreau de Paris), Fragilité institutionelle, système judiciaire et régulation.

Winograd, Carlos (2017): “Combatiendo la Corrupción y Promoviendo la Competencia en Contrataciones Públicas”. Seminario organizado por la CNDC y Oficina Anticorrupción

Páginas web:

Cadena de Valor de los Hidrocarburos.
https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2017/SSPE_Cadena_de_Valor_Hidrocarburos.pdf

Balance Energético 2016.
http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366

INDEC: Matriz Insumo-Producto 2004. Matriz de utilización a precios de comprador (CIIU Rev.3/CPC 1.1)

Boletín Estadístico BP, 2017. https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html

Boletín Estadístico BP, 2017 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/oil/refining.html

Agencia de Energía de los Estados Unidos de América. Informe sobre hidrocarburos No Convencionales. http://www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf

Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP).
www.asap.org.ar/

CEPAL, Estadísticas de Precios del Petróleo y Derivados. Base de Datos. http://interwp.cepal.org/sisgen/ConsultaIntegrada.asp?IdAplicacion=19&idTema=230&idIndicador=1352&idioma=e

Instituto Mosconi de la Energía (IAE). La Producción de Hidrocarburos. Informe 2017 http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2018/02/Informe-anual-de-hidrocarburos-2017-IAE-Mosconi-.pdf

FMI. Blog Ian Parry. https://blogs.imf.org/bloggers/ian-parry/

Montamat (2017); https://www.clarin.com/opinion/argentina-mercado-mundial-gas_0_rkjlA5bxG.html

Guadagni, A.: https://www.clarin.com/opinion/Subsidios-aumentan-desigualdad_0_H1dGVFPsDQg.html

Navajas, F. https://www.cronista.com/columnistas/El-vicio-argentino-de-los-subsidios-a-la-energia-20170727-0014.html

YCHARTS.com https://ycharts.com/indicators/argentina_oil_rotary_rigs

OECD: "Competition Policy for Vertical Relations in Gasoline Retailing". En Competition Law and Policy, OECD. https://www.oecd.org/competition/abuse/43040511.pdf

Monaldi, Francisco: http://www.fermintoro.net/portal/2016/08/francisco-monaldi-el-fracaso-de-la-politica-petrolera-no-es-atribuible-a-la-democracia/

Sabbioni. G. (2018), sobre Biocombustibles: https://www.infobae.com/opinion/2018/01/21/biocombustibles-y-defensa-de-la-competencia/

MINEM, Escenarios 2030: http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7771

MINEM, SESCO. http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3300

MINEM, Regulación Económica del GNL https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/documento_de_contexto_-_regulacion_economica_gnl.pdf

URSEA, 2017. Estudio de Paridad de Importación de los Combustibles Líquidos en Uruguay. http://www.ursea.gub.uy/inicio/combustibles/combustibles+liquidos/tarifas_precios_combustibles_liquidos/ppi_combustibles_liquidos

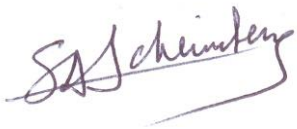
CNE Chile: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/01/2017_12_28_MEPCO.pdf

CNE Chile https://www.cne.cl/tarificacion/hidrocarburos/

CNE Chile https://www.cne.cl/tarificacion/hidrocarburos/fondo-de-estabilizacion-de-precios-del-petroleo-fepp/2017-2/

Australian Competition and Consumer Commission https://www.accc.gov.au/system/files/The%20method%20and%20basis%20of%20the%20setting%20of%20the%20import%20parity%20-%20October%202009.pdf

Buenos Aires, 31 de marzo de 2018



Sebastián Scheimberg