



PROGRAMA COMPAL

Proyecto para Perú

Informe Final

LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA EN EL MERCADO PERUANO DE HIDROCARBUROS

CÓDIGO DE ACTIVIDAD: P.1.1

José Távara Martín

Aurelio Ochoa

Consultores Nacionales

Enero de 2006

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del estudio fue conocer detalladamente la estructura, el funcionamiento y las condiciones de competencia en las actividades del downstream del sector hidrocarburos en el Perú (desde la refinación del petróleo hasta la distribución minorista de combustibles), a fin de identificar las causas de posibles comportamientos restrictivos de la libre competencia en la comercialización de combustibles derivados del petróleo.

La metodología utilizada consistió en la recopilación, procesamiento e interpretación de la información relevante sobre la industria y el mercado de combustibles, en el marco analítico que ofrece la teoría de la organización industrial y la economía política. Se consultaron diversas fuentes de organismos públicos y empresas privadas, y se sostuvieron reuniones de trabajo con funcionarios del organismo responsable de fiscalizar el cumplimiento de las normas de libre competencia.

Al igual que en otros países, la estructura del mercado peruano de hidrocarburos tiene carácter oligopólico y registra un alto grado de concentración horizontal en varias etapas o actividades. La refinación está concentrada en dos empresas, una estatal y otra privada, constituyendo un duopolio mixto. La política de precios de la empresa estatal responde a objetivos macroeconómicos y no a la maximización del bienestar. La industria tiene una estructura vertical compleja y requiere de inversiones elevadas tanto en el *upstream* (producción de gas y de petróleo) como también en el *dowstream*. Los costos hundidos son importantes en casi toda la cadena de producción y distribución, y los activos tienen un alto grado de especificidad. Algunas actividades como la refinación, el transporte marítimo y el almacenamiento exhiben economías de escala y de ámbito, de manera que no es rentable importar pequeños volúmenes de combustibles. En consecuencia, los mercados no son desafiables y la competencia potencial es irrelevante. Finalmente, las principales empresas están verticalmente integradas y operan en todas las etapas o actividades de la industria.

Los precios domésticos de los combustibles dependen principalmente de los precios internacionales del petróleo (el principal insumo), de las políticas públicas, por ejemplo en lo que se refiere a los impuestos y aranceles a la importación, y también del grado de competencia en el mercado interno. En principio estos precios fluctúan en un rango o banda cuyos límites están claramente definidos. El límite superior corresponde a los precios de paridad de importación (el precio que pagaría un consumidor que importa directamente el producto del exterior) y el límite inferior a los precios de paridad de exportación (el precio que recibirían las empresas que deciden

Documento de trabajo para fines de discusión. Agradecemos comentarios.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

exportar sus productos, en lugar de ofrecerlos en el mercado interno). Debido a las características estructurales descritas en el párrafo anterior y a algunos vacíos en el marco normativo, se observa que los precios domésticos convergen hacia el límite superior de este rango.

Durante los 1990 el Perú adoptó una doctrina y una política muy laxa y permisiva frente al abuso de posiciones de dominio y a prácticas restrictivas de la libre competencia. Se asumió que la desregulación de los mercados y la apertura al comercio internacional resultaban suficientes para asegurar condiciones de competencia. También se rechazó la adopción de un régimen de control de fusiones y concentraciones empresariales, lo cual ha facilitado la formación de estructuras muy concentradas, como es el caso de la industria de hidrocarburos.

El estudio concluye recomendando la aprobación de un proyecto de Ley formulado recientemente por el INDECOPI en materia de control de fusiones, así como la adopción de medidas dirigidas a fortalecer institucionalmente a esta institución, incluyendo mayor autonomía y recursos presupuestales, y procedimientos que garanticen la transparencia y la rendición de cuentas. También se recomienda restablecer una norma derogada sin mayor sustento en 1996, que tipificaba como abuso de posición de dominio, la discriminación de precios en perjuicio de los consumidores locales, mediante la fijación en el mercado interno de precios mayores a los precios de paridad de exportación.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
RESUMEN EJECUTIVO.....	1
I. INTRODUCCIÓN.....	5
II. LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS EN EL ESTUDIO.....	6
III. TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN EL ESTUDIO	7
Capítulo 1.- Antecedentes históricos y evolución del marco legal e institucional ...	9
Capítulo 2.- Características del mercado y estructura de la industria.....	15
Estructura vertical	15
Exploración	15
Explotación	15
Transporte.....	15
Almacenamiento	17
Comercialización mayorista	18
Comercialización minorista	18
Estructura del mercado peruano de hidrocarburos.....	18
Patrones de Consumo y Características de la Demanda	22
Resumen de las Elasticidades Estimadas	24
Capítulo 3.- Formación de los precios en el mercado peruano de hidrocarburos .	27
Rango de precios y precios de paridad.....	27
Modelos de “oligopolios mixtos”.....	29
Precios, barreras estructurales y restricciones de capacidad.....	30
Mecanismos de estabilización de los precios	33
Capítulo 4.- Determinación de los mercados relevantes	34
Producción y comercio internacional de derivados 2004.....	36
Capítulo 5.- Medición de las cuotas de mercado	39
Capítulo 6.- Análisis de Conductas Empresariales Potencialmente Restrictivas de la Libre Competencia	43
Capítulo 7.- Estimación del impacto de las conductas empresariales potencialmente restrictivas de la libre competencia	48
Capítulo 8.- Recomendaciones y conclusiones.....	50
Respuestas de política pública	50
Recomendaciones de política pública.....	53
Conclusiones.....	56
VIII. BIBLIOGRAFÍA	59

GRAFICOS:

GRAFICO 1	19
GRÁFICO 2	26
GRÁFICO 3	40
GRÁFICO 4	41
GRAFICO 5	42

CUADROS:

CUADRO 1	20
CUADRO 2	24
CUADRO 3	36
CUADRO 4	37
CUADRO 5	40
CUADRO 6	43
CUADRO 7	49

I. INTRODUCCIÓN

El presente Informe ha sido elaborado a solicitud de la UNCTAD y del INDECOPI en el marco del Programa COMPAL-Proyecto para Perú, y responde al objetivo de conocer detalladamente la estructura, funcionamiento y condiciones de competencia en la actividad downstream del sector hidrocarburos en el Perú, identificando las causas de posibles comportamientos restrictivos de la libre competencia.

En el curso de elaboración de este informe, se ha acopiado y examinado la información relevante sobre las características estructurales del sector hidrocarburos y sobre el proceso de formación de los precios, tomando como referencia los principales modelos de la teoría de la organización industrial.

Las principales fuentes de información consultadas fueron las entidades públicas que de una u otra manera intervienen en el sector, incluyendo el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), la empresa estatal Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ S.A.) y PERÚPETRO S.A., entre otras. También se ha revisado la información disponible en los portales de empresas privadas que operan en el sector, así como la información relevante que fue posible conseguir en internet.

En el curso de la investigación, tuvieron lugar diversas consultas y reuniones de trabajo con funcionarios de la Gerencia de Estudios Económicos y la Secretaría Técnica de la Comisión de la Libre Competencia del INDECOPI, de la Gerencia de Estudios Económicos del OSINERG, y con especialistas del sector.

El Estudio empieza con una breve descripción de la industria y de su entorno. En el capítulo 1 se presentan los antecedentes históricos y la evolución reciente de la industria, y se examina el marco legal e institucional. Luego, en el capítulo 2, se examina la estructura vertical de la industria, y se describen brevemente las tecnologías, los procesos de producción y los mecanismos de comercialización mayorista y minorista. A continuación se explican las características propias del mercado y se analizan los patrones de consumo y de demanda. Al respecto, se pone especial atención en los principales productos derivados que se comercializan en el país, en particular el diesel, turbo A-1 y GLP, que son los de mayor consumo en el mercado.

El núcleo conceptual del estudio es el análisis de la formación de los precios en el mercado peruano de hidrocarburos, que se presenta en el capítulo 3. Al respecto se pone de relieve la incidencia de los precios internacionales del petróleo y sus derivados, en particular los precios de paridad de exportación e importación, y se examinan las condiciones de competencia en el mercado interno así como el rol que juegan las políticas públicas.

Luego, en el capítulo 4, se discuten los problemas metodológicos en la determinación del mercado relevante, y se presenta la evidencia disponible sobre la participación de las empresas en la producción y en las ventas. Uno de los rasgos destacados es el alto grado de concentración en las distintas etapas o actividades de la cadena de valor. El capítulo 5 presenta, precisamente, la medición de las cuotas de mercados de las distintas empresas.

La última parte del trabajo está dedicada a analizar las conductas empresariales potencialmente restrictivas de la libre competencia (capítulo 6) y a estimar el impacto que estas conductas han tenido en los consumidores y clientes de las empresas (capítulo 7). El Estudio termina con un capítulo de recomendaciones y conclusiones (capítulo 8), el cual empieza con una revisión crítica de las doctrinas y enfoques

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

adoptados durante los últimos años en el ámbito de las políticas de competencia, luego se procede a identificar los principales vacíos en el marco normativo, se evalúan las políticas de competencia y se examina la jurisprudencia generada en los últimos años. El trabajo termina con la formulación de recomendaciones dirigidas a perfeccionar el marco normativo vigente y a promover una competencia más activa en el sector, y al final se presenta una breve síntesis de las principales conclusiones.

II. LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS EN EL ESTUDIO

- **API** : American Petroleum Institute
- **Art.** : Artículo
- **BD** : Barriles por día
- **Bls.** : Barriles
- **CTE** : Comisión de Tarifas Eléctricas
- **DGH** : Dirección General de Hidrocarburos
- **DL** : Decreto Legislativo o Decreto Ley
- **DS** : Decreto Supremo
- **EEPSA** : Empresa Eléctrica de Piura S.A.
- **EE.UU.** : Estados Unidos
- **EPF** : Empresa Petrolera Fiscal
- **FONAFE** : Fondo Nacional de Financiamiento de las Actividad Empresarial del Estado
- **GLP** : Gas Licuado de Petróleo
- **IGV** : Impuesto General a las Ventas
- **INDECOPI** : Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Propiedad Intelectual.
- **ISC** : Impuesto Selectivo al Consumo
- **LAP** : Lima Airport Partners SRL
- **LGN** : Líquidos de Gas Natural
- **Mbls.** Miles de barriles
- **MMbls.** : Millones de barriles
- **MBD / MBPD** : Miles de barriles por día
- **MEF** : Ministerio de Economía y Finanzas
- **MMPCD** : Millones de pies cúbicos por día
- **MEM** : Ministerio de Energía y Minas
- **MINEM** : Ministerio de Energía y Minas
- **MPC**: Miles de pies cúbicos por día
- **OSINERG** : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- **PC** : Pies cúbicos
- **PETROMAR** : Petróleos del Mar S.A.
- **PETROPERÚ** : Petróleos del Perú S.A.
- **PPI** : Precio de Paridad de Importación
- **PR1** : Precio de Referencia de Importación ex - planta sin impuestos
- **PR2** : Precio de Referencia de Exportación ex – planta sin impuestos
- **ROA** : Rentabilidad sobre activos
- **RELAPASA** : Refinería La Pampilla S.A.
- **ROE** : Rentabilidad sobre patrimonio
- **S/.** : Nuevos Soles
- **S.A.** : Sociedad Anónima
- **SRL** : Sociedad de Responsabilidad Limitada
- **USGC** : United States Gulf Coast
- **US\$** : Dólares de Estados Unidos
- **WTI** : West Texas Intermediate
- **YPF** : Yacimientos Petrolíferos Fiscales

III. TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN EL ESTUDIO

Barreras a la entrada. El concepto se refiere, en general, a las condiciones que hacen difícil la entrada al mercado. Bain define las barreras a la entrada por la medida en la cual las empresas establecidas pueden elevar sus precios de venta por encima de los costos medios mínimos de producción y distribución, sin inducir la entrada de nuevas empresas. De otro lado, Stigler las define por la medida de los costos en los que deben incurrir las empresas que desean ingresar al mercado, y en los que no incurren las empresas establecidas.

Commodity. Es un bien de características o especificaciones conocidas, que se comercializa ampliamente en mercados internacionales bien organizados (por ejemplo trigo, algodón, cobre y petróleo).

Controles o restricciones verticales

Son reglas, generalmente establecidas por un fabricante, un proveedor o un mayorista, que limitan o restringen de algún modo el rango de acciones de un cliente, usuario o minorista. Las más conocidas son la fijación de precio de venta, el racionamiento, las franquicias, regalías, territorios exclusivos, ventas exclusivas, ventas atadas y contratos de publicidad.

Costos fijos

Son aquellos costos que no varían con el nivel de producción. La empresa incurre en estos costos aún si no produce. La única manera de evitar los costos fijos es cerrando la empresa o saliendo del mercado, siempre estos costos no sean hundidos

Costos hundidos

Son aquellos costos que no pueden recuperarse, por ejemplo vía la venta de los activos, debido a que dichos activos son específicos a la industria o al mercado. Un ejemplo es el costo de instalaciones específicas a una actividad determinada, que no pueden ser desmontadas y trasladadas fácilmente para ser utilizadas en otra actividad, como los ductos y los tanques de almacenamiento

Costos de transacción

Se definen como los costos de diseñar, organizar, administrar, supervisar y salvaguardar las relaciones comerciales o contractuales de una empresa. Entre los factores que inciden en estos costos pueden mencionarse la complejidad y heterogeneidad de los bienes o servicios transados, la frecuencia de las transacciones, y el grado de incertidumbre del entorno en el que operan las empresas (incluyendo la incertidumbre asociada al oportunismo de los agentes económicos)

Discriminación de precios

Una empresa discrimina precios cuando vende un mismo bien a precios distintos. Por ejemplo, las empresas de comercialización minorista fijan precios distintos dependiendo de la localización de las estaciones de servicio.

Diferenciación de productos

Generalmente se refiere a diferencias físicas objetivas entre los productos asociadas a la calidad, pero la diferenciación también puede asociarse a las imágenes subjetivas de los productos en las mentes de los consumidores (vía publicidad, empaque y prestigio de la marca) y también puede ser el resultado de los servicios ofrecidos a los clientes y a decisiones de localización geográfica de los establecimientos..

Economías de Escala

Existen economías de escala cuando los costos promedios de producción disminuyen a medida que el nivel de producción aumenta

Economías de alcance (o de ámbito)

Existen economías de alcance en la producción de un conjunto de bienes cuando el costo de producir dicho conjunto en una sola empresa, es menor al costo de producirlos en dos o más empresas distintas. El término original en inglés es *scope economies*.

Elasticidad precio

Se refiere al grado de sensibilidad de la cantidad demandada de un producto, frente a variaciones en el precio de dicho producto. Se define como la variación porcentual en la cantidad demandada, dividida entre la variación porcentual en el precio.

Elasticidad ingreso

Mide la sensibilidad de la cantidad demandada de un producto frente a variaciones en el ingreso de los consumidores. Se define como la variación porcentual en la cantidad demandada, dividida entre la variación porcentual en el ingreso.

Elasticidad cruzada

Mide la sensibilidad de la cantidad demandada de un producto frente a variaciones en el precio de otro producto. Se define como la variación porcentual en la cantidad demandada del producto A, dividida entre la variación porcentual en el precio el producto B.

Integración vertical

Una empresa está verticalmente integrada si controla, directa o indirectamente, las decisiones tomadas en dos o más etapas o actividades de la estructura vertical de una industria

Monopolio natural

Una industria es un monopolio natural cuando una sola empresa puede producir un conjunto de bienes y servicios a costos más bajos que dos o más empresas.

Oligopolio

Una industria es un oligopolio cuando existe un número suficientemente pequeño de vendedores interdependientes, los cuales toman en cuenta las acciones actuales de sus rivales y probablemente sus repuestas futuras, al decidir sus propias acciones.

Capítulo 1.- Antecedentes históricos y evolución del marco legal e institucional

La historia de la industria de los hidrocarburos en el Perú empezó con la entrega de la primera concesión en el año 1709. En 1900 se registraban alrededor de 18 empresas petroleras operando en la cuenca de Talara, al noroeste del Perú. Desde ese entonces se han perforado más de diez mil pozos.

Hacia 1920, la International Petroleum Company inició sus operaciones en el Perú. Posteriormente, en 1948 se constituyó la Empresa Petrolera Fiscal (EPF). Hasta ese momento, la titularidad de las concesiones en el país estaba fundamentalmente en manos privadas, aunque también participaba el Estado a través de la entonces EPF¹.

En 1968 tuvo lugar un golpe militar en el Perú, el cual dio inicio a un proceso de estatización de los activos de empresas extranjeras que operaban en diversos sectores, incluyendo el petróleo.² En Julio de 1969 se constituyó la empresa estatal PETROPERÚ S.A, sobre la base de la EPF, y asumió la operación y mantenimiento de la infraestructura petrolera existente hasta ese entonces.³ Desde esa fecha hasta principios de la década del 90', el Estado peruano jugó un rol muy activo en la industria petrolera y en la refinación y comercialización de hidrocarburos, a través de PETROPERÚ S.A. Cabe precisar sin embargo, que el control del Estado nunca fue absoluto. Aún durante los años de mayor participación estatal, tanto la exploración y producción de petróleo como también las actividades de distribución y venta minorista, tuvieron una significativa participación privada.

Las principales reservas de petróleo se descubrieron entre 1970 y 1984. Desde entonces no se han encontrado nuevas reservas y la producción de petróleo se redujo de 200,000 barriles por día (BD) in 1981 a menos de 80,000 BD en la actualidad. De otro lado, entre 1983 y 1987 se descubrieron importantes reservas de gas natural en los yacimientos de Camisea, al norte del Cusco. La implementación del proyecto Camisea está modificando de manera sustantiva el funcionamiento del mercado de combustibles en el país.

Durante la década de 1990 tuvieron lugar cambios significativos en la estructura de propiedad de la industria, como resultado de la privatización de las empresas estatales. En 1992 se dio inicio a la transferencia al sector privado de las estaciones de venta de gasolina (grifos). Luego se subastó en la Bolsa de Valores el 85% del capital social de la Cía. Peruana de Gas (SOLGAS), que contaba con la mayor infraestructura para envasado y venta de GLP. En febrero de 1993 se entregó en concesión la explotación del petróleo off-shore que había estado a cargo de PETROMAR (filial de PETROPERÚ S.A) a la empresa PETROTECH. En noviembre del mismo año, se subastó la empresa de transporte marítimo de combustibles, Petrolera Transoceánica⁴.

La privatización de los lotes petroleros que manejaba PETROPERÚ tuvo lugar entre 1994 y 1996. Desde aquellos años, la exploración y explotación de petróleo en el Perú esta exclusivamente a cargo de empresas privadas. A la fecha se encuentran registradas en PERÚPETRO, 41 empresas de diferentes nacionalidades, las mismas que operan

¹DAMMERT, Alfredo; "El regulador en el sector de Hidrocarburos Líquidos", presentación realizada para la IX Reunión iberoamericana de reguladores de energía. URSEA, Uruguay. Abril del 2005.

² De hecho, uno de los detonantes o pretextos del golpe de Estado fue la denuncia de Carlos Loret de Mola, quién se había desempeñado como Presidente de la Empresa Petrolera Fiscal sobre la aparente pérdida de la página 11 de un contrato suscrito entre la International Petroleum Company (IPC) y el Estado peruano. La denuncia se hizo pública a mediados de Septiembre de 1968, y pocos días después, el 3 de octubre, tuvo lugar el golpe de Estado.

³ Antes de la creación de PETROPERÚ S.A, la intervención del Estado en la industria había estado a cargo de la Empresa Petrolera Fiscal (EPF). En Agosto de 1968, poco antes del golpe militar, la EPF asumió el control de los campos de La Brea y Pariñas que habían estado a cargo de la IPC.

⁴ Macroconsult (1997).

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

individualmente o asociadas, a través de 17 contratos de explotación y 17 de exploración.

Hasta mediados de 1996, el único proveedor del GLP en el Perú era PETROPERÚ S.A., quien se encargaba de ofertarlo con lo que producía en las refinerías de Talara y La Pampilla, además del que importaba. En mayo de 1996, se privatizó La Pampilla, la más grande refinería del país, ubicada en Lima Metropolitana, siendo adquirida por un consorcio liderado por REPSOL-YPF. En agosto de 1996 la empresa Zeta Gas Andino S.A., del grupo Miguel Zaragoza de México ingresó al mercado de GLP e inició las actividades de implementación de un terminal marítimo en el Callao.

En febrero de 1997, SOLGAS, a cargo de REPSOL-YPF, puso en servicio su terminal marítimo ubicado en Ventanilla, vendiendo tanto GLP nacional (proveniente de La Pampilla) como importado. A fines de 1998 ingresó al mercado del GLP la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L., a cargo de Maple, abasteciendo de dicho producto a la región oriental del país⁵.

La privatización tuvo lugar en un nuevo contexto normativo, creado expresamente para promover y facilitar la participación del sector privado en la economía. En el caso del sector hidrocarburos, en agosto de 1991 se promulgó el Decreto Legislativo 655, mediante el cual se dispuso la eliminación de todo el monopolio o exclusividad por parte de la empresa estatal PETROPERÚ S.A y de sus filiales, y en consecuencia, se estableció que “todas las actividades relacionadas con la industria de hidrocarburos, incluyendo la comercialización, la importación de hidrocarburos y sus derivados, manufactura, refinación y petroquímica básica, podrán ser ejecutadas libremente por las personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras”.

Pocos días después se promulgó el Decreto Legislativo 662, que establecía el principio de igualdad de condiciones para la inversión nacional y extranjera, y garantizaba el derecho de los inversionistas extranjeros a adquirir propiedades y activos sin restricción alguna, así como el derecho a transferir al exterior, en divisas libremente convertibles, el íntegro de sus capitales, dividendos y utilidades. Luego, en noviembre de 1991, se promulgó una nueva “Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada” orientada a desregular la actividad económica y remover las barreras legales a la inversión. Los títulos de las distintas secciones de esta norma ilustran muy bien su contenido: estabilidad jurídica del régimen económico y de las inversiones en materia tributaria y administrativa, eliminación de restricciones a la inversión y creación de seguros a la inversión privada. Casi simultáneamente se promulgó el Decreto Legislativo 701, que constituye la primera norma sobre libre competencia adoptada en la legislación peruana. El objetivo expreso de esta norma es “eliminar las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia en la producción de bienes y en la prestación de servicios, permitiendo que la libertad de empresa se desenvuelva procurando el mayor beneficio de los usuarios.”

El DL 701 tipificó y prohibió una serie de actos y conductas que constituyen abuso de una posición de dominio en el mercado o que limiten, restrinjan o distorsionen la libre competencia. Posteriormente, mediante el Decreto Legislativo 807, promulgado en abril de 1986, se modificaron algunos artículos del DL 701. En efecto, el marco normativo vigente, luego de dicha modificación, tipifica como abuso de posición de dominio las siguientes conductas (artículo 5°)

- a) La negativa injustificada de satisfacer las demandas de compra o adquisición, o las ofertas de venta o prestación de productos o servicios,
- b) La aplicación en las relaciones comerciales de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación

⁵ Macroconsult (2002).

*EI 2004: PETROPERÚ (50.44 %) y REPSOL-YPF (47.4 %).

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

desventajosa frente a otros. No constituye abuso de posición de dominio el otorgamiento de descuentos y bonificaciones que correspondan a prácticas comerciales generalmente aceptadas, que se concedan u otorguen por determinadas circunstancias compensatorias, tales como pago anticipado, monto, volumen u otras y/o que se otorguen con carácter general, en todos los casos en que existan iguales condiciones;

- c) La subordinación de la celebración de contratos a la aceptación de prestaciones suplementarios que, por su naturaleza o con arreglo a la costumbre mercantil, no guarden relación con el objeto de tales contratos;
- d) Otros casos de efecto equivalente.

Asimismo, las siguientes prácticas son tipificadas por aquella norma como restrictivas de la libre competencia (artículo 6°):

- a) La fijación concertada entre competidores de forma directa o indirecta, de precios o de otras condiciones comerciales o de servicio,
- b) El reparto del mercado o de las fuentes de aprovisionamiento;
- c) El reparto de las cuotas de producción;
- d) La concertación de la calidad de los productos, cuando no corresponda a normas técnicas nacionales o internacionales y afecte negativamente al consumidor.
- e) (Artículo similar al inciso b) del artículo 5°).
- f) (artículo similar al inciso c) del artículo 5°)
- g) (artículo similar al inciso a) del artículo 5°)
- h) La limitación o el control concertados de la producción, la distribución, el desarrollo técnico o las inversiones.
- i) Otros casos de efecto equivalente.

Como puede apreciarse, tanto la negativa injustificada de satisfacer las demandas de compra o adquisición, así como la aplicación de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros, constituyen prácticas que pueden configurar una situación de abuso de la posición de dominio o una conducta restrictiva de la libre competencia. Los incentivos para llevar a cabo estas prácticas son mayores cuando en el mercado operan empresas verticalmente integradas, en la medida en que dichas prácticas reducen los márgenes de las empresas competidoras y en el extremo eliminan su capacidad de competir y mantenerse en el mercado. Por ejemplo, una empresa que opera simultáneamente en las etapas de refinación y comercialización mayorista, puede fijar a sus competidores precios mayores a los que se fija a ella misma o, incluso, negarse a satisfacer sus demandas, a fin de desplazarlos y concentrar todo el mercado.

En las industrias reguladas estos problemas pueden controlarse de diversas maneras. Una opción es la separación vertical, es decir prohibir que las empresas operen simultáneamente en varias etapas. En el caso de las empresas verticalmente integradas, el regulador puede establecer cargos tope de acceso a los servicios ofrecidos en los segmentos de monopolio natural, así como prohibir y sancionar el trato discriminatorio a los competidores. En las industrias no reguladas, en cambio, es necesario poner en vigor políticas muy activas de promoción de la competencia, sancionando con energía el abuso de posición de dominio y las prácticas restrictivas de la libre competencia.

De otro lado, es preciso destacar una de las modificaciones más importantes que introdujo el DL 807, fue la eliminación de un artículo que tipificaba como abuso de posición de dominio en el mercado:

La aplicación en la venta local de materias primas, cuyos precios de venta se

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

rigen en base a cotizaciones internacionales, de sistemas de fijación de precios, condiciones de venta, de entrega o de financiamiento que impliquen la obtención de mayores valores de venta en el mercado local que los valores de venta ex planta netos obtenibles en la exportación de esas mismas materias primas.

Como veremos más adelante, la eliminación de este artículo ha permitido que empresas con posición de dominio en mercados de materias primas, particularmente en minería e hidrocarburos, ejerciten su poder fijando precios para el mercado interno a un nivel muy superior a los precios a los que exportan los mismos productos.

Al mismo tiempo es oportuno destacar que el nuevo marco legal adoptado en materia de libre competencia, excluyó el control ex ante de las fusiones empresariales. Esta omisión ha facilitado, como veremos más adelante, la absorción de algunas empresas y la concentración del poder de decisión en la industria en pocos operadores. Sin embargo, en el marco de la privatización se establecieron restricciones que han limitado la integración vertical en algunas actividades específicas. En efecto, las bases para la concesión de los terminales marítimos (plantas de almacenamiento y despacho de hidrocarburos ubicadas en los puertos) establecían que los operadores de dichos terminales no podían operar simultáneamente como comercializadores.

Las normas más importantes del nuevo régimen económico, fueron incorporadas en la nueva Constitución de 1992, entre ellas la libertad de empresa y la libertad de contratar, la libre competencia, la igualdad de trato para todas las actividades económicas y entre inversionistas nacionales y extranjeros, la libertad de suscribir convenios de estabilidad entre los inversionistas privados y el Estado, las garantías a la propiedad privada, y la posibilidad de someter las controversias que involucran al Estado a procesos de arbitraje nacional o internacional.

La Constitución establece en su artículo 60 que “sólo autorizado por ley expresa, el Estado puede realizar subsidiariamente actividad empresarial; directa o indirecta, por razón de alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional. La actividad empresarial, pública o no pública, recibe el mismo tratamiento legal”. La Constitución también consagró, en su artículo 62, la figura de los contratos-ley, en virtud de los cuales “el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades”. Estos contratos “no pueden ser modificados legislativamente”. En la misma línea, se suscribieron acuerdos internacionales de protección de la inversión extranjera.

Es preciso mencionar también la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221), promulgada en agosto de 1993, la cual consolidó el nuevo rol del Estado en el sector. En consistencia con los cambios normativos y constitucionales descritos en el párrafo anterior, esta Ley responde al objetivo de promover la inversión privada y a desregular el mercado de hidrocarburos. Por ejemplo, establece que las empresas pueden exportar su producción libre de todo tributo.

Para los efectos de este estudio hay dos artículos clave en esta Ley que deben ser destacados. En efecto, el artículo 77 establece que “las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda”. Puesto en otros términos, no hay lugar para la regulación de los precios. Cualquier empresa puede construir y operar instalaciones, exportar e importar hidrocarburos. A continuación, el artículo 78 ordena que “cualquier subsidio que el Estado desee implementar, deberá efectuarse por transferencia directa del Tesoro Público”. Es decir, se restringe la posibilidad de utilizar la política de precios de la empresa estatal de hidrocarburos, para subsidiar directamente a los consumidores.

Al respecto es necesario destacar que, con el nuevo marco legal adoptado en los 1990, la política de precios de la empresa estatal PETROPERÚ S.A no es muy distinta de las políticas adoptadas por las empresas privadas que operan en el sector. En efecto, todas las empresas estatales sin excepción están sujetas al control del Fondo Nacional de

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). La Ley de creación de este Fondo (Ley 27170), establece que el FONAFE “es una Empresa de Derecho Público adscrita al Sector Economía y Finanzas, encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado.”

Esta institución “ejerce la titularidad de las acciones representativas del capital social de todas las empresas, creadas o por crearse, en las que participa el Estado”, y tiene la función de “dirigir el proceso presupuestario y la gestión de las empresas bajo su ámbito”. Su directorio está presidido por el Ministro de Economía y Finanzas e integrado por otros cuatro Ministros de Estado. En el marco normativo descrito, y teniendo en cuenta las metas establecidas en los “marcos macroeconómicos multianuales” aprobados por el MEF, en particular aquellas referidas a la restricción presupuestal y a la reducción de la deuda pública, las políticas de precios de las empresas estatales están condicionadas por restricciones fiscales y, por tanto, no necesariamente responden al objetivo de maximizar el bienestar social. La política de precios de la empresa estatal de hidrocarburos también ha estado condicionada por el logro de metas de generación de excedentes a ser transferidos al Tesoro público.⁶ Al mismo tiempo, como se explicará más adelante, en determinadas coyunturas también han jugado un rol importante las consideraciones políticas.

Finalmente, complementando la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se emitieron los correspondientes Reglamentos para cada una de las actividades Upstream y Downstream del sector (exploración-explotación, refinación-procesamiento, transporte, almacenamiento y comercialización). Al respecto, y en relación a la actividad de comercialización, se han promulgado normas diferenciadas para los combustibles líquidos y para el GLP.

En efecto, el Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos,⁷ establece los requisitos aplicables para la instalación y operación de Plantas de Venta, Plantas de Abastecimiento en Aeropuertos, Terminales y Consumidores Directos, así como la calificación y operación de los Distribuidores Mayoristas, Importadores/Exportadores, Transportistas Terrestre, Estaciones de Servicio y/o Grifos y Distribuidores Minoristas con vehículos.

Las Refinerías y Plantas de Procesamiento de LGN, operan con su propio Reglamento. Cabe precisar al respecto que para efectos de la comercialización de sus productos, el marco normativo vigente los obliga a constituirse como Distribuidores Mayoristas.⁸ Al mismo tiempo, el Reglamento para la Comercialización de GLP, especifica los requisitos para establecer, operar y explotar plantas de abastecimiento, plantas envasadoras, medios de transporte y establecimientos de venta al público de GLP.⁹ Igualmente, señala las condiciones de seguridad a que deben someterse las instalaciones para el almacenamiento, envasado, transporte y venta, ordena los sistemas de comercialización en cilindros y a granel, así como el régimen de intercambio de cilindros (envases).

Al igual que las normas referidas a la comercialización de combustibles líquidos, este Reglamento también señala que los distintos agentes involucrados en el proceso de comercialización del GLP están facultados para establecer libremente los precios del GLP, así como las tarifas de los servicios afines que correspondan, con la excepción del transporte por ducto cuyas tarifas se fijarán de acuerdo con el Reglamento que apruebe el Ministerio de Energía y Minas. De otro lado, las normas establecen que las empresas

⁶ Las utilidades de PETROPERÚ S.A. durante los últimos 2 años han tenido un crecimiento sostenido. Sólo el primer semestre del 2004 habrían alcanzado S/. 170 millones.

⁷ Aprobado mediante Decreto Supremo N° 045-2001-EM, complementa las normas aprobadas anteriormente mediante el DS° 030-98-EM, el cual a su vez sustituyó las normas aprobadas mediante D.S. N° 053-93-EM.

⁸ D.S. N° 051-93-EM, D.S. N° 045-2001-EM)..

⁹ Aprobado mediante DS 01-94-EM

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

están obligadas a rotular los cilindros utilizados con sus propios signos distintivos, y a mantenerlos en condiciones permanentes de seguridad. Asimismo, están impedidas de envasar GLP en cilindros que no sean de su propiedad o que estén rotulados con marcas o signos distintivos de otras empresas envasadoras, salvo que existan acuerdos contractuales de co responsabilidad entre ellas.¹⁰

Los procedimientos legales y administrativos dirigidos a la obtención de concesiones, permisos y licencias para operar en las distintas actividades de la industria, son similares a los utilizados en muchos otros países. En realidad, las reformas que se implementaron durante los 1990 simplificaron el marco normativo, de manera que no se observan barreras legales de carácter significativo para el ingreso de nuevas empresas al mercado. Los costos administrativos son razonables, y están dentro de los promedios de países vecinos.

Por último, el marco normativo vigente también precisa las competencias y atribuciones de los distintos organismos públicos que operan en el sector. A continuación se especifican sus principales funciones:

PERÚPETRO S.A. (Ley N° 26225).- Desde finales de 1993, viene funcionando como agencia estatal para promocionar, negociar, suscribir y supervisar los contratos petroleros. La supervisión del cumplimiento de las cláusulas contractuales de las actividades Upstream (exploración y/o explotación de hidrocarburos) están a cargo exclusivo de esta entidad.

PETROPERÚ S.A. De acuerdo a lo establecido en el DL 43, promulgado en 1981, “es la empresa encargada de la gestión empresarial del Estado en todas las actividades de la industria y el comercio del petróleo e hidrocarburos.” La misma norma establece que “actuará con autonomía económica, financiera y administrativa y con arreglo a los objetivos políticos y estrategias que apruebe el Ministerio de Energía y Minas...”. Su directorio está constituido por dos representantes del Ministerio de Energía y Minas, dos representantes del Ministerio de Economía y Finanzas, y un representante del Presidente de la República, quien lo preside. Como se indicó anteriormente, PETROPERÚ se sujeta a las disposiciones de FONAFE en aspectos presupuestales y de gestión.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). Tiene a su cargo la fiscalización de las actividades de los sectores eléctrico y de hidrocarburos en los aspectos técnicos y ambientales. Posteriormente, asumió la función de regular el precio de la electricidad, que hasta el año 1998 había estado a cargo de la Comisión de Tarifas de Energía CTE. Luego, a partir de la promulgación de la Ley N° 27699 en abril del 2002, asumió en exclusividad la fiscalización y el control metrológico y de la calidad de los combustibles y otros derivados de los hidrocarburos. Esta función había estado a cargo del INDECOPI.

Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). Las funciones centrales del INDECOPI son “proteger el mercado de las prácticas monopólicas que resulten controlistas y restrictivas de la competencia... así como de las prácticas que generan competencia desleal... [proteger] los derechos de la propiedad intelectual, la calidad de los productos, y otros que se le asignen” (DL 701, art. 2).

Dirección General de Hidrocarburos, del Ministerio de Energía y Minas. Tiene a su cargo las funciones normativas del sector, y se orienta al objetivo de mantener todas las normas y reglamentos debidamente actualizados. Asimismo, apoya a PERUPETRO en la promoción de inversiones y tiene a su cargo el procesamiento y difusión de las estadísticas sectoriales.

¹⁰ Reglamento para la Comercialización del GLP, aprobado mediante DS 01-94-EM (artículos 45, 47 y 49).

Capítulo 2.- Características del mercado y estructura de la industria

Estructura vertical

Es posible distinguir tres grandes etapas en la estructura vertical de la industria de hidrocarburos: la producción de crudo, la refinación y la comercialización / distribución de los productos hacia los consumidores intermedios y finales. La exploración y producción se conocen también como el *upstream*, el cual incluye las actividades de explotación y transporte del crudo. Por su parte el *downstream*, empieza con la actividad de refinación y se extiende hacia la comercialización mayorista y minorista de combustibles. Por último es preciso destacar las actividades de importación y almacenamiento de petróleo crudo, de productos refinados y de gas licuado de petróleo. A continuación presentamos una breve descripción de cada una de ellas.

Exploración

Las características fundamentales de esta etapa son la existencia de incertidumbre en la localización de las reservas, inversiones tecnológicas riesgosas y asimetrías de información entre los operadores. Sin embargo, las barreras a la entrada en esta etapa no son muy elevadas y es posible subcontratar algunos de los servicios especializados requeridos para llevar a cabo la actividad, de manera que la integración vertical es reducida. En términos generales, la actividad de exploración ha estado y está abierta a la participación de capitales y empresas nacionales e internacionales.

Explotación

La explotación consiste en la extracción del petróleo y/o gas de los yacimientos identificados. Esta fase se caracteriza por la existencia de costos crecientes debido al agotamiento de las reservas y a la necesidad de utilizar progresivamente métodos de recuperación secundaria o terciaria para mantener la producción. Sin embargo, para escalas de producción reducidas, la industria presenta tramos de costos decrecientes asociados a economías de escala. La explotación se caracteriza también por la importancia de los costos hundidos generados por la inversión en activos altamente específicos, que se requieren para la perforación y extracción de crudo¹¹.

Por otro lado, la inversión en explotación no siempre es sostenida y se concentra en determinados periodos, debido a que los inversionistas consideran no sólo la evolución de los precios sino también la incidencia de las mejoras tecnológicas y los riesgos en el valor presente de sus inversiones, de manera que pueden decidir postergar las inversiones hasta encontrar condiciones más ventajosas.

Transporte

En el Perú existen distintas formas o modalidades de transporte de hidrocarburos. Entre ellas pueden mencionarse los ductos (oleoductos para el transporte de petróleo y poliductos para el caso de los líquidos de gas natural); el cabotaje marítimo o por vía fluvial o lacustre¹², y el transporte terrestre a través de camiones-cisterna.

Los ductos son el medio de transporte más económico para distancias largas, aún cuando requieren de inversiones específicas de magnitud considerable. El transporte en ductos presenta economías de escala y de alcance restringido, lo que hace que esta actividad tenga características de monopolio natural.

Los activos utilizados en estas distintas modalidades presentan, naturalmente, diferentes grados de especificidad e indivisibilidad. Por ejemplo, los ductos tienen el

¹¹ Vásquez Arturo. La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: El segmento UPSTREAM del sector petróleo. Documento de Trabajo Número 8. OSINEG. Pag.65.

¹² Por este medio el combustible es transportado hasta su destino final bordeando el litoral.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

máximo grado de especificidad (dada su localización, no pueden ser desplazados y utilizados para proveer el servicio en otras áreas) e indivisibilidad (la capacidad del ducto no puede dividirse). En contraste, el transporte terrestre puede ser provisto por un número elevado de camiones cisterna, de diferentes capacidades, y de otro lado los camiones pueden ser utilizados en el transporte de otro tipo de productos, removiendo las cisternas.

Refinación

En su estado natural, el petróleo tiene muy poca utilidad. Los hidrocarburos deben ser separados mediante un proceso de destilación que se realiza en las refinerías. La actividad de refinación como tal comprende los siguientes procesos:

La destilación primaria: mediante el cual se obtiene la separación de los hidrocarburos que conforman el crudo procesado.

El craqueo catalítico: mediante el cual las moléculas más pesadas del crudo procesado son convertidas en moléculas más livianas, permitiendo obtener productos más livianos o de alto valor agregado. Este proceso está presente sólo en las dos refinerías mayores (Talara y La Pampilla).

El *blending* corresponde a un proceso de mezcla de componentes mediante el cual se obtienen los productos comerciales con las especificaciones requeridas por el mercado.

En términos económicos, la refinación es una “industria de proceso”, al igual que la siderurgia y la producción de cemento, y como tal, exhibe economías de escala. Al mismo tiempo, y dada la importancia de los costos de transporte, las refinerías generalmente tienen un área geográfica de influencia definida, lo cual tiende a reducir la intensidad de la competencia entre las empresas refinadoras. Se trata de una actividad “multiproducto” cuyos resultados, en términos de la composición de los productos obtenidos, están condicionados por el diseño de las refinerías y por las características del mercado al cual sirven. Las empresas que realizan esta actividad, tratan de adecuar su producción a las características de la demanda y pueden, dentro de ciertos límites, alterar la composición o el “mix” producido, calibrando sus instalaciones o variando la carga del crudo que procesan. Por ello, la calidad del “insumo” utilizado es determinante en el tipo de productos a obtenerse.

Así, la refinería ubicada en La Pampilla (propiedad de REPSOL-YPF), fue originalmente diseñada para procesar el crudo semi-pesado de la selva, consecuentemente, alrededor del 40 % de sus productos son residuales de bajo valor, por lo que su capacidad para producir combustibles livianos de alto valor agregado era limitada. Sin embargo, además de petróleos residuales, produce gasolina, GLP, kerosene, combustible de aviación y diesel. Recientes inversiones que bordearían los US\$ 250 millones, han permitido modernizarla, diversificarla y ampliar su capacidad de procesamiento. Esta refinería tiene varias ventajas competitivas: estar ubicada en el mercado más importante del país (Lima Metropolitana), y ejercer el control sobre el terminal adyacente que evita depender del sector distribución y/o transporte marítimo.

Por su parte, la refinería de Talara que opera PETROPERÚ, a pesar de su antigüedad y de su limitada capacidad de procesamiento (la mitad que La Pampilla), está mejor diseñada para producir combustibles ligeros, pues un 50% de su carga la efectúa con petróleo proveniente de la Cuenca de Talara (crudo de alto grado API), el mismo que es transportado por ductos desde los pozos petroleros circundantes, lo que constituye una ventaja en términos de costos de producción. La desventaja es que para distribuir sus productos desde Talara debe transportarlos vía marítima y/o terrestre a todo el país, lo cual eleva los costos de transporte. Esta refinería produce gasolinas de alto octanaje, GLP, kerosene, turbo-jet, algo de diesel y residuales.

La refinería de Iquitos (PETROPERÚ S.A), ubicada en las afueras de la ciudad del

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

mismo nombre y a orillas del río Amazonas, es una planta de destilación primaria que procesa el crudo proveniente de los yacimientos de la selva norte. Su ventaja competitiva es que opera en un mercado cautivo, pues es la única refinería en un vasto territorio de la selva norte a la cual se llega únicamente por vía aérea o fluvial. De otro lado, la refinería de Conchán (PETROPERÚ S.A) está ubicada en las afueras de Lima y opera como una planta de destilación primaria y de producción de asfalto; produce gasolina de bajo octanaje, diesel, kerosene y residuales.

Las plantas de procesamiento de líquidos de gas natural (LGN) merecen una mención especial. En los yacimientos de Talara se produce una mezcla de fluidos compuesta por petróleo, gas natural y LGN. En una primera etapa, y en “boca de pozo” se separa el petróleo del gas natural y de los LGN. En una segunda etapa, en la planta de procesamiento de Pariñas (EEPSA) se separa el gas natural (metano+etano) de los LGN (propano, butano, pentano, hexano, etc.). Esta separación, es por absorción, método bastante antiguo y oneroso, pues tiene una recuperación que bordea sólo el 67 %. En una tercera etapa, los LGN son fraccionados en la planta Verdún (EEPSA) y almacenados para ser puestos a la venta como GLP (propano+butano), gasolinas naturales (que van directamente por ducto a la refinería de Talara), solventes, etc.

De otro lado, en los yacimientos de Camisea y Aguaytía (selva central y sur, respectivamente), no está presente el petróleo. Los fluidos que se extraen del subsuelo son una mezcla de gas natural y LGN. Una vez en superficie y muy cerca de los pozos de producción, estos fluidos son separados, y los LGN son conducidos a las plantas de fraccionamiento ubicadas en Pisco (caso de Camisea) y Pucallpa (caso de Aguaytía).

Almacenamiento

El almacenamiento y despacho de hidrocarburos es una actividad que también presenta economías de escala, dentro de ciertos límites, y que requiere de inversiones específicas tanto en términos de activos (tanques, bombas, ductos, etc) como también debido a su propia localización.

En el Perú el almacenamiento tiene lugar en 26 terminales o plantas de venta distribuidas en todo el territorio, cuya capacidad asciende a 4 419 120 barriles.¹³ Las plantas más importantes se encuentran localizadas en los principales terminales marítimos (Callao, Matarani, Pisco, Eten, Talara, etc.). Entre ellos se destacan por su capacidad, los terminales del Callao y de Mollendo. Los terminales de La Pampilla, Conchán y Talara, están conectados a las refinerías del mismo nombre a través de ductos. Parte de los 8 terminales costeros (hoy concesionados), abastecen igualmente a las plantas del interior por vía terrestre (férrea y/o cisternas).

La empresa estatal controla más de la mitad de las plantas de venta, particularmente aquellas localizadas fuera de Lima. Sin embargo, las principales plantas – incluyendo El Callao y Matarani – fueron entregadas en concesión a SERLIPSA y al grupo Graña y Montero.

En el caso del GLP, el almacenamiento requiere de tanques con otras especificaciones, debido a las características físicas de este producto. De hecho, el costo de almacenamiento y de transporte es superior al correspondiente a las gasolinas en aproximadamente 30%.

¹³ Entiéndase *Plantas de Venta*, según el Art. 4. numeral 11 del reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos “*Aquella instalación en un bien inmueble, donde se realizan operaciones de recepción, almacenamiento y despacho de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos*”.

Comercialización mayorista

Esta actividad consiste, como su nombre lo indica, en la venta de combustibles al por mayor. Los activos requeridos son vehículos adecuados para el transporte de combustibles, y por tanto tienen también cierto grado de especificidad (aunque menor que en el caso del almacenamiento y la refinación). Sin embargo, la incidencia de las economías de escala no es significativa y por ello no hay barreras estructurales a la competencia.

En efecto, la capacidad de los vehículos es muy reducida en relación al tamaño del mercado, de manera que no se presenta el problema de indivisibilidad de los activos que caracteriza a otras actividades. Al mismo tiempo, la magnitud de la inversión requerida para operar en el comercio mayorista de combustibles no es tan alta en comparación con la requerida para instalar, por ejemplo, una planta de refinación o de almacenamiento. El costo de un vehículo de transporte está en el orden de las decenas de miles de dólares, y además puede ser recuperado con relativa facilidad. Los costos de salida del mercado son por lo tanto menores, lo cual reduce el riesgo de entrar al mercado. Sin embargo, y al igual que en cualquier otra actividad, también hay costos hundidos asociados a la inversión en activos intangibles como los estudios de factibilidad, las licencias de operación y las relaciones comerciales.

Históricamente y hasta el año 1996, esta actividad no tuvo un perfil propio, pues la empresa estatal operaba verticalmente integrada en todas las actividades del *downstream*, desde la refinación hasta la distribución mayorista y minorista de hidrocarburos. Sin embargo, el proceso de privatización permitió el ingreso de diversas empresas como PECSA, MOBIL, SHELL, REPSOL o PETRORED, esta última asociada a PETROPERÚ.

En el mercado peruano, existen a la fecha 21 comercializadores mayoristas, que se encargan de la distribución a las estaciones de servicios (grifos) y a los consumidores finales.

Comercialización minorista

Muchos de los comercializadores mayoristas tienen propiedad, concesiones o franquicias de estaciones de servicio. Por tanto, existe integración o control vertical en esta etapa de la industria entre comercializadores mayoristas y minoristas. Sin embargo, también existen estaciones de servicio independientes, lo cual podría ser explicado debido a que las barreras de entrada para instalar y operar estos establecimientos, son comparativamente reducidas. Por otro lado, puede observarse que la diferenciación de los productos a través de marcas y de la propia localización geográfica de los distribuidores, ha reducido la intensidad de la competencia vía precios.

Estructura del mercado peruano de hidrocarburos

Antes de examinar con mayor detalle la estructura del mercado en las actividades del *downstream*, es necesario examinar algunos datos globales con referencia al *upstream* y al comercio internacional de hidrocarburos. La producción actual de petróleo en el Perú es de alrededor de 80,000 BD, mientras que la producción de LGN asciende a un promedio de 35,000 BD (de los cuales se obtienen alrededor de 20,000 BD de GLP, y 15,000 BD de gasolinas naturales y diesel).

De otro lado, la demanda nacional de combustibles, asciende a 145,000 BD, incluyendo GLP. Como se indicó anteriormente, los productos obtenidos del proceso de refinación dependen del tipo de crudo procesado y de las especificaciones técnicas de las propias refinerías. Dado que la composición del petróleo producido en el Perú no

responde totalmente a los requerimientos del mercado, las refinerías deben importar petróleo para completar o combinar su carga.

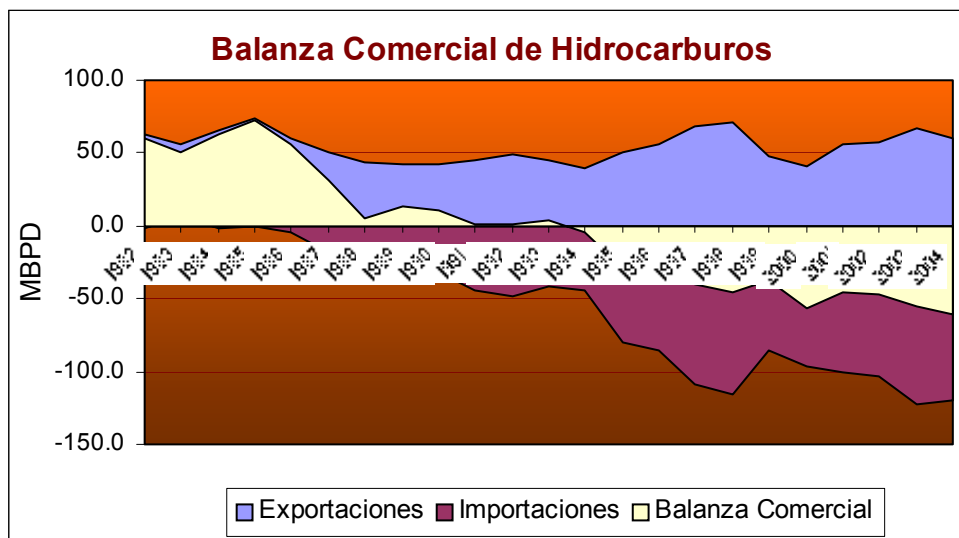
A la fecha, las importaciones totales de petróleo crudo se encuentran entre 50 y 60 mil BD. De otro lado, se exporta el petróleo pesado obtenido en la zona nororiental el país en el orden de 30 a 40 mil BD. Al mismo tiempo, y dado que la composición de la oferta de productos derivados tampoco coincide con los requerimientos del mercado, también se registran importaciones de estos productos, particularmente de diesel (35,000 BD). Al mismo tiempo, sin embargo, se exportan residuales y gasolinas, cuya producción excede las necesidades del mercado.

La balanza comercial de hidrocarburos ha venido mostrando un continuo deterioro, debido principalmente al aumento sostenido de las importaciones. En el año 2004 se registró un déficit de US\$1,029 millones. Mientras que en 1982 sólo se importaban 1,600 barriles por día (BD), en el año 2004 se importaron un total de 123,300 BD. De otro lado, las exportaciones llegaron a su pico más alto, en términos de volumen, en 1985, y desde entonces se han mantenido prácticamente estancadas.

En términos monetarios, la balanza comercial agregada ha sido deficitaria desde 1988. Se espera que en 2005 este déficit sea aún mayor, como consecuencia de los aumentos en los precios internacionales del petróleo. Sin embargo, la entrada en operaciones de los pozos de Camisea ha modificado la tendencia para algunos productos como el GLP, pasando de ser importadores a exportadores netos desde septiembre del 2004.

A continuación se presenta el gráfico 1 que muestra la evolución antes descrita.

GRAFICO 1



Fuente: MINEM

En este contexto, procedemos a identificar las principales características del mercado, empezando con la refinación. A la fecha existen siete refinerías, seis de las cuales son comerciales y una abastece exclusivamente el consumo propio de operaciones petroleras. La capacidad instalada total de destilación primaria asciende a 210,200 barriles (Cuadro 1). Sin embargo, la producción actual de las refinerías alcanza los 145,000 BD.

CUADRO 1

Capacidad Instalada por Refinería (BD)			
PETROPERÚ S.A	Talara	62000	29.50%
	Conchán	15500	7.37%
	Iquitos	10500	5.00%
	El Milagro	1700	0.81%
REPSOL-YPF	La Pampilla	115000	54.71%
PLUSPETROL	Shivivacu	2200	1.05%
MAPLE	Pucallpa	3300	1.57%
TOTAL		210200	100.00%

Fuente: MINEM

En el Cuadro 1 se aprecia que la capacidad de refinación de hidrocarburos está altamente concentrada. En realidad, esta actividad ha tenido un carácter duopólico desde su privatización, y ha estado concentrada en dos empresas: PETROPERÚ S.A. y REPSOL-YPF. Ambas concentran el 97.4 % de la capacidad. Se trata entonces de lo que podría denominarse un “duopolio mixto”, con una empresa estatal y otra privada.

En relación a las cargas de procesamiento, el total para las 7 refinerías asciende a un promedio de 147,000 BD de petróleo crudo, de los cuales el 88 % se concentra en las dos refinerías más grandes (La Pampilla y Talara). En relación al origen del crudo, la información disponible a diciembre del año 2004 revela que alrededor del 43% del crudo procesado fue de origen nacional, mientras que la diferencia (57%) fue importada principalmente de Ecuador, Venezuela y Colombia. Sin embargo, las importaciones de la principal refinería privada también proceden de otros países (incluyendo Nigeria), lo cual se explicaría por sus vínculos empresariales a escala global. Como se indicó anteriormente, de la producción resultante, las refinerías exportan volúmenes significativos de dos productos: residuales (REPSOL-YPF en particular) y gasolinas (ambas empresas). De otro lado, PETROPERÚ importa volúmenes significativos de diesel a fin de cubrir las necesidades nacionales.

También es oportuno destacar una diferencia sustantiva en el grado de utilización de la capacidad instalada de las dos principales refinerías. Así, mientras que la refinería de Talara opera casi a plena capacidad (produce a un ritmo cercano al 95%), refinería La Pampilla (a cargo de REPSOL-YPF) opera sólo al 75% de su capacidad. Esto puede atribuirse, en parte, a la decisión gubernamental de postergar la modernización y la expansión de la Refinería de Talara. Al respecto debe agregarse que estas refinerías tienen una antigüedad entre 40 (La Pampilla) y 86 años (Talara), lo que trae consigo retrasos tecnológicos y costos de refinación mayores a los promedios internacionales.¹⁴

De otro lado, existen en el país 4 plantas de procesamiento o separación de LGN (líquidos de gas natural), las que permiten obtener entre otros productos, un promedio de 22,000 BD de GLP, que junto con los producidos por las dos mayores refinerías (7,000 BD), exceden las necesidades locales de este combustible (18,800 BD). Al respecto es

¹⁴ Los costos de refinación afectan los márgenes netos que obtienen las refinerías. Los márgenes brutos son una medida del valor creado por el proceso de refinación, y se definen como la diferencia entre el valor de los productos refinados y el valor del crudo utilizado como insumo en el proceso de refinación. Los márgenes netos de refinación se obtienen como la diferencia entre los márgenes brutos y los costos de la refinación.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

preciso destacar que actualmente PLUSPETROL concentra el 65 % de la producción nacional de GLP a través de su planta de procesamiento de Pisco, la misma que viene exportando este producto¹⁵.

Al examinar la cadena de comercialización mayorista y minorista, se observa que los niveles de concentración disminuyen. Sin embargo, la participación de las principales empresas es significativa de manera que la estructura del mercado tiene, en realidad, un carácter oligopólico. El marco normativo vigente obliga a las empresas refinadoras a inscribirse previamente como distribuidores mayoristas como requisito para comercializar sus productos.¹⁶ Además de las tres principales empresas que cuentan con refinerías (PETROPERÚ, REPSOL-YPF y Maple), en el mercado de distribución mayorista también operan otras 18 empresas que se abastecen precisamente de las refinerías.¹⁷ Los distribuidores mayoristas deben cubrir los costos de almacenamiento y despacho en las plantas de ventas, pero asimismo, gozan de descuentos sobre el precio neto por parte de las refinerías. Los productos como gasolinas, kerosene y diesel son revendidos a las estaciones de servicio afiliadas a las cadenas de distribución mayorista o a los establecimientos independientes. El petróleo residual, en cambio, generalmente es adquirido directamente y sin intermediarios en las refinerías, por parte de los consumidores calificados como tales.

Un rasgo destacado del mercado peruano de combustibles es la integración vertical de las principales empresas hacia las actividades de distribución mayorista y minorista. En efecto, REPSOL-YPF tiene su propia red de distribución mayorista y minorista, que comprende un conjunto de establecimientos afiliados (conocidos también como *servicentros* o *grifos*). Asimismo, PETROPERÚ ha promovido la organización de una cadena privada de *servicentros* que operan bajo la denominación de PETRORED.

Actualmente existen 3,346 establecimientos de venta minorista de combustibles a nivel nacional, de los cuales el 35% forma parte de alguna cadena (bajo la modalidad de franquicia, concesión o propiedad directa). La distribución minorista se caracteriza por la diferenciación de los productos en base a marcas y a la propia localización de los establecimientos, lo cual facilita la discriminación de precios. La integración de las principales empresas en cadenas de distribución, les permite utilizar controles y restricciones verticales, como la exclusividad en las ventas, la fijación de los precios de venta al público, la provisión de servicios complementarios o la inversión en publicidad.

En el caso de la comercialización de GLP, también se observan elevados niveles de concentración en las ventas al por mayor. Sin embargo, y en contraste con los otros combustibles líquidos, el marco legal que regula las ventas de GLP no contempla la actividad de distribución mayorista. Como se indicó anteriormente, con el inicio de las operaciones de la planta de PLUSPETROL localizada en Pisco, el Perú dejó de importar GLP y, desde septiembre del 2004 empezó a exportar este producto. A la fecha las únicas importaciones de GLP provienen de Bolivia y una parte corresponde al contrabando que ingresa desde dicho país (Sur) o desde Ecuador (Norte), para abastecer una fracción de los mercados fronterizos.

Teniendo en cuenta la importancia relativa de los costos de transporte, que se explican en parte por las barreras geográficas entre las distintas regiones, algunas empresas comercializadoras de GLP operan como monopolios locales y abastecen íntegramente

¹⁵ Hasta agosto del 2004 (antes de la entrada en operaciones de Camisea), era necesario importar el 50% de la demanda total de GLP. Sin embargo, desde septiembre del 2004 la balanza comercial de GLP ha mejorado. De hecho, la exportación en mayo del 2005 alcanzó un promedio de 5.4 mil barriles diarios.

¹⁶ El Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos aprobado por D.S. N° 045-2001-EM, en su artículo 4° numeral 4.13, establece que para comercializar sus productos, las refinerías y plantas de procesamiento de LGN deberán constituirse en Distribuidores Mayoristas.

¹⁷ Se afirma que este número de actores es elevado para un mercado de combustibles líquidos relativamente pequeño como el peruano. Se espera que el número de distribuidores mayoristas continúe disminuyendo los próximos años, a medida que se consoliden las cadenas de distribución minorista.

sus respectivos mercados, como el caso de Aguaytía en el mercado de Pucallpa.

Las ventas de GLP se canalizan a través de las 105 plantas envasadoras de cilindros o “balones” que se encuentran actualmente registradas, y en menor medida a través de los denominados “distribuidores a granel”, los cuales deben contar con camiones tanque y/o redes de distribución de GLP. Una característica destacada de este mercado es la integración vertical de la principal empresa refinadora (REPSOL-YPF), desde la producción hasta la distribución minorista de GLP, incluyendo el envasado, el almacenamiento y el transporte. Además, REPSOL-YPF ha adquirido recientemente participación en el accionariado del Consorcio que explota los pozos de Camisea y del proyecto de exportación de LNG, lo cual refuerza aún más su posición en el mercado.

El proceso de concentración en el principal mercado de distribución de GLP, localizado en Lima, se inició con la privatización de la empresa SOLGAS a mediados de 1992. Su participación alcanzaba el 42%, mientras que Lima Gas daba cuenta del 16%. Al mismo tiempo, existían varias empresas con porcentajes inferiores al 5%. Posteriormente, en 1995, SOLGAS se asoció con Lima Gas, y poco después la absorbió. Un año después, en 1996, REPSOL adquirió los activos de SOLGAS y por tanto también los de Lima Gas. Luego REPSOL siguió adquiriendo empresas envasadoras de menor tamaño y consolidando su participación en el mercado (Macroconsult 1998), aunque el ingreso de Zeta Gas, empresa de origen mexicano dedicada originalmente a comercializar GLP importado, impidió una concentración aún mayor¹⁸.

Más recientemente, han adquirido mayor dinamismo empresas envasadoras de menor tamaño como Inti Gas, Costa Gas, Delta Gas, Nova Gas y Vita Gas. Se estima que el parque de cilindros o balones utilizados para abastecer el segmento domiciliario del mercado, asciende a 6 millones de unidades, de las cuales 4 millones se encuentran en Lima.

Igualmente, se observan niveles de concentración elevados en algunos mercados específicos como es el caso del Turbo. Éste es el combustible que utilizan los aviones a reacción y su demanda está asociada a las operaciones de las líneas aéreas. Es un combustible muy parecido al kerosene pero más purificado en su composición. Hay diversos tipos de Turbo, pero el más comercial en el mercado interno es el Turbo A1.

Los dos grandes comercializadores de Turbo A1 a nivel nacional son PETROPERÚ S.A y REPSOL. La información estadística disponible para el año 2004 también registra una pequeña participación de la empresa Mobil, que alquila tanques de almacenamiento a REPSOL e importa dicho combustible¹⁹. Es preciso añadir que REPSOL tiene una ventaja significativa de localización para atender el principal mercado de este combustible, debido a la corta distancia que existe entre la refinería La Pampilla y el aeropuerto internacional Jorge Chávez, ubicados en la zona noroeste de la ciudad de Lima. Por último, estas dos empresas también registran un alto grado de concentración de las ventas de residual 6, un combustible pesado y de alta viscosidad que se utiliza tanto en la generación de energía eléctrica como en la actividad industrial en general.

Patrones de Consumo y Características de la Demanda

El crecimiento y la diversificación de las actividades económicas observadas durante los últimos años, han estimulado la generación de un mercado que comprende una amplia gama de combustibles, requeridos para satisfacer las necesidades específicas de las empresas y de los consumidores en general. En efecto, en el Perú se comercializan 18 productos derivados del petróleo, incluyendo gasolinas de diferentes octanajes, kerosene, diesel, petróleos residuales y GLP, entre otros.

En términos agregados, la demanda interna de combustibles depende del nivel de

¹⁸ <http://www.grupozeta.com>

¹⁹ Las importaciones de Turbo son insignificantes y tienen lugar estacionalmente, un promedio de dos meses por año, para atender los picos de la demanda.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

actividad económica, de los precios internacionales del petróleo, de la política tributaria, y de la disponibilidad de fuentes energéticas alternativas, (incluyendo el ciclo hidrológico, que afecta la generación hidroeléctrica y en esa medida incide en la demanda de diesel). El petróleo y sus derivados son bienes transables, siendo considerados como *commodities*.

Las estimaciones realizadas para el caso peruano son consistentes con las predicciones de la teoría económica, pues confirman que la demanda responde negativamente a los aumentos en los precios, y positivamente a incrementos en el ingreso per-cápita. Como era de esperarse, el ajuste de la demanda a variaciones en precios e ingresos no tiene lugar de manera instantánea, de manera que las elasticidades de largo plazo son mayores, en valor absoluto, a las elasticidades de corto plazo. Esto se explica porque la respuesta de los agentes frecuentemente involucra acciones y decisiones que toman tiempo en materializarse, incluyendo la inversión en bienes durables (por ejemplo, maquinaria y automóviles con motores más eficientes en el uso de combustibles, el desplazamiento a viviendas más cercanas al centro de trabajo, etc.). Al mismo tiempo, la diferencia de elasticidades a corto y largo plazo revela la existencia de distorsiones generadas por la estructura tributaria y el ejercicio del poder de mercado (Vásquez 2003: 7).

Entre los sustitutos más importantes de los combustibles de uso industrial debe destacarse a la electricidad. En realidad, una parte de la energía generada en el Perú procede de centrales térmicas que utilizan hidrocarburos como insumo. La mayor parte, sin embargo, es energía hidráulica, y por tanto la demanda de algunos productos como el diesel, que históricamente ha sido utilizado en las centrales térmicas, es muy sensible a los ciclos hidrológicos. Así, en años de sequía aumenta la demanda de diesel, y viceversa. Sin embargo el despliegue de las redes del gas natural procedente de Camisea, viene provocando una sustitución del diesel por gas natural.

La sustitución entre combustibles depende de factores tecnológicos y de la incidencia tributaria en los precios relativos, entre otros factores. En el caso del Turbo, utilizado por los aviones a reacción, la sustitución puede tener lugar como resultado del análisis costo-beneficio que llevan a cabo las aerolíneas al evaluar las posibilidades alternativas de abastecimiento de sus aviones en los diferentes aeropuertos de la región hemisférica.

El cuadro 2 presenta los resultados de las estimaciones de las elasticidades de largo plazo (precio, ingreso y precio cruzadas) para distintos tipos de gasolinas, diesel, kerosene y GLP. Como puede apreciarse, los valores estimados para la elasticidad precio de estos productos se encuentran en el rango de -0.25 (para el caso del GLP) al -1.7 (para la gasolina de 97 octanos), lo cual es concordante con las estimaciones realizadas en otros países.²⁰ El hecho de que la demanda por gasolina de 97 octanos muestre una mayor sensibilidad a variaciones en los precios, puede atribuirse a la posibilidad de sustitución por gasolinas de menor octanaje. De otro lado, la elasticidad precio del kerosene y del GLP son más bajas debido a que su sustitución involucra inversión en bienes durables. En efecto estos combustibles, que son utilizados a nivel residencial para la cocción de alimentos (y en algunas zonas, además, para el alumbrado y la calefacción), no tienen sustitutos cercanos no convencionales.

Al mismo tiempo, los resultados revelan que la magnitud de la elasticidad ingreso para el GLP es ligeramente mayor a aquella correspondiente al kerosene, lo cual expresa una tendencia a sustituir kerosene por GLP a medida que aumentan los ingresos. El valor obtenido para la elasticidad cruzada de GLP con respecto al precio del kerosene, también es un poco mayor al de la elasticidad cruzada del kerosene con respecto al precio del GLP. Ambas elasticidades precio cruzadas, tienen el signo positivo esperado, lo cual confirma la posibilidad de sustitución entre los dos combustibles.

²⁰ El valor de la elasticidad precio de la demanda de largo plazo de gasolina, estimado por diversos estudios, se encuentra en un rango de -0.12 a - 1.244. El rango correspondiente a la demanda de corto plazo es de -0.02 a -0.32 (Vásquez 2003: 25).

CUADRO 2
Resumen de las Elasticidades Estimadas

Elasticidades precio		
Combustibles		Largo Plazo
Gasolina 84	-0.648	(16.43)***
Gasolina 90	-0.849	(10.67)***
Gasolina 97	-1.693	(15.19)***
Diesel 2	-0.43	(5.22)***
Kerosene	-0.274	(2.13)**
GLP	-0.247	(1.80)*

Elasticidades Ingreso		
Combustibles		Largo Plazo
Gasolina 84	0.251	(-1.57)
Gasolina 90	0.44	(2.297)**
Gasolina 97	0.636	(8.411)***
Diesel 2	0.696	(3.577)***
Kerosene	0.412	(2.874)***
GLP	0.498	(3.182)***

Elasticidades Precio – Cruzadas		
Combustibles		Largo Plazo
Kerosene (precio GLP)	0.519	(2.843)***
GLP (Precio Kerosene)	0.653	(7.658)***

significancia al 5%, *significancia al 1%

Fuente y elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG

Las ventas totales de combustibles derivados del petróleo crecieron a tasas significativas entre 1992 y 1995, como resultado del crecimiento de la economía y de la rápida expansión del parque automotor. Una parte de este crecimiento puede atribuirse al mayor consumo de diesel en las plantas de generación termoeléctrica.²¹ Luego, desde fines de 1996 hasta fines de 1998 la venta de combustibles registró un claro estancamiento, que se explica por una disminución de la demanda de residuales y de gasolinas, parcialmente compensada por un aumento de la demanda de GLP por parte de los usuarios domésticos. Por último, desde fines de 1999 hasta el año 2003, la demanda disminuyó, lo cual se explica por una contracción de las compras de Turbo en el mercado local por parte de las aerolíneas y por un menor consumo de diesel en las plantas generadoras de electricidad. Esto a su vez puede atribuirse, fundamentalmente, al aumento en los precios internacionales del petróleo y sus derivados.²²

²¹ Tomado del Plan Referencial de Hidrocarburos. MEM.

²² Es oportuno destacar las diferencias en los procesos de formación de los precios de los hidrocarburos y de la electricidad. En efecto, la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que "las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda." En

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

Luego de esta contracción de la demanda registrada entre 1999 y el 2003, se observa una significativa recuperación durante el año 2004, atribuida al aumento del consumo de diesel, residuales y turbo A1. Sin embargo, aún cuando las ventas de estos productos crecieron a tasas superiores al 10%, las ventas totales permanecieron por debajo del pico de 155 mil BD registrado en 1999. Más recientemente, las cifras para el 2005 (año hidrológico) revelan una marcada tendencia descendente en el consumo de combustibles, pasando de los 145 mil BD a 123 mil BD. Esta contracción parece explicarse por las variaciones hidrológicas, que han permitido una sustitución de la energía termoeléctrica por la hidroenergía, así como la sustitución de combustibles por electricidad en la actividad industrial.

Si examinamos los volúmenes de ventas desagregadas para cada tipo de combustible, correspondientes al año 2004, encontramos que el componente más importante corresponde al diesel, que representa el 42% del total. Esto se explica porque el diesel se utiliza en varios sectores y actividades como la industria, la generación eléctrica y el transporte. Puede advertirse, sin embargo, que la utilización de este producto ha venido disminuyendo a escala global por generar niveles de contaminación más altos en comparación con otros combustibles como el gas natural o el GLP.

El segundo combustible en importancia, en términos de volumen, es el Turbo (18 %). Conforme a lo indicado, este producto es utilizado como insumo por la industria de transporte aéreo. Su importancia se explica, en parte, por el crecimiento del turismo y del comercio exterior, así como también por las políticas tributarias adoptadas que han permitido reducir los impuestos selectivos a este producto. Luego siguen, en orden de importancia, las gasolinas (14%) y el GLP (12%). Finalmente se destaca el caso del kerosene, cuyo consumo ha descendido de manera significativa durante los últimos años, al extremo que en el año 2004 tuvo una participación de sólo 5% en el volumen comercializado de combustibles. Esto también se explica por un cambio en la política tributaria, que hasta fines de la década pasada privilegió al kerosene con tasas más bajas del impuesto selectivo al consumo. En consecuencia las familias de menores recursos, que usaban mayoritariamente el kerosene, lo han ido sustituyendo progresivamente por el GLP, lo cual también explica la mayor demanda de este último.

La estructura descrita sufrirá nuevas modificaciones en los próximos años, como resultado de los cambios en la matriz energética nacional asociados a la progresiva masificación del consumo del gas natural. Se espera que este producto sustituya progresivamente a otros combustibles, en particular a las gasolinas, el diesel o el residual 6, debido a sus ventajas de disponibilidad, menor precio y menor nivel de contaminación. Las proyecciones sobre la reconversión del parque automotor señalan una cifra de 59 000 vehículos a gas para el 2016. Las estadísticas sobre el consumo de este combustible revelan un comportamiento virtualmente estacionario durante la primera mitad de la década pasada²³, seguido de una reactivación entre 1997 y 1998 asociada a una mayor producción de los yacimientos de Aguaytía y Talara (Gráfico 11). Luego se registra un aumento progresivo de las ventas desde el 2000 y, como era de esperarse, una expansión de mayor magnitud a partir del 2004 como resultado de la puesta en marcha del proyecto Camisea.

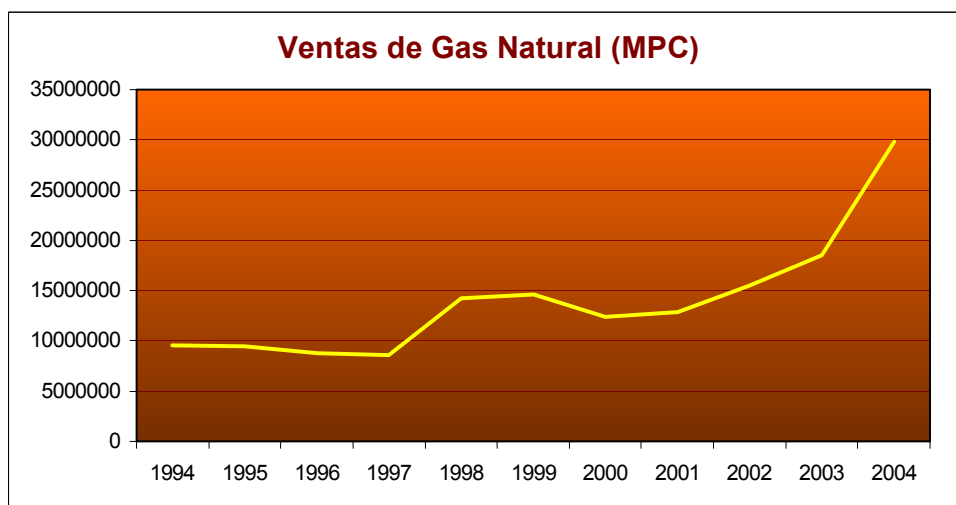
Es oportuno destacar que toda la producción de Camisea ha sido absorbida por el mercado interno. Esto puede atribuirse a la suscripción de un contrato bajo la modalidad *Take or Pay* antes de iniciada la explotación, por parte de la empresa

contraste, los precios de la electricidad no los determinan libremente las empresas sino que están sujetos a un régimen de regulación.

²³ Dado que no se registran importaciones ni exportaciones de gas natural, la magnitud del consumo interno puede aproximarse a la producción fiscalizada, que se define como la producción en el pozo destinada a ser comercializada. En realidad, la producción fiscalizada es menor a la producción total, debido a que parte del gas extraído es reinyectado en el pozo para mantener la presión y un adecuado nivel de extracción.

estatal de generación eléctrica (ELECTROPERU) y, de otro lado, a que aún no se inician las actividades de exportación.

GRÁFICO 2



Fuente: MEM

En síntesis, la industria de hidrocarburos tiene una estructura compleja y requiere de inversiones significativas para la implementación de los distintos sistemas de exploración y explotación, en la fase del *upstream*, y también en las distintas actividades del *downstream*, incluyendo refinación, transporte y distribución. Además de los riesgos propios de la exploración que asumen los inversionistas, los operadores deben cumplir con un conjunto de normas y regulaciones de seguridad y protección frente a riesgos de accidentes y contaminación ambiental.

Se trata de una industria de procesos y multiproducto, que se caracteriza además porque buena parte de las inversiones requeridas tiene carácter específico y, en esa medida, genera costos hundidos que no pueden ser recuperados fácilmente. Al mismo tiempo, algunas de las principales actividades o etapas de la industria, exhiben no sólo economías de escala sino también de alcance. En efecto, resulta más económico producir varios bienes distintos en una sola planta, que producirlos por separado en plantas distintas. Estas economías tienen su origen en el proceso mismo de refinación del petróleo como insumo común de distintos tipos de combustibles.

Por tanto, dado un tamaño de mercado relativamente reducido, sólo hay espacio para pocas empresas. Por último, se observa un elevado grado de integración vertical en la industria.²⁴ En consecuencia, existen barreras estructurales y estratégicas que frenan la entrada de nuevos competidores y otorgan poder de mercado a las empresas establecidas.

²⁴ García, Raúl, Vásquez, Arturo; "La industria del Gas Natural en el Perú"; DT No1; OSINERG; 2004.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

como referencia el puerto del Callao. El componente más importante es el precio de un producto considerado como “marcador internacional.” El marcador relevante para el continente y la región es el petróleo WTI.²⁵ Al precio del producto marcador se le agregan los ajustes por el diferencial de calidad (entre el estándar de calidad del marcador y el estándar del producto efectivamente importado y comercializado) y el margen del intermediario o *trader*. La coordenada geográfica utilizada es la llamada Costa del Golfo de los EE.UU. (conocida por sus iniciales o USGC), lo cual permite determinar el costo del flete y los seguros. Por último, los importadores incurren también en otros gastos de importación, gestión comercial, almacenamiento y despacho, y deben asimismo asumir el pago de los impuestos a la importación. A todo esto se le agrega el margen de utilidad del importador.

La magnitud específica de cada uno de estos componentes del precio dependerá, entre otros factores, de la intensidad de la competencia. En ausencia de presiones competitivas, los precios tenderán a elevarse en la medida en que los importadores no siempre tienen incentivos para operar de manera eficiente, ni para negociar mejores condiciones de provisión de los servicios mencionados. Al mismo tiempo, es preciso recordar que algunas actividades de “la cadena” de importación descrita, se caracterizan por generar economías de escala, en particular el transporte y el almacenamiento.²⁶

En consecuencia, los costos unitarios del transporte y almacenamiento disminuyen a medida que aumenta el volumen importado. Como veremos en la sección siguiente, esta reducción puede traducirse en rentas más altas para los grandes importadores, y no necesariamente en precios más bajos para los consumidores. Puesto en otros términos, los precios observados en el mercado interno pueden estar por encima de los precios de paridad de importación determinados en condiciones competitivas.

La magnitud de los impuestos a la importación merece una mención especial, toda vez que expresa decisiones muy sensibles de las políticas comerciales y de integración regional. En la actualidad tanto el crudo como sus derivados están gravados con un arancel. La tasa general advalorem establecida para todas las importaciones es de 12%, mientras que las importaciones de hidrocarburos procedentes de los países de la Comunidad Andina están sujetas a un arancel menor, del orden del 9.5%. Sin embargo, se encuentra en marcha un proceso de liberalización aún mayor al interior de la Comunidad Andina, que debe conducir a la eliminación total de los aranceles a la importación de hidrocarburos a partir del primero de enero del 2006.²⁷

En relación al límite inferior del rango de precios, la lógica del razonamiento es análoga. Para llegar a competir en el mercado internacional, las empresas exportadoras deben cubrir todos los costos y gastos enumerados anteriormente (flete, seguros, almacenamiento, etc.). El precio paridad de exportación es simplemente el resultado de deducir estos componentes del precio internacional, es decir del precio del producto marcador que se toma como referencia, ajustado por el diferencial de calidad y el margen del *trader*. Este precio también ofrece un benchmark o referencia comparativa para el análisis. Se asume que en condiciones de libre mercado, es decir en ausencia de restricciones legales, contractuales o regulatorias, ninguna empresa

²⁵West Texas Intermediate. Los marcadores son productos de calidad relativamente homogénea y conocida, cuyos precios se toma como referencia en las negociaciones de los demás tipos de crudo.

²⁶ Por ejemplo, el flete de un buque de transporte de GLP de 20 mil barriles de capacidad, desde Venezuela, es de aproximadamente US\$ 10 /bl, mientras que el flete de un buque de 80,000 barriles se reduce a US\$4.5/ bl.

²⁷ Ver al respecto el documento SG/di 595 de la Secretaría General de la Comunidad Andina, “Informe sobre el estado de situación del programa de liberación entre Perú y resto de países de la Comunidad Andina a Enero del 2004”. Dada la debilidad de la competencia en el mercado interno, algunos analistas han llamado la atención sobre el riesgo de que esta reducción en los aranceles simplemente se exprese en un aumento en las rentas que obtienen las empresas, en lugar de reducir los precios.

<http://www.elcomerciope.com.pe/EdicionImpresa/Html/2005-08-17/impEconomia0354729.html>

estaría dispuesta a vender en el mercado interno a un precio inferior al precio de paridad de exportación, es decir al precio que obtendría exportando su producto.

Modelos de “oligopolios mixtos”

Los “oligopolios mixtos” caracterizados por la coexistencia de empresas públicas y privadas, con diferentes funciones objetivo, son un hecho frecuente en las sociedades contemporáneas. Sin embargo, estas estructuras han sido poco estudiadas en la literatura especializada. En un artículo seminal publicado en 1966, Merrill y Schneider destacaron el hecho de que la propiedad privada y la propiedad estatal habían sido tratadas como dos modalidades absolutas y excluyentes. Ellos demostraron que, bajo ciertos supuestos, “la existencia de una empresa pública en un oligopolio puede mejorar el desempeño de la industria, con menores precios y mayor producción” (1966: 401).²⁸

Luego de Fraja y Delbono (1989) construyeron un nuevo modelo que permitió refinar el análisis y formular conclusiones más precisas. Bajo un conjunto de supuestos similares a los del modelo de Merrill y Schneider²⁹, estos autores comparan cuatro regímenes distintos:

- S : la empresa pública actúa como un líder Stackelberg (“juega” primero, fijando su nivel de producción) y maximiza el bienestar social (W), definido como la suma de los excedentes de consumidores y productores. Luego “juegan” las empresas privadas, maximizando sus ganancias dado el nivel de producción de las empresas rivales (juego Stackelberg-Cournot).
- N : todas las empresas actúan bajo los supuestos del modelo de Nash-Cournot (las jugadas tienen lugar simultáneamente). Sin embargo, la empresa pública maximiza W mientras que las empresas privadas maximizan sus propias ganancias.
- E : todas las empresas actúan bajo los supuestos del modelo de Nash-Cournot y todas maximizan ganancias (la empresa pública actúa como empresa privada).
- M : las autoridades nacionalizan todas las empresas de la industria y maximizan W. En este caso el número óptimo de firmas es menor que en los regímenes anteriores (se evita la duplicación de costos fijos)

Los resultados del modelo muestran que la mejor solución en términos de bienestar se obtiene bajo el monopolio público (M). Esto se explica por los menores costos fijos, al evitarse la duplicación, y por un supuesto crítico del modelo, a saber, que las empresas públicas son tan eficientes como las empresas privadas. Este supuesto puede cuestionarse con el argumento de que simplifica el análisis y hace abstracción de los problemas que enfrentan las empresas públicas en muchos países. Sin embargo, ofrece una referencia que puede ser utilizada como un *benchmark* o estándar comparativo, similar al que se obtendría en condiciones de competencia perfecta. La segunda mejor solución corresponde al liderazgo de la empresa pública en la fijación de las cantidades

²⁸ El modelo utilizado es muy simple y tácitamente asume que no existen asimetrías informativas entre los agentes. El punto de partida es la existencia de tres empresas privadas con idénticas funciones de costo, que producen un bien homogéneo. La empresa pública ingresa al mercado adquiriendo una de las tres empresas existentes, y se asume que maximiza el producto considerando dos restricciones: a) su política de precios no provoca pérdidas a las empresas privadas, y b) el precio no llega a un nivel tan bajo que provoca un exceso de demanda, dada la capacidad instalada de la industria.

²⁹ Los autores asumen $n+1$ firmas idénticas que producen un bien homogéneo. Al igual que Merrill y Schneider (M&S), asumen por simplicidad que no existen asimetrías informativas ni problemas de principal-agente en la gestión de las empresas. Las empresas compiten en cantidades y, a diferencia de M&S, operan con costos fijos, costos marginales crecientes y restricciones de capacidad. También se asume que no hay entrantes potenciales que disciplinen a las empresas del oligopolio.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

óptimas. En efecto, el bienestar obtenido cuando la empresa pública actúa como líder Stackelberg, es mayor que el obtenido en los casos E y N. Es decir:

$$W_M > W_S > \max \{W_N, W_E\}$$

Análogamente, los precios y las ganancias de equilibrio cumplen con las siguientes desigualdades:

$$p_E > p_S > p_N > p_M$$

$$\pi_E > \pi_S > \pi_N$$

Es decir, las empresas privadas también prefieren que la empresa pública actúe como líder Stackelberg. De otro lado, los autores llegan a un resultado relativamente sorprendente al demostrar que “si la empresa pública no puede tener la ventaja de jugar primero y si el mercado es suficientemente competitivo, entonces es mejor para el bienestar social que la empresa pública trate de maximizar sus propias ganancias en lugar de buscar una meta social” (1989: 305-6). Utilizando la notación anterior, los autores demuestran que existe un número positivo de empresas (m), tal que:

$$W_E > W_N \quad \text{siempre que } n > m, \text{ y viceversa}$$

Esto se explica porque al elevar su producción en la solución de Nash (N), la empresa pública provoca una fuerte reducción en las ganancias de las empresas privadas. Así, los aumentos en el excedente de los consumidores no son suficientes para compensar la fuerte reducción en los excedentes de los productores.³⁰ Es preciso destacar, sin embargo, que este resultado solamente se obtiene cuando existe un elevado número de empresas. Es decir, no es un resultado relevante para el caso de una estructura cuasi duopólica como la que se observa en el mercado peruano.

Precios, barreras estructurales y restricciones de capacidad

Como se señaló anteriormente, la estructura del mercado peruano de hidrocarburos se caracteriza por la elevada concentración horizontal en algunas de las actividades o etapas del *downstream*, por la presencia de una empresa estatal como PETROPERÚ S.A. y por el alto grado de integración vertical de la principal empresa privada que opera en la industria (REPSOL-YPF). En el caso de la etapa de refinación, la estructura se asemeja a la de un duopolio mixto, con una empresa pública y otra privada.

El alto grado de concentración que se observa en la industria se explica, en buena medida, por la importancia de las economías de escala en relación al tamaño relativamente reducido de la demanda doméstica. Scherer observa al respecto que las economías de escala a nivel de planta son un hecho frecuente en “industrias de procesos” como la refinación de petróleo, la siderurgia, la transformación química, el cemento y la generación de vapor, debido en parte a “la ley de los dos tercios” (1980: 82).³¹ También se observan economías de escala en las actividades de transporte y almacenamiento de petróleo crudo y combustibles. Por ejemplo, el costo unitario del

³⁰ Los autores también observan que el resultado se explica porque dado el supuesto de empresas idénticas que operan con costos marginales crecientes, es mejor por razones de eficiencia dividir la producción entre todas las empresas de la manera más equitativa posible. La presencia de una empresa estatal que maximiza el bienestar social y produce a un nivel más alto, provoca un aumento en el costo unitario de producción para toda la industria. Cuando hay muchas firmas, la asimetría en los niveles de producción provoca un impacto negativo mayor en el nivel de bienestar.

³¹ El origen de estas economías se encuentra en el hecho de que “la producción de una unidad de procesamiento tiende a ser proporcional al volumen de la unidad, dentro de ciertos límites físicos, mientras que la magnitud de los materiales y el esfuerzo de fabricación (y por tanto los costos de inversión) requeridos para construir la unidad, es más o menos proporcional a la superficie de las cámaras de reacción, de los tanques de almacenamiento, tuberías, etc., de la unidad en cuestión. Y dado que el área de una esfera o cilindro de proporciones constantes varía en una proporción equivalente a su volumen elevado a los dos tercios, se espera que el costo de construir unidades de planta en industrias de proceso se eleve en proporción a su capacidad productiva elevada a los dos tercios” (1980: 82).

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

flete de un buque de 80,000 barriles de capacidad, puede ser menor a la mitad del costo unitario del flete de un buque de 20,000 barriles de capacidad.

La existencia de estas economías de escala, se expresa en escalas mínimas eficientes relativamente elevadas, y genera barreras a la entrada de nuevas empresas al mercado. En efecto, dado un mercado relativamente reducido, no hay espacio para muchas empresas. Además, se requieren de montos elevados de capital de trabajo para sufragar las importaciones, el pago de los aranceles y los gastos financieros. Por ejemplo, se ha estimado que para iniciar operaciones en el mercado de distribución mayorista del GLP se requiere de una inversión mínima inicial del orden de los US\$ 20 millones (en buena medida para financiar la construcción de terminales y esferas de almacenamiento).³²

En términos generales los requerimientos de capital para financiar la inversión en activos fijos, se explican, en parte, por el grado de indivisibilidad de dichos activos. Así, los requerimientos son mayores en refinación y en el transporte vía ductos (asumiendo redes relativamente extendidas), y menores en el transporte vía camiones cisterna. Los plazos de amortización de las inversiones son variables, y van desde los 6 a los 10 años para los surtidores de las estaciones de servicio, hasta varias décadas para los tanques de almacenamiento de las refinerías. La inversión en camiones cisterna puede amortizarse en plazos de 5 años, mientras que las inversiones en las plantas de envasado de GLP (automatizadas) pueden recuperarse en periodos de 6 a 9 años.

Es oportuno destacar, además, que las reformas estructurales de los 1990 liberalizaron el sistema financiero y los flujos de capital, facilitando el acceso a fuentes de financiamiento, sobre todo a las empresas de mayor tamaño. Sin embargo, la concentración del sistema financiero nacional así como las deficiencias en el sistema de regulación bancaria, han dado lugar a tasas de interés activas comparativamente mayores a las observadas en los países industrializados, lo cual puede atribuirse en parte al “riesgo país”. Esto ha afectado a las empresas nacionales, aún cuando durante los últimos años se observa una reducción de las tasas de interés activas en moneda nacional, lo cual puede atribuirse a la notable estabilidad macroeconómica.

De otro lado, como se indicó en la revisión del marco normativo, no existen barreras de carácter legal que obstaculicen la entrada de nuevas empresas al mercado. Sin embargo, dado el carácter “hundido” de las inversiones en eslabones críticos de la cadena (particularmente en refinación y almacenamiento), la “competencia potencial” que en teoría podría esperarse como resultado de la entrada de nuevos competidores, no juega un rol relevante en estas actividades de la industria. Bajo estas condiciones, en ausencia de competencia efectiva y de competencia potencial, los precios tienden hacia el nivel superior del rango o banda de precios determinado por los precios de paridad de importación. En contraste con los modelos presentados en la sección anterior, la empresa pública que opera en el mercado peruano no tiene como mandato maximizar el bienestar. Dependiendo de la coyuntura, la política de precios de PETROPERÚ está subordinada, en mayor o menor medida, a la política macroeconómica adoptada en el país, y responde a los controles presupuestales y de gestión establecidos por el FONAFE.

En el límite, cuando los precios de PETROPERÚ S.A se fijan con el objetivo de maximizar sus ganancias – las cuales son luego transferidas al tesoro público – nos encontramos en el escenario E descrito en la sección anterior, con precios y ganancias de equilibrio superiores a las observadas en los otros casos. La evidencia disponible revela que, en determinadas coyunturas, la política de precios de PETROPERÚ se ha orientado expresamente al límite superior de la banda descrito anteriormente.³³

³² Macroconsult (1997:31).

³³ Por ejemplo, la política de precios aprobada mediante Acuerdo de Directorio N°039-1999-PP establece que “Los precios de los combustibles tenderán a establecerse internamente en torno a su valor económico

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

Consideremos brevemente una situación hipotética distinta, caracterizada por la competencia efectiva en el mercado interno. Supongamos también que cada una de las empresas cuenta con capacidad instalada suficiente para abastecer por sí misma todo el mercado interno. En este caso, si las empresas efectivamente compiten entre sí, el precio tiende hacia el límite inferior de la banda, es decir hacia el precio de paridad de exportación. Ninguna empresa estaría dispuesta a recibir un precio inferior.³⁴

Para ilustrar estos resultados, consideremos el siguiente ejemplo numérico. Supongamos que el precio del barril de petróleo industrial en el mercado internacional es de US\$ 60, y que todos los gastos por concepto de fletes, seguros y almacenamiento ascienden a US\$ 7 por barril. Por tanto, el costo de importar dicho barril, es decir el precio de paridad de importación, asciende a US\$ 67 (60 + 7).

Utilizando estos mismos datos, podemos calcular el precio de paridad de exportación. Así, para llegar al mercado internacional con un precio de US\$60, el productor nacional debe vender el barril de petróleo a un precio de US\$ 53, esto es, deduciendo los gastos de US\$ 7 por barril correspondientes al flete, los seguros y el almacenamiento.

$$P_m = \text{US\$ } 67/\text{BI}$$

$$P^* = \text{US\$ } 60/\text{BI}$$

$$P_x = \text{US\$ } 53/\text{BI}$$

Mercado
internacional

Donde:

P^* = Precio internacional (precio del producto marcador ajustado por calidad)

P_m = Precio de paridad de importación

P_x = Precio de paridad de exportación

El resultado competitivo asociado a la situación hipotética descrita anteriormente, con un precio que converge a la paridad de exportación, solamente se observa cuando las empresas no tienen restricciones de capacidad: al bajar el precio enfrentarán una mayor demanda, y deben estar en condiciones de abastecerla. Esta situación no corresponde con lo que hoy se observa en el mercado peruano. Por el contrario, hay evidencia de que la refinería de PETROPERÚ en Talara se encuentra operando casi al límite de su capacidad, debido en parte a que las autoridades del gobierno han venido postergando la implementación de planes de inversión dirigidos a modernizar y expandir sus instalaciones.

En contraste, la empresa REPSOL-YPF ha invertido recursos en la refinería La Pampilla (RELAPASA), la cual viene operando con exceso de capacidad ociosa. En estas condiciones, y aún bajo el supuesto de que aprobara una modificación en su política de precios, la empresa estatal tendría pocas posibilidades de “regular” el mercado con precios más bajos, debido a que no cuenta con suficiente capacidad instalada de refinación. Siempre es posible importar los productos, pero en este caso los precios de mercado ya no convergen a la paridad de exportación sino a la paridad

o costo de oportunidad. Este costo de oportunidad, establecido en función a criterios de oferta y demanda que señala la Ley, corresponde a la Paridad de Importación.” Ver al respecto INDECOPI (2003: 48).

³⁴ Este resultado es consistente con los precios de equilibrio en el modelo de duopolio de Bertrand, los cuales tienden al nivel competitivo.

de importación. Utilizando las cifras del ejemplo anterior, en lugar de pagar US\$ 53 por barril, los consumidores pagarían US\$ 67 por barril.³⁵

Mecanismos de estabilización de los precios

En septiembre del 2004, el gobierno promulgó un Decreto de Urgencia mediante el cual dispuso la creación de un “Fondo para la estabilización de los precios de los combustibles derivados del petróleo”. Esta decisión responde a la preocupación frente a “la imprevisible fluctuación de los precios en el mercado internacional del petróleo y sus derivados” así como a sus consecuencias en términos de “distorsiones en la economía que ponen en riesgo la estabilidad macroeconómica del país”. Con la promulgación de este decreto, el gobierno reconoció que el método de estabilización de precios que había puesto en práctica desde fines de mayo del 2004, asociado a la variación del impuesto selectivo al consumo de los combustibles, resultaba insostenible debido a “sus importantes efectos fiscales” y a que “la situación del Estado no permite reducir con carácter definitivo los impuestos indirectos que gravan el petróleo crudo y sus derivados”.³⁶

El Fondo de estabilización tiene carácter intangible, inembargable e intransferible. Sus recursos no constituyen fondos públicos, y son administrados bajo la modalidad de fideicomiso. Los intereses de los depósitos bancarios constituyen también recursos del fondo. Su administración está a cargo de la Dirección General de Hidrocarburos, del Ministerio de Energía y Minas, que actúa como fideicomitente. Los fideicomisarios son los productores e importadores debidamente identificados y registrados, y los productos comprendidos en este mecanismo son el gas licuado de petróleo, las gasolinas, el kerosene, el diesel y los petróleos industriales. La norma excluye expresamente a los combustibles de aviación, combustibles marinos y asfaltos.

El Fondo opera como un amortiguador de las fluctuaciones de los precios internacionales. En efecto, las normas establecen que el Administrador del Fondo (la DGH) debe publicar en el diario oficial, por lo menos una vez cada mes, una “banda de precios objetivo” para cada uno de los productos. Los límites superior e inferior de esta banda definen una “franja de estabilidad”. Luego se determina el precio paridad de importación (PPI), a partir de los precios de referencia que desde el 17 de marzo del 2003 viene estimando y publicando el OSINERG.³⁷ Cuando los PPI exceden el límite superior de “la franja de estabilidad”, se aplica un “factor de compensación”. Y viceversa, cuando los PPI disminuyen por debajo del límite inferior se aplica un “factor de aportación.” Esos factores se calculan semanalmente para cada producto, y se definen simplemente como la diferencia entre el PPI y los límites superior e inferior de la “franja de estabilidad”, respectivamente.

Este mecanismo ha permitido cumplir parcialmente con el objetivo de estabilizar los precios en el mercado interno, atenuando las fluctuaciones del mercado internacional. Entre septiembre del 2004 y abril del 2005, el Fondo permitió compensar a las refinerías e importadores en una magnitud del orden de los 105 millones de soles (es decir, alrededor de 31 millones de dólares), evitando trasladar a los consumidores los aumentos en los precios internacionales. Durante el mismo periodo los aportes al

³⁵ Es oportuno recordar que la Ley Orgánica de Hidrocarburos prohíbe a la empresa estatal subsidiar los precios, al establecer que cualquier subsidio debe efectuarse por transferencia directa del Tesoro Público.

³⁶ Ver al respecto los Decretos de Urgencia 03-2004 y 010-2004.

³⁷ OSINERG estima dos precios de referencia: el PR1, definido como un precio ex planta (sin impuestos) que refleja una operación eficiente de exportación, y el PR2 definido también como un precio ex planta, que refleja una operación eficiente de exportación. Ver al respecto Dammert (2005). La norma de creación del Fondo establece que el PPI “se calculará sumando el precio de referencia de importación (PR1) con el Margen Comercial Mayorista Promedio, publicado por el OSINERG (PPI = PR1 + Margen Comercial Mayorista Promedio).”

Fondo alcanzaron un monto aproximado de 25 millones de soles (entre 7 y 8 millones de dólares).³⁸

Un tema de discusión en relación al Fondo, se refiere a la metodología de estimación de los precios de referencia utilizados para determinar los factores de aportación y compensación. Funcionarios del OSINERG afirman que dicha metodología simula “operaciones eficientes” de importación. Sin embargo, en el cálculo se toma como referencia el precio del marcador WTI-USGC, a pesar de que ni un solo barril de petróleo o derivados se importa del Golfo de EE.UU. Parte significativa de las importaciones proviene de países como Venezuela y Ecuador, que integran la Comunidad Andina de Naciones. Tanto los fletes como los aranceles que gravan las importaciones procedentes de estos países, son inferiores a los que corresponderían al petróleo importado del Golfo. Por tanto, la metodología actual estaría sobreestimando el valor del precio de paridad de importación que se toma como referencia para administrar los recursos del Fondo.

Por último, teniendo en cuenta las restricciones fiscales propias de países como el Perú, es preciso destacar que este mecanismo enfrenta limitaciones inevitables en la actual coyuntura, caracterizada por el crecimiento sostenido de los precios internacionales del petróleo. Como acertadamente observa la DGH, “ante una coyuntura de esta naturaleza no existe Fondo alguno que pueda evitar en forma permanente el impacto del valor real de los combustibles en el mercado. El mecanismo utilizado por el Fondo de estabilización en el Perú ha venido amortiguando las variaciones de precios, pero no puede evitar reconocer finalmente la tendencia real de los precios de los combustibles”³⁹.

Capítulo 4.- Determinación de los mercados relevantes

La definición del mercado relevante es una etapa crítica del análisis, toda vez que permite determinar si las empresas que operan en la industria efectivamente tienen poder de mercado. Al igual que en la mayoría de los casos, la legislación peruana sanciona los abusos en las posiciones de dominio en el mercado, más no las posiciones de dominio en sí mismas. Por ello, es necesario definir con precisión el mercado relevante, a fin de estimar la participación de las empresas en dicho mercado, y luego examinar si dicha participación es suficiente para conferir poder de mercado. En la teoría económica, el poder de mercado se refiere a la capacidad de una empresa, o de un grupo de empresas actuando conjuntamente, de elevar el precio por encima del nivel competitivo de manera sostenida.

En la definición del mercado relevante hay dos opciones extremas que carecen de sustento, pero que resultan especialmente ilustrativas respecto a las controversias sobre este tema. La primera opción define al mercado de manera absolutamente restrictiva. Desde esta perspectiva, dos bienes pertenecen al mismo mercado sólo si son sustitutos perfectos, es decir, si la elasticidad precio cruzada es infinitamente alta. Si se aceptara esta definición, cada producto específico daría lugar a un mercado, y casi todos los mercados estarían atendidos por una sola empresa, es decir, serían monopolios, toda vez que las empresas generalmente producen o venden bienes ligeramente diferenciados (por atributos físicos o por localización). La segunda opción extrema es la que frecuentemente promueven las empresas cuestionadas por violar las normas de libre competencia. Desde esta perspectiva, todos los bienes son sustitutos entre sí, aunque sea infinitesimalmente. Con esta lógica, el mercado es toda la economía, y por tanto, ninguna empresa puede tener poder de mercado.

³⁸ Ver al respecto el Informe sobre el Fondo al 4 de Mayo del 2005, preparado por la DGH.

³⁹ Ibid. P.1

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

Algunos autores observan que la definición “correcta” del mercado depende, naturalmente, de los objetivos del análisis (Tirole 1994: 12). Por ejemplo, si el objetivo es examinar problemas globales asociados a la formulación de nuevas estrategias y políticas energéticas, el mercado relevante es el de la energía en general. Si el objetivo, en cambio, es examinar las consecuencias de fusiones verticales u horizontales y las condiciones de competencia en la industria de hidrocarburos, no tiene sentido utilizar una definición tan amplia que incluya, por ejemplo, la producción de velas o la generación de energía eólica.

En términos metodológicos, la definición del mercado comprende dos dimensiones básicas. La primera de ellas se refiere a las propias características o atributos de los productos, y la segunda, es la dimensión espacial o geográfica del mercado. Para la determinación de los productos relevantes, es necesario examinar las posibilidades de sustitución entre ellos. El mercado relevante comprende, en realidad, todos los productos que son considerados como intercambiables o sustituibles por los consumidores, y que satisfacen las mismas necesidades en condiciones similares. La prueba o *test* que realizan las autoridades de competencia en los EE.UU. es el siguiente: si se observa un aumento significativo y no transitorio en el precio, ¿a qué otros productos se trasladan los consumidores?. Si la respuesta es “a ninguno”, entonces el mercado está correctamente definido⁴⁰. Los indicadores clave para determinar el rango de productos sustitutos, son la elasticidad precio de la demanda y la elasticidad cruzada al precio de otros productos.

De otro lado, el mercado geográfico relevante comprende el área geográfica al interior de la cual los compradores pueden acceder a proveedores alternativos, en condiciones similares. La prueba o *test* utilizado en EE.UU. es similar: ¿A qué fuentes o proveedores se cambian los consumidores ante un aumento significativo y no transitorio en el precio? Si la respuesta es “a ninguno”, entonces la dimensión geográfica del mercado está correctamente definida. Evidentemente, un aspecto central que determina las posibilidades de acceder a fuentes o proveedores alternativos en un radio geográfico más amplio, es la importancia de los costos de transporte y de los costos de transacción en relación al precio. Cuanto mayores son estos costos, menor es la extensión geográfica del mercado⁴¹.

La información disponible sobre exportaciones e importaciones tiene mucha utilidad en la determinación del mercado geográfico relevante. El cuadro 3 presenta los volúmenes correspondientes a la producción de las refinerías y a la balanza comercial para los principales productos refinados (importaciones y exportaciones). Si bien los datos que registra la balanza comercial presentan un mayor nivel de agregación en relación a los volúmenes refinados (no distinguen, por ejemplo, entre los distintos tipos de gasolinas, ni entre el kerosene y el turbo), las características básicas de los mercados para las principales categorías de productos son evidentes.

En efecto, el cuadro revela que el volumen refinado de gasolinas en el 2004 fue más que suficiente para atender los requerimientos del mercado interno, y que se exportó casi el 60% del volumen total refinado, a precios de paridad de exportación, en tanto que internamente, esas mismas gasolinas se vendieron a precios de paridad de importación. También se registraron importaciones pero de una magnitud mucho

⁴⁰ Estas definiciones han sido tomadas de un documento metodológico elaborado por INDECOPI.

⁴¹ En general, los productos con mayor peso o volumen por unidad de valor, dan lugar a mayores costos de transporte como proporción del precio y en esa medida no están sometidos a la disciplina de las importaciones competitivas (por ejemplo la industria de materiales de construcción). De otro lado, los costos de transacción son muy sensibles al grado de especificidad de los activos utilizados (incluyendo “capital humano”), así como también a la frecuencia e incertidumbre de las transacciones (la cual depende, a su vez, de los atributos de los bienes o servicios transados), de manera que la provisión desde fuentes externas puede perder viabilidad. En estos casos, los mercados geográficos relevantes son más limitados.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

menor.⁴² En el caso de los destilados medios como el kerosene y el turbo A-1, la situación es similar: no se registran importaciones, la producción de las refinerías abastece todo el mercado y los excedentes exportados alcanzan una magnitud significativa aunque un poco menor, como porcentaje, que la de las gasolinas (26.8%). Por último, tampoco se registran importaciones sino más bien abastecimiento pleno del mercado interno con producción local para los distintos tipos de petróleo residual (residual 5, 6 y 500). Las exportaciones de estos productos también registran volúmenes significativos.

CUADRO 3
Producción y comercio internacional de derivados 2004
(miles de barriles)

Producto	Producción	Importación	Exportación	Consumo aparente	Porcentajes	
	Q	M	X	Q+M-X	M/Q	X/Q
GLP, propano y butano	2655.6	2748.4	494.0	4910.0	103.5%	18.6%
Gasolina 84	3982.5	361.6	4835.5	3723.6	4.4%	59.0%
Gasolina 90	3016.4					
Gasolina 95	463.9					
Gasolina 97	734.7					
Gasolina 86-export	208.3					
Kerosene	2544.3	1.3	1591.0	4344.8	0.0%	26.8%
Turbo A-1	3390.2					
Diesel 2	14632.0	9061.8	419.0	23274.8	61.9%	2.9%
Residual 5	24.8	0.0	0.0	24.8	0.0%	0.0%
Residual 6	6466.6	0.0	2161.7	4304.9	0.0%	33.4%
Residual 500	10998.4	0.0	5364.6	5633.8	0.0%	48.8%
Fuel oil	1311.4	0.0	851.5	459.9	0.0%	64.9%

* Solo incluye productos terminados, excluye petróleo crudo y productos en proceso

Fuente: Anuario 2004, MINEM

De otro lado y en contraste con los productos anteriores, se registra un déficit comercial elevado para el diesel 2. El cuadro revela que se importa un volumen significativo de este producto, el cual representa alrededor del 62% del volumen refinado localmente. La balanza comercial también registró un déficit elevado para el GLP hasta Julio del 2004. Luego, a partir de Agosto, empezaron a generarse excedentes exportables con el ingreso de Camisea. Se han omitido estas cifras toda vez que la reciente puesta en marcha de las plantas de procesamiento de GLP en Pisco y Talara, han alterado de manera sustantiva el mercado de este producto.

Con estas consideraciones en mente, el cuadro 4 presenta una clasificación de las principales actividades con sus correspondientes demandas por los distintos tipos de productos derivados de la industria de hidrocarburos.

⁴² Las importaciones en el rubro gasolinas corresponden, principalmente, a un tipo especial de nafta reformada (HOGBS).

CUADRO 4
Segmentos de demanda y sustitución entre combustibles

ACTIVIDAD	PRODUCTOS DEMANDADOS	SUSTITUTOS	COSTOS DEL CAMBIO
Transporte terrestre público y privado	Diesel, gasolinas	GLP, gas natural	US\$ 900 por vehículo, por cambio a gas natural
Aviación comercial	Turbo A-1	Ninguno	
Industria, comercio y servicios	Diesel, residuales, GLP, gas natural	Electricidad	Costos variables de inversión en activos requeridos para la reconversión
Consumo doméstico	GLP, kerosene	Gas natural, electricidad	Precio de bienes durables (cocinas) US\$ 380 por cambio a gas natural

Fuente: Elaboración propia.

Como se indica en el cuadro, la primera categoría corresponde al parque automotor utilizado en el transporte terrestre, el mismo que utiliza principalmente diesel y gasolinas. Estos dos productos no son sustitutos entre sí, toda vez que no es posible utilizar diesel en un vehículo a gasolina, ni viceversa. Al mismo tiempo, hay algunas posibilidades de sustitución entre gasolinas de octanajes similares (por ejemplo de 95 y 97 octanos), pero estas posibilidades disminuyen entre gasolinas de octanajes muy distintos (por ejemplo de 84 y 97 octanos). De otro lado, durante los últimos años ha aumentado el número de vehículos que utilizan el GLP y al mismo tiempo se espera que el gas natural empiece a ser progresivamente utilizado en esta actividad. El costo aproximado de la inversión requerida para la reconversión de un vehículo, a fin de que pueda utilizar indistintamente gasolina o gas natural, es de US\$ 900.

En síntesis, es posible determinar como mercado relevante el mercado del diesel y, de otro lado, el mercado de las gasolinas. Esta definición pasa la prueba indicada anteriormente. Ante un aumento sostenido en el precio de estos productos, los consumidores no pueden, al menos a corto plazo, trasladarse a otros productos. Las empresas que operan en estos mercados son empresas multiproducto, que ofrecen diesel y todas las variedades de gasolinas. Por ello, no tiene mucho sentido distinguir mercados específicos para los distintos tipos de gasolina. En términos geográficos, la dimensión relevante es el mercado nacional, toda vez que la demanda de gasolinas es completamente cubierta por la producción de las refinerías, las cuales incluso exportan sus excedentes.

Siempre es posible importar gasolina. Sin embargo, como se explica en este estudio, las economías de escala y de ámbito son significativas en el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, de manera que no es económico importar pequeños volúmenes. Como se indicó, no se registran importaciones significativas de gasolinas y, de otro lado, las principales empresas importadoras de diesel son PETROPERÚ y Repsol, las mismas que también se dedican a la actividad de refinación.⁴³ Cabe recordar, además, que los aranceles a la importación de combustibles aún son significativos.

⁴³ En efecto, durante el año 2004 PETROPERÚ importó el 53% del total de diesel 2 mientras que Repsol importó el 47%.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

La segunda categoría indicada en el cuadro es la aviación comercial. El principal combustible utilizado en esta industria es el turbo A-1, el cual no tiene sustitutos.⁴⁴ En este caso, sin embargo, la dimensión geográfica es distinta a la del diesel y las gasolinas, toda vez que los aviones que cubren las rutas internacionales pueden abastecerse en aeropuertos de otros países. Naturalmente, un precio elevado del turbo en los aeropuertos del Perú tiene consecuencias negativas en el turismo receptivo, pues restringe el rango de opciones disponibles en la logística de las empresas, y finalmente eleva sus costos operativos.⁴⁵ El impacto negativo es mayor para las aerolíneas que solamente cubren rutas nacionales y que no tienen la opción de abastecerse en otros aeropuertos. Puesto en otros términos, un alto precio del turbo A-1 genera externalidades negativas en una actividad intensiva en empleo como es el turismo y, en esa medida, reduce el bienestar de la sociedad.

Por estas consideraciones y en un sentido estrictamente normativo, la definición del mercado relevante del turbo A-1, corresponde al volumen de este producto ofertado y consumido en el país. Al mismo tiempo, el ejercicio de poder de mercado en la provisión de este combustible, involucra una serie de aspectos que no han sido considerados y escapan a los alcances de este estudio, especialmente en lo que se refiere a la naturaleza de los contratos y regulaciones establecidas entre los operadores y los concesionarios de las plantas de abastecimiento de combustible en los distintos aeropuertos. Es oportuno mencionar al respecto que el sistema aeroportuario peruano comprende 55 aeropuertos o aeródromos bajo gestión estatal, administrados por la Corporación Peruana de Aeropuertos y Aviación Comercial (CORPAC), y el aeropuerto internacional Jorge Chávez, ubicado en Lima, el cual ha sido concesionado a la empresa Lima Airport Partners S.R.L. (LAP). Esta última ha celebrado un contrato con Exxon-Mobil, la cual brinda los servicios de almacenamiento y abastecimiento de combustible en el aeropuerto.

Entre 1998 y el año 2003, el aeropuerto de Lima ha concentrado en promedio alrededor del 60% del tráfico total de pasajeros de entrada y salida, 42% del tráfico nacional y 98% del tráfico internacional. Casi la totalidad del turbo A-1 que se abastece en este aeropuerto procede de la refinería RELAPASA, la cual cuenta con una importante ventaja de localización, toda vez que sus instalaciones se encuentran muy cerca del aeropuerto.

La tercera categoría es más general y comprende un conjunto diverso y heterogéneo de actividades de la industria, el comercio y los servicios, en las cuales se utilizan distintos tipos de combustibles. Por esta razón, la definición del mercado relevante es más compleja. A diferencia de las dos categorías anteriores, la electricidad constituye uno de los sustitutos más importantes en este tipo de actividades, aún cuando el costo del cambio pueda ser significativo, dependiendo de la magnitud de la inversión requerida. Es oportuno destacar al respecto, la sustitución de diesel por gas natural que ha tenido lugar en la propia actividad de generación de electricidad, así como también la sustitución de la energía termoeléctrica por la hidroenergía, esta última asociada a los ciclos hidrológicos. En cualquier caso y por las mismas consideraciones formuladas a propósito de las gasolinas, una definición aproximada del mercado

⁴⁴ En el Perú también se produce el Turbo JP-5, el cual es utilizado por aeronaves impulsadas por motores a turbina y turbo hélice, generalmente de uso militar. No se trata, sin embargo, de un producto comercial, y por ello no se incluye en el análisis. También puede mencionarse la gasolina de aviación 100 LL, utilizada en motores de aviación del tipo recíprocante (a pistón) y de corto fuselaje, como avionetas. Este producto es importado por PETROPERÚ, y se comercializa en los distintos aeropuertos del país.

⁴⁵ En la aviación comercial, el costo del combustible puede representar entre el 30 y el 40% del costo de la hora de vuelo. En esta actividad se observa un alto grado de sustitución entre pasajeros, carga y combustible, toda vez que el consumo de combustible depende también del peso de la aeronave. Por ejemplo, si una aerolínea debe recorrer la ruta Quito – Lima - Quito, y el precio del turbo es muy elevado en Lima, preferirá llenar combustible en Quito para toda la ruta. Esto eleva el peso del avión y limita su oferta de servicios de carga y transporte de pasajeros, lo cual finalmente aumenta los costos unitarios y puede elevar también el nivel de las tarifas.

relevante de combustibles de uso industrial, es la oferta de estos productos en el mercado geográfico nacional.

Por último, los dos combustibles de uso doméstico son el GLP y el kerosene. Como se señaló anteriormente, el consumo de GLP ha crecido a tasas elevadas durante los últimos años, pasando a representar el 12% de la demanda interna total en el año 2004. En contraste, la participación del kerosene se redujo del 10% al 5% entre 1998 y el 2004, lo cual sugiere una significativa sustitución de kerosene por GLP. En este caso, el principal costo del cambio está asociado al reemplazo de un tipo de cocina por otro. Como se indicó en el cuadro 2, la elasticidad cruzada del GLP con respecto al precio del kerosene ha sido estimada en 0.65, mientras que la elasticidad cruzada del kerosene con respecto al precio del GLP es de 0.52 (un valor un poco menor, como era de esperarse). Estos valores son estadística y económicamente significativos, pero cabe anotar que han sido estimados a partir de ecuaciones de demanda de largo plazo.⁴⁶

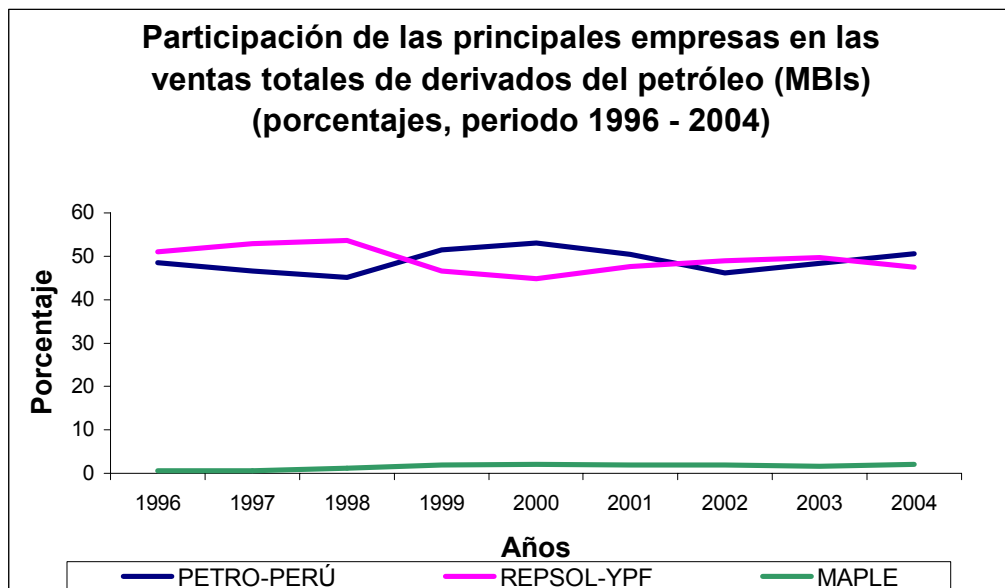
De otro lado, cabe destacar también la posibilidad de sustitución del kerosene y del GLP por gas natural en algunas ciudades del país, a medida que se despliegan las redes de distribución del gas de Camisea. El costo aproximado de las instalaciones de gas natural en una vivienda típica asciende a US\$ 380. Por tal motivo, se espera que la sustitución tenga lugar de manera gradual y progresiva, empezando en las zonas por donde atraviesa el ducto de distribución, además de aquellos sectores donde residen familias con mayor poder adquisitivo (siempre que existan facilidades de acceso a la red de distribución de gas natural).

Capítulo 5.- Medición de las cuotas de mercado

En un mercado comparativamente reducido como el peruano, en el cual sólo se consumen alrededor de 145 mil barriles por día, la presencia de economías de escala y de alcance se traduce, inevitablemente, en elevados grados de concentración en pocas empresas. El gráfico 3 muestra, a nivel agregado, que las dos principales empresas, PETROPERÚ y el Grupo REPSOL-YPF, han mantenido una participación relativamente estable en la venta total de combustibles durante los últimos años.

⁴⁶ Los valores de las elasticidades cruzadas de corto plazo son generalmente menores, lo cual es consistente con una demanda relativamente reducida por bienes de consumo durable en las familias de bajos ingresos, que son la mayoría.

GRÁFICO 3



Elaboración: propia

Fuente: MEM

De otro lado el cuadro 5 presenta, a nivel desagregado, los porcentajes de participación de PETROPERÚ y del Grupo REPSOL-YPF, en la refinación de los principales productos, para el año 2004.

CUADRO 5

Participación en el mercado de refinación de productos derivados, 2004 (porcentajes)

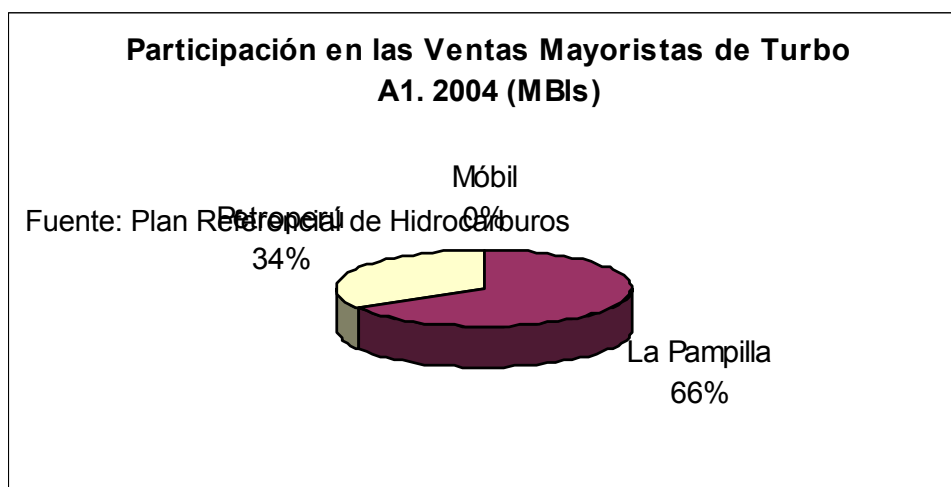
Producto	Grupo Repsol	PETROPERÚ	Otros
Gasolina 84	34.3%	60.6%	5.2%
Gasolina 90	48.0%	52.0%	0.0%
Gasolina 95	48.4%	51.6%	0.0%
Gasolina 97	48.4%	51.6%	0.0%
Gasolina 86-export	21.0%	79.0%	0.0%
Kerosene	35.5%	60.1%	4.4%
Turbo A-1	70.3%	29.0%	0.7%
Diesel 2	48.6%	49.9%	1.5%
Residual 5	0.0%	100.0%	0.0%
Residual 6	21.4%	78.0%	0.6%
Residual 500	71.7%	28.3%	0.0%
Fuel oil	53.6%	46.4%	0.0%

Elaboración: propia

Fuente: MEM

Las cifras de estos cuadros confirman la caracterización de la industria peruana de combustibles como un “duopolio mixto”, constituido por una empresa estatal (PETROPERÚ) y una empresa privada (Grupo REPSOL-YPF). En términos generales puede observarse que la participación de ambas empresas es similar en el caso de las gasolinas y del diesel 2, aún cuando es necesario recordar que, en contraste con la elevada producción de gasolinas, que permite exportar los excedentes, se registra un déficit en la producción de diesel 2, el cual debe ser cubierto con importaciones. De otro lado, la empresa privada tiene una participación mayor en el mercado de Turbo A-1, mientras que la empresa estatal tiene el monopolio de la refinación de residual 5, y produce la mayor parte de residual 6.

GRÁFICO 4



Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos

Es necesario destacar que estas cifras subestiman el poder de mercado de ambas empresas, toda vez que asumen como dimensión geográfica el mercado nacional. En realidad, es posible argumentar que los mercados relevantes tienen una extensión menor debido a la incidencia de los costos de transporte y almacenamiento en la formación de los precios.⁴⁷

Como se indicó para el caso del turbo A-1, la refinería La Pampilla, del grupo REPSOL-YPF cuenta con una importante ventaja de localización por su cercanía al aeropuerto de Lima, y de hecho abastece al terminal de este aeropuerto de manera exclusiva. La participación de REPSOL en las ventas mayoristas de este producto a nivel nacional asciende al 66%, mientras que la cuota de mercado de PETROPERÚ S.A es del 34% (Ver gráfico 5).⁴⁸ En el caso del Residual 6, y en contraste con el mercado del Turbo, la participación en el mercado de la empresa estatal asciende al 67%, mientras que REPSOL da cuenta del 33% restante de las ventas mayoristas (Ver gráfico 4).

En términos generales, la refinería de PETROPERÚ ubicada en Talara abastece no sólo a la zona norte y nororiental del país, sino también a otras regiones más alejadas

⁴⁷ Los datos sobre el origen de las importaciones confirman esta percepción. En efecto, la mayor parte del crudo utilizado como insumo en las refinerías durante el 2004 (cuyo volumen alcanzó el 57% de la carga total utilizada), fue importado de países vecinos como Ecuador (56% del crudo importado), Colombia (20.4%) y Venezuela (17.9%). De otro lado, el crudo nacional representó el 43% de la carga total de las refinerías.

⁴⁸ Estas cifras no coinciden con las cifras del cuadro 6, debido a que estas últimas se refieren a volúmenes refinados.

tanto en la costa como en la sierra sur. REPSOL, por su parte, abastece el mercado limeño y la región central, que representan el mercado más importante del país.

GRAFICO 5



Fuente: MINEM.

La evidencia disponible sobre las cuotas de mercado en el comercio minorista de combustibles, también muestra niveles de concentración elevados, aunque no tan altos como en el caso de las ventas mayoristas. En efecto, si bien el número de establecimientos minoristas independientes – es decir no afiliados a las cadenas -- representa el 65% del total, su participación porcentual en las ventas de combustibles sólo llega al 16%. El 84 % restante se concentra en las 5 principales cadenas.

De otro lado, el cuadro 6 registra los volúmenes de líquidos de gas natural (LGN) producidos durante el año 2004. Estas cifras deben ser tomadas con cautela toda vez que en agosto de dicho año, entró en funcionamiento la planta de procesamiento de PLUSPETROL ubicada en Pisco, en la cual se procesan los líquidos del gas natural de Camisea. Hasta entonces, cerca de la mitad de la demanda nacional de GLP era cubierta con importaciones, mientras que en la actualidad se generan excedentes que son exportados desde la planta de Pisco. De otro lado y más recientemente, en septiembre del 2005, entró en funcionamiento una moderna planta de procesamiento de GLP en Talara, cuya producción alcanzará los 1700 barriles diarios (sin contar las gasolinas naturales).⁴⁹

Se espera que los porcentajes de participación correspondientes a EEP SA y Aguaytia disminuyan progresivamente en el futuro, como resultado de la entrada de esta nueva planta. En cualquier caso, la participación de PLUSPETROL en el mercado del GLP es muy elevada y lo seguirá siendo en el futuro, debido a la alta capacidad productiva del yacimiento de Camisea y a la capacidad instalada de su planta de procesamiento localizada en Pisco, la cual cuenta además con la ventaja de su cercanía al mercado más importante localizado en Lima.⁵⁰ PLUSPETROL concentra el 46% de las ventas de GLP al por mayor en el mercado interno. Los otros productores son las refinerías de

⁴⁹ Se trata de la empresa Procesadora de Gas Pariñas, cuya planta está ubicada en Talara, frente a la antigua planta de EEP SA.

⁵⁰ A la fecha PLUSPETROL produce aproximadamente 13,000 BD, pero la planta de Pisco tiene capacidad para producir 25,000 BD. Cabe anotar, además, que la producción de GLP que registran las refinerías es una parte del mix producido de manera inevitable.

Talara y La Pampilla, que concentran el 43% de las ventas, y las plantas de procesamiento de LGN en Aguaytía (Maple-Energy) y Talara (EPPSA), que dan cuenta del 11% restante.

CUADRO 6

Producción de líquidos de gas natural, 2004 (Miles de barriles, porcentajes)

Empresa	Total	Gasolina natural	GLP	Diesel 2	Solvente
EPPSA	339	0	130.1	0	208.8
		0.0%	6.4%	0.0%	100.0%
Aguaytia	1427.3	958.6	468.7	0	0
		38.2%	23.1%	0.0%	0.0%
PLUSPETROL	3252.3	1548.1	1428.5	275.7	0
		61.8%	70.5%	100.0%	0.0%
Total	5018.7	2506.7	2027.4	275.7	208.8
		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: MEM

Capítulo 6.- Análisis de Conductas Empresariales Potencialmente Restrictivas de la Libre Competencia

Los desarrollos recientes en la teoría de los juegos han confirmado un viejo postulado de la teoría del oligopolio, en el sentido de que las posibilidades de colusión tácita entre las empresas son mayores a medida que se eleva el grado de concentración en el mercado⁵¹. De otro lado, la teoría de la acción colectiva también sugiere la existencia de una relación positiva entre el grado de concentración y las posibilidades de cooperación explícita entre las empresas, por ejemplo para fijar los precios. En efecto, en la medida en que la concentración del mercado reduce el número de agentes de decisión, las dificultades y los costos de coordinar y llegar a acuerdos que beneficien a todo el grupo disminuyen, facilitando el ejercicio colectivo del poder de mercado (Olson 1965).

Como se explica en este estudio, uno de los dos actores principales en el mercado peruano de combustibles es la empresa estatal PETROPERÚ, cuyos funcionarios

⁵¹ El argumento es que la colusión tácita se sostiene por el temor a las represalias que las empresas rivales impondrían a la empresa que reduce unilateralmente el precio. Estas represalias se expresan en una guerra de precios. Si la tasa de descuento temporal es suficientemente baja como para que las ganancias futuras tengan una magnitud significativa, la reducción en el valor presente de las ganancias que una empresa individual soporta al disminuir unilateralmente el precio, como resultado de las represalias de las empresas rivales, es mayor cuanto menor es el número de empresas, y viceversa. Por ello la colusión tácita puede sostenerse con mayor facilidad cuando existe un menor número de empresas.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

están sujetos a diversas restricciones, las cuales limitan sus posibilidades de colusión explícita con la empresa privada. Sin embargo, en el marco de la privatización de la refinería La Pampilla, adquirida por el grupo REPSOL-YPF, el Estado retuvo una parte de las acciones de esta empresa, lo cual le permitió contar con una representación en su Directorio.⁵² Es oportuno recordar que la política de precios de PETROPERÚ no se ha orientado al objetivo de maximizar el bienestar, sino más bien ha estado subordinada a los objetivos de la política macroeconómica. Como se explicó, la gestión de PETROPERÚ está sujeta a los controles presupuestales establecidos por FONAFE, que a su vez depende del Ministro de Economía y Finanzas.

Al mismo tiempo, los recientes aumentos en los precios internacionales del petróleo y la sensibilidad frente a los abusos de poder de mercado, especialmente en el caso del GLP, han puesto de relieve la incidencia de presiones políticas que, en la práctica, han limitado los márgenes de decisión de PETROPERÚ en la fijación de sus precios. Un ejemplo ilustrativo es la controversia que se generó en Julio del 2005, a propósito de las declaraciones de Pedro Pablo Kuczynski, en ese entonces Ministro de Economía y Finanzas, quien intervino públicamente, a través de los medios de comunicación, para revertir una decisión de aumento de precios adoptada por el Directorio de la empresa estatal PETROPERÚ.⁵³

Además de la elevada concentración del mercado descrita en la sección anterior, es oportuno recordar que la industria de combustibles exhibe un alto grado de integración vertical en todas las actividades del *downstream*. En efecto, tanto la empresa estatal (indirectamente, a través del apoyo a la cadena privada PETRORED), como el Grupo privado REPSOL-YPF, operan simultáneamente en la refinación y la comercialización mayorista y minorista de combustibles. Cuentan con sus propias flotas de vehículos y con toda la logística de transporte y distribución de hidrocarburos. Como se indicó, también concentran la mayor parte del comercio internacional de petróleo y derivados. PETROPERÚ tiene, además, el control de 18 terminales y plantas de venta, distribuidas en todo el territorio, mientras que REPSOL cuenta con su propia infraestructura de almacenamiento y despacho, incluyendo un terminal marítimo y una planta de almacenamiento contiguos a la principal refinería del país.

De otro lado, REPSOL-YPF tiene la propiedad de las principales plantas envasadoras de GLP (Solgas y parcialmente de Lima Gas). Más recientemente, ha adquirido nuevas plantas envasadoras de GLP de menor tamaño, así como también una participación en el consorcio a cargo de la explotación del gas de Camisea y del proyecto de exportación de LGN, de manera que ahora tiene vinculación directa con la principal empresa productora de GLP (PLUSPETROL). Es oportuno recordar que en 1997 Solgas puso en servicio un terminal marítimo de GLP en Ventanilla, que le permite almacenar y comercializar tanto el GLP nacional procesado en La Pampilla, como también GLP importado y, desde septiembre del 2004, el GLP producido en la planta de PLUSPETROL localizada en Pisco (todas ellas vinculadas, de una u otra manera, al Grupo REPSOL-YPF).

Se trata entonces de una integración vertical de carácter global, que comprende todas y cada una de las etapas principales del *downstream*. En el caso del GLP, la integración de REPSOL llega también, al menos parcialmente, al *upstream*, teniendo

⁵² A la fecha, las acciones que aún tenía el Estado han sido íntegramente transferidas al sector privado.

⁵³ Esta intervención dio lugar a la publicación de un Comunicado por parte de PETROPERÚ, en el cual se criticaba la interferencia política en el mercado de hidrocarburos. El Ministro de Economía y Finanzas, Pedro Kuczynski, respondió afirmando que como titular del FONAFE, que a su vez es titular del patrimonio de PETROPERÚ, y como responsable político del sector economía y finanzas, tenía el derecho de decirles a los directivos de PETROPERÚ que reconsideren la medida de elevar los precios. Por su parte, el Presidente de la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI declaró que el marco legal no permitía acusar a los ministros o a los congresistas por este tipo de intervenciones. Ver al respecto el diario Gestión, ediciones del 15 y 21 de julio del 2005.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

en cuenta su participación en la propiedad de PLUSPETROL. Esto no supone la exclusión de operadores de menor tamaño en actividades como el transporte y la comercialización minorista de combustibles, que se caracterizan por tener menores barreras a la entrada al mercado. Sin embargo, como se indicó anteriormente, las cuotas de mercado de estos operadores tienen una magnitud mucho menor, y parecen explicarse, al menos en parte, por la existencia de un segmento informal en el mercado de combustibles.

Las empresas verticalmente integradas tienen incentivos para restringir al acceso de sus competidores al mercado. Tirole (1990: 295) observa al respecto que "...estas restricciones son prácticas comerciales (incluyendo fusiones) que reducen el acceso de los compradores al abastecedor (restricción superior) y/o limitan el acceso de los abastecedores al comprador (restricción inferior)."

Bajo ciertas condiciones la utilización de estas restricciones responde a consideraciones de eficiencia y permite alcanzar mayores niveles de bienestar para los consumidores.⁵⁴ En otros casos, sin embargo, su utilización se explica exclusivamente por motivaciones estratégicas, y su principal consecuencia es la creación de distorsiones y restricciones a la competencia, las mismas que reducen el bienestar de la sociedad.

Una de las restricciones verticales más utilizadas en el mercado peruano de hidrocarburos es la compra exclusiva, establecida en el marco de "contratos de afiliación" de estaciones de servicio, a cadenas de distribución mayorista (INDECOPI 1999). Las estaciones de servicio afiliadas, operan en el mercado bajo la marca o signo distintivo de un distribuidor mayorista determinado, y se comprometen a comercializar de manera exclusiva los combustibles de dicho mayorista. Por su parte, el mayorista aporta el capital requerido para financiar algunos equipos e instalaciones en la estación de servicio – frecuentemente los surtidores y, en algunos casos, los tanques – y puede asumir también la provisión de servicios complementarios así como la inversión en publicidad.

Es posible observar variaciones en el contenido de estos contratos, particularmente en lo que se refiere al financiamiento de la inversión y al grado de autonomía en la gestión de las estaciones de servicio afiliadas o "abanderadas". Sin embargo, su rasgo distintivo es la compra exclusiva de combustibles, por parte de dichas estaciones, a las cadenas a las que se encuentran afiliadas.

La utilización de contratos de afiliación con estos atributos, es un hecho observado y estudiado en otros países de la región como Chile y Argentina, y también en los EE.UU. Algunos autores sostienen que esto se explica porque los contratos de afiliación con cláusulas de exclusividad ofrecen una respuesta eficiente a los problemas que caracterizan el mercado de hidrocarburos, específicamente a la necesidad de asegurar la calidad del producto en un contexto de incertidumbre, y de reducir los costos de coordinación y de transacción en presencia de inversiones en activos específicos que dan lugar a costos hundidos.

En efecto, los contratos de afiliación tienen vigencia durante períodos relativamente prolongados -- de 5 a 15 años— lo cual facilita al minorista acceder al abastecimiento continuo de productos de calidad reconocida, con el respaldo de una marca que le permite diferenciar el servicio y, de otro lado, también asegura una demanda para el mayorista y le permite recuperar sus inversiones en los activos específicos de la estación de servicio. Por ejemplo, la provisión de surtidores y tanques por parte del

⁵⁴ Por ejemplo, cuando la demanda de un bien depende de la provisión de servicios de información o servicios post venta, el uso de restricciones verticales como los territorios exclusivos o la exclusividad en las ventas, genera los incentivos requeridos para que la provisión de estos servicios tenga lugar y, en esa medida facilita el desarrollo del mercado, evitando la competencia desleal. Asimismo, en contextos caracterizados por la asimetría informativa y la conducta oportunista de los agentes, esos controles pueden elevar la eficiencia y el bienestar vía la reducción en los costos de transacción.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

mayorista, frecuentemente entregados bajo la modalidad de comodato, ofrece incentivos adecuados para la continuidad de la relación bilateral, toda vez que penaliza a ambas partes por la rescisión prematura o anticipada del contrato: el mayorista pierde una parte de los costos hundidos asociados a la inversión en activos específicos y, de otro lado, el minorista se ve privado del respaldo de la marca y forzado a negociar con otros mayoristas la provisión de combustibles y otros servicios, así como el equipamiento de la estación.

Por estas razones, algunas autoridades de competencia han optado por tolerar la utilización de estas restricciones. Por ejemplo, un estudio realizado por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de la Argentina, citado en un estudio del INDECOPI, concluye afirmando que "...los contratos de largo plazo entre comercializadoras y estaciones de servicio parecen ser un medio para asegurar la calidad del servicio y evitar los costos de transacción que surgen de una relación comercial que debe ser necesariamente continua".⁵⁵ El INDECOPI también ha adoptado el mismo enfoque, y ha decidido no restringir la utilización de estos controles.

La literatura especializada ha mostrado que el comercio exclusivo puede elevar la eficiencia en contextos de competencia entre distintas marcas. Por ejemplo, el mayorista puede invertir recursos en la promoción del producto, en facilitar al minorista una buena localización, etc., mientras que este último podría, por su parte, inducir a sus clientes a comprar el producto de la competencia (lo cual probablemente le genera un margen de ganancias superior, sobre todo si el competidor no incurre en los gastos de promoción del primer mayorista). Por tanto, "el comercio exclusivo puede así ser visto como una manera de que el fabricante adquiera unos derechos de propiedad sobre sus gastos de promoción (Marcel 1982)" (Tirole 1994: 185).

Al mismo tiempo, sin embargo, puede afirmarse que el argumento anterior – referido a la importancia de los gastos promocionales, los cuales no podrían llevarse a cabo en ausencia de contratos de comercio exclusivo – resulta más persuasivo en mercados de bienes complejos, en los cuales la provisión de información y el esfuerzo promocional en general, resultan decisivos para la realización de las ventas. Este no es el caso de mercados de *commodities* como los combustibles, cuya calidad es conocida por los consumidores y puede ser fiscalizada por las autoridades.

Otro argumento convergente con el anterior se refiere, precisamente, a las ventajas de los contratos de comercio exclusivo en términos de asegurar la calidad de los productos. En el caso de las gasolinas, los riesgos de conducta oportunista se presentan en la posibilidad de adulterar los productos, mezclando gasolinas de distintos octanajes y distintos precios. Puede argumentarse que con los contratos de comercio exclusivo el mayorista "internaliza" estos riesgos, que comprometen la reputación de su marca, y tiene incentivos para supervisar la calidad del producto. Pero también puede advertirse, sin embargo, que el riesgo de mezclar gasolinas de distinto octanaje es independiente de que la estación de servicio ofrezca una o varias marcas, pues todos los mayoristas comercializan gasolinas de distintos octanajes.

En teoría, la utilización de restricciones verticales, incluyendo el comercio exclusivo, también puede responder al objetivo de limitar la competencia entre las empresas. El primer argumento al respecto, es que estas restricciones elevan las barreras de entrada al mercado, por ejemplo forzando a los nuevos mayoristas entrantes a establecer sus propias redes de estaciones de servicio. Sin embargo, es oportuno recordar que una elevada proporción de las estaciones de servicio en el Perú son

⁵⁵ Ver al respecto "Estudio de Mercado de Combustibles Líquidos" Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de Argentina, Agosto, 1998. Citado en INDECOPI (1999) <http://www.mecon.ar/industria/revista/9x88.htm>

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

independientes o “no abanderadas”. Ellas ofrecen un canal de comercialización que, en principio, puede facilitar el ingreso de nuevos competidores en el comercio mayorista.

El segundo argumento es que las restricciones que reducen la competencia en una etapa o actividad, como es el caso del comercio exclusivo en las estaciones de servicio, pueden también suavizar la competencia en una etapa anterior como la distribución mayorista, el transporte, o la refinación. En estos casos la motivación fundamental para utilizar estas restricciones responde a consideraciones estratégicas.

Por estas razones la doctrina establecida postula que si bien no se justifica una hostilidad a priori contra el uso de algunas restricciones y controles verticales, incluyendo las compras exclusivas, es preciso examinar con cuidado los efectos negativos que esta utilización puede tener en las condiciones de competencia. Se recomienda entonces utilizar “la regla de la razón”, y examinar cada caso por separado.

La legislación peruana tipifica como práctica restrictiva de la libre competencia “la fijación concertada entre competidores de forma directa o indirecta, de precios o de otras condiciones comerciales o de servicio.” Esta regla ha tenido un carácter *per se*, en contraste con la *regla de la razón* en el sentido de que se aplica de manera general y expeditiva, sin necesidad de probar la existencia de daño a la competencia o a los consumidores. Es decir, las cadenas minoristas no pueden imponer ni sugerir los precios al público de los combustibles que se venden en las estaciones de servicio.

La evidencia disponible revela cierta dispersión en los precios de las estaciones de servicio, lo cual no descarta las posibilidades de fijación concertada o centralizada teniendo en cuenta el alto grado de concentración de la industria así como la diferenciación de las estaciones vía localización. Es oportuno precisar, sin embargo, que no se ha encontrado evidencia de concertación de precios. Al respecto debe destacarse una iniciativa reciente del OSINERG, en el sentido de implementar un servicio de difusión de los precios en las distintas estaciones de servicio de Lima, a través de su página web, como un mecanismo de promoción de la competencia en la comercialización minorista.⁵⁶

Como se explicó anteriormente, la legislación peruana también tipifica como abuso de posición de dominio “la negativa injustificada de satisfacer las demandas de compra o adquisición, o las ofertas de venta o prestación de productos o servicios”, así como “la aplicación en las relaciones comerciales de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros”. Esta última conducta también está tipificada como restrictiva de la libre competencia, pero la norma legal excluye, de manera expresa, “el otorgamiento de descuentos y bonificaciones que correspondan a prácticas comerciales generalmente aceptadas...en todos los casos en que existan iguales condiciones”.

Al respecto puede afirmarse que, es realidad, es muy difícil impugnar la fijación de precios superiores a la paridad de exportación argumentando “la aplicación de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes”, es decir discriminación de precios. Habría que demostrar que dicha discriminación coloca a los clientes en situación de desventaja en relación a sus competidores y que no es atribuible a prácticas comerciales comúnmente aceptadas como los descuentos por volumen.

¿Es posible identificar entonces algún indicio de conductas restrictivas de la libre competencia en los mercados de hidrocarburos, que de acuerdo a la *regla de la razón* no respondan a consideraciones de eficiencia? En el curso de una investigación que al parecer se encuentra en marcha en el INDECOPI, se encontraron referencias sobre un caso que, de comprobarse, se acercaría a esta tipificación. Funcionarios de la empresa

⁵⁶ Ver al respecto <http://srvapp03.osinerg.gob.pe/portal/pages/scop/buscadorEESS.jsp>

estatal PETROPERÚ habrían reportado que PLUSPETROL se habría negado a atender un pedido de compra de butano y propano (los dos componentes del GLP) a precios de mayorista, e intentó imponer precios más altos que los otorgados a otras empresas. PLUSPETROL incluso habría intentado justificar su negativa, argumentando que PETROPERÚ no estaba cumpliendo con disposiciones de seguridad. Puesto en otros términos, la empresa PLUSPETROL habría pretendido asumir un rol de fiscalización que, según las normas establecidas, corresponde exclusivamente al OSINERG. El caso fue reportado a las autoridades del INDECOPI, pero no se tiene mayor información sobre los resultados de la investigación⁵⁷.

Como se indicó anteriormente, también se han presentado casos de empresas envasadoras de gas, que retienen los cilindros de otras empresas más pequeñas durante períodos prolongados, con el propósito de afectar y reducir su capacidad de comercialización.⁵⁸ El reglamento de comercialización de GLP establece que las empresas están obligadas a registrar sus propios signos distintivos en los balones que envasan, y que no pueden envasar balones que tengan los signos de otras empresas, salvo que existan acuerdos de corresponsabilidad entre ellas. Sin embargo, el marco normativo muestra también algunos vacíos que son aprovechados por las empresas con mayor poder de mercado para desplazar a sus competidores.

En términos generales y con excepción de los casos mencionados, la jurisprudencia del INDECOPI en el sector hidrocarburos ha sido muy limitada. En efecto, de las cinco denuncias presentadas por empresas privadas o asociaciones de empresas privadas contra empresas del sector hidrocarburos en el período 1993 - 2004, dos fueron declaradas infundadas, una tercera se declaró improcedente, una cuarta no se admitió a trámite, y la quinta dio lugar a una sanción pero a la empresa denunciante, por haber interpuesto una denuncia maliciosa. También se llevaron a cabo cuatro investigaciones de oficio en el mismo período, las cuales sin embargo fueron luego suspendidas o culminaron con el archivo de los expedientes, de manera que no tuvieron mayores consecuencias.⁵⁹

Capítulo 7.- Estimación del impacto de las conductas empresariales potencialmente restrictivas de la libre competencia

Una manera simple de ilustrar la magnitud del impacto que el ejercicio del poder de mercado tiene en los consumidores, es estimando los pagos en exceso para un producto definido. Recientemente, la Asociación Peruana de Consumidores y Usuarios (ASPEC) presentó un cuadro comparativo de precios del GLP en varios países de la región, que pone en evidencia el alto precio de este producto en el mercado peruano (ver cuadro 7). Al respecto ASPEC observa que “mientras países productores de GLP, como Bolivia, Ecuador, Venezuela y Argentina, trasladan los beneficios de ser productores hacia sus consumidores, ofreciéndoles un gas sumamente barato y al alcance de todas las familias, en el Perú no sucede lo mismo. Es por ello que incluso en nuestras fronteras con Ecuador

⁵⁷ Reportes periodísticos recientes indican que una de las restricciones que tiene PETROPERÚ para comprar GLP directamente en la planta de Pisco, que opera PLUSPETROL, es no contar con un buque tanque que tenga las especificaciones apropiadas. Ver al respecto diario Gestión, 13 de octubre del 2005.

⁵⁸ La Comisión de Libre Competencia del INDECOPI tiene una investigación en marcha por la presunta realización de prácticas anticompetitivas consistentes en que los integrantes de la Asociación de Gas LP Perú (integrada por Zeta Gas, Llama Gas y REPSOL, entre otras), estarían reteniendo y negándose a intercambiar los cilindros de propiedad de los integrantes de la Asociación de Empresas Envasadoras de Gas del Perú (ASEEG), a efectos de forzar su salida del mercado.

⁵⁹ Una de estas investigaciones, realizada en 1994 a propósito de una presunta concertación de precios de combustibles por parte de una asociación de estaciones de servicio, fue suspendida como resultado del compromiso asumido por los integrantes de dicha asociación, de mantenerse al margen de cualquier concertación.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

y Bolivia, se viene produciendo un contrabando del GLP, pues a pesar del transporte que esto implica, resulta mucho más barato que el que se vende en Perú”.

Para medir la magnitud de los pagos en exceso tomamos la diferencia entre el precio pagado en el Perú por cada tanque o *balón* de 10 kg y el precio promedio estimado para la muestra de países incluidos en el cuadro, el cual asciende a US\$ 4.743. La información sobre el consumo puede obtenerse de la Encuesta de Consumo y Usos de Energía (2003) elaborada por OSINERG, según la cual el número promedio de balones de 10 Kg. utilizados por las familias peruanas es de 0.6 por mes. En consecuencia, los pagos en exceso ascienden a US\$ 17.427 millones por mes, es decir alrededor de US\$ 208.8 millones al año.⁶⁰ En un país como el Perú, caracterizado por la pobreza y la desigualdad, esta magnitud es significativa más aún teniendo en cuenta que estamos considerando solamente un tipo de combustible.

CUADRO 7
Precios de GLP en países de América Latina

País	Precio en \$ por balón*
Perú	10
Brasil	9.97
Uruguay	8.2
Chile	6.32
Argentina	5.7
Paraguay	4.6
Bolivia	2.78
Colombia	2.54
Venezuela	1.4
Ecuador	1.06
Precio Promedio del GLP en países de AL	5.257

* Cada balón contiene 10 kg de GLP.

Fuente: ASPEC

En el caso del Turbo, un reporte reciente de la Asociación de Empresas de Transporte Aéreo Internacional (AETAI), aporta evidencia comparativa sobre las tarifas en los aeropuertos nacionales, en comparación con las tarifas observadas en aeropuertos de otros países como Brasil, Argentina, Panamá, Paraguay y los EE.UU. (Miami). La AETAI estima que las tarifas por abastecimiento de combustible en el Perú son de 6 a 10 veces más caras. Concluyen afirmando que “esta diferencia significa un desembolso adicional para las aerolíneas de más de 1 millón de dólares mensuales”.⁶¹ Como se indicó anteriormente, esta estimación no incluye el impacto negativo en el turismo asociado a los mayores precios del transporte aéreo.

El daño a los consumidores en mercados como el de gasolinas, diesel y otros productos, probablemente se encuentra también en el orden de las decenas de

⁶⁰ Si se considera solamente a los hogares que consumen GLP, el consumo promedio asciende a 1.11 balones de 10 kg. por mes, siempre según los datos de la encuesta de OSINERG. El número de cocinas a GLP representa alrededor del 67% del total, y se toma como referencia el número total de familias, que el INEI estima en 6,114,687 para el año 2002.

⁶¹ Presentación de Daniel Ratti, Presidente de AETAI, en el Seminario Internacional “Experiencia en la Concesión y Regulación de la Infraestructura Aeroportuaria”, Lima, 19 y 20 de octubre del 2005. El consumo estimado de Turbo en el Perú durante el 2005 ascendió, siempre según la AETAI, a 160 millones de galones.

millones de dólares por año. Es preciso advertir, sin embargo, que los pagos en exceso que realizan los consumidores no son exclusivamente atribuibles al ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas. Ellos también se explican, al menos en parte, por el hecho de que el nivel de impuestos que afecta a los combustibles en el Perú ha estado por encima del promedio internacional, al menos desde la década pasada.

El estudio de Macroconsult, citado anteriormente, sostiene que “si tomamos como referencia comparativa los precios y los impuestos a los combustibles en los principales países de América Latina, podemos concluir que la política tributaria adoptada en el Perú afecta seriamente la competitividad de las empresas industriales en relación a sus contrapartes localizadas en dichos países” (1997: 22).

Puesto en otros términos, el efecto combinado de las políticas tributarias y del ejercicio del poder de mercado no se limita a los consumidores finales, sino que también se extiende a la esfera del empleo y en esa medida incide en el desarrollo del mercado interno y en el bienestar general. El impacto es naturalmente mayor en las empresas y actividades intensivas en el uso de combustibles, tales como fundición, materiales de construcción, y transporte.

El impacto en la competencia y en los competidores de este tipo de prácticas también es significativo. Por ejemplo, en el caso descrito líneas arriba sobre la retención y acaparamiento de los cilindros de GLP, las empresas afectadas han argumentado que sus ventas se han contraído como resultado de estas prácticas. Si bien no hay evidencia suficiente como para establecer la relación entre estas prácticas y el proceso de concentración en el mercado minorista de GLP, la absorción de algunas empresas pequeñas por empresas de mayor tamaño, podría responder más a conductas estratégicas dirigidas precisamente a concentrar y monopolizar el mercado, que a consideraciones de eficiencia.

Capítulo 8.- Recomendaciones y conclusiones

Respuestas de política pública

La doctrina adoptada por los funcionarios que lideraron el INDECOPI durante la década pasada, tuvo como correlato una actitud muy laxa y permisiva frente al abuso de posiciones de dominio y frente a las prácticas restrictivas de la libre competencia. La idea central de aquella doctrina fue que la desregulación y la apertura de la economía al comercio y a las finanzas internacionales, eran suficientes para establecer un régimen de libre mercado, y por tanto no era necesaria la adopción de políticas de competencia más enérgicas y activas. Se asumía que las fuerzas espontáneas del mercado, eran suficientemente vigorosas como para asegurar mercados competitivos y que el Estado debía limitarse a remover las barreras de acceso a los mercados.⁶²

En esta concepción, que expresa las versiones más radicales de la llamada “escuela de Chicago”, los monopolios tienen una vigencia breve y limitada. Asimismo, se asume que la colusión entre empresas generalmente fracasa. Desde esta perspectiva, las únicas barreras que realmente importan son las barreras artificiales creadas por la intervención estatal en la economía. Las barreras de carácter estratégico y estructural no juegan rol alguno en el análisis de los mercados, y en el mejor de los casos pasan a un segundo plano. También se atribuyó un rol destacado a la competencia potencial que podía generarse con la simple remoción de las barreras legales a la entrada al

⁶² La exposición de motivos del DL 807, promulgado en abril de 1996, ilustra bastante bien esta concepción. Ver al respecto el argumento utilizado (que se discute más adelante) para derogar una norma que tipificaba como abuso de posición de dominio, la fijación en el mercado interno de materias primas, cuyos precios se rigen por cotizaciones internacionales, de precios mayores a los precios de exportación.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

mercado, de manera que la amenaza de entrada de nuevas firmas parecía suficiente para disciplinar a las empresas establecidas, independientemente del grado de concentración, como en el modelo de mercados desafiables (*contestable markets*). Un ejemplo ilustrativo de esta concepción ha sido el énfasis exagerado en la remoción de las restricciones municipales a la instalación de nuevas estaciones de servicio, como si el aumento en el número de dichas estaciones fuera condición suficiente para generar mejores condiciones de competencia y precios más bajos para los consumidores.

El marco normativo adoptado durante la década de 1990, muestra importantes vacíos que ponen en evidencia esta doctrina. Así, entre los países de la región que cuentan con un marco normativo sobre libre competencia, el Perú es el único país que no adoptó un régimen de control de las fusiones y concentraciones empresariales, lo cual se mantiene hasta la fecha. Este vacío ha facilitado la formación de monopolios así como los procesos de concentración e integración vertical que se observan en varias industrias, incluyendo por cierto a los hidrocarburos. Los funcionarios que lideraron el INDECOPI durante los años 1990 defendieron vigorosamente la opción de “regular la conducta y no la estructura”, con el argumento de que era necesario facilitar la reestructuración de las empresas, como una respuesta racional de adecuación al nuevo contexto de apertura y liberalización de los mercados.⁶³

Posteriormente se fueron añadiendo nuevos argumentos con el propósito de frenar o postergar la promulgación de normas que llenaran aquel vacío. En términos más generales, se descalificaron todas las modalidades de control *ex ante* de la actividad empresarial, las cuales fueron asociadas al intervencionismo estatal y a la creación de barreras de acceso a los mercados.⁶⁴ En su lugar, se limitó la intervención del Estado a acciones *ex post*, con el argumento de que ello “reduce los riesgos de corrupción de funcionarios, al privarlos del poder de bloquear el acceso al mercado.”

El informe sobre el mercado de combustibles, elaborado por la Secretaría Técnica de la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI en 1999, ilustra muy bien la doctrina vigente durante los 1990. Se afirma, por ejemplo, que:

La importación de combustibles constituye una herramienta con la que cuentan las empresas mayoristas y los consumidores para limitar el poder de mercado de las empresas dedicadas a las actividades de refinación: ante un incremento significativo de los precios, estos pueden optar por dejar de adquirir localmente el producto e importarlo directamente, forzando a las refinerías a modificar su comportamiento. Para lograr dicho efecto ni siquiera se requiere que las importaciones se materialicen, bastando la simple amenaza de importación para disciplinar el comportamiento de las empresas refinadoras (1999: 29).

Al mismo tiempo, el informe enfatiza la necesidad de remover diversas barreras legales. Entre ellas se destaca un conjunto de regulaciones en los servicios prestados por los terminales de almacenamiento a las empresas mayoristas (entregados en concesión por PETROPERÚ a operadores privados), las cuales a juicio del INDECOPI “desincentivan las operaciones de importación de combustibles refinados de carácter esporádico” (1999: 31).⁶⁵ De otro lado, se destaca el hecho de que los importadores de

⁶³ Ver por ejemplo los artículos de Beatriz Boza (1998) y de Alfredo Bullard (2003). Bullard resume adecuadamente las tres principales líneas argumentativas en contra del control de fusiones: el tamaño de la economía peruana, la falta de experiencia en la autoridad peruana y la capacidad del mercado para corregir fusiones ineficientes. Boza fue Presidenta del INDECOPI hasta el año 2000, mientras que Bullard fue Presidente del Tribunal de Libre Competencia del INDECOPI y uno de sus líderes intelectuales. Un análisis crítico de esta visión puede encontrarse en Diez-Canseco y Távora (2003).

⁶⁴ En esta categoría se encuentran las normas y regulaciones técnicas de cumplimiento obligatorio, las licencias, registros, autorizaciones, etc.

⁶⁵ De acuerdo a los contratos de concesión de los terminales, las empresas concesionarias están obligadas a cobrar una tarifa por barril efectivamente despachado, y otra tarifa por capacidad de almacenamiento contratada. Los pagos por capacidad contratada son independientes de que dicha capacidad sea o no utilizada. Asimismo, las tarifas se incrementan en 10% cuando el usuario excede la

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

combustibles deben cancelar íntegramente el impuesto selectivo al consumo como requisito para retirar los productos de aduanas, en contraste con las refinerías que pagan dicho impuesto en varias partes o armadas, y a medida que tienen lugar las ventas.

También se cuestiona la obligación establecida en el reglamento de comercialización de combustibles líquidos, en el sentido de que las empresas mayoristas deben mantener inventarios mínimos equivalentes a quince días de sus ventas. Por último, en el documento se propone eliminar las restricciones municipales para la construcción de nuevas estaciones de servicio, a fin de incentivar la competencia en la comercialización minorista de combustibles.

Algunas de estas propuestas tenían un buen sustento y fueron efectivamente acogidas por las autoridades. En efecto, en noviembre del año 2000 el Ministerio de Energía y Minas modificó el reglamento de comercialización de combustibles, estableciendo que para cumplir con el requisito del inventario mínimo, los distribuidores mayoristas que cuenten con varias plantas bajo su administración, en la misma ciudad o área, podrán sumar los volúmenes de cada combustible. Asimismo, se relajaron algunas restricciones referidas a las distancias mínimas entre las estaciones de servicios y otros establecimientos como escuelas, hospitales, centros comerciales y otros locales de afluencia masiva de público. Sin embargo, otras propuestas no fueron consideradas porque entraban en conflicto con objetivos distintos de las políticas públicas (por ejemplo la seguridad frente a riesgos de escasez o desabastecimiento), o con derechos ciudadanos (por ejemplo el derecho constitucional de las personas a la paz, a la tranquilidad, y a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo).

Al mismo tiempo, a mediados de la década de 1990 se derogaron normas importantes que formaron parte del cuerpo normativo general sobre libre competencia promulgado a fines de 1991. En efecto, como se explicó al analizar el marco legal, en 1996 se derogó una norma que tipificaba como abuso de posición de dominio:

La aplicación en la venta local de materias primas, cuyos precios de venta se rigen en base a cotizaciones internacionales, de sistemas de fijación de precio, condiciones de venta, de entrega o de financiamiento que impliquen la obtención de mayores valores de venta en el mercado local que los valores de venta ex planta netos obtenibles en la exportación de esas mismas materias primas.

La justificación formal adoptada para derogar esta norma fue que esta situación “ya estaba contemplada en el inciso b del mismo artículo por tratarse de una discriminación de precios.” Se consideró que “la norma contemplaba una situación bastante extraña, porque no resulta explicable la razón en función de la cual puede existir un mercado internacional competitivo, y --paralelamente-- un mercado nacional concentrado, pues la sola existencia del mercado internacional genera la posibilidad de que el consumidor local u otros proveedores locales puedan importar los mismos productos. En la práctica, la norma podría degenerar en el control de precios, lo que resulta contrario al esquema económico actual.”⁶⁶

Este argumento ilustra muy bien la concepción vigente durante la década de 1990, expuesta anteriormente, según la cual la apertura de la economía al comercio internacional y la desregulación general de la actividad económica, resultaban suficientes para asegurar condiciones de competencia en los mercados. El análisis del proceso de formación de los precios presentado en este estudio demuestra, en realidad, que la situación a la que alude el texto citado en el párrafo anterior, no tiene nada de extraño en el mercado de hidrocarburos, precisamente debido a las barreras estructurales a la

capacidad contratada, y en ningún caso se puede usar la capacidad en exceso por más de 15 días en cada mes calendario. Además, los contratos de almacenamiento tienen una vigencia mínima de 6 meses.

⁶⁶ Ver al respecto la exposición de motivos del DL 807 publicado por INDECOPI en abril de 1996, p. 11.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

competencia y, en particular, a las economías de escala en la refinación, el almacenamiento y el transporte internacional de estos productos. El estudio de Macroconsult observa al respecto que “los agentes económicos tienen libertad para importar, pero dadas las escalas de operación, los costos del flete, los seguros, etc., el precio será significativamente superior y – en ausencia de competencia – tenderá hacia la paridad de importación” (1997: 34).

Especialistas consultados durante la elaboración de este estudio, afirmaron que en realidad la eliminación de esta norma fue el resultado de presiones realizadas por empresas de minería e hidrocarburos, cuyos intereses comerciales entraban en conflicto con su vigencia. En el caso del sector hidrocarburos, y en gran medida como consecuencia de la eliminación de esta norma, las empresas empezaron a fijar sus precios para el mercado interno a un nivel superior a los precios de exportación de los mismos productos.

Por último, la evidencia disponible revela una actividad muy limitada por parte del INDECOPI en temas de libre competencia. Desde su creación hasta el año 2001, sólo se analizaron 119 casos en total, es decir menos de 12 casos por año. Es oportuno destacar, además, que muy pocos casos involucraron a empresas grandes. Asimismo, se realizaron muy pocas investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados y los riesgos de abuso de posición de dominio en las industrias más concentradas. Esto puede atribuirse, en parte, a las restricciones presupuestales y a la falta de personal calificado en el análisis económico de la competencia. En términos generales, sin embargo, es posible afirmar que durante la década pasada el INDECOPI no consideró prioritario investigar el ejercicio del poder de mercado, y al mismo tiempo adoptó estándares muy exigentes para declarar la procedencia y aún para admitir a trámite las denuncias presentadas contra empresas grandes⁶⁷.

Más recientemente, y en buena medida como resultado de la renovación en el liderazgo de la institución, la promoción de la libre competencia empieza a ser considerada una función prioritaria. De hecho, el INDECOPI ha tomado la iniciativa en la elaboración de un proyecto de ley para regular y controlar los procesos de fusión entre empresas y la concentración de los mercados, el cual aún se encuentra pendiente de aprobación por el Congreso de la República. Este proyecto ha puesto de relieve la necesidad de fortalecer la autonomía del INDECOPI y de asignarle un mayor presupuesto, a fin de que pueda desempeñar eficazmente sus funciones.

Recomendaciones de política pública

La primera recomendación, de carácter general, se refiere a la necesidad de adoptar políticas de competencia más enérgicas y activas en el mercado de combustibles. En lo inmediato y en términos más específicos, se recomienda priorizar la investigación de oficio que al parecer se habría iniciado sobre las prácticas restrictivas de la libre competencia en el mercado de GLP, bajo las modalidades de imposición de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, y de negativa injustificada a atender pedidos de compra, por parte del productor más importante en el mercado. Estos procedimientos pueden derivar, eventualmente, en la imposición de sanciones significativas aún bajo el marco normativo actualmente vigente.

⁶⁷ Un estudio realizado para el período 1993-1996, muestra que dos terceras partes de las denuncias presentadas ante la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI, estuvieron dirigidas contra Municipios, principalmente por cobros arbitrarios de licencias (interpretados como barreras de acceso al mercado). Luego, en orden de importancia, se destacan las denuncias presentadas contra empresas pequeñas, organismos públicos, sindicatos y asociaciones gremiales. Entre los principales denunciados se encuentran las empresas de mayor tamaño. Asimismo, INDECOPI inició 18 investigaciones de oficio en este período, la mayoría de ellas contra Municipios, sindicatos y asociaciones gremiales (Távora 1997: 479).

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

En segundo lugar, es preciso perfeccionar la legislación a fin de llenar algunos vacíos que limitan y comprometen la efectividad de las políticas de libre competencia. Al respecto, se recomienda restablecer la tipificación como abuso de posición de dominio de la discriminación de precios en perjuicio de los consumidores locales, mediante la fijación en el mercado interno de precios mayores a los precios de paridad de exportación. Esta norma fue derogada sin mayor sustento en 1996, y debe ser restituida en la normativa sobre la materia.

Igualmente, es necesario corregir la ausencia de normas que regulen las fusiones y concentraciones empresariales. Los funcionarios que dirigieron el INDECOPI durante los 1990 se opusieron activamente al control de las concentraciones, aún cuando no pudieron impedir la aprobación de un Ley expresa sobre la materia que solamente alcanza al sector eléctrico. Con una nueva conducción y liderazgo, el INDECOPI ha formulado una propuesta al respecto hace ya varios meses, la cual lamentablemente no ha sido aún aprobada en la vía legislativa. Este vacío ha facilitado el proceso de concentración e integración vertical en la industria de los hidrocarburos, limitando aún más las posibilidades de competencia.

En tercer lugar, es indispensable fortalecer institucionalmente al INDECOPI. El marco normativo al cual están sujetos los organismos reguladores de los servicios públicos (energía, telecomunicaciones, infraestructura de transporte, agua y saneamiento), establece por ejemplo la designación por períodos de cinco años, renovación escalonada, y restricciones a la remoción arbitraria de los miembros de sus Consejos Directivos. En contraste, el diseño institucional vigente del INDECOPI es muy precario en materia de autonomía y de “blindaje” frente a las presiones del poder económico y político. De hecho, los directores del INDECOPI pueden ser reemplazados de manera arbitraria y sin expresión de causa por el poder ejecutivo. Asimismo, la magnitud de los recursos presupuestales asignados al INDECOPI debe elevarse. A la fecha, INDECOPI está obligado a sufragar un elevado porcentaje de sus gastos de funcionamiento con recursos propios, generados por las tasas que cobra por la mayoría de sus servicios.

También es necesario adoptar estándares igualmente exigentes en materia de transparencia y rendición de cuentas. La cultura dominante en el INDECOPI durante la década de 1990 podía caracterizarse como una “cultura del secreto”, toda vez que sus funcionarios no se sentían obligados a facilitar el acceso a la información relevante y, por el contrario, mostraron una tendencia a clasificar buena parte de la información como confidencial, sin sustento alguno. Por ejemplo, se llegó al extremo de impedir que funcionarios públicos consultados durante los procedimientos de evaluación de las fusiones en el sector eléctrico, pudieran acceder a los informes preparados por funcionarios de otros organismos públicos. Además, las audiencias realizadas como parte de estos procedimientos no tenían el carácter de audiencias públicas sino más bien de reuniones con participación restringida.

Al respecto se recomienda la adopción de normas de transparencia similares a las que rigen la conducta de los organismos reguladores, en las cuales se establece, por ejemplo, el derecho de todas las partes interesadas, incluyendo a empresas y organizaciones de consumidores, a acceder a toda la información utilizada como sustento de las decisiones adoptadas, salvo que la información sea clasificada expresamente como confidencial. En estos casos, la declaración del carácter confidencial de la información deberá constar en una resolución debidamente motivada y sustentada por las autoridades competentes.

En cuarto lugar, es necesario formular de manera mucho más explícita el rol de PETROPERÚ, como empresa estatal, en el mercado de combustibles, particularmente en lo que se refiere a su política de precios. En el estudio del INDECOPI (2003) se sostiene que “el rol regulador y el rol empresarial son incompatibles”, toda vez que “la regulación del mercado constituye una actividad que realiza el Estado en ejercicio de su rol como autoridad, y no como agente económico.” Al respecto se observa que los

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

principios básicos que caracterizan la regulación, tales como la imparcialidad, la independencia, la predictibilidad y la transparencia, no son compatibles con la lógica empresarial, pues “una empresa (sea esta privada o pública), por su naturaleza, difícilmente será imparcial o neutral frente a sus competidores” (2003: 40). Asimismo, se afirma que “aún cuando se le atribuya a la empresa estatal un supuesto “rol regulador”, en ocasiones dicho rol puede confundirse con la realización de comportamientos estratégicos e incluso con prácticas tales como la predación de precios” (2003: 52)

El estudio concluye destacando “la necesidad de introducir medidas que tornen más predecible las políticas de precio de la empresa estatal a fin de evitar posibles distorsiones en el mercado. La definición por parte de la misma empresa de una banda con niveles máximos y mínimos de precios en función a promedios móviles pasados de los precios de paridad, puede constituirse en un mecanismo que reduzca el riesgo de que puedan generarse distorsiones a la competencia en el mercado” (2003:52).

La adopción de una política de precios para la empresa estatal en base a una banda determinada por los precios de paridad, resulta ciertamente razonable siempre que se tomen como referencia los precios de paridad de exportación, y no los precios de paridad de importación como al parecer sugiere el estudio del INDECOPI. Al respecto es necesario enfatizar que la renta obtenida con precios de paridad de exportación, resulta suficientemente elevada y atractiva para las empresas, más aún teniendo en cuenta los elevados aumentos en los precios internacionales del petróleo en relación a los costos operativos de las empresas, los cuales casi no han variado.

La viabilidad de esta política depende, entre otros factores, del fortalecimiento de la empresa estatal. Esto supone, en primer lugar, la implementación inmediata de los planes dirigidos a modernizar y expandir su capacidad instalada, los cuales vienen siendo postergados desde hace varios años por parte del Ministerio de Economía y Finanzas.⁶⁸ Asimismo, la adopción de esta modalidad de regulación explícita del mercado vía la política de precios de PETROPERÚ, debe ir acompañada por el establecimiento de estándares más altos de autonomía, transparencia y rendición de cuentas.

Algunos analistas han propuesto culminar el proceso de privatización de PETROPERÚ, empezando por la refinería de Talara. Esta propuesta ha generado controversias y cuestionamientos, debido a la percepción de que una industria totalmente privatizada es más vulnerable a los riesgos de abuso de poder de mercado. El marco normativo vigente establece que los precios “se rigen por la oferta y la demanda”. Sin embargo, dados los elevados niveles de concentración e integración vertical de la industria, puede ser riesgoso privatizar si no se cuenta con un buen sistema de regulación y promoción de la competencia que proteja los intereses de la sociedad.

En quinto lugar, es indispensable poner al día la política energética y asignar más recursos para su implementación. En el contexto actual, la privatización de PETROPERÚ está virtualmente descartada no solamente debido a los riesgos señalados sino también por consideraciones geopolíticas. En efecto, los países de la región vienen diseñando nuevas estrategias para enfrentar escenarios de escasez y restricciones en el acceso a recursos energéticos, como es el caso del “anillo energético” promovido especialmente por Chile. Además, casi todos los países han optado por un “modelo mixto”, en el cual coexisten empresas públicas con empresas privadas. De hecho, algunas empresas estatales de países vecinos están involucradas en proyectos de inversión energética en el Perú.

En este contexto, la política sectorial debe orientarse a fortalecer la empresa estatal y acelerar el proceso de transición hacia la nueva “matriz energética”, promoviendo

⁶⁸ Esta postergación equivale, en realidad, a una privatización implícita de la industria, en la medida en que debilita la participación en mercado de la empresa estatal y facilita la expansión de la empresa privada.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

activamente la masificación del gas natural. La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas ha formulado varias propuestas al respecto, las cuales comprenden diversos mecanismos dirigidos a facilitar la reconversión del parque automotor y el acceso de los hogares a las redes de distribución que se vienen desplegando. El Estado puede y debe acelerar la implementación de estas propuestas asignando los recursos presupuestales requeridos. Una opción a considerar es asignar una parte de los recursos obtenidos mediante el canon al gas de Camisea. El resultado esperado es un cambio sustantivo en la balanza comercial de hidrocarburos, que pasará de una situación de déficit a una de superávit, y en última instancia un aumento sustantivo en la calidad de vida de las personas, en especial de las más pobres.

Conclusiones

Durante la década de 1990 tuvieron lugar cambios sustantivos en el marco institucional y en la estructura de propiedad de la industria, como resultado de la implementación de un conjunto de reformas, entre las cuales se destacan la desregulación de los mercados, la remoción de barreras a la inversión y la privatización de la empresa petrolera estatal. También se adoptó un nuevo marco normativo que tipificó y prohibió conductas consideradas como abuso de la posición dominante, o que limitan y distorsionan la libre competencia. La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos estableció que las actividades y los precios del petróleo y sus derivados, “se rigen por la oferta y la demanda”.

En este contexto se procedió a privatizar todas las actividades del *upstream* y una parte del *downstream* que hasta ese entonces había estado a cargo de la petrolera estatal PETROPERÚ. El resultado de este proceso ha sido el desarrollo de una industria caracterizada por elevados niveles de concentración en casi todas sus etapas o actividades. En efecto dos empresas, una estatal (PETROPERÚ) y otra privada (REPSOL-YPF), concentran el 97% de la capacidad instalada de refinación a nivel nacional, constituyendo un “duopolio mixto”.

La comercialización de GLP también presenta elevados niveles de concentración. Así, PLUSPETROL da cuenta del 65 % de la producción y del 46 % de las ventas en el mercado interno. La participación de las refinerías en las ventas internas de este producto alcanza el 43 %; el 11 % restante, corresponde a las otras 3 plantas de procesamiento. Debe destacarse la integración vertical del grupo REPSOL-YPF, el cual además de la principal refinería (ubicada en Lima) cuenta con las principales plantas envasadoras de GLP, incluyendo la cadena de SOLGAS, y tiene participación en el accionariado de LIMA GAS y en el consorcio liderado por PLUSPETROL.

En síntesis y al igual que en otros países, la estructura del mercado de hidrocarburos tiene carácter oligopólico y registra un alto grado de concentración horizontal en varias etapas o actividades. Además, las principales empresas están verticalmente integradas y operan simultáneamente en todas las actividades de la cadena de refinación y comercialización de combustibles.

La demanda interna tiene un fuerte componente exógeno asociado a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, a la política tributaria y a los ciclos hidrológicos, que afectan la generación hidráulica de electricidad e, indirectamente, la demanda de combustibles utilizados en la generación termoeléctrica. Entre 1999 y 2003 se registró una tendencia decreciente en el consumo global de combustibles, pero en el año 2004 (año seco) el consumo volvió a elevarse. De otro lado, sin embargo, durante el mismo período se ha registrado un notable aumento en el consumo de GLP. El principal sustituto de los combustibles en la actividad manufacturera es la electricidad, mientras que en la generación eléctrica, la demanda del diesel está relacionada a los ciclos hidrológicos. Debe precisarse que con la implementación del proyecto de Camisea a partir del 2004, se elevó notablemente la participación del gas en la matriz energética peruana.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

El precio al público está determinado por la sumatoria de los precios del productor, los impuestos internos y los márgenes de comercialización. En principio los precios fluctúan en torno a los precios de paridad de importación (P^*), que representan los costos de oportunidad de abastecimiento externo del mercado. El principal componente de P^* es el precio de un “marcador internacional” (en la región el petróleo WTI), al cual se agregan los costos del flete, seguros y otros gastos de importación, simulando un transporte entre la Costa del Golfo de los EE.UU y el puerto de El Callao. De otro lado, los precios de paridad de exportación son los precios que recibirían las empresas que deciden exportar sus productos. En ausencia de competencia en el mercado interno, los precios tienden a P^* . Esto se explica, en parte, porque la política de precios de la empresa estatal no ha respondido al objetivo de maximizar el bienestar, sino que más bien ha estado condicionada por la política macroeconómica y, en algunos casos, por las presiones políticas de corto plazo. Además, la refinería estatal opera casi al límite de utilización de su capacidad, y los últimos gobiernos han optado por postergar la implementación de los planes de expansión y modernización, limitando así sus posibilidades de competir con la refinería privada.

Las normas vigentes tipifican como abuso de posición de dominio “la negativa injustificada de satisfacer las demandas de compra o adquisición, o las ofertas de venta o prestación de productos o servicios”, así como también la imposición de condiciones desiguales por prestaciones equivalentes, que colocan a unos competidores en situación de desventaja en relación a otros. Dado el alto grado de integración vertical en las actividades downstream, las empresas tienen incentivos para adoptar conductas que restringen la competencia e infringen el marco normativo. Esta en curso una investigación por parte del INDECOPI, acerca de una denuncia de abusos por parte de las principales plantas envasadoras de GLP, en la modalidad de retención prolongada de tanques o cilindros de las plantas envasadoras pequeñas, que afecta la capacidad de comercialización de estas últimas.

Durante la década pasada, el INDECOPI adoptó una política laxa y permisiva frente al abuso de posición de dominio y a prácticas restrictivas de libre competencia. La doctrina vigente asumía que la desregulación y apertura comercial de los mercados resultaban suficientes para asegurar condiciones de competencia, y que las únicas barreras relevantes eran aquellas de carácter legal y artificial generadas por la intervención del Estado en la economía. Las autoridades optaron por renunciar al control de las fusiones y concentraciones empresariales, lo cual ha facilitado la formación de monopolios y oligopolios muy concentrados en varias industrias, incluyendo los hidrocarburos. No solamente se rechazó la promulgación de una ley dirigida a evitar la concentración excesiva de los mercados, sino que además se derogó una norma referida al abuso de posición de dominio, con el propósito de permitir que las empresas fijen sus precios para el mercado interno a un nivel superior a los precios de exportación de los mismos productos.

Más recientemente y bajo una nueva administración, el INDECOPI empieza a valorar la importancia de promover la competencia de manera más activa y vigorosa, y de sancionar con mayor energía los abusos y las restricciones impuestas por las empresas. Esta institución ha tomado también la iniciativa en la elaboración de un proyecto de ley que hoy se encuentra en el Congreso, para regular y controlar los procesos de concentración de los mercados.

Estos cambios han tenido lugar recientemente, de manera que sus resultados aún están por verse, y parecen expresar la adopción de nuevos enfoques y doctrinas. Al parecer, empieza a ganar consenso el postulado de que la liberalización y la apertura de la economía son condiciones necesarias pero no suficientes para asegurar competencia en los mercados. En el marco de los debates sobre las políticas de competencia, hace ya varios años que se viene proponiendo priorizar el monitoreo y “la supervisión de aquellas industrias altamente concentradas, que involucran costos hundidos elevados, y que están menos expuestas a la competencia internacional” (Távora 1997: 488) como es el

Documento de trabajo para fines de discusión. Agradecemos comentarios.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

caso de la industria de hidrocarburos. INDECOPI tiene la facultad de llevar a cabo investigaciones de oficio sobre abusos de posición de dominio y prácticas restrictivas de la libre competencia, en esta y en cualquier otra industria. El análisis que se presenta en este estudio, ofrece la posibilidad de lograr una comprensión más racional e integrada sobre las causas que explican estas conductas, y en esa medida intenta contribuir a mejorar la efectividad de las políticas de competencia en este sector.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

BOZA, Beatriz. “¿Por qué no es conveniente para el Perú contar con una política general de fusiones?” Políticas de Competencia y el Proceso de Reformas Económicas en América Latina. Lima: INDECOPI, 1998.

BULLARD, Alfredo. “Las Políticas de Competencia: ¿Porqué y para qué?” En: Derecho y Economía. El análisis económico de las Instituciones Legales. Lima, Palestra Editores, 2003, pp. 637 y ss.

CAMPODÓNICO, Humberto. Privatización y Conflictos Regulatorios. El caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú. Santiago de Chile: CEPAL, 2000.

CAMPODÓNICO, Humberto. La Inversión en el sector petrolero peruano en el período 1990-2000. Santiago de Chile: CEPAL, 1999.

CAMPODÓNICO, Humberto. Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina. Santiago de Chile: CEPAL, 2004.

DAMMERT, Alfredo; “El regulador en el sector de Hidrocarburos Líquidos”, Presentación realizada para la IX Reunión iberoamericana de reguladores de energía. URSEA, Uruguay. Abril del 2005.

DE FRAJA , Giovanni y DEL BONO, Flavio. “Alternative Strategies of a Public Enterprise in Oligopoly”. Oxford Economic Papers . 1989.

DIEZ-CANSECO, Luis y José TÁVARA “Estabilizando el péndulo: control de fusiones y concentraciones en el Perú.” Themis Revista de Derecho 47 (Diciembre 2003: 159-173),

GALLARDO, José, Arturo VÁSQUEZ y Luis BENDEZÚ. La Problemática de los precios de los combustibles. Lima: OSINERG, Documento de Trabajo N° 11 (junio 2005)

GARCÍA, Raúl, VÁSQUEZ, Arturo; “La industria del Gas Natural en el Perú”; DT No1; OSINERG; 2004.

INDECOPI. “Situación y Perspectivas de la Competencia en el Mercado de Combustibles.” Secretaría Técnica de la Comisión de Libre Competencia. Lima: INDECOPI, 1999.

INDECOPI. “Competencia y formación de precios en el mercado de refinación de combustible” Lima: INDECOPI, Documento de Discusión N°02-2003/GEE

MACROCONSULT; “Análisis del mercado de Combustibles de Uso industrial”; Lima: Macroconsult, 1997.

MERRILL, William; “Empresas Públicas en industrias oligopólicas: un análisis de corto plazo. The Quarterly Journal of Economics. (1966).

OLSON, Mancur; The Logic of Collective Action - Public Goods and the Theory of Groups. Cambridge: Harvard University Press, 1965.

REES, Ray; “The Public Enterprise Game”. Economic Journal, 94, pág. 109-123. 1984

Documento de trabajo para fines de discusión. Agradecemos comentarios.

NO DEBE SER UTILIZADO DE REFERENCIA

SHEPARD, Andrea; "Pricing Behaviour and Vertical Contracts in Retail Markets". American Economic Review. (Papers and Proceedings),80, (1990),427-431. 1990

SHEPARD, Andrea; "Contractual Form, Retail Price, and Asset Characteristics". RAND Journal of Economics 24, 58-77. 1993

TÁVARA, José. "Las Políticas Antimonopolio y la Promoción de la Competencia en el Perú." Economía, Vol. XX, No. 39-40 (1997). También en CISEPA documentos de trabajo N° 138, 1997.

VÁSQUEZ Arturo. "La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú": El segmento UPSTREAM del sector petróleo. Documento de Trabajo Número 8. OSINERG. 2004.

VISCUSI,Kip; VERNON,John y HARRINGTON, Joseph." Economics of Regulation and Antitrust. Second Edition. Cambridge". The MIT Press, 2000. Cap. 11.