



LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

20 AÑOS DE APORTE AL DESARROLLO DEL PAÍS



Osinergmin

TÍTULO

**La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú:
20 años de aporte al desarrollo del país**
© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería,
Osinergmin, 2015
Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-46124-5-9

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:
Nº 2017-01865

Impreso en el Perú. Printed in Perú

Tiraje: 110 ejemplares
Impreso en: GRÁFICA BIBLOS S.A.

Jr. Morococha 152 Surquillo
Lima, Perú

Primera reimpresión: febrero 2017

EDITORES

Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco, Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin
Julio Salvador Jácome, Gerente General de Osinergmin
Arturo Leonardo Vásquez Cordano, Gerente de Estudios Económicos de Osinergmin (Editor General en Jefe)
Ricardo de la Cruz Sandoval, Especialista en Hidrocarburos de Estudios Económicos de Osinergmin

COLABORADORES

PRIMERA EDICIÓN

Oficina de Estudios Económicos (OEE): Francisco Javier Coello Jaramillo / Guillermo Alexis Tesén Quispe/ Enver Machel Figueroa Bazán / Carlos Alberto Miranda Velásquez / Carlos Renato Salazar Ríos / Carlo Magno Vilches Cevallos / Edison Álex Chávez Huamán / Cecilia Anahí Vargas Yana.

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL): Beatriz Juana Adaniya Higa / Jorge Humberto Villar Valladares / Félix Amemiya Hoshi / Pedro Isusi Vargas / Jorge Enrique Caballero Calle / José Canelo Marcket / Carolina Lau Chu / Edward Olver Rebaza Castro / Marco Antonio Gonzales Peralta / Yenny Clavijo Dueñas / Fernando Javier Costa Moscol.

Oficinas Regionales (OR): Gustavo Castillo Ojeda / Sofía Amparo Carrasco Baca / Hayde Marisol Cunza Roca / Jorge Luis Ojeda Lay / Edgardo Martín Levano Félix.

Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN): Carlos Augusto Villalobos Dulanto / Julio Ezequiel Pardo Figueroa Yabar / Humberto Knell Griessbach / José Nevado Yenque.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART): Víctor Manuel Ormeño Salcedo / Miguel Juan Révolto Acevedo / Michael Antonio Moleros Cuestas.

Oficina del Proyecto Fondo de Inclusión Social Energético (FISE): Víctor Murillo Huamán / Erick García Portugal / Daivie Puclla Pillco / Johnny Joseph Gonzales Ambia.

Oficina de Comunicaciones: Personal encargado del VºBº.

SUMINISTRO DE FOTOS: Jorge Humberto Villar Valladares (Osinergmin) / Ministerio de Energía y Minas (MEM) / Petróleos del Perú S.A. (Petroperú).

PRIMERA EDICIÓN: Carlos Alberto Miranda Velásquez, Coordinación de diagramación / Paola Miglio, Edición de estilo / Dora Ipanaqué, Diseño / Rosana Calvi, Corrección.

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de Osinergmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en esta publicación es propiedad de Osinergmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar la publicación como Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y De la Cruz, Ricardo (Editores) (2015). **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país.** Osinergmin. Lima-Perú.

Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Esta publicación no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.



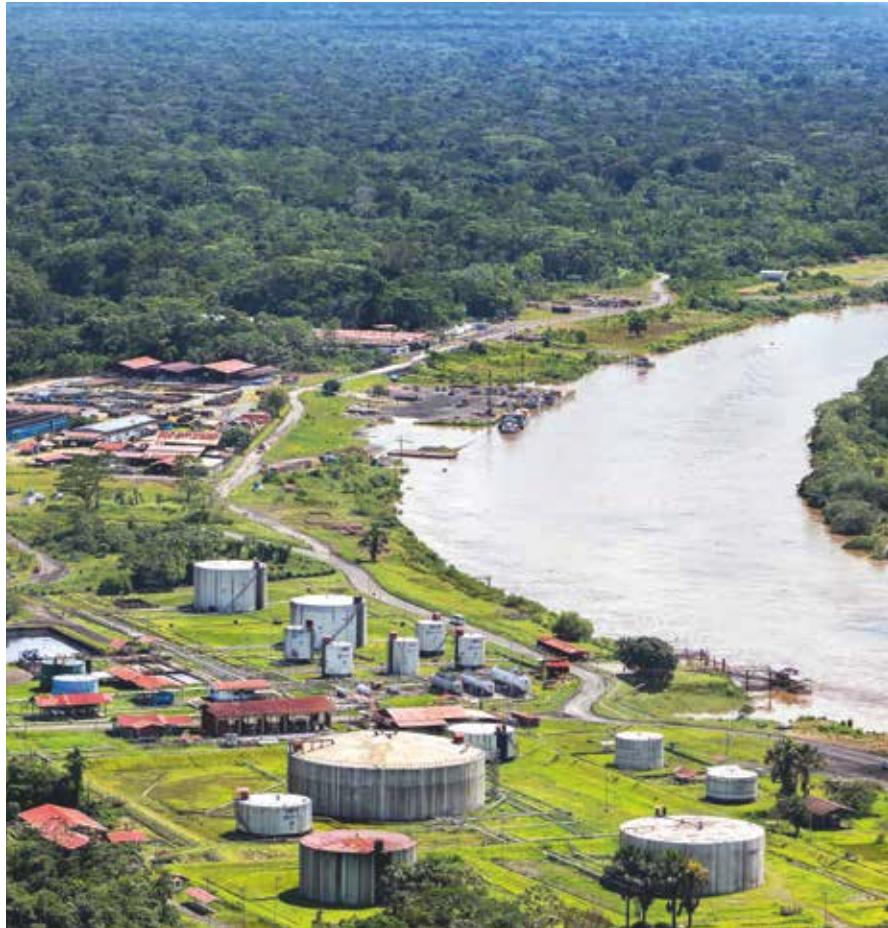
Contenido



Planta Lote 8. Foto GFHL-Osinergmin.



Refinería Selva. Foto Petroperú.



Lote 8. Foto GFHL-Osinergmin.

01 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS. Características tecnológicas y económicas	24
02 HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO. Oferta y demanda	46
03 LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS. Un camino hacia el progreso	64
04 MARCO REGULATORIO. Historia y evolución	82
05 RESULTADOS DEL MERCADO. Beneficios para el país	104
06 OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN. Calidad y seguridad en la industria	132
07 HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS. Impactos Económicos	142
08 EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS. ¿Qué esperamos de la industria?	170

PRÓLOGO INTRODUCCIÓN

1. HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

Características tecnológicas y económicas

- 1.1 La oferta
- 1.2 La demanda

**12
16**

2. HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO.

Oferta y demanda

- 2.1 Indicadores comparativos del mercado nacional y mundial
- 2.2 El mercado internacional y su efecto en el mercado peruano

**24
28
41**

3. LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS.

Un camino hacia el progreso

- 3.1. Leyes de petróleo de 1922 y 1952
- 3.2. De las concesiones al modelo contractual
- 3.3. Ley Orgánica de hidrocarburos
- 3.4. El camino de los hidrocarburos
- 3.5. Entra en juego el gas licuado de petróleo

**46
50
55**

4. MARCO REGULATORIO.

Historia y evolución

- 4.1. Reglas generales del sector
- 4.2. Regulación económica de los hidrocarburos líquidos en el Perú
- 4.3. Regulación social en el sector hidrocarburos
- 4.4. Marco institucional para la regulación del sector hidrocarburos líquidos

**64
70
72
74
75
79**

5. RESULTADOS DEL MERCADO.

Beneficios para el país

- 5.1. Consumo final de energía
- 5.2. Inversión
- 5.3. Producción y reservas
- 5.4. Balances oferta – demanda
- 5.5 Precios
- 5.6 Flujos comerciales
- 5.7 Acceso

**82
86
88
92
95**

6. OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN.

Calidad y seguridad en la industria

- 6.1 ¿Qué atiende la Gerencia de Hidrocarburos Líquidos?
- 6.2. Atención de solicitudes

**104
108
110
111
113
118
120
128**

**132
136
138**

7. HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS.

Impactos económicos

- 7.1. Impactos macroeconómicos
- 7.2. Impactos microeconómicos
- 7.3. Impacto económico en el sector público
- 7.4. Impacto de Osinergmin: casos de estudio
- 7.5 Síntesis de los impactos

8. EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS.

¿QUÉ ESPERAMOS DE LA INDUSTRIA?

- 8.1. Exploración y explotación
- 8.2. Modernización de refinerías
- 8.3. Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao
- 8.4. Proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano
- 8.5. Plantas de abastecimiento
- 8.6. Retos y desafíos para el sector hidrocarburos líquidos
- 8.7. ¿Qué hace Osinergmin y qué hace el Estado peruano?

CONCLUSIONES

NOTAS

BIBLIOGRAFÍA

GLOSARIO

142

146
151

170
176
176
182

200
204

216
222

PRÓLOGO





En los últimos 20 años, el Perú ha sido testigo de cambios importantes en la industria nacional e internacional de hidrocarburos.

El desarrollo del Proyecto Camisea, gracias a un marco regulatorio promotor de la industria del gas natural (GN), cambió la matriz energética primaria del país. Además, en el mundo se perfeccionaron tecnologías para explotar gas y petróleo no convencional y de difícil acceso, que permitieron expandir de modo exponencial la oferta mundial de hidrocarburos. También se observaron variaciones importantes del precio del petróleo debido a cambios geopolíticos e institucionales de la estructura económica internacional.

El subsector de los hidrocarburos líquidos, en particular, contribuyó de manera importante al desarrollo del país desde los inicios de la República. El reconocimiento de la relevancia de esta industria y su importante papel en la economía peruana motivan la elaboración del presente libro, donde se plantea una revisión de la evolución histórica de la industria de los hidrocarburos líquidos y un balance de los aspectos económicos y regulatorios que caracterizan al subsector en el Perú. Esta edición pretende ser también de utilidad para lectores no necesariamente especializados en el sector, pero que quieren tener una visión didáctica del desarrollo de la industria.

Así, se comienza analizando las características económicas y técnicas de la industria de hidrocarburos líquidos, el mercado

mundial de estos productos y qué papel juega el Perú en este entorno. Luego se realiza una reseña histórica productiva y legal de la industria del petróleo en el Perú. Se abarca desde el inicio del desarrollo de la industria, a mediados del siglo XIX, hasta llegar a la reforma que promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). A continuación se describe el marco institucional y regulatorio vigente a la fecha que es aplicable a la industria, abarcando desde la LOH hasta 2014. En esta sección se explica también el rol que tiene el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) como agencia reguladora, supervisora y fiscalizadora de la industria de hidrocarburos líquidos en el Perú. A lo largo de casi 20 años, Osinergmin ha garantizado la aplicación de un marco estable, transparente y predecible para las inversiones y para los consumidores.

Posteriormente, se realiza un análisis descriptivo del mercado interno de combustibles derivados del petróleo y líquidos de gas natural (LGN), la oferta, la demanda, los flujos comerciales, entre otros aspectos relevantes. Luego se describen los resultados de los procesos de supervisión más importantes de Osinergmin y cómo han ido evolucionando en sus resultados a lo largo de los años. Asimismo, el libro analiza los impactos económicos

generados por la industria en la economía peruana, el impacto que ha tenido el desarrollo de los LGN en la balanza comercial del gas licuado de petróleo (GLP), y el impacto de la industria en el sector público, y el ahorro obtenido por los consumidores gracias al uso del GLP vehicular.

Finalmente, se cuantifican el impacto de la labor de Osinergmin en el bienestar de la sociedad y se debate sobre la importancia de los nuevos proyectos relacionados a la industria de hidrocarburos líquidos así como las fortalezas, oportunidades y riesgos que enfrenta el sector y qué medidas han sido tomadas por el Estado para enfrentar los riesgos. En resumen, **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país** busca ser un libro de referencia para realizar un balance de los logros y avances alcanzados y una fuente para identificar las lecciones aprendidas y los retos a futuro.

Jesús Tamayo Pacheco
Presidente del Consejo Directivo
Editor
Osinergmin

Julio Salvador Jácome
Gerente General
Editor
Osinergmin

INTRODUCCIÓN





Desde comienzos del siglo XXI, la economía mundial ha experimentado una serie de cambios que han reconfigurado el entorno internacional. Los más destacables son los progresos en informática y telecomunicaciones, integración comercial de las diferentes economías para promover el desarrollo económico, diversificación productiva de los recursos naturales y bienes manufacturados, preocupación por el cambio climático y la consolidación de grandes empresas transnacionales.

El entorno mundial también ha sido convulsionado por crisis financieras de alcance global, así como por el surgimiento de procesos geopolíticos y problemas en el Medio Oriente (por ejemplo, la Primavera Árabe y los conflictos armados en Afganistán y el Golfo Pérsico). Asimismo, la aplicación de reformas económicas para liberalizar las economías en transición ha impulsado el desarrollo de países emergentes como India, China, Rusia, las naciones del sudeste asiático y Europa del Este, y de Latinoamérica (Brasil, Chile, Colombia y Perú).

Como consecuencia, la demanda de materias primas y recursos energéticos ha crecido sostenidamente en los últimos años en todo el mundo por la expansión acelerada de las actividades productivas y su industrialización, la modernización económica debido al avance de los mercados, así como los procesos de migración del campo a la ciudad y la consecuente explosión del fenómeno de urbanización en las economías en desarrollo. El aumento de la demanda de los hidrocarburos líquidos ha estimulado la ejecución de diversos proyectos de inversión para el descubrimiento y explotación de nuevas reservas de petróleo y líquidos de gas natural (LGN), así como para expandir la disponibilidad de las reservas de diferentes jurisdicciones, ricas en recursos naturales energéticos.

Recientemente, los hidrocarburos líquidos han recobrado importancia en el panorama energético mundial debido al descubrimiento y

explotación de grandes reservas no convencionales de petróleo y gas. Esto ha generado cambios sustanciales en la estructura de mercado global con una mayor cantidad de agentes (productores no convencionales y grandes demandantes de hidrocarburos, como China e India) y una mayor oferta de petróleo. En el presente contexto, la reciente caída del precio internacional del petróleo tiene como una de sus principales causas el exceso de oferta proveniente del *shale oil* y *shale gas* (petróleo y gas de esquisto) en Estados Unidos, y que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidió no reducir su cuota de producción para mantener su participación de mercado ante la amenaza de la entrada de nuevas fuentes de oferta no convencional.

El Perú no ha sido ajeno a los efectos de estos acontecimientos. Debido a su característica de importador neto de hidrocarburos líquidos, el Estado ha dado amplia importancia desde fines de los 90 al desarrollo del yacimiento de gas de Camisea y a la diversificación de la matriz energética. Así, realizó un marco legal que permitió aplicar reformas estructurales de mercado en la economía peruana, destinadas a atraer inversión privada, modernizar sus instituciones e integrar al país a la economía global mediante acuerdos de libre comercio. En este contexto, el *boom* de las materias primas ocurrido en la última década contribuyó a generar un

clima virtuoso para la inversión en importantes proyectos de infraestructura y energía que permitió sostener el crecimiento de la economía a tasas promedio anuales de 6%. A este esfuerzo inicial se unen las leyes que el Estado peruano ha promulgado para garantizar la seguridad en el suministro de hidrocarburos líquidos.

La importancia del sub sector hidrocarburos líquidos en la economía se puede entender, fundamentalmente, por su relevancia e impacto en los principales indicadores económicos asociados al crecimiento y desarrollo del país. Diferentes actores, desde sus competencias y roles, han contribuido. El yacimiento de Camisea permitió incrementar la producción de líquidos de gas natural (LGN) del cual se produce el gas licuado de petróleo (GLP). Este combustible es uno de los más consumidos en el país y ha permitido generar ahorros en costos para los usuarios de transporte vehicular, ayudar a combatir el cambio climático, y preservar la calidad ambiental (menores emisiones de gases de efecto invernadero) y ha convertido al Perú en exportador neto de GLP. Las inversiones en el sub sector también han tenido efectos multiplicadores en la economía y han generado significativas contribuciones a la sociedad. La implementación de políticas públicas por parte de Osinergmin ha generado beneficios para los consumidores y usuarios finales.



Osinergmin cumplió un rol gravitante en la industria de hidrocarburos líquidos en los últimos 20 años. Mediante el ejercicio autónomo de sus facultades reguladoras y supervisoras en el sub sector, ha brindado reglas claras y una supervisión eficaz en materia de seguridad industrial y control de la calidad, que han contribuido a reducir los niveles de informalidad en la comercialización de combustibles y ordenar los mercados de hidrocarburos. Asimismo, es uno de los garantes de las inversiones en el sub sector, al cumplir su función como órgano técnico participa de los procesos de promoción de la inversión privada en hidrocarburos. También es ejecutor de las normas aplicables a la industria de hidrocarburos líquidos, reduciendo la discrecionalidad de la administración pública con transparencia, autonomía y alta calidad técnica.

Hace 10 años, Osinergmin publicó una serie de documentos de trabajo sobre la organización económica del segmento *upstream* de la industria del petróleo, la demanda agregada de combustibles en el Perú y la comercialización del GLP envasado, entre otros, con el objetivo de explicar a la población la estructura de la industria y los alcances económicos y técnicos de la misma para el Perú¹. En esta ocasión, edita el libro **La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país**, como una continuación

de esta tradición de gestión del conocimiento sobre temas del sector energético y un reconocimiento a la importancia la industria para la economía peruana. Este libro busca brindar un recuento de la historia de los hidrocarburos líquidos, así como su importancia para la economía peruana y el impacto que ha tenido Osinergmin en su papel de órgano regulador, supervisor y fiscalizador del sub sector. Además, se evalúan las perspectivas futuras.

Con el objetivo de poner a disposición de los lectores información que complementa el contenido principal de la presente publicación, se adjunta un **anexo digital** en un disco compacto. El lector podrá encontrar textos, cuadros, tablas e ilustraciones que brindan información adicional y detalles de carácter técnico, económico y cuantitativo sobre el material expuesto en cada capítulo.

El presente libro es el resultado del esfuerzo de un equipo multidisciplinario perteneciente a las diferentes áreas de Osinergmin. La Oficina de Estudios Económicos (OEE) fue la encargada de liderar y coordinar su elaboración, habiendo recibido la activa participación de los equipos de trabajo de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL), las Oficinas Regionales (OR), la Gerencia Adjunta de

Regulación Tarifaria (GART), la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) y la Oficina del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A este valioso equipo le brindamos nuestro agradecimiento por su esfuerzo decidido, el cual esperamos contribuya al mejor entendimiento del desarrollo de la industria de hidrocarburos líquidos en el Perú y se constituya en un importante referente académico para futuras investigaciones sobre la materia.

Arturo Leonardo Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos
Editor General en Jefe
Osinergmin

01

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS Y ECONÓMICAS



Hidrocarburos líquidos

Características tecnológicas y económicas

¿Qué son los hidrocarburos líquidos y qué representan para nuestro país? Desde antes de la época de la Colonia han sido fuente importante de energía, y con los años su protagonismo ha crecido y su perfil, evolucionado. Comenzamos este libro explicando su cadena de valor y las características que los distinguen.



Hidrocarburos líquidos

Características tecnológicas y económicas

Los hidrocarburos líquidos comprenden al petróleo y sus derivados y los líquidos de gas natural. En la oferta se divide el análisis en los segmentos *upstream* y *downstream*. En la demanda se describen características asociadas a la decisión de consumo de los agentes económicos. En la caja 1-1 se hace una descripción del petróleo y los líquidos de gas natural, los principales productos a partir de los cuales funciona la industria de hidrocarburos líquidos.

1.1. LA OFERTA

La cadena de valor de los hidrocarburos líquidos (petróleo y sus derivados y líquidos de gas natural, LGN) está dividida en dos segmentos, el *upstream* o “río arriba” y el *downstream* o “río abajo”. Las actividades incluidas en el *upstream* son la exploración de nuevas reservas y la explotación, que consiste en la extracción de petróleo y/o gas natural (GN)¹. Mayormente se incluye en el *upstream* el transporte de hidrocarburos, por ejemplo, oleoductos, gasoductos, trenes, camiones tanque que los transportan a las refinerías, a la planta de fraccionamiento o a los puertos para comercio exterior. En algunas clasificaciones el transporte se menciona con el nombre de *midstream* o “río medio”. El segmento *downstream* incluye desde la refinación o fraccionamiento del hidrocarburo y su transformación en los diferentes combustibles, el transporte y almacenamiento de estos últimos, hasta

la comercialización mayorista y minorista (ver ilustración 1-1). La cadena de valor de GN que incorpora los LGN se muestra en la ilustración 1-1 del libro *La Industria del Gas Natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*².

A continuación se describen las características de las diferentes actividades del *upstream* y *downstream*. En el caso de las actividades del *upstream*, el análisis se basa, principalmente, en lo expuesto en Vásquez (2005a); mientras que el texto de las actividades de *downstream* se basa en lo expuesto en Távara y Vásquez (2008).

a. Exploración y explotación

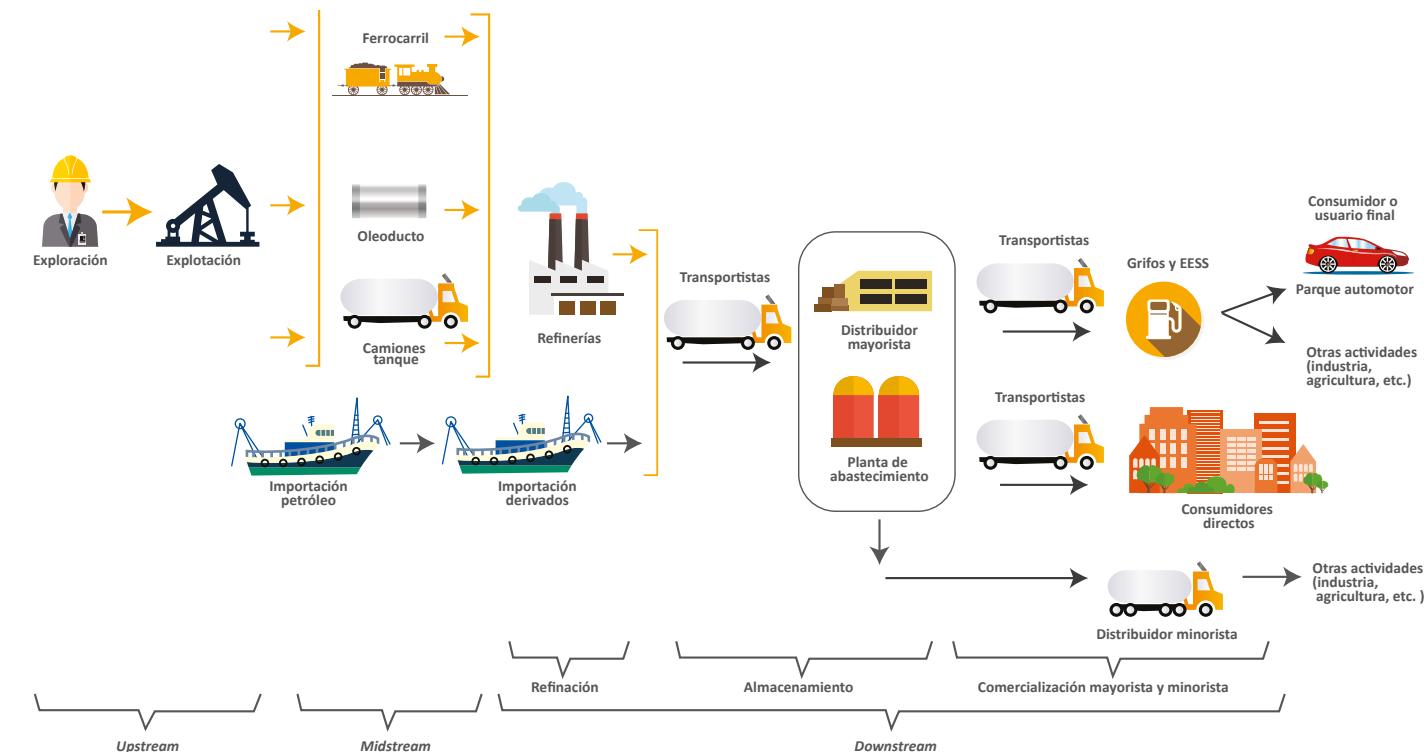
Mediante la exploración se buscan nuevas reservas³ que permitan incrementar la producción de hidrocarburos líquidos y otros derivados. En esta etapa hay economías de aprendizaje: la reducción de los costos

medios y el aumento de la productividad como resultado de una mayor exploración, y la difusión de dicha experiencia entre las diferentes empresas. Estas permiten convertir la incertidumbre inherente en riesgo⁴ y aumentan la predictibilidad de la oferta de hidrocarburos.

En la etapa de explotación hay economías de escala en la fase de desarrollo o inicial del proyecto. Al comienzo de la explotación, la cantidad de reservas en el yacimiento es mayor y, por lo tanto, también la presión que impulsa los hidrocarburos hacia la superficie al perforar un pozo. La cantidad extraída crece en esta fase para evitar un derrame o fuga descontrolada de hidrocarburos. Las empresas deben invertir en equipos especiales de seguridad. Cabe señalar que la facilidad de extracción también depende de las características del hidrocarburo y del tipo de roca en la que se encuentra (grado de porosidad y permeabilidad)⁵. Estos no se conocen con certeza incluso después de iniciada la extracción.



Ilustración 1-1
Cadena de valor del petróleo y sus derivados



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.



Petróleo y los líquidos de gas natural^a

El petróleo y el gas natural (GN) son una mezcla de compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno en estado líquido (petróleo) y gaseoso (GN) que se forman en depósitos subterráneos de roca sedimentaria mezclados con otros elementos, es decir, deben procesarse para poder ser comercializados.

Los reservorios de petróleo pueden contener GN asociado; y los reservorios de GN no asociado pueden tener GN seco o húmedo. El último caso corresponde a la presencia de condensados de GN.

Las empresas de hidrocarburos producen tanto petróleo como GN. En particular, los

líquidos de gas natural (LGN) se originan cuando se separan del GN húmedo. Están formados, principalmente, por butano y propano, aunque pueden contener otros compuestos como etano o pentano.

La explicación más aceptada del origen del petróleo (enfoque orgánico) afirma que

se origina a partir de la materia orgánica de seres que vivieron hace millones de años y que fue depositada junto a otros materiales sólidos en el fondo de mares o lagunas, se descompuso y fue enterrada por los sedimentos acumulados. La mayor profundidad y presión, la falta de aire y temperatura, junto a procesos físicos y químicos, produjeron petróleo. De manera similar se origina el GN (ver anexo A.1 para más detalles sobre la ubicación de hidrocarburos en el subsuelo).

El petróleo y el gas natural son una mezcla de compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno. Ambos son commodities: bienes transados fluidamente en el mercado mundial, estandarizados y su precio se fija por la oferta y la demanda

El uso práctico del petróleo y LGN es mínimo. La separación y procesamiento de sus componentes (refinación) permiten obtener productos con valor agregado. En este sentido, ambos hidrocarburos son insumos para producir múltiples derivados. El petróleo y los LGN se comercializan en el mundo de forma muy dinámica gracias a ciertas características asociadas al término *commodity*: bienes

transados fluidamente en el mercado mundial, con particularidades estándar y cuyo precio se fija por la interacción de la oferta y la demanda (Vásquez, 2005a: 170).

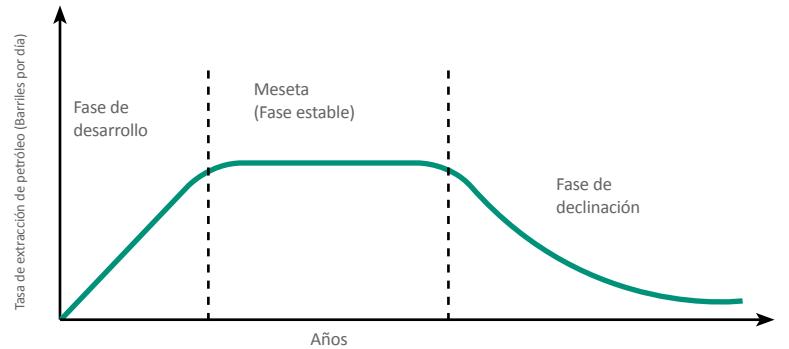
El petróleo puede ser almacenado y no es fácilmente sustituible a corto ni mediano plazo. El avance tecnológico permite la posibilidad de reemplazarlo a largo plazo por otros

combustibles sustitutos (GN y LGN, energía solar, nuclear y geotérmica, entre otros). Los derivados de estos productos son también commodities y se utilizan en casi todos los sectores económicos, aunque principalmente en la industria (petroquímica, eléctrica, manufactura, etc.), el transporte, la cocción de alimentos y calefacción.

^a Fuentes: Vásquez (2005a) y EIA (2012).



Gráfico 1-1
Fases de la producción física de un reservorio petrolero



Fuente y elaboración: Vásquez (2005a).



Múltiple de distribución forestal (Selva). Foto GFHL-Osinergmin.

Los costos de explotar el yacimiento se incrementan a medida que las reservas van disminuyendo. La necesidad de utilizar metodologías de recuperación secundaria y terciaria⁶ encarece la operación y la empresa puede necesitar perforar más pozos para mantener el volumen de hidrocarburos extraídos. Un ejemplo aplicado al petróleo se muestra en el **gráfico 1-1**.

La exploración y explotación conllevan la ejecución de grandes inversiones en equipos especializados de alta tecnología⁷. Asimismo, tanto en exploración como explotación, la necesidad de capital para llevar a cabo la actividad constituye un significativo costo de entrada. Sin embargo, a diferencia de la etapa de explotación, en la de exploración no constituyen costos hundidos, irrecuperables o irreversibles, pues los mismos equipos pueden utilizarse en diversos campos. Otro costo de entrada es el permiso del gobierno para explorar y/o explotar, el cual resulta en la firma de contratos de servicios o de licencia a largo plazo.

Por otro lado, la entrada de empresas en la explotación depende, en gran medida, del precio internacional del hidrocarburo a extraer a largo plazo⁸. La volatilidad e incertidumbre en su evolución es un factor importante en la determinación de la viabilidad (rentabilidad) de los proyectos de explotación. Otro factor que influye en la entrada de empresas es el progreso tecnológico, pues abarata los procesos de exploración y de recuperación secundaria y terciaria en la explotación.

La incertidumbre y el riesgo juegan un papel primordial en la determinación de la estructura de mercado y en la viabilidad económico-financiera de estas actividades. La incertidumbre se origina

en el desconocimiento de la ubicación y distribución de los yacimientos de hidrocarburos, las reservas o la rentabilidad, esta última depende del precio internacional.

b. Transporte

Luego de extraerse del pozo, el hidrocarburo se lleva con equipo especializado a la batería de producción y/o planta de separación. En ella, es separado de los otros componentes que están presentes en el yacimiento (GN, agua, lodo, entre otros, en el caso del petróleo; y GN seco y LGN, en el caso de GN). Luego se inyecta en el ducto de transporte, gasoducto o se deposita en camiones tanque o en tanques en un ferrocarril, en barcazas o buques tanque para su traslado hasta las refinerías, plantas de fraccionamiento o puertos para su exportación.

En el caso de los ductos y gasoductos, los costos de transporte son subaditivos⁹, pues tiene costos medios decrecientes (economías de escala). Resulta más barato transportar los

hidrocarburos de varios yacimientos cercanos por una sola red de ductos (economías de ámbito). En economía, la subaditividad de costos es una condición suficiente para constituir un monopolio natural, es decir, es mejor que una sola empresa opere para garantizar la eficiencia productiva.

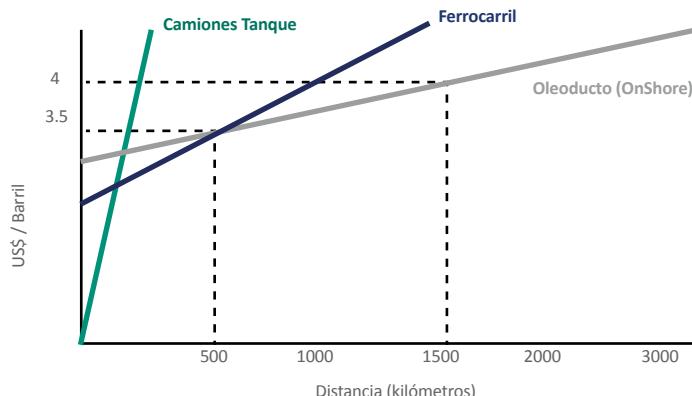
Los costos de transporte terrestre varían según el valor de inversión inicial y cómo aumenta el precio por llevar el hidrocarburo de acuerdo a la distancia. Asimismo, los costos de operación del ducto son mayores, dependiendo del terreno por donde transite y el hidrocarburo que transporte. El **gráfico 1-2** muestra que trasladar por camión cisterna conlleva una inversión inicial menor, pero un costo por distancia rápidamente creciente. Los ferrocarriles constituyen un punto intermedio, mientras que los ductos son la opción más eficiente para distancias largas.

La inversión en la infraestructura de los ductos es hundida, pues no es posible

utilizarla para otros fines. Así, una empresa preexistente en el mercado de transporte de hidrocarburos por ductos tendrá ventajas frente a una que desea entrar, por lo que la inversión inicial constituye un significativo costo de ingreso. Un monopolio natural cuenta con un alto poder de mercado¹⁰, y bajo ciertas condiciones, genera algunos problemas que se agravan ante la posibilidad de integración vertical de la empresa transportadora con los productores.

- El operador puede beneficiar al productor al cual pertenece cobrando mayores tarifas a los demás productores, asignándoles más porcentaje de los costos comunes de transporte, reduciendo el acceso libre y equitativo a la red.
- Al brindar acceso libre, los hidrocarburos transportados no necesariamente son de la misma calidad, por lo que se deben pagar compensaciones entre los productores (fijadas mayormente en contratos) y

Gráfico 1-2
Costo de transporte de hidrocarburos según tecnologías



Fuente y elaboración: Hanesson (1998), en Vásquez (2005a).



Oleoducto Nor Peruano. Foto MEM.

definir un estándar de calidad para los hidrocarburos. Esto dificulta el acceso a la red de productores independientes.

- Los transportistas pueden fijar el precio de compra del hidrocarburo de los productores independientes y/o exigirles condiciones discriminatorias para el acceso a la red. A su vez, no pueden coludirse, pues su objetivo es remitir su hidrocarburo al mismo destino.

c. Refinación o procesamiento

Es la actividad principal en la industria, donde se refinan o procesan los hidrocarburos (petróleo o LGN) para producir bienes de alto valor comercial como gasolinas, diésel y gas licuado de petróleo (GLP), entre otros. La refinación del petróleo consiste en separar, mediante el calor, los diversos hidrocarburos que luego se mezclan con componentes que permiten otorgarles las especificaciones técnicas exigidas en el país para su comercialización (ejemplo: octanaje) (ver gráfico 1-3).

El procesamiento de los LGN que se realiza en las plantas de fraccionamiento consiste en obtener GLP, gasolina natural y otros compuestos. Por lo tanto, la etapa de refinación o procesamiento elabora múltiples productos. Las refinerías o plantas de fraccionamiento ubican sus instalaciones cerca de los centros de abastecimiento para las zonas de consumo o de los yacimientos para reducir precios de transporte. Los costos de operación son subaditivos, en tanto poseen economías de escala asociadas a sus capacidades. Asimismo, exhiben economías de ámbito, pues es más barato producir todos los derivados de hidrocarburos en una misma refinería o planta. En ese sentido, la refinación tiene características de monopolio natural,

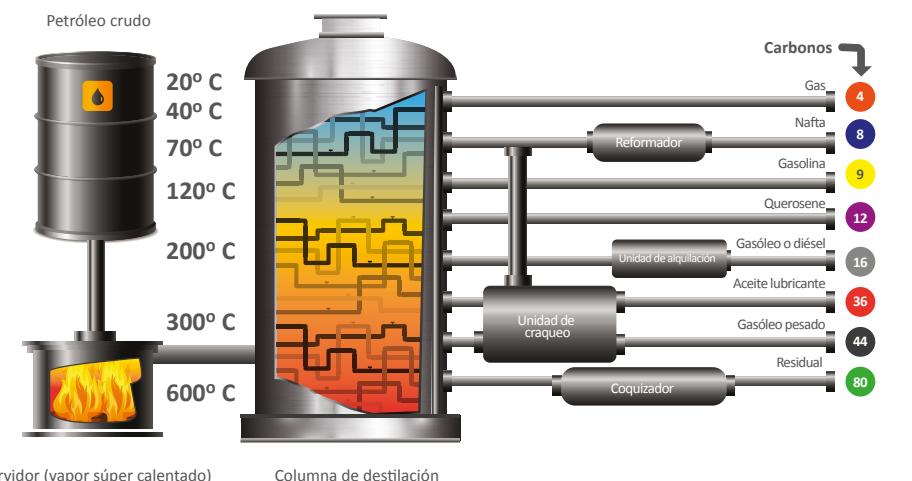
al menos regional, por lo que la estructura de mercado incluye la presencia de muy pocas empresas, especialmente si el mercado que atiende es pequeño. La inversión y costos de instalación necesarios para construir una refinería son mayormente irrecuperables o hundidos y constituyen un costo de entrada.

La integración vertical se observa, principalmente, cuando la empresa operadora de una refinería construye sus propias instalaciones de almacenamiento y despacho; mientras que la horizontal, cuando adquiere la refinadora que atiende a un mercado cercano. Estas inversiones y adquisiciones permiten ahorrar los costos de alquiler de almacenamiento y ampliar el ámbito de operaciones a otros mercados. El diseño de

las refinerías de petróleo influye en la cantidad y el tipo de petróleo que refinará (ligero o pesado, dulce o ácido, ver anexo A.1 para más detalles), los derivados que producirán (mientras más ligero más derivados livianos, como el GLP) y su calidad (por ejemplo, si son más o menos contaminantes). Las empresas refinadoras pueden adaptarse a ciertas demandas, adecuando sus procesos y capacidad, por ejemplo, gracias a los cambios tecnológicos.

A continuación, en las cajas 1-2 a 1-5, se realiza una descripción de las características de los principales combustibles líquidos y el GLP. La lista de los derivados que se obtiene del petróleo y los LGN en el Perú se muestra en la tabla A.1-1 del anexo A.1.

**Gráfico 1-3
Diagrama de proceso de refinación del petróleo**



Fuente y elaboración: Howstaffworks (2000) en Vásquez, (2006a).



Características de la gasolina^a

De acuerdo con Leffler (2000), la gasolina es un hidrocarburo derivado liviano del petróleo en el rango de los 26 a 204 °C, para usar en motores de combustión interna de encendido por chispa. Entre sus principales características se encuentra el octanaje, la medida de resistencia a la ignición de la gasolina sin la ayuda de una bujía. Un mayor octanaje implica menor resistencia. De preferencia, la gasolina utilizada en el motor debería ser de un octanaje equivalente. Según Repsol, un mayor octanaje significa mejor calidad de la gasolina, pues produce más respuesta a exigencias, potencia y eficiencia en el motor. El uso de una gasolina de menor octanaje provoca el conocido "cascabeleo", ya que el combustible se inflama antes de que se encienda la chispa^b.

La presión de vapor se relaciona con el octanaje. Este permite que se facilite alcanzar las condiciones para que el motor se encienda en distintos contextos. Cuando uno gira la llave para prender el vehículo, la gasolina entra en el cilindro en forma de vapor. Mientras más frío esté el motor, más demorará la gasolina en mezclarse con el aire de manera que se genere una unión inflamable.

Hasta la década de los sesenta y setenta, las gasolinas incluían una proporción de plomo. Debido a consideraciones ambientales y de salud, los países desarrollados fueron los primeros en limitar la cantidad que podía incorporarse. En Perú este proceso fue más lento, las gasolinas sin plomo ingresaron al mercado a fines de la década de los noventa (D.S. N° 019-98-EM) y se prohibieron completamente en 2005^c. Esto tuvo como consecuencia la búsqueda

de nuevos componentes para aumentar el octanaje de las gasolinas, principalmente de la petroquímica (metanol, etanol, entre otros). Luego, en la década de los noventa, en los países desarrollados se restringió el contenido de oxígeno en las gasolinas pues facilitaba la creación de contaminantes como los óxidos de nitrógeno y el monóxido de carbono. Cabe mencionar la alta importancia que el uso de las gasolinas tiene en la actividad económica mediante el sector transporte, por lo cual, la gasolina es un derivado transversal a la mayoría de actividades económicas.

^a Fuente principal: Leffler (2000).

^b Fuente: www.repsol.com/pe_es/productos_y_servicios/productos/pe_combustibles/atencion_al_cliente/preguntas_mas_frecuentes/

^c Fuente: Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Disponible en www.snmpe.org.pe/prensa-y-multimedia-snmpe/sintesis-de-noticias/energ%C3%ADA/queda-prohibido-vender-gasolina-con-plomo-a-partir-del-1-de-enero.html



Características del diésel

De acuerdo con el glosario de la U.S. Energy Information Administration^a, el diésel fuel es “un combustible compuesto de destilados obtenidos en la operación de refinado de petróleo o mezclas de tales destilados con aceite residual utilizados en vehículos automóviles. El punto de ebullición y el peso específico son más altos para los combustibles diésel que para la gasolina” (traducción libre).

Entre sus principales características se encuentra el número de cetano. Según Leffler (2000), es una medida de la calidad de ignición del diésel y refleja el porcentaje de cetano en una mezcla con el compuesto alfa-metilnaftaleno. A diferencia de las gasolinas, la autoignición es importante en el diésel. Se usa más cetano para el diésel en vehículos particulares que en camiones.

El contenido de azufre en este tipo de combustibles ha sido materia de preocupación en diversos países del mundo.

ppm de azufre. Por el D.S. N° 061-2009-EM se aprobaron criterios de excepción para el cumplimiento de la comercialización de diésel con hasta 50 ppm en zonas del interior del país. El D.S. N° 092-2009 dispuso que en Lima y El Callao se debía comercializar diésel B2 con hasta 50 ppm desde el 1º de enero de 2010. Luego, mediante R.M. N° 139-2012-MEM/DM, se estableció la no comercialización de diésel B5 con más de 50 ppm de azufre en Lima, El Callao, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios. Otro aspecto técnico del diésel son los puntos *Pour* y *Cloud*, que evitan que se cristalice por el frío y deje de fluir. Su mercado es diverso, en Perú se utiliza principalmente en la generación eléctrica, en el transporte de carga pesada y en la minería.

^aFuente: www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=D

Características del gas licuado de petróleo^a

Este hidrocarburo en condiciones normales de presión (1 atmósfera) y temperatura (20°C) se encuentra en estado gaseoso. Es más barato almacenarlo y transportarlo en estado líquido, pues su volumen es 250 veces menor, lo que se consigue si se coloca en envases con mayor presión.

El gas licuado de petróleo (GLP) combinado con el aire en una proporción menor a 10% es inflamable, combustion rápidamente y no emite residuos contaminantes como plomo o azufre. Es inodoro e incoloro, por lo que la Norma Técnica Peruana dispone que se le debe agregar una proporción del agente odorante llamado mercaptano. No es tóxico ni venenoso, pero en grandes proporciones

en el aire puede causar la muerte por asfixia y, en estado líquido, quemaduras en la piel. Presenta ventajas económicas con respecto a su rendimiento en comparación a otros combustibles.

Los usos principales del GLP son para calefacción y cocción de alimentos. Su comercialización en el mundo es bastante

fluida, por lo que se considera un *commodity*. Uno de los principales precios de referencia es el *spot* del mercado de propano en Mont Belvieu, cerca a la costa de Estados Unidos en el Golfo de México, influenciado tanto por el del petróleo como por el del GN, debido a que es un derivado de ambos. Otros factores que influyen en el precio internacional son la producción mundial, el clima, el nivel de inventarios por el lado de la oferta; mientras que la demanda es cíclica en relación con las estaciones, mayor en invierno, menor en verano^b.

^a Fuente: GFHL (2011).

^b Mayor detalle de la política de precios en el **capítulo 4**, de la producción y consumo mundial en el **capítulo 2** y de la producción y consumo nacional en el **capítulo 5** del presente libro.





Características del combustible de aviación (*jet fuel*)

Según la U.S. Energy Information Administration (EIA), este hidrocarburo es un derivado del petróleo usado en los motores de los aviones de reacción.

Existe *jet fuel* con alto contenido de querosene o de nafta^a. El contenido de hidrógeno es importante en el *jet fuel*. Según Leffler (2000), mientras menos hidrógeno tiene, se produce mayor cantidad de humo al quemarse. El mercado del *jet fuel* lo conforma toda la industria de aviación del mundo. En Perú se conoce como Turbo A-1.

^aDisponible en www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=J

d. Almacenamiento y despacho

Esta etapa la conforman los terminales y plantas que cuentan con tanques, ductos y equipos de bombeo, instalaciones que tienen economías de escala por volumen y constituyen costos hundidos al tener características específicas, parte de un costo de entrada, pero en menor medida que en refinación o transporte. Los terminales y plantas tienden a ubicarse cerca a las refinerías, plantas de fraccionamiento y de los centros de demanda. Pueden estar integrados verticalmente o ser independientes. La innovación tecnológica juega un papel importante en la estructura de esta etapa. Por ejemplo, permite sincronizar la recepción y despacho de combustibles, y reduce el número de terminales necesarios en un mismo mercado (Távara y Vásquez 2008: 33-34).

a los centros minoristas para la venta al consumidor final (estaciones de servicio, grifos, gasocentros, etc.). Existen economías de escala en la capacidad de almacenamiento, pero no son significativas pues el tamaño mínimo eficiente¹¹ es chico con respecto al del mercado. En otras palabras, el mercado puede ser atendido por muchas empresas (en algunos casos existe atomización de la oferta minorista). No obstante, puede permitir ahorrar costos operativos al obtener transporte desde los terminales con fletes más pequeños y de menor frecuencia.

Las inversiones necesarias para dedicarse a estas actividades son pequeñas (camiones cisterna, almacenamiento) en comparación con las de etapas anteriores. No existen costos hundidos y los costos de entrada son menores (menos cantidad de capital necesario, permisos, valor de alquiler o compra de un terreno).

e. Comercialización mayorista y minorista

Consiste en el transporte de los combustibles desde la refinería o planta de fraccionamiento por camiones cisterna, buques tanque o ductos a los terminales de almacenamiento mayorista y luego

Actualmente, los mayores costos a la entrada en la comercialización minorista se originan por la necesidad de realizar más gastos en publicidad e inversión para brindar mayores servicios (tiendas, cajeros, más surtidores), estrategias de diferenciación de producto

(aditivos) y cumplir con la normativa de seguridad y ambiental. Asimismo, puede existir cierto grado de integración vertical, tanto de los mayoristas como minoristas entre sí y con las refinerías. En estos casos se puede observar el uso de controles verticales, mecanismos incluidos, sobre todo, en la firma de un contrato entre el mayorista/refinador y el minorista que condiciona la relación entre ellos, fijando requisitos como precio, cantidad vendida o comprada, etc. (Tirole 1990). En el cuadro 1-1 se resumen las principales características económicas y técnicas descritas previamente.

f. Asimetría en la respuesta de los precios de los combustibles ante variaciones del precio internacional del petróleo

En los últimos años, la fluctuación de los precios de los combustibles como el GLP y las gasolinas, ha sido materia de comentarios sobre su variación asimétrica ante cambios del precio internacional del petróleo. De acuerdo con Vásquez (2005b), existen cuatro razones que podrían explicar este fenómeno.

- **Manejo de inventarios.** Las empresas que mantienen inventarios de combustibles pueden incrementar los precios para ajustar su valor como respuesta a un aumento del precio de paridad a largo plazo por causas inesperadas (por ejemplo, debido a una disminución de las reservas internacionales de combustibles refinados, restricción de la oferta mundial de combustibles o crecimiento no anticipado de la demanda mundial). Si el precio de paridad disminuye, las refinerías retardan la caída del precio porque los inventarios son finitos. Esperan a que se agoten para bajarlos.

- **Los costos de ajuste de las refinerías.** Las refinerías enfrentan altos costos de ajuste de su producción cuando el precio de paridad aumenta. Si sube el precio de paridad por escasez de petróleo en el mercado mundial, se ven obligadas a reducir su cuota de producción. Pero ejecutar dicha acción es costoso y lento, lo que incrementa bruscamente los precios ex-planta. Cuando cae el precio, las refinerías aumentan lentamente su producción para recuperar las pérdidas y obtener un mayor margen. Así, los precios bajan más lentamente.

- **Colusión tácita (poder de mercado).** Corresponde a la hipótesis de la existencia de pocas empresas dominantes que producen y comercializan combustibles y tienen una relación de colusión tácita alrededor de un precio focal, sostenido gracias a la información imperfecta del precio del insumo que pagan las competidoras. Si se eleva el precio del insumo, los precios finales subirán para mantener los márgenes. Si cae, bajarán si disminuye la demanda o si las demás empresas reducen su precio.
- **Los costos de búsqueda por parte de los consumidores.** Está relacionado al poder monopólico u oligopólico que pueden ostentar las estaciones de servicio en su área de atención. Este depende de la facilidad con la que los consumidores pueden encontrar estaciones de servicio alternativas a las que normalmente escogen (costos de búsqueda). Si sube el precio mayorista, las estaciones elevarían rápidamente el precio para recuperar los mayores costos y al menos mantener el margen comercial; mientras que cuando el precio cae, aprovechan que su clientela demora en encontrar otra estación y obtienen una mayor ganancia. Cuando el costo de búsqueda es menor que el de bajar los precios, las estaciones disminuyen precios gradualmente.

Peltzman (2000) analizó el comportamiento de los precios de 165 bienes de 10 industrias y 77 bienes de ocho mercados de consumo. El autor encontró una respuesta asimétrica en los precios de bienes industriales y de consumo ante la variación del costo de un insumo primordial para su producción, tanto en mercados competitivos como oligopólicos, con una menor respuesta asimétrica en los oligopólicos.

Según Peltzman, el manejo de inventarios y los costos de menú (por cambiar precios por parte de la empresa) no serían importantes para explicar el fenómeno. En primer lugar, afirmó que se esperaría que los precios de los bienes con inventarios bajos se comporten como un mercado spot; sin embargo, en el caso de las manufacturas los resultados indicaron una mayor asimetría.

Con respecto a los costos de menú, afirmó que si las alzas del precio del insumo son más persistentes que las caídas, una rápida respuesta del precio del bien final a las bajas iría en contra de los costos de menú como explicación de la asimetría. La evidencia favoreció esto último. Asimismo, encontró que una mayor volatilidad del precio del insumo está asociada a una respuesta asimétrica y halló una, en el caso de bienes industriales y de consumo, esta asimetría es menor; mientras que en mercados con muchos pequeños intermediarios entre la fábrica y el minorista, la asimetría es mayor al promedio. Entonces, una explicación de la asimetría estaría en el entendimiento de las relaciones verticales entre estos agentes. Posteriormente, Deck y

Cuadro 1-1
Características técnico-económicas de las actividades de hidrocarburos

Características	Actividades	Exploración y Explotación	Transporte	Refinación	Almacenam. y despacho	Comercialización
Subadicitividad de costos	3º	1º	1º	2º	3º	
Costos hundidos	2º	1º	1º	3º	-	
Incertidumbre y riesgo	1º	2º	-	-	-	
Multiproducto	-	-	2º	-	3º	
Costos de entrada	3º	1º	2º	3º	3º	
Integración vertical u horizontal	3º	2º	2º	3º	3º	

Nota. 1º, 2º y 3º representan la relevancia de dicha característica en una etapa de la industria en comparación con las demás, donde 1º es la mayor relevancia y 3º la menor. Fuente y elaboración: OEE – Osinergmin.

Wilson (2008) realizan un experimento en el cual diseñan un mercado de cuatro empresas con una estación de servicio en el centro y otra en la periferia de una misma ciudad, por lo que hay un *cluster* de estaciones en el centro.

Entre los resultados asociados a la asimetría se puede mencionar que cuando los refinadores aplican precios diferenciados centro-periferia y no hay integración vertical, las estaciones del centro se ajustan rápida y asimétricamente a cambios del mayorista (refinador); mientras que las de la periferia lo hacen de forma más lenta pero simétrica. Por otro lado, cuando las estaciones están integradas verticalmente con el mayorista, los precios se ajustan simétricamente y mucho más lento a cambios en los precios. Finalmente, cuando los precios mayoristas responden volátilmente a incrementos en el precio del petróleo, los minoristas lo hacen asimétricamente.

El experimento refleja que la asimetría de precios se observa en mercados competitivos y oligopólicos. Las estaciones del centro son de las cuatro empresas y se ubican en una misma área de la ciudad, por lo que el componente competitivo entre ellas se esperaría que fuese alto (incluso así responden asimétricamente). Con respecto a mercados oligopólicos, en el del experimento solo existen cuatro empresas en el segmento minorista, sin embargo se observa respuesta asimétrica. Por otro lado, confirma el resultado de Peltzman (2000): en mercados con precio del insumo volátil, la respuesta del precio del bien final es asimétrica. En la caja 1-6 se resumen los resultados de investigaciones sobre la respuesta asimétrica de los precios de los combustibles en el Perú.

CAJA 1-6

Asimetría en la respuesta de los precios de los combustibles ante variaciones del precio internacional del insumo, evidencia en Perú

En el Perú existen pocas investigaciones con respecto a la respuesta asimétrica de los precios de combustibles. Cabe mencionar los resultados de Távara y Vásquez (2008) sobre la respuesta en los precios minoristas de la gasolina 84, 90 y diésel 2 a un cambio de S/. 1 en los valores de referencia publicados por Osinergmin^a. Estos reflejaron que el ajuste de los precios minoristas ante una variación de los precios de referencia es lento y asimétrico^b. En el caso de las gasolinas, el efecto acumulado ante un alza del precio de referencia es S/. 1, luego de seis meses era de alrededor de S/. 0.80, mientras que en el caso de una caída solo alcanzaba S/. 0.50 en promedio. En el caso del diésel 2 se observó una disminución de S/. 1. El precio caía alrededor de S/. 0.4 luego de seis meses, mientras que en el caso del alza aumentaba S/. 0.5 en promedio luego de seis meses.

Se observó también que durante los primeros meses de la caída del precio internacional del



1.2. LA DEMANDA

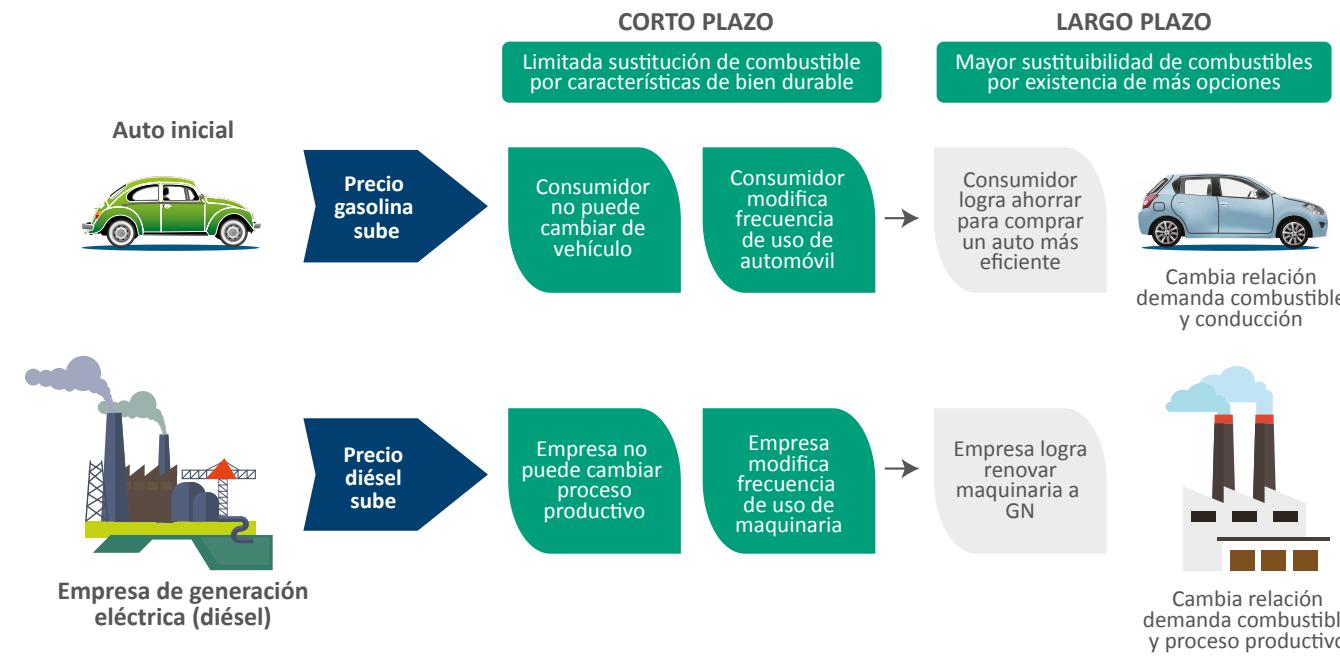
La demanda de hidrocarburos del consumidor final se caracteriza por ser derivada, es decir, se origina de la demanda de otros bienes y servicios finales (transporte, calefacción, cocción, iluminación, etc.) (Schmalensee, 2012)¹² o de los procesos de producción en el caso de empresas que usan combustibles como insumo. En este sentido, la demanda de combustibles no es una decisión independiente del consumo de otros bienes, que en su mayoría son de larga vida (casas, autos, electrodomésticos, etc.) (Schmalensee, 2012).

Esta característica de los otros bienes incide en la reacción de la demanda de combustible ante variaciones de su precio a corto y largo plazo (Schmalensee, 2012). A corto plazo, los bienes de larga vida, como los autos o la maquinaria en una industria, no son reemplazables fácilmente. Ante una variación de los precios de los combustibles, el consumidor o empresario solo puede cambiar la frecuencia de uso del bien mediante el cual se utiliza el combustible como insumo (por ejemplo, el auto o la maquinaria). A largo plazo, en cambio, el consumidor puede comprar un auto más

eficiente o que use otro combustible o cambiarse de lugar de residencia, entre otros, y el empresario puede comprar una nueva maquinaria más eficiente o modificar su tecnología de producción. Es decir, a largo plazo el usuario final tiene más opciones de respuesta (ver ilustración 1-2).

Los consumidores enfrentan una segunda dificultad asociada a la búsqueda de la mejor alternativa de combustibles en términos de precio y calidad. Estos son los llamados costos de búsqueda (Távara y Vásquez 2008) y están asociados a que un consumidor

Ilustración 1-2
Reacción de la demanda de combustibles a corto y largo plazo ante cambios en el precio



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

necesita encontrar la mejor combinación de precio y calidad ofrecida por los establecimientos de venta distribuidos en el espacio. Los consumidores de balones de GLP enfrentan similares dificultades. Asimismo, para el caso de consumidores finales, se podría decir que los combustibles son bienes de experiencia, cuyas características no se conocen plenamente hasta ser adquiridos o consumidos. Por ejemplo, en el caso de las gasolinas, una estación de servicio puede ofrecerlas a bajo precio pero con menor calidad, lo cual afecta a largo plazo el funcionamiento del motor del vehículo. Entonces, el consumidor no tiene, en principio, conocimiento de la calidad del combustible y solo se da cuenta al comprarlo y consumirlo.

Con respecto a las reacciones de la demanda de combustibles ante cambios en los ingresos, existe la hipótesis de la escalera energética que es descrita por Brower et al. (2013): los hogares utilizarán fuentes de energía más

limpias y eficientes ante la mejora de sus ingresos. La hipótesis describe que los hogares de menores ingresos usarán insumos para obtener servicios energéticos (iluminación, cocción) más contaminantes, como la leña o bosta; pero a medida que el hogar consigue mejorar su situación económica, cambiará estas fuentes de energía por querosene y carbón (mineral o vegetal), para finalmente utilizar GLP o electricidad (ver gráfico 1-4). No obstante, esta hipótesis supone que el progreso en el uso de fuentes de energía de un “peldaño” a otro de la escalera energética sería directo, es decir, se dejaría de usar leña completamente para usar querosene. Masera et al. (2000) encontraron que en México los hogares utilizaban al mismo tiempo fuentes de energía de más de un escalón.

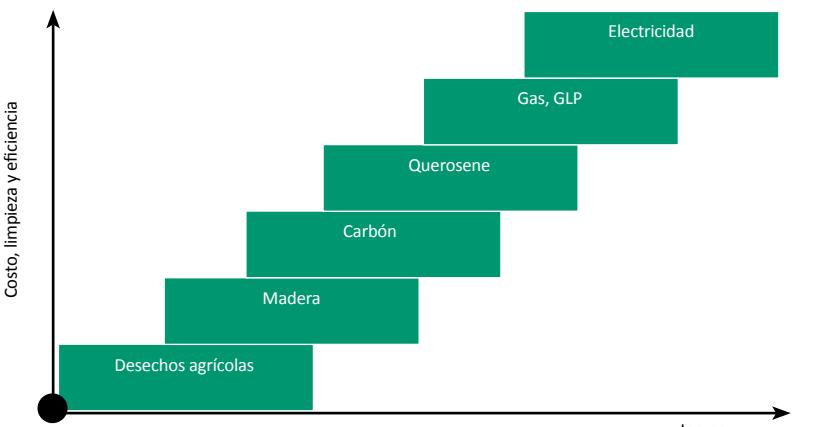
Los resultados reportados por Osinergmin, obtenidos en la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE), muestran el uso de diversas fuentes de energía en los hogares, a pesar de

La demanda de hidrocarburos es derivada y se origina de la demanda de otros bienes (de larga vida) y servicios finales. Las características de los mencionados bienes inciden en los cambios en la demanda de combustibles a corto y largo plazo.

haber tenido un proceso de crecimiento importante en los últimos 10 años. La utilización de la leña en las zonas urbanas durante 2009 y su reducción luego de la recuperación en los siguientes años puede ser un indicio de la escalera energética. Sin embargo, que los hogares utilicen fuentes de energía de diferentes niveles de eficiencia también es un indicio coincidente con lo hallado por Masera et al. (2000): la escalera energética ocurre, pero no de manera estricta.

Se han presentado las características de la demanda de combustibles en el contexto individual. Para complementar, en la caja 1-7 se incluye una síntesis de lo que se refiere al mundo. En el capítulo 2 se realiza un resumen del marco legal e institucional del sector hidrocarburos de Perú, partiendo de la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

**Gráfico 1-4
Escalera energética**



Fuente y elaboración: Duflo et al. (2008).

CAJA 1-7

La demanda mundial de hidrocarburos

La demanda de hidrocarburos depende, sobre todo, del nivel del precio internacional correspondiente y del ritmo de crecimiento de la economía.

La principal fuente de demanda en el mundo se encuentra en la actividad de transporte, seguida de la industrial. De acuerdo con la EIA^a, en 2014 la demanda de energía correspondiente a los hidrocarburos líquidos provenía 56% del sector transporte y 32% del sector industrial. Las proyecciones de la agencia estadounidense apuntan a que dichas participaciones tengan un ligero aumento hacia 2040 a 58% y 34%, respectivamente.

Cabe señalar que la demanda de hidrocarburos ha ido en aumento a lo largo del tiempo, sobre todo porque constituye la primera fuente de energía del planeta y la economía mundial ha venido creciendo durante la última década, en especial en países en desarrollo. Asimismo, en este periodo se observó una fuerte tendencia a promover el uso de otras fuentes alternativas de energía, como los biocombustibles y energía renovables (eólica, solar, entre otras) pero su factibilidad depende, en gran medida, de que los precios de los hidrocarburos suban lo suficiente para hacer más viables los proyectos de energías alternativas, por un lado; y a la convicción de la política energética de los países para reducir el consumo de hidrocarburos, por el otro.

^a International Energy Outlook 2014. U.S. Energy Information Administration.
En www.eia.gov/forecasts/ieo/





PRECIOS INTERNOS E INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO

La llamada asimetría en la respuesta de los precios domésticos de los combustibles ante variaciones de los precios internacionales del petróleo es un fenómeno que ha sido estudiado ampliamente en los últimos 30 años. En el Perú, se ha identificado este fenómeno en diferentes regiones del país. En los mercados de gasolinas y diésel 2, los precios domésticos, en promedio, suben muy rápido cuando los precios internacionales del petróleo se incrementa, mientras que caen de manera muy lenta cuando se reducen (fenómeno conocido como el efecto de cohete y plumas). Esto genera sobrecostos a la economía y malestar en los consumidores y empresas que no pueden beneficiarse rápidamente de las bajas de los precios internacionales porque tienen que pagar más durante el proceso de ajuste. De acuerdo con la teoría de la organización industrial, las imperfecciones de mercado a nivel de la cadena de comercialización de combustibles explican la existencia de este problema. Son cuatro los principales factores detrás del fenómeno: el ejercicio de poder de mercado en segmentos de la industria de combustibles con estructuras pocos competitivas, el manejo de inventarios, los costos de ajuste en los niveles de producción de las refinerías y los costos de búsqueda de los consumidores. Las políticas de transparencia de información de precios y supervisión de mercado a nivel de las ventas de combustibles, como las aplicadas por Osinergmin, son necesarias para poder combatir los efectos adversos de la asimetría.

*Eco. Arturo Leonardo Vásquez Cordano,
Gerente de Estudios Económicos,
Editor General del Libro.*





02

HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO

OFERTA Y DEMANDA



Hidrocarburos peruanos en el mundo Oferta y demanda

De acuerdo con el reporte de British Petroleum (2015), el Medio Oriente encabeza el ranking de regiones con mayores reservas probadas de hidrocarburos líquidos (gas condensado, líquidos de gas natural –LGN- y petróleo crudo) al registrar alrededor de 811 miles de millones de barriles (MMMBLS) en 2014 (47.7% de las reservas probadas en el mundo).

HIDROCARBUROS PERUANOS EN EL MUNDO

Oferta y demanda

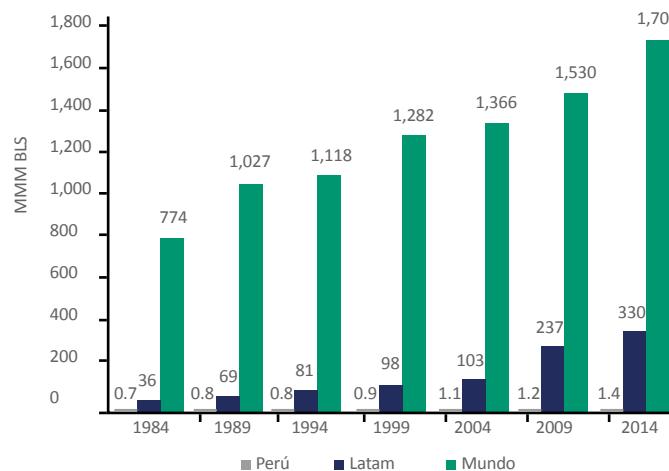
Los hidrocarburos líquidos han desempeñado un rol importante en las actividades económicas en el país. El sector representó 54% del consumo total de energía en 2012 y se mantuvo como la principal fuente de energía dentro de los procesos productivos y actividades económicas locales. En este contexto, es relevante dimensionar las características del sector local dentro del panorama mundial e identificar las implicancias de los *shocks* internacionales del petróleo en el mercado local.

2.1. INDICADORES COMPARATIVOS DEL MERCADO NACIONAL Y MUNDIAL

De acuerdo con el reporte de British Petroleum (2015), el Medio Oriente encabeza el ranking de regiones con mayores reservas probadas de hidrocarburos líquidos (gas condensado, líquidos de gas natural –LGN– y petróleo crudo) al registrar alrededor de 811 miles de millones de barriles (MMMBLS) en 2014 (47.7% de las reservas probadas en el mundo).

Asimismo, la región latinoamericana (en adelante, Latam) registró solo 19.4% de las reservas probadas a nivel mundial, de las cuales Venezuela contribuye con 90.2% (cerca de 298 MMMBLS, 17.5% del total mundial). El Perú cuenta con 1.4 MMMBLS de reservas probadas, con una contribución equivalente a 0.1% dentro de las reservas a nivel mundial (ver **gráfico 2-1**).

Gráfico 2-1
Reservas probadas de hidrocarburos líquidos (Perú, Latinoamérica y el mundo)



Nota. Las reservas mostradas incluyen reservas de gas condensado, LGN y petróleo crudo.
Fuentes: British Petroleum y MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Nota. Incluye petróleo crudo, petróleo de formaciones compactas (*tight*), arenas bituminosas (*oil sands*) y LGN. Excluye combustibles líquidos derivados de biomasa, carbón y GN.
Fuentes: British Petroleum y MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 2-2
Producción de hidrocarburos líquidos (Perú, Latinoamérica y el mundo)



En 2014, la producción mundial de petróleo y LGN totalizó alrededor de 89 millones de barriles por día (MMBD). En primer lugar estuvo Arabia Saudita (12.9%), seguido por Rusia (12.7%) y Estados Unidos (12.3%), que produjeron en conjunto más de la tercera parte de la oferta. Latam contribuyó con 9.3% (destacaron Venezuela, Brasil y Colombia). Perú representó 0.1% (0.11 MMBD). La zona más grande fue Medio Oriente con 31.7% en total (ver **gráfico 2-2**).

El incremento de la demanda mundial de combustibles y la falta de petróleo crudo debido a crisis políticas, económicas, bélicas, entre otros, desencadenaron la necesidad de garantizar el abastecimiento interno de petróleo y derivados en diversos países importadores netos (seguridad de suministro). Un claro caso es España. Según su Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), la fijación de reservas estratégicas en España inició en 1927¹. Actualmente hay agencias de este tipo en 23 países europeos (ver **caja 2-1** para más detalles).





Reservas estratégicas

Según el Club Español de Energía, las reservas estratégicas son cantidades de combustible almacenadas con el propósito de cumplir con la demanda por un periodo mínimo de tiempo, en caso ocurra algún evento adverso que impida el normal abastecimiento.

Esta política de seguridad energética se originó a consecuencia de los eventos de los años setenta, cuando el crecimiento económico de un país dependía de la disponibilidad de petróleo. En ese contexto, nacieron instituciones como la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), que se ocupa de la garantía de suministro de petróleo a nivel mundial. Por otro lado, la Unión Europea (UE) también mostró preocupación en el tema. Así, los estados miembros adoptaron una regulación específica sobre seguridad de suministro de productos petrolíferos, que es similar a las políticas establecidas por la IEA (Miras, 2010). La metodología aprobada por la IEA establece, como lineamiento principal, fijar una cantidad mínima de reservas de petróleo en cada

país miembro, denominada existencias mínimas, tomando como base de cálculo una cantidad equivalente a 90 días de las importaciones netas del año precedente. Para el caso peruano, la regulación establece que los productores y distribuidores mayoristas que realicen ventas a partir de una planta de abastecimiento y cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada en la referida planta, están obligados a mantener existencias medias y mínimas. Las medias solo obligan a que el agente haya contado, como promedio, con el volumen equivalente a 15 días de despacho de los últimos seis meses (resultado del mes objeto de medición). Por otro lado, las existencias mínimas obligan a que el agente mantenga un volumen permanente

de combustible almacenado como stock, equivalente a cinco días de despacho promedio de los últimos seis meses (Artículo N° 43 del D.S. N° 045-2001-EM para combustibles líquidos y el Artículo 8° del D.S. N° 01-94-EM, modificado recientemente por el D.S. N° 015-2015-EM para gas licuado de petróleo (GLP)).

La seguridad de suministro ha tenido un importante desarrollo normativo en los últimos años en el Perú. En 2012 se promulgaron la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética (SISE) en hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE); y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país. Estas conforman los dos instrumentos normativos primordiales para la seguridad de suministro (el énfasis del SISE está en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y redes de ductos estratégicos).

Durante el siglo XX, se observó en gran parte del mundo que el crecimiento económico estuvo acompañado de un consumo creciente de combustibles derivados fósiles. En 2014, los principales consumidores de hidrocarburos líquidos fueron Estados Unidos (20%), Europa (20.4%) y China (12.4%), que conjuntamente representaron más de la mitad de la demanda mundial. De acuerdo con el reporte de British Petroleum (2015), en 2014, el consumo de hidrocarburos líquidos en el Perú fue 0.23 MMBPD, 0.2% del consumo mundial. En Latam se usaron 9.1 MMBPD, mientras que en el mundo, 92.1 MMBPD. El gráfico 2-3 muestra la evolución quinquenal del consumo de hidrocarburos líquidos del Perú, Latam y el mundo.

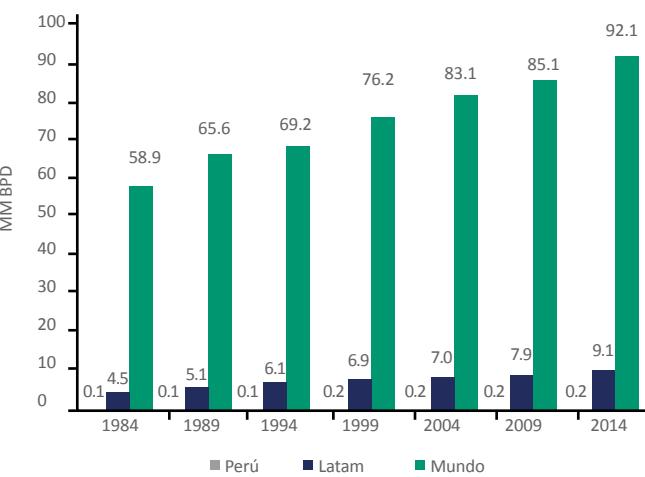
El gráfico 2-4 muestra el consumo per cápita del Perú, los principales países de Latam y el promedio mundial. Como puede observarse, Perú usa menos hidrocarburos líquidos por persona.

La relación entre el consumo anual per cápita de hidrocarburos líquidos y el nivel de desarrollo medido por el Producto Bruto Interno (PBI) per cápita (ajustado por paridad del poder de compra) se muestra en el gráfico 2-5. Se puede observar que países como Perú (en vías de desarrollo) coinciden en tener un menor PBI per cápita y un consumo per cápita de hidrocarburos líquidos bajo. La mayoría de países desarrollados, como Estados Unidos, y países de la Unión Europea, como Alemania, se encuentran en la sección media; mientras

que los del Medio Oriente, que cuentan con grandes reservas de petróleo, tienen un mayor PBI y consumo per cápita. Singapur constituye un caso especial debido a que su PBI y consumo per cápita son altos (MUS\$ 82.7 y 85 Bls, respectivamente). Esto refleja el elevado nivel de desarrollo del país y un consumo energético por habitante mucho mayor al promedio mundial (4.7 Bls).

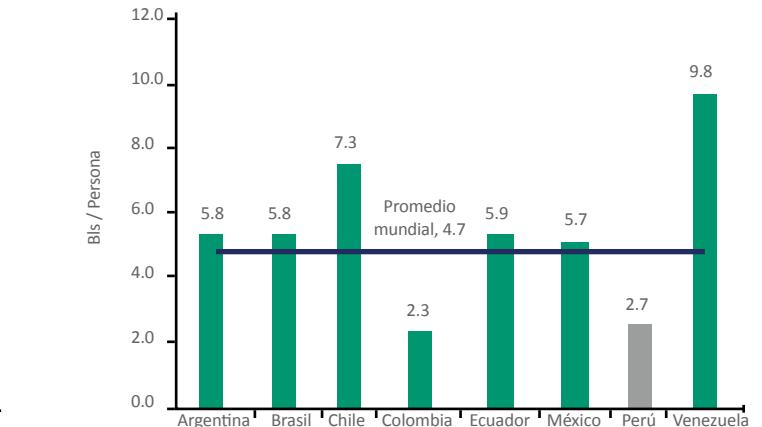
Como se ha señalado, la mayor zona productora de petróleo es Medio Oriente. No obstante, la más grande capacidad de refinación está en Europa, Asia y Norteamérica (ver gráfico 2-6). Según la British Petroleum (2015), la capacidad global de refinación alcanzó un nivel cercano a 97 MMBPD en 2014. Estados Unidos es el país con la mayor capacidad refinadora y

**Gráfico 2-3
Consumo de hidrocarburos líquidos
(Perú, Latinoamérica y el mundo)**

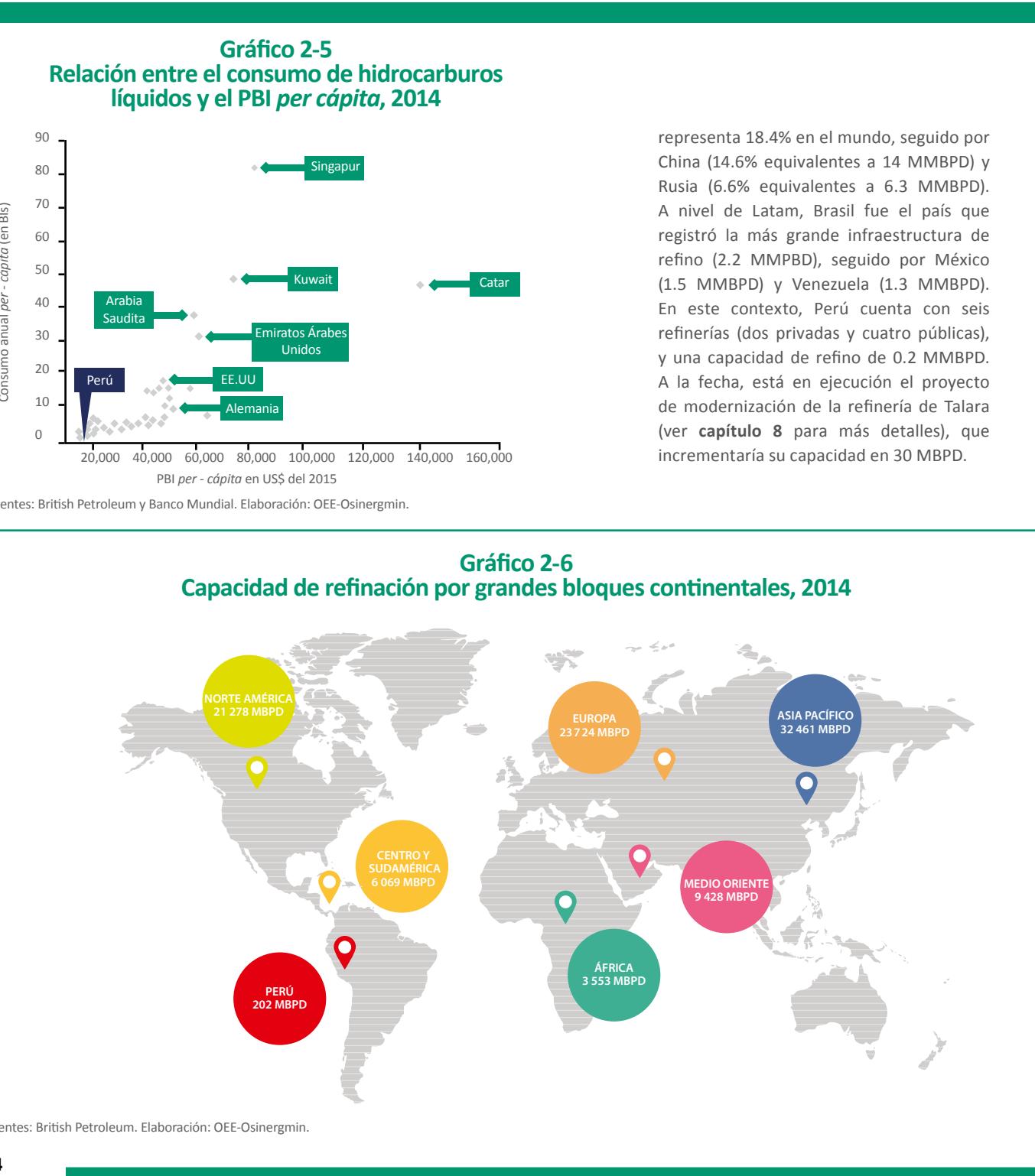


Nota. Incluye demanda en tierra firme, aviación internacional y bunkers marinos, combustibles de refinería y pérdidas. También se incluye consumo de biocombustibles y derivados de carbón y GN.
Fuente: British Petroleum. Elaboración: OEE-Osinergmin.

**Gráfico 2-4
Consumo per cápita de hidrocarburos líquidos en los principales países latinoamericanos, 2014**



Nota. Incluye demanda en tierra firme, aviación internacional y bunkers marinos, combustibles de refinería y pérdidas. También consumo de biocombustibles y derivados de carbón y GN.
Fuentes: British Petroleum y Banco Mundial. Elaboración: OEE-Osinergmin.



2.2. EL MERCADO INTERNACIONAL Y SU EFECTO EN EL MERCADO PERUANO

representa 18.4% en el mundo, seguido por China (14.6% equivalentes a 14 MMBPD) y Rusia (6.6% equivalentes a 6.3 MMBPD). A nivel de Latam, Brasil fue el país que registró la más grande infraestructura de refino (2.2 MMPBD), seguido por México (1.5 MMPBD) y Venezuela (1.3 MMPBD). En este contexto, Perú cuenta con seis refinerías (dos privadas y cuatro públicas), y una capacidad de refino de 0.2 MMPBD. A la fecha, está en ejecución el proyecto de modernización de la refinería de Talara (ver capítulo 8 para más detalles), que incrementaría su capacidad en 30 MBPD.

Con respecto al GLP, el componente de mayor influencia está asociado a “otros”, que agrupa a los agentes intermediarios en la cadena de valor del GLP (plantas envasadoras, distribuidores mayoristas y minoristas y locales de ventas).

capítulo, el Medio Oriente es la zona que posee la mayor cantidad de reservas. Tiene a seis miembros del cartel de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)³. Según la British Petroleum (2015), la OPEP mantenía 71.5% de las reservas de petróleo, gas condensado y líquidos de gas natural (LGN) del mundo a 2014, la principal fuente de oferta mundial. En efecto, produjo 41% de estos productos en 2014, según la misma fuente.

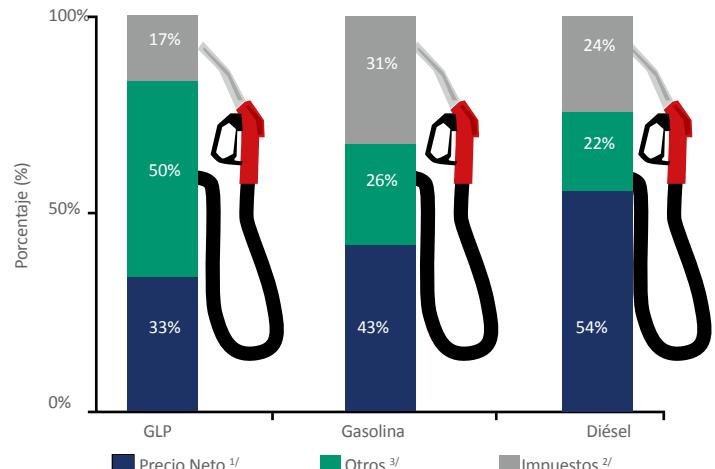
El precio internacional es influenciado, en cierto grado, por las decisiones coordinadas de producción de la OPEP (fijación de cuotas), lo cual fuerza a los demás países productores a establecer sus precios teniendo en cuenta las cuotas de la entidad, constituyendo una franja competitiva. Así, estudios como el de Hanesson (1998) y Adelman (1993) caracterizan a la OPEP

Los precios locales de los hidrocarburos líquidos se adaptan a las variaciones de los internacionales del petróleo y derivados, que en el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)² se rigen por la oferta y la demanda. El gráfico 2-7 muestra la estructura de los componentes de los precios finales de los combustibles líquidos y GLP en el mercado nacional. El precio neto representa el componente de mayor influencia, más de 40% para las gasolinas y el diésel, y alrededor de 33% en el caso del GLP. En ese sentido, la volatilidad y tendencia de los precios internacionales afectarían de manera significativa los precios locales.

a. Factores estructurales que afectan el precio internacional del petróleo

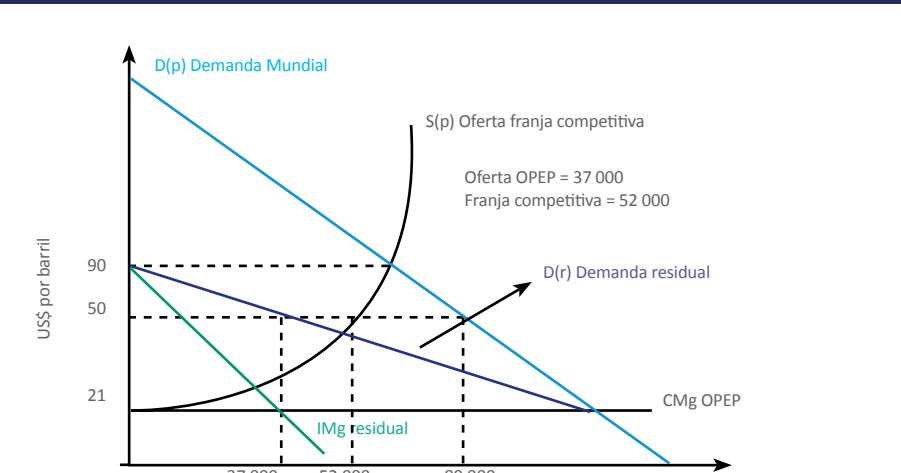
Como se mencionó al principio del presente

Gráfico 2-7
Componentes del precio final de los principales combustibles líquidos y GLP, diciembre 2014



40%
del promedio del precio final de las gasolinas y el diésel en el Perú está compuesto por el precio neto de refinería.

Gráfico 2-8 Equilibrio en el mercado con un cartel dominante



Fuentes: British Petroleum, Forbes^[6] y Energy Information Agency (EIA). Elaboración: OEE- Osinergmin.

+ del 40%
de la producción mundial
de hidrocarburos líquidos
corresponde a la OPEP.

La oferta y demanda
mundial a largo plazo
son más elásticas, así las
reducciones coordinadas
de producción de la OPEP
tienen menores impactos.

Si el mercado
mundial de petróleo se
desarrollase en un entorno
competitivo, en equilibrio,
el precio sería menor
y la cantidad mayor.



como un agente dominante del mercado del petróleo. Vásquez (2005^a) resume tres razones económicas que explicarían por qué: (i) la existencia de bajos costos de producción en sus países miembros⁴, (ii) su canasta de crudos de calidad superior (baja viscosidad y menor grado de acidez, menos contaminante); y (iii) el grado de coordinación entre los países miembros del cartel.

Teóricamente, la franja competitiva se comportaría como un seguidor de la OPEP, tomando el precio que indujo. Sin embargo, la primera tiene capacidad de limitar el poder de mercado del cartel, pues si este último induce un incremento del precio para obtener una mayor renta, el resto de productores reacciona con más producción, reduciendo el efecto de la decisión del cartel sobre el precio. No obstante, a corto plazo, la capacidad de la franja de limitar es pobre debido a que no cuenta con una producción que cubra la demanda mundial total. Esto otorga a la OPEP una demanda residual sobre la cual actúa como monopolio multiplanta.

El gráfico 2-8 muestra un ejemplo hipotético de la formación del precio de equilibrio, explicado a partir de la decisión del cartel y la relación con la franja competitiva. La curva D(p) representa la demanda mundial de petróleo. La curva S(p), la oferta de la franja competitiva, es decir, el agregado de la oferta de los países que no son miembros de la OPEP. Como se mencionó, la franja competitiva limita la porción de la demanda mundial que el cartel puede cubrir, lo cual se representa con la curva D(r) o demanda residual⁵. La OPEP maximiza los beneficios, igualando su ingreso marginal sobre esta demanda (curva IMg residual) con su costo marginal (curva CMg OPEP). El punto de intersección define la producción del cartel

y el precio de equilibrio se determina por la proyección de dicho nivel de producción sobre la demanda residual.

Debido al incremento reciente de la producción de países como Estados Unidos, gracias al desarrollo del petróleo y gas de esquisto, la OPEP ya no supera como antes la producción del resto del mundo, pero continúa con una participación importante. El precio de equilibrio de este ejemplo hipotético resulta US\$ 50 por barril y una producción de la OPEP de 37 000 MBPD. La franja competitiva, en conjunto, produce a ese precio 52 000 MBPD.

Las fuerzas de cohesión de sus miembros ante las presiones de la demanda, permiten a la OPEP mantener un grado de influencia importante en el mercado. Las estrategias que adoptó (políticas de precios o cuotas de producción) en los años setenta y mediados de los años ochenta, generaron un incremento significativo y persistente en el precio del petróleo a corto plazo. No obstante, a largo plazo, debido a que tanto la oferta como la demanda son relativamente más elásticas frente a variaciones del precio, las reducciones coordinadas de la producción de petróleo tienen menores impactos en este último. Así, la dinámica del precio internacional del crudo ha respondido a cambios estructurales, eventos coyunturales y factores especulativos.

Por otro lado, la variación de los precios está asociada a la decisión de producción de las empresas. La explicación inicial fue realizada en 1931 por Hotelling. Según su regla⁷, para un entorno competitivo en equilibrio, el valor de la extracción de una unidad adicional de un recurso agotable debe ser igual en todos los períodos. Esto implica que el precio del petróleo, por ejemplo, crecerá a una velocidad

igual a la tasa de interés de los activos de capital comparables. De lo contrario, la velocidad de extracción variará en el tiempo en tanto se pueda obtener ganancias⁸.

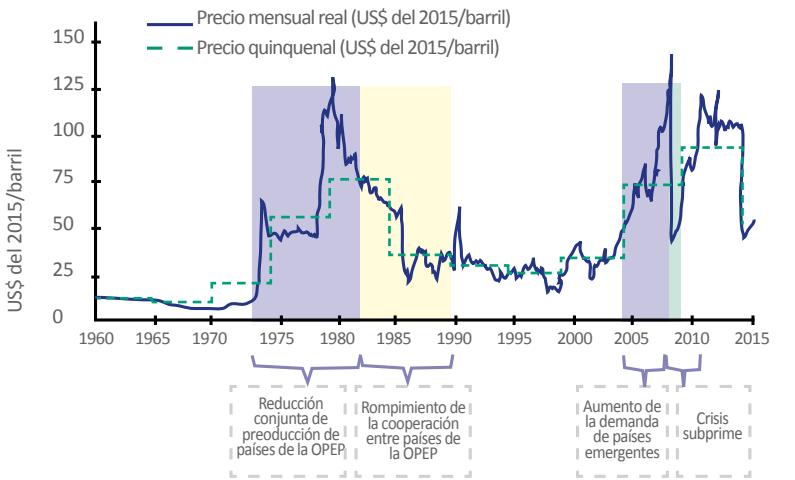
Si sube la tasa de interés, aumenta el valor presente neto del petróleo, por lo que es máspreciado extraerlo y venderlo hoy para invertir en el mercado financiero. Así, la producción aumentará con respecto a períodos previos, los precios caerán al principio por la mayor oferta, pero después crecerán rápidamente por el agotamiento de las reservas. Si la tasa de interés disminuye, los productores disminuirán el ritmo de producción.

La diferencia en un caso de monopolio es que ahora el ingreso marginal de la empresa y su relación con el precio provocarán menores cantidades de petróleo que en el

caso competitivo, de manera que se tengan rentas por un mayor periodo de tiempo. Adicionalmente, el monopolista decidirá producir menos que en competencia, pues tomaría en consideración la elasticidad de la demanda⁹, que se eleva en el tiempo porque el incremento del precio por el agotamiento de las reservas posibilita que surjan sustitutos. Esto genera una ineficiencia dinámica en el mercado.

Otro factor que explica la formación de precios está asociado a la característica de los recursos no renovables. Los costos de extracción son positivos y crecientes en el tiempo, en ausencia de progreso tecnológico. La empresa extraerá primero las reservas con menores costos de extracción, pero a medida que se agoten y el precio final se incremente, se comenzará a explotar reservas con mayores costos (Stiglitz 1976:660).

Gráfico 2-9
Evolución de los precios reales del crudo, mensuales y quinqueniales



Nota. Se consideró un promedio simple entre los tres principales marcadores internacionales: West Texas Intermediate (mercado), Brent (mercado europeo) y Dubai (mercado asiático).
Fuente: Banco Mundial. Elaboración: OEE-Osinergmin.

La existencia de factores como la incertidumbre, el progreso tecnológico, los eventos catastróficos, las guerras, los conflictos políticos, el descubrimiento de reservas, entre otros, provoca que la evolución y tendencia de los precios y la producción del petróleo y cualquier otro recurso no renovable no puedan ser representadas gráficamente por una curva suave creciente y decreciente, respectivamente. Luego de describir, a grandes rasgos, los factores que determinan los precios, se realiza un análisis de los hechos que han influido el comportamiento del precio real del petróleo a largo y corto plazo. El gráfico 2-9 muestra una comparación temporal.

b. Factores determinantes de la evolución del precio a largo plazo

Según Hamilton (2009), la guerra de Yom Kippur, en 1973, derivó en el primer *shock* de petróleo debido a que las naciones árabes redujeron su producción de crudo 5%, como medida de protesta al apoyo de los países a Israel. Además, según Mankiw (2007), la OPEP adoptó medidas (reducción de la producción e impuestos unilaterales) para impedir que el precio del crudo revierta a sus niveles históricos con la finalidad de incrementar sus ingresos, lo cual derivó en aumentos sucesivos del precio del crudo de más de 50% en 1974 y 34% en 1980 y 1981.

Asimismo, entre 1979 y 1981, la revolución iraní y la subsecuente guerra entre Irán e Irak provocaron el segundo *shock* del petróleo, al paralizarse la producción de crudo en estos países y expandirse un pánico de desabastecimiento a nivel internacional. Los eventos propiciaron una reducción en el consumo del crudo y la búsqueda de combustibles alternativos por parte de los países importadores. Por otra parte, los altos precios generaron viabilidad económica

en muchos proyectos de exploración y explotación, lo que derivó en una reducción de la participación de la OPEP en el mercado mundial (Bhattacharyya 2011).

En los años 1985 y 1986, la OPEP modificó su política de precios y la orientó a salvaguardar su participación en el mercado mundial. Además, se presentaron descontentos entre los países miembros de la OPEP, lo cual derivó en el rompimiento de la cooperación entre sus países miembros. Estas medidas, que generaron un colapso en los precios del crudo, se mantuvieron relativamente estables hacia finales de los años ochenta y toda la década de los noventa (Banco Mundial, 2015 y Mankiw, 2007). En ese sentido, la política del cartel de la OPEP influye de manera importante en la evolución a largo plazo del precio del petróleo.

En el periodo 2005-2008, se registró nuevamente un crecimiento exponencial en el precio del petróleo, donde alcanzó en julio de 2008 el histórico máximo (US\$ 143.6 a dólares de 2015). Hamilton (2009) identifica tres factores que determinaron este incremento: 1) el crecimiento sostenido de China y otros países asiáticos, 2) el desplome en la producción de Arabia Saudita, y 3) factores especulativos. Por tanto, otro de los actores estructurales que modifican el precio a largo plazo del crudo es el registro de variaciones sostenidas en la demanda.

Por último, desde mediados de 2014, se observó una fuerte caída del precio del petróleo. Algunas de las causas identificadas son: i) el incremento en la producción de petróleo proveniente de fuentes no convencionales (Estados Unidos, Canadá, entre otros) asociado al desarrollo tecnológico (*fracking*) que abarató los costos de extracción; ii) la no reducción de la oferta

por parte de Irak o Irán y la recuperación de la oferta de Libia, que en conjunto con la de petróleo no convencional originó un exceso de oferta, y iii) la reducción de la demanda de China (Vásquez et al. 2015).

En función a la calidad del crudo (viscosidad y grado de acidez) se comercializan distintos tipos de petróleo alrededor del mundo. No obstante, el mercado mundial ha concentrado su atención en tres marcadores internacionales que sirven como indicador para la fijación del precio del resto de petróleos: el West Texas Intermediate, referente para el mercado estadounidense (New York Mercantile Exchange); el Brent, referente del mercado europeo (The International Petroleum Exchange); y el Dubai, referente del mercado asiático (The Singapore International Monetary Exchange) (ver caja 2-2 para más detalles).

Contrario a su objetivo final, el desarrollo de estos mercados ha derivado en la influencia del factor especulativo sobre la velocidad y la magnitud de las fluctuaciones del precio del petróleo. En ese sentido, Hamilton (2009) identifica a este factor como uno de los determinantes en la evolución del precio del crudo durante 2007 y 2008.

c. Determinantes de la volatilidad a corto plazo

La globalización del mercado del petróleo ha determinado, en gran medida, la dinámica a corto plazo de los precios internacionales del crudo. A consecuencia del *shock* de finales de 1970, los grandes consumidores encontraron alternativas para minimizar su exposición a inesperados incrementos. En ese sentido, las transacciones comerciales migraron del mercado *spot* hacia el de futuros y opciones del crudo. Cabe señalar que en estos mercados se fijan los precios por adelantado, mediante un acuerdo bilateral entre productor y consumidor que reduce el riesgo de fluctuaciones imprevistas.

Otro factor asociado a la dinámica del precio del crudo es explicado por la ya mencionada regla de Hotelling, que lo relaciona con el patrón de comportamiento de las tasas de interés. Si la variación del precio esperado es mayor a la tasa de descuento del productor o empresario, este decidiría posponer la explotación de sus recursos o acumulación de inventarios para períodos futuros (Bhattacharyya 2011).

Por último, restricciones o *shock* temporales de oferta (conflictos sociales internos, guerras, entre otros) y demanda (expectativas del crecimiento económico, indicadores del nivel de inventarios), generan fluctuaciones de corta duración sobre el precio del petróleo.



Perú es un país importador neto de hidrocarburos derivados del petróleo y depende de los vaivenes del mercado mundial que se reflejan en el precio internacional. Además, influyen aspectos geopolíticos, tecnológicos y especulativos, que afectan también al mercado local, que no puede hacer nada para reducirlos.



Marcadores referenciales del precio del petróleo^a

Existen tres grandes mercados mundiales donde se negocian los contratos de compra y venta de petróleo: New York Mercantile Exchange (NYMEX), The International Petroleum Exchange de London (IPE) y The Singapore International Monetary Exchange (SIMEX).

La importancia de las canastas de crudos West Texas Intermediate (WTI) y Brent como marcadores de referencia de valor, radica en que el mercado les asignó dicha función para las negociaciones de los otros crudos puesto que, entre otras características, ambos reúnen requisitos de calidad óptimos (acidez y viscosidad). Además, la negociación de los petróleos asociados a estos marcadores en los mercados de futuro supera la producción mundial diaria. La canasta de crudos del WTI solo se comercializa en Estados Unidos y compite con sus importaciones. De acuerdo con Ferreyra y Choy (2014), debido

a la reducción de importaciones por parte de Estados Unidos, este indicador estaría perdiendo relevancia.

El WTI sirve aún como marcador de referencia para los crudos comercializados en América. La canasta Brent es negociada en diversos mercados internacionales y está asociada a un sistema de campos de explotación petrolera que envía crudo a la terminal de Sullom Voe, en las islas Shetland de Escocia, en el Reino Unido. Constituye la referencia para los petróleos de Europa, Rusia y África.

El mercado *spot* WTI está dividido en dos submercados: en el de Cushing-Oklahoma se negocian contratos de entrega inmediata, algunos de tipo *forward* y contratos de futuros. En este lugar existe una importante infraestructura de oleoductos y servicios de transporte de hidrocarburos. Por otro lado, en el de Midland-Texas se embarca petróleo hacia Cushing y a los puertos de la costa del Golfo de México para las entregas inmediatas.

Otros mercados *spot* son los de Dubai (Golfo Pérsico), el Tapis (Malasia) y el Minas (Indonesia). Sirven para cotizaciones regionales y están asociados a los movimientos del mercado petrolero completo, por lo que están relacionados al WTI y Brent.

^a Vásquez (2005a).



PERSPECTIVAS Y ACONTECIMIENTOS

EN EL MERCADO MUNDIAL DE HIDROCARBUROS

La caída del precio internacional del petróleo ha dado un golpe fuerte a los productores de hidrocarburos no convencionales (*shale oil and gas*) a nivel mundial y ha provocado que las perspectivas de los inversionistas se deterioren. El Estado peruano no puede mantenerse inmóvil y debe tomar medidas que atraigan a los inversionistas, como incrementar la eficiencia en la entrega de permisos y licencias para la entrada en la actividad de hidrocarburos o acompañar a las empresas en el proceso de consulta previa para que se lleve de acuerdo con la normativa y para que la población compruebe que el Estado siempre tiene en cuenta sus necesidades. Por otro lado, la modernización de las principales refinerías del país (Talara y La Pampilla) permitirá incrementar su capacidad productiva y reducir el impacto ambiental de los combustibles utilizados en el país porque las refinerías modernizadas producirán combustibles con menor contenido de azufre. El Perú es un país cuyo consumo de hidrocarburos líquidos es muy pequeño con respecto del mercado mundial (0.2%), por lo que en un futuro cercano la economía peruana será tomadora de los precios internacionales de los hidrocarburos y estará expuesta a su volatilidad. La perspectiva es que los precios subirán nuevamente en el mediano y largo plazo; por ello, el contexto actual debe verse como una oportunidad para tomar las medidas de política energética que sean necesarias, a fin de hacer al sector de hidrocarburos líquidos más atractivo para las inversiones en los próximos años.

*Ing. Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco,
Presidente del Consejo Directivo,
Editor del Libro.*



03

LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

UN CAMINO HACIA EL PROGRESO





La senda de los hidrocarburos Un camino hacia el progreso

En este capítulo, a manera de recuento, se plantea una síntesis a partir de tres importantes aspectos de los hidrocarburos líquidos en el Perú: el normativo, la producción de hidrocarburos y la comercialización del gas licuado de petróleo.

LA SENDA DE LOS HIDROCARBUROS

Un camino hacia el progreso

Durante los primeros años, la historia legislativa de los hidrocarburos en el Perú se trató dentro de la normativa minera, hasta que el 2 de enero de 1922, durante el gobierno del Presidente Augusto B. Leguía, se emitió la Ley N° 4452.

Como sucedió en otros territorios independizados de España, la legislación empleada durante las primeras décadas de la República del Perú (primeros 100 años) estuvo compuesta, en diversos aspectos, por normas que se arrastraban desde la Colonia. Esta se caracterizó por considerar a los hidrocarburos dentro de la legislación minera, lo que más tarde influiría en el uso y mantenimiento del sistema de concesión como mecanismo de acceso al recurso.

La vigencia de la normativa colonial queda patente en el propio Reglamento Provisional de 1821, dado por don José de San Martín en el cuartel general de Huaura el 12 de febrero de 1821, pocos meses antes de proclamarse la Independencia del Perú. El texto confirmaba que todas las leyes, ordenanzas y reglamentos quedaban “en su fuerza y vigor, mientras no sean derogados, ó abrogados por autoridad competente”¹. Así, reconocía la validez de la aplicación de la normativa procedente de la era colonial en la República por nacer. Con similar ímpetu, el Estatuto Provisional dado para regularizar los poderes

de San Martín como Protector del Perú, a menos de tres meses de nacida la República, indicó que se mantenían “en fuerza y vigor todas las leyes que regían en el Gobierno antiguo, siempre que no estén en oposición con la independencia del país (...)”².

Posteriormente, la Ley del 28 de abril de 1873, emitida durante el gobierno civilista del Presidente Manuel Pardo y Lavalle, contempló disposiciones para la explotación del carbón de piedra y petróleo, al regular un régimen para ambos recursos. Dispuso que nacionales y extranjeros pudiesen realizar el cateau y denuncio, y contemplaba reglas para los terrenos de propiedad del Estado, particulares y comunales. En todos los casos, estos fueron considerados libres, pero se impuso un pago por el valor de la extensión superficial en el caso de los comunales y particulares, previa tasación.

Unos años más tarde, durante el gobierno del Presidente Mariano Ignacio Prado, se emitió la Ley de Minas del 12 de enero de 1877, que reconoció que el dominio eminente de los

recursos minerales correspondía al Estado³. Esta fijó un impuesto de superficie de S/. 15 semestrales sobre cada pertenencia minera, incluyendo las relativas al carbón y petróleo. El pago continuo del impuesto se consideró como uno de los requisitos esenciales

La Legislación empleada durante las primeras décadas de la República del Perú (primeros 100 años) estuvo compuesta por normas que se arrastraban desde la Colonia. Esto se caracterizó por considerar a los hidrocarburos dentro de la legislación minera.



Fuente: Libro Explorando las Profundidades del Perú (MEM) <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/biblioteca/hidrocarburos/libro.html>
embargo, en 1922, los hidrocarburos ya tendrían un cuerpo normativo propio con la Ley N° 4452. Ver ilustración 3-1.

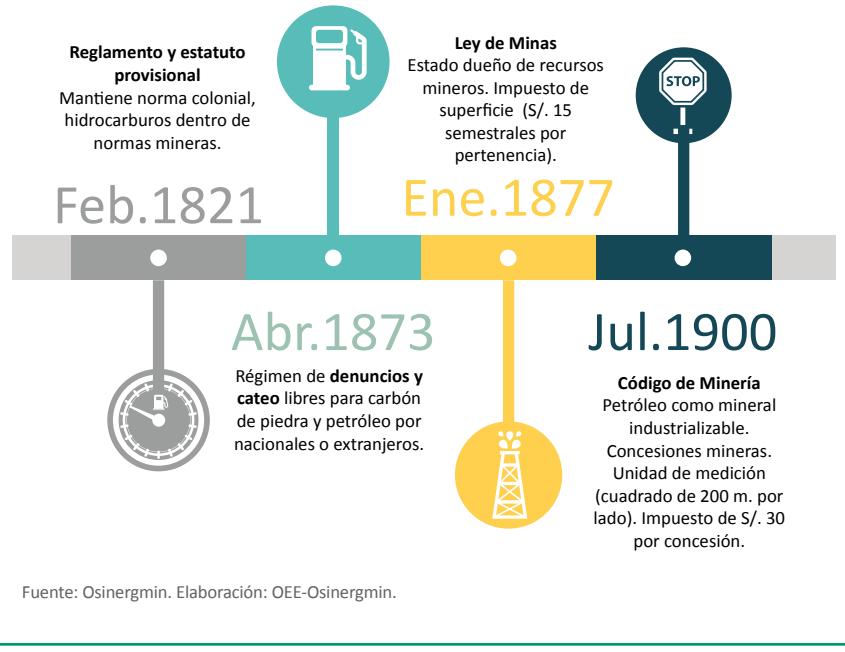
para el mantenimiento de la posesión y propiedad legal de la mina, de modo que el incumplimiento en un semestre acarreaba la pérdida de derechos.

Los diversos intentos llevados a cabo en la segunda mitad del siglo para la emisión de un Código de Minería surtieron efecto recién con la llegada del nuevo siglo. Así, el 6 de julio de 1900, durante el gobierno del presidente Eduardo López de Romaña, se aprobó por Decreto el Primer Código de Minería, para ser aplicado a partir del 1º de enero del año siguiente. Fue elaborado sobre la base de la formulación propuesta por la Sociedad Nacional de Minería, siguiendo la tradición normativa, y consideró al carbón y petróleo como parte de los yacimientos de sustancias minerales o fósiles susceptibles de ser industrialmente utilizados y regidos por sus normas. El Código de 1900 derogó todas las ordenanzas, leyes, reglamentos

y disposiciones anteriores referentes al derecho minero, salvo aquellas mencionadas en el texto de la nueva norma y en tanto no se opusieran. Esto marcó una línea de corte en la legislación de los recursos mineros en el Perú. Para el caso de los yacimientos de carbón y petróleo, la norma estableció que las unidades de medida para las concesiones mineras (o “pertenencias”) tuviesen una base cuadrada con lado de 200 metros⁴. Las concesiones mineras resultaban gravadas con impuestos anuales de S/. 30 por cada pertenencia, pero con reglas más flexibles para el pago a destiempo que sus similares contenidas en la Ley de Minas de 1873.



Ilustración 3-1 Historia normativa de los hidrocarburos en el Perú (1821-1900)



3.1. LEYES DE PETRÓLEO DE 1922 Y 1952

El periodo de la historia republicana, conocido como la Patria Nueva o el Oncenio de Leguía, vería la promulgación de la primera Constitución Política Peruana (1920) que incluyó una mención específica a los recursos minerales, y la primera Ley que regularía las actividades de hidrocarburos en el Perú. Así, la Constitución estableció en su artículo 42º, que la propiedad minera en toda su amplitud pertenecía al Estado, disponiendo a su vez que podría otorgarse la concesión o usufructo solo en la forma y bajo las condiciones que las leyes lo dispusieran. Dos años más tarde, el Congreso de la República aprobó la Ley N° 4452, que declaraba como bienes de propiedad del Estado

los yacimientos de petróleo e hidrocarburos. Se estableció así lo que se considera la Primera Ley del Petróleo del Perú.

La Ley N° 4452 reconoció a la concesión otorgada por el Ejecutivo como el modo de acceso a la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo e "hidrocarburos análogos". Este último término incluía al gas combustible natural y "todos los productos líquidos, pastosos o sólidos de composición química semejante a la del petróleo"⁶.

Las concesiones fueron establecidas con extensiones superficiales determinadas sobre la base de áreas o "pertenencias" de 40 000 metros cuadrados cada una. Se

dictaron reglas específicas para aquellas de exploración y para la explotación del recurso, así como un tratamiento diferenciado para las actividades realizadas según región natural (Costa, Sierra y montaña).

La Ley N° 4452 contempló plazos de dos a cuatro años, prorrogables por dos años más para las concesiones de exploración, y plazos indefinidos para las concesiones de explotación. No obstante, se regularon causales expresas de caducidad vinculadas al incumplimiento de obligaciones específicas. La extensión de los lotes de exploración tuvo como límite 15 000 pertenencias en la zona de la Costa, 20 mil en la de la Sierra y 30 mil en la de montaña, debiendo abonarse un canon anual de exploración equivalente a S/. 1 por pertenencia en la Costa, S/. 0.40 en la Sierra y S/. 0.20 en la montaña. Para las concesiones indefinidas de explotación se fijó el pago de cánones de superficie equivalente a una libra por pertenencia, abonable por semestre vencido y siempre que no se extrajera petróleo.

Una vez en producción, el pago del canon se sujetaba a una escala por tonelada producida por pertenencia, de modo tal que, cuanto mayor fuese la producción, menor sería el monto fijo a aplicar por tonelada. Adicionalmente, se consideró una rebaja en el canon equivalente a 50% para las concesiones de Sierra y las de montaña. Asimismo, la ley fijó un porcentaje entre 6% y 10% del producto que se obtuviese, tanto en etapa de exploración como de explotación, a ser entregado al Estado en calidad de canon de producción. También estableció reglas para priorizar el consumo nacional de petróleo crudo y los derivados por sobre la exportación⁷, y la posibilidad de que el Estado se reservara, para su explotación directa, la zona o zonas que creyese conveniente.

Si bien la producción normativa en materia de hidrocarburos no fue escasa a lo largo de las décadas siguientes (se creó en 1934 el Departamento de Petróleo como entidad estatal a cargo de la exploración de nuevas reservas y de yacimientos reservados por el Estado, se elaboraron la reglamentación de la concesión de yacimientos petrolíferos de montaña⁸ y la constitución de la Empresa Petrolera Fiscal⁹, antecesora de Petroperú, entre otras normas), no fue sino hasta el 12 de marzo de 1952, durante el gobierno del general Manuel A. Odría, que se promulgó un nuevo cuerpo normativo que regularía de modo orgánico la materia: la nueva Ley de Petróleo N° 11780.

Esta mantuvo el sistema concesional como forma de acceso a las actividades de exploración y explotación del petróleo y los "hidrocarburos análogos"¹⁰, recursos a los que reconoció como propiedad imprescriptible del Estado. Igualmente, contempló otorgar concesiones para adquirir el derecho a realizar las actividades de manufactura, refino, transporte y almacenamiento.

Se agregó también el zócalo continental a las tres regiones naturales abarcadas por la Ley de 1922, el mismo que se consideró como parte de las Áreas de Reserva Nacional, exceptuado del régimen ordinario de concesiones y susceptible de ser otorgado bajo concesión mediante licitación¹¹ (introducido por esta misma Ley). Así, se dividió el territorio de la República en cuatro zonas: Costa, Sierra, oriente y zócalo continental. Un año más tarde, el 24 de abril de 1953, mediante Resolución Suprema N° 51, se declaró abierta la licitación de áreas del zócalo continental, posibilitando las primeras perforaciones.

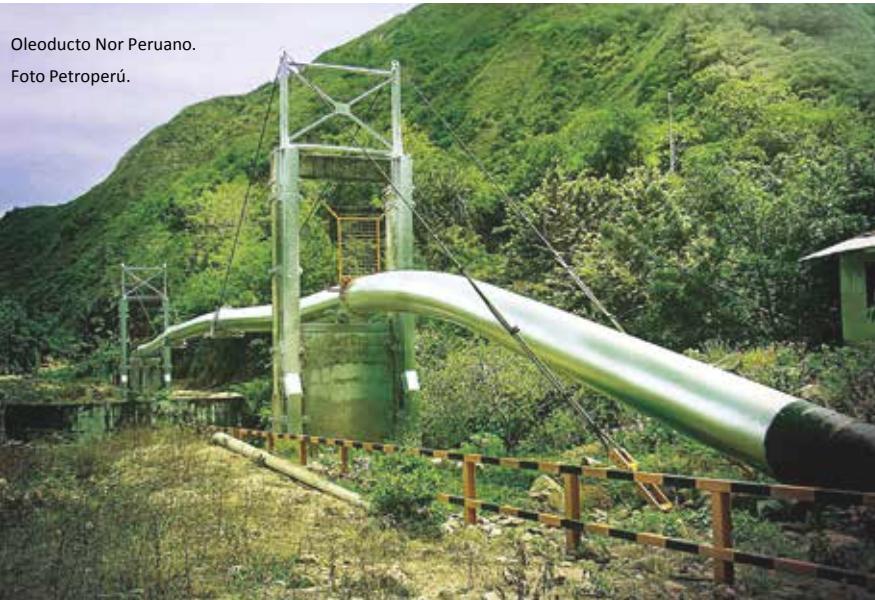
Otra diferencia con la Ley N° 11780 estribaba en la fijación de plazos para las concesiones

La Primera Constitución Política Peruana (1920) incluyó la primera ley que regularía las actividades de hidrocarburos en el Perú: Ley N° 4452 (aprobada en 1922).

de explotación (el tiempo bajo la Ley N° 4452 era indefinido). Así, se restablecieron períodos prorrogables de 40 años en la Costa, 45 en la Sierra y 50 en el oriente. En el caso de las concesiones de exploración, se consideraron plazos prorrogables un tanto más amplios que en la normativa previa: tres años en Costa, cinco en Sierra y seis en la zona oriental.

La extensión de las concesiones de exploración se fijó en 20 000 hectáreas para la Costa y Sierra, y 50 000 en el oriente, pudiendo obtenerse hasta 20 concesiones en cada zona por empresa. La extensión máxima en el caso de las concesiones de explotación se fijó en 10 000 hectáreas para la Costa y Sierra y 25 000 hectáreas en el oriente, pudiendo obtenerse hasta 10 concesiones en cada zona. Los excesos sobre el límite máximo para ambos casos solo podrían otorgarse mediante un procedimiento de licitación contemplado en la propia Ley y su reglamento.

El canon de superficie, a cobrarse por hectárea o fracción, se estableció en base a montos fijos por zona. En las concesiones de exploración se incrementaba durante las prórrogas, mientras que en las concesiones de explotación, sufría aumentos cada cinco años (hasta llegar a los 35 años). No obstante, hubo rebajas limitadas aplicables por producción. El otorgamiento de la concesión de explotación se sujetaba a un



pago, por única vez, de un impuesto por hectárea o fracción¹², y al pago anual del impuesto a la renta (IR) sobre la utilidad neta, no contemplándose la cancelación de canon o regalía de producción por tonelada, como en la Ley de 1922.

El sistema de concesiones, como forma de otorgar los derechos de exploración y explotación, se mantendría prácticamente intacto hasta fines de la década de 1960, cuando el denominado Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada creó Petroperú y estableció un nuevo modelo contractual. La **ilustración 3-2** muestra la línea de tiempo de las normas durante la primera mitad del siglo XX y hasta 1960.

3.2. DE LAS CONCESIONES AL MODELO CONTRACTUAL

Tras el golpe de Estado del 3 de octubre de 1968, la Junta Militar designó al general Juan Francisco Velasco Alvarado como presidente del gobierno militar, régimen que promovería diversas reformas de corte nacionalista en sectores de la economía considerados estratégicos, incluyendo hidrocarburos. Se buscaba contar con una empresa petrolera estatal que limitase el predominio de las transnacionales.

Una de las primeras decisiones de este gobierno fue la expropiación del complejo industrial de Talara, que incluía el fundo

La Brea y Pariñas, la refinería de Talara, anexos e instalaciones (9 de octubre de 1968 mediante los Decretos Ley N° 17065 y 17066). Se dispuso la toma de posesión por la Fuerza Armada y la administración por la Empresa Petrolera Fiscal. Así se puso fin a la larga historia nacional de desencuentros con la International Petroleum Company Limited (IPC)¹³. El proceso de nacionalización continuaría con la expropiación, entre otros, de la refinería Conchán – Chevron¹⁴ y la cadena de grifos y plantas de la IPC.

Las nuevas reglas marcarían el apartamiento del sistema de concesiones petroleras mantenido hasta entonces y una intervención más activa del Estado en la industria. En efecto, el Decreto Ley N° 17440 del 18 de febrero de 1969, suprimió el sistema de concesiones petroleras y estableció que la industria y el comercio de petróleo y derivados fuesen ejercidos, fundamentalmente, por el Estado. No obstante, se respetaron los derechos adquiridos y se admitiría la participación de la empresa privada en las etapas de prospección, exploración, explotación y manufactura, mediante un sistema de contratos vía el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y/o la Empresa Petrolera Estatal, según interés nacional. Las actividades de refino y comercialización hasta depositar el producto en las plantas de abastecimiento, se reservaron con exclusividad para el Estado y el abastecimiento al por menor para el capital nacional. Se respetaron, en ambos casos, los derechos adquiridos. De modo similar, se determinó que la industria y el comercio de los hidrocarburos constituyan un servicio público.

Unos meses más tarde, mediante Decreto Ley N° 17753 del 24 de julio de 1969, se creó Petróleos del Perú (Petroperú), en sustitución

de la Empresa Petrolera Fiscal. Se le autorizó, por Decreto Ley N° 18883, a celebrar contratos para la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos sobre las áreas petrolíferas e hidrocarburos análogos asignados a la misma, ubicados dentro de los 50 km de las fronteras¹⁵. La Ley Orgánica de Petroperú se publicaría posteriormente¹⁶. En ella resaltó su función de entidad encargada de la gestión empresarial del Estado en "todas las actividades de la industria y comercio del petróleo e hidrocarburos análogos, incluyendo los derivados de los mismos, y en todas las actividades de la Petroquímica Básica". Así, se iniciaría la firma de contratos de operaciones con diversas compañías internacionales, y en 1971 comenzaría a operar el pozo Corrientes X-1, el primero perforado por la nueva empresa.

Como ya se ha indicado, el gobierno militar veía la adopción del sistema contractual como forma de acceso de los inversionistas a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos como el Modelo Perú¹⁷, bajo el cual se firmarían los contratos con las empresas petroleras internacionales.

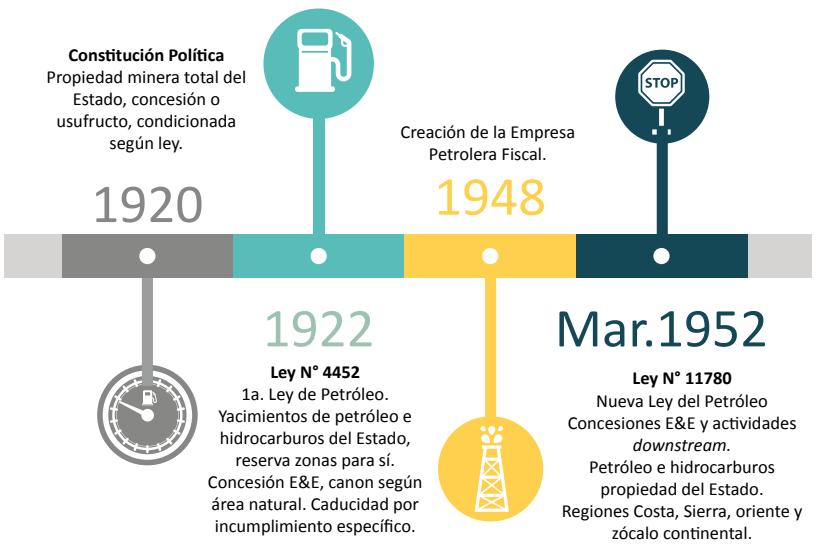
Conforme al modelo, el petróleo producido y las reservas que se encontrasen serían de propiedad de Petroperú, actuando en representación del Estado. Las inversiones, costos y riesgos correrían por cuenta del contratista. El petróleo extraído no retenido por la empresa estatal sería entregado al contratista en los porcentajes pactados; y Petroperú asumiría los impuestos del contratista, incluyendo el IR, así como los impuestos a la importación de equipo y exportación de petróleo. La fase de exploración variaba de cuatro a siete años y la de explotación de 30 a 35 años.

Ya a finales del gobierno militar, durante la presidencia de Francisco Morales Bermúdez,



Oleoducto Nor Peruano.
Foto MEM.

Ilustración 3-2
Línea de tiempo de la historia normativa de los hidrocarburos en el Perú (1901-1960)



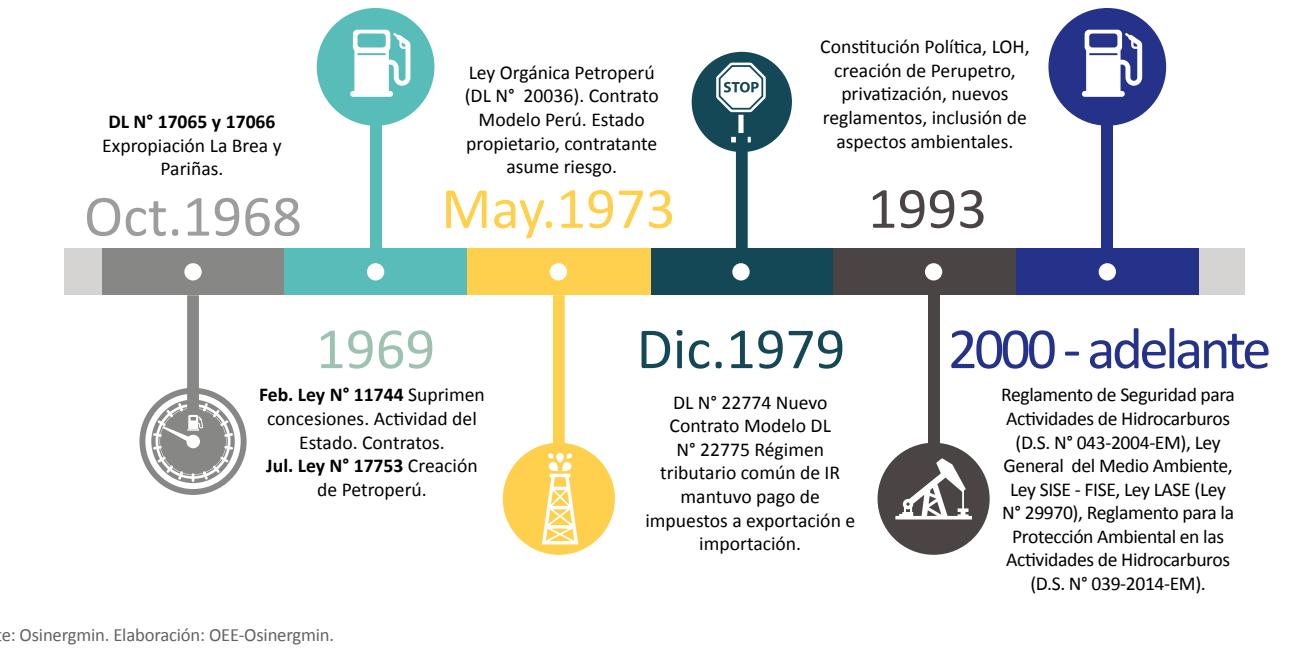
Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

durante el gobierno constitucional del arquitecto Fernando Belaúnde Terry a las empresas extranjeras²², y se eliminaron durante el gobierno siguiente.

El ingreso a la década de 1990 permitiría la promulgación de una nueva Constitución Política y la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) que rige hasta hoy con mínimas modificaciones. Además, vería la aplicación de políticas liberales y el camino hacia la privatización de gran parte de las empresas estatales, incluyendo diversos bienes de la empresa petrolera estatal. La **ilustración 3-3** muestra la línea de tiempo de las principales normas desde el gobierno militar de la década del setenta.

Los años subsiguientes verían diversas modificaciones a las Bases Generales para los contratos²⁰, y la publicación de normas para otorgar exoneraciones y beneficios tributarios a la reinversión de empresas nacionales²¹. Estas fueron extendidas

Ilustración 3-3
Línea de tiempo de la historia de los hidrocarburos en el Perú (1960-2014)



3.3. LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS

La década del noventa sería testigo de grandes cambios en la normativa de los hidrocarburos. En 1993 se aprobaría una nueva Constitución Política del Estado y la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)²³ (con menores modificaciones sigue aplicándose hoy); se crearía Perupetro S.A.²⁴; se modificarían las competencias de la petrolera estatal²⁵ y se privatizarían diversos bienes de esta última; se promulgaría una serie de reglamentos destinados a regir los diversos aspectos de las actividades

de hidrocarburos; y se incluirían políticas ambientales en la normativa aplicable para las mismas. La LOH consolidaría el modelo contractual como forma de acceso a las actividades de exploración y explotación, regulando la posibilidad de celebrar contratos de licencia, de servicios y otros a consideración del MEM.

El cuadro 3-1 muestra las principales normas mencionadas y los aspectos más saltantes de las mismas. Los alcances sobre la normativa actual serán materia del capítulo 4 de este libro. Sin embargo, se pueden mencionar como normas

importantes de años posteriores la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente; el Reglamento de Seguridad para Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 043-2004-EM); el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 039-2014-EM); así como la normativa asociada a la seguridad energética, la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE); y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico del sur del país, también llamada Ley LASE.

Cuadro 3-1
Principales normas en la historia de los hidrocarburos en el Perú

Norma	Característica
Reglamento y Estatuto Provisional de 1821	Reconoce la validez de la aplicación de la normativa colonial en la República, siempre que no se oponga a la independencia del país.
Ley de 1873	- Régimen de denuncias para la explotación del carbón de piedra y petróleo. - Cateo y denuncias libres para ciudadanos nacionales y extranjeros. - Reglas para terrenos por tipo de propietario. - Pago por valor de la superficie de terrenos comunales y particulares, previa tasación.
Ley de Minas de 1877	- Estado propietario de recursos minerales. - Impuesto de superficie fijo en S/. 15 semestrales por pertenencia minera. - Impuesto impago implicaba pérdida de pertenencia.
1er. Código de Minería (1900)	- Carbón y petróleo siguen considerados como minerales industrializables. - Deroga las normas anteriores de derecho minero, salvo excepciones que no se oponían al Código. - Pertenencias cuadradas con lado de 200 m. - Impuesto anual de S/. 30 por pertenencia. - Más flexible en caso de no pago.
Ley N° 4452 (1922)	- Estado propietario de petróleo e hidrocarburos. Estado puede otorgar concesiones. - Define plazos de concesiones, así como la extensión de las pertenencias y lotes de exploración según región natural (Costa, Sierra y montaña). - Causales de caducidad de concesiones explícitas. - Define un canon por superficie y por producción.
Ley N° 11780, Ley de Petróleo (1952)	- Mantuvo sistema de concesiones y lo extendió a actividades del downstream. - Mantuvo la propiedad del Estado del petróleo e hidrocarburos. - Incorpora el zócalo continental como región natural para concesiones. Divide el territorio en Costa, Sierra, oriente y zócalo. - Limita plazo de concesión de explotación según región natural y se incrementaron los plazos de las exploraciones. - Redefine extensión superficial de concesiones. - Nuevo régimen de canon. Elimina canon de producción. - Concesión sujeta a pago único por hectárea o fracción, así como pago del IR sobre utilidad neta.
Decreto Ley N° 17440 (1969)	- Suprime sistema de concesiones petroleras. - Actividades de hidrocarburos ejecutadas principalmente por el Estado. - Respeta derechos adquiridos. Acceso a la exploración, explotación, prospectiva y manufactura mediante contratos con el MEM (Modelo Perú). - Industria y comercio de hidrocarburos constituyen servicio público.
Decreto Ley N° 17753 (1969)	Crea Petroperú en sustitución de la Empresa Petrolera Fiscal.
Decreto Ley N° 20036 (1973)	Ley Orgánica de Petroperú. Empresa que realiza gestión empresarial del Estado en la industria y comercio de petróleo, hidrocarburos análogos y sus derivados, y en la petroquímica básica.
Decreto Ley N° 22774 (1979)	Aprobó las Bases Generales para Contratos Petroleros en Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (modifican Modelo Perú).
Decreto Ley N° 22775 (1979)	Empresas petroleras sujetas a régimen común de IR. Petroperú mantenía pago de impuestos a importación y exportación.
Ley N° 26221, LOH	Consolidó el modelo contractual como forma de acceso a las actividades de exploración y explotación, regulando la posibilidad de celebrar contratos de licencia, servicios y otros a consideración del MEM.
Ley N° 26223 y N° 26224	Crea Perupetro y disposición de privatización de activos de Petroperú, respectivamente.

Fuente: GFHL – Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

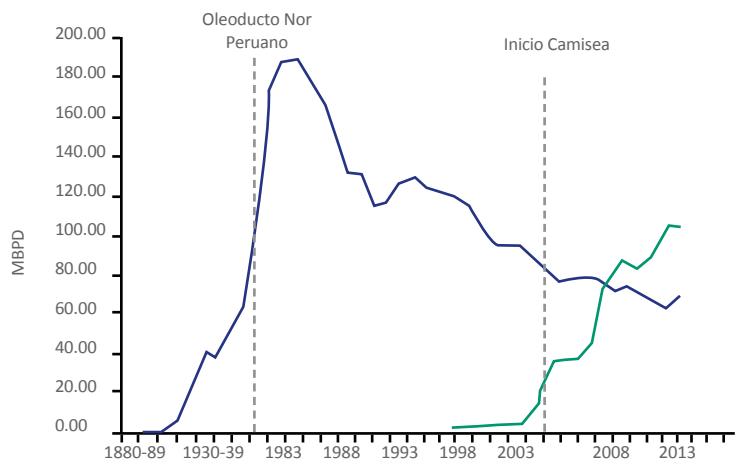
3.4. EL CAMINO DE LOS HIDROCARBUROS

La existencia de hidrocarburos en el Perú se conoce, como se menciona más adelante, desde antes de la Colonia. Desde las últimas décadas del siglo XIX creció sistemáticamente hasta la década de 1980. Luego, con la llegada del Proyecto Camisea hubo cambios, el consecuente incremento de la producción de LGN y la caída en el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo (ver gráfico 3-1).

Desde tiempos inmemoriales se ha extraído brea en diversos lugares del Perú (La Breita y La Brea en Piura, Lobos de Tierra en Lambayeque, La Brea de Chumpi y otras áreas de Junín y Puno). El más importante de todos estos depósitos fue el de La Brea, situado a 18 km al este de Negritos (provincia de Talara), al pie de los cerros Amotape. En este lugar se acumularon grandes cantidades del producto, consecuencia de la evaporación natural del petróleo²⁶. Otra de las zonas donde había petróleo más ligero era la quebrada Copé, afluente de la quebrada de Tusillal en la región de Zorritos. Los lugareños explotaron el “copé” (así se llamaba en ese entonces a la brea) y lo usaron, principalmente, en la impermeabilización de los receptáculos de barro y en el embalsamamiento de las momias, entre otros.

Durante la Colonia, la explotación fue aún más activa, pues el calafateo de las embarcaciones consumía este producto hasta que los depósitos se agotaban. Sin embargo, la demanda no fue importante hasta que comenzó a usarse el querosene para alumbrado, que llegó de Estados Unidos en 1861 en un barril. En 1862, apenas cinco años después de que el

Gráfico 3-1
Evolución de la producción de petróleo y LGN desde 1880 a 2014



Nota: Hasta 1979 se muestra el promedio en MBPD de cada década. A partir de 1980, se muestra la producción anual.

Fuentes: INEI y DGH del MEM. Elaboración: OEE - Osinergmin.

Coronel Drake lo hiciera en Estados Unidos, un escocés de apellido Farrier excavó en la quebrada de Tusill y encontró acumulación de petróleo en pequeñas cantidades. Al año siguiente, A. E. Prentice comenzó a perforar en el mismo lugar el primer pozo petrolero peruano y del continente sudamericano.

El 2 de noviembre de 1863 se perforó un pozo similar al de Drake (85 pies) y se encontró aceite liviano. Poco tiempo después se constituyó la Compañía Peruana de Petróleo y en 1865 ya se realizaban perforaciones de pozos con tubos de acero. Al año siguiente se llegó a producir 480 barriles por día en tres pozos. En 1871 se hizo la primera refinería a orillas del río Tumbes. En 1874 se iniciaron trabajos de explotación en la región de Negritos. Para exportar el producto se habilitó la caleta de Talara y se construyeron instalaciones necesarias para

el almacenaje y el embarque del petróleo. La guerra con Chile detuvo el desarrollo de este proyecto, que se retomó después de la firma del Tratado de Ancón.

En 1889, los nuevos condóminos hicieron un contrato de arriendo con la London & Pacific Petroleum. En 1875, la Compañía Corocoro encontró petróleo en el lago Titicaca (Puno), a 122 metros de profundidad. En 1905, la Titicaca Oil Company inició su explotación.

La refinación de petróleo comenzó propiamente en el Perú con la puesta en funcionamiento de la refinería de Talara²⁷ en 1917. La empresa International Petroleum Company instaló cuatro alambiques de destilación con una capacidad de producción de 10 000 barriles diarios de petróleo crudo. Ya por 1922, en la parte norte del país, existían tres

empresas: Lobitos Oilfield Ltd., International Petroleum Company (IPC) y Establecimiento Industrial de Petróleo (se convertiría más adelante en la Empresa Petrolera Fiscal). Con el tiempo, la refinería de Talara pasó por diversas etapas de crecimiento y modernización (ver cuadro 3-2)²⁸.

Cuadro 3-2
Crecimiento y modernización de la refinería de Talara

Año	Etapa
1926	Instalación de cuatro unidades de craqueo térmico.
1929	Instalación de la planta de destilación de lubricantes.
1938	Construcción de planta de asfaltos.
1954	Inicio de operaciones de la Unidad de Destilación Primaria (UDP) con capacidad de 45 MBPD.
1967	Se amplía UDP a 62 MBPD.
1975	Instalación del Complejo de Craqueo Catalítico (Unidad de Destilación al Vacío y Unidad de Craqueo Catalítico).
1995	Entró en operación el actual muelle de carga líquido, instalación de gran importancia para la salida de productos al mercado nacional e internacional.
2003	Se puso en marcha el reemplazo de equipos y mejora de la UDP mediante la instalación de la desaladora de crudo, el reemplazo del horno y la modernización del sistema de instrumentación.

Fuente: Petroperú. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Además de los campos petroleros del noroeste, se realizaron descubrimientos en la Selva central, cerca de Pucallpa. Hubo también hallazgos en Ganso Azul, Contamana (Loreto) en 1938. La Ley N° 11780, aprobada en el gobierno de Manuel Arturo Odría Amoretti, permitió el inicio de la exploración del zócalo continental, en 1956. Se perforó el primer pozo off shore en 1959 en Negritos por iniciativa de la Belco Petroleum Co. y la Peruvian Pacific Petroleum Co. Previamente, en 1957, en Maquía (Loreto), se realizaron hallazgos gracias a la participación de las empresas Petrolera Ganso Azul y Petrolera El Oriente.

La Empresa Petrolera Fiscal puso en servicio en 1967 la refinería La Pampilla con capacidad de destilación de crudo de 20 000 barriles por día. Fue la primera en contar con unidades de craqueo catalítico y reformación catalítica para la obtención de gasolinas de alto octanaje. En 1970, el gobierno militar aprobó una nueva ley²⁹ destinada a estimular la exploración petrolera, en particular en

la región amazónica. El gobierno involucró a la nueva empresa estatal Petroperú, asignándole diversos lotes de exploración.

El hallazgo de petróleo en el primer pozo perforado por Petroperú, en Capirona (cuenca del Corrientes), seguido de aquellos de la Occidental Petroleum en el pozo Capahuari X1, ubicado al norte, desataron una fiebre que atrajo a numerosas empresas. Ver cuadro 3-3.

La mayor producción histórica de petróleo crudo en el país se logró en los primeros años de la década de 1980, producto de los hallazgos en la Selva norte. Sin embargo, tal como se aprecia en el gráfico 3-2, hasta el momento no se han realizado descubrimientos tan importantes como los de aquella época.

En 1977 entró en operación comercial el Oleoducto Nor Peruano y en 1979 la producción de petróleo se incrementó sustancialmente. En este año se inició

un estancamiento que coincide con la revolución iraní y la consecuente guerra entre Irán e Irak. Más adelante, la caída de la actividad económica asociada al no pago de la deuda externa y las políticas heterodoxas, coincidieron con la reducción de la producción de petróleo que duró hasta la guerra del Golfo Pérsico de 1991. Cabe señalar que el precio del petróleo no subió considerablemente, a pesar de que este conflicto se desarrolló en medio de los principales países productores de petróleo.

Durante la década de 1990, luego de la reforma del sector con la LOH, la producción de petróleo continuó disminuyendo. Dicha caída fue ligeramente compensada con el inicio de la producción de LGN en 1997, que aumentó de manera importante con el inicio del Proyecto Camisea (2004). Cabe notar la reducción de la producción de petróleo mientras el precio subía o bajaba. La crisis mundial de 2008, asociada a las hipotecas subprime, no afectó la tendencia en la producción del crudo ni del LGN.

Cuadro 3-3
Pozos perforados, producción de petróleo acumulada por zonas 2014

Zona	Año de inicio de actividades	Nº de pozos activos	Nº de pozos inactivos ¹	Nº de pozos abandonados ²	Total de pozos	Producción de petróleo acumulada MBLS
Costa norte	1863	5 160	556	7 762	13 478	1 208 308
Zócalo	1955	729	11	790	1 530	365 539
Selva	1939	325	153	272	750	1 057 867
Sierra	1906	0	0	32	32	287
Total		6 214	720	8 856	15 790	2 632 000

Notas.

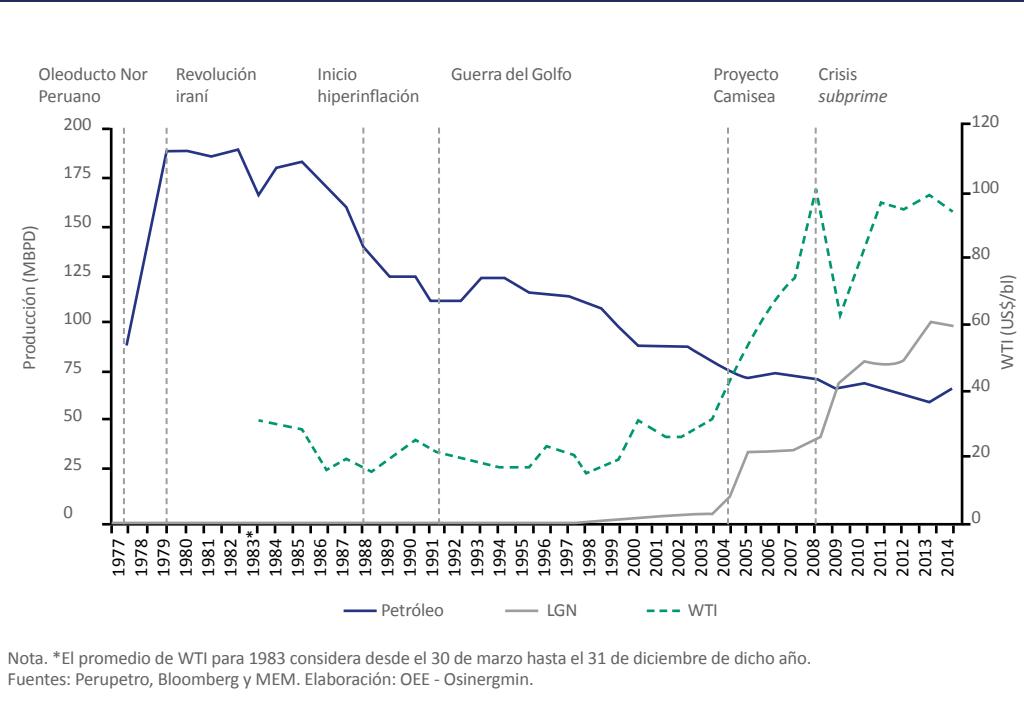
1) Pozos sin producir por problemas de pozo o equipos.

2) Las cifras de los pozos abandonados es estimada por las áreas (lotes) no asignadas.

Fuentes: DGH - MEM; complementado con estudios de pozos abandonados Perupetro 2002. Elaboración: GFHL - Osinergmin.

Gráfico 3-2

Producción promedio diario de petróleo y LGN desde 1977 hasta 2014



196 MBPD
fue la mayor
producción histórica
de petróleo en el
Perú en 1980.

59 MBPD
fue la producción de
petróleo crudo en
el Perú entre enero
y mayo de 2015.

1997
fue el año de
inicio de la
producción de
condensados
y LGN en el Perú.
173 MBPD
fue la producción
de condensados
y LGN en 2014.



A la fecha, la producción de petróleo crudo en el Perú está en 59 000 barriles por día (enero-mayo 2015). Sin embargo, la de los condensados y LGN producidos por los lotes de Camisea ha logrado que los hidrocarburos líquidos se incrementen, alcanzando un promedio diario de hasta 173 000 barriles por día en 2014.

Hoy existen 42 lotes asignados a la exploración petrolera y 24 están en la etapa de explotación. Del total, hay 29 en exploración y uno en explotación con obligaciones paradas por situaciones de fuerza mayor³⁰.

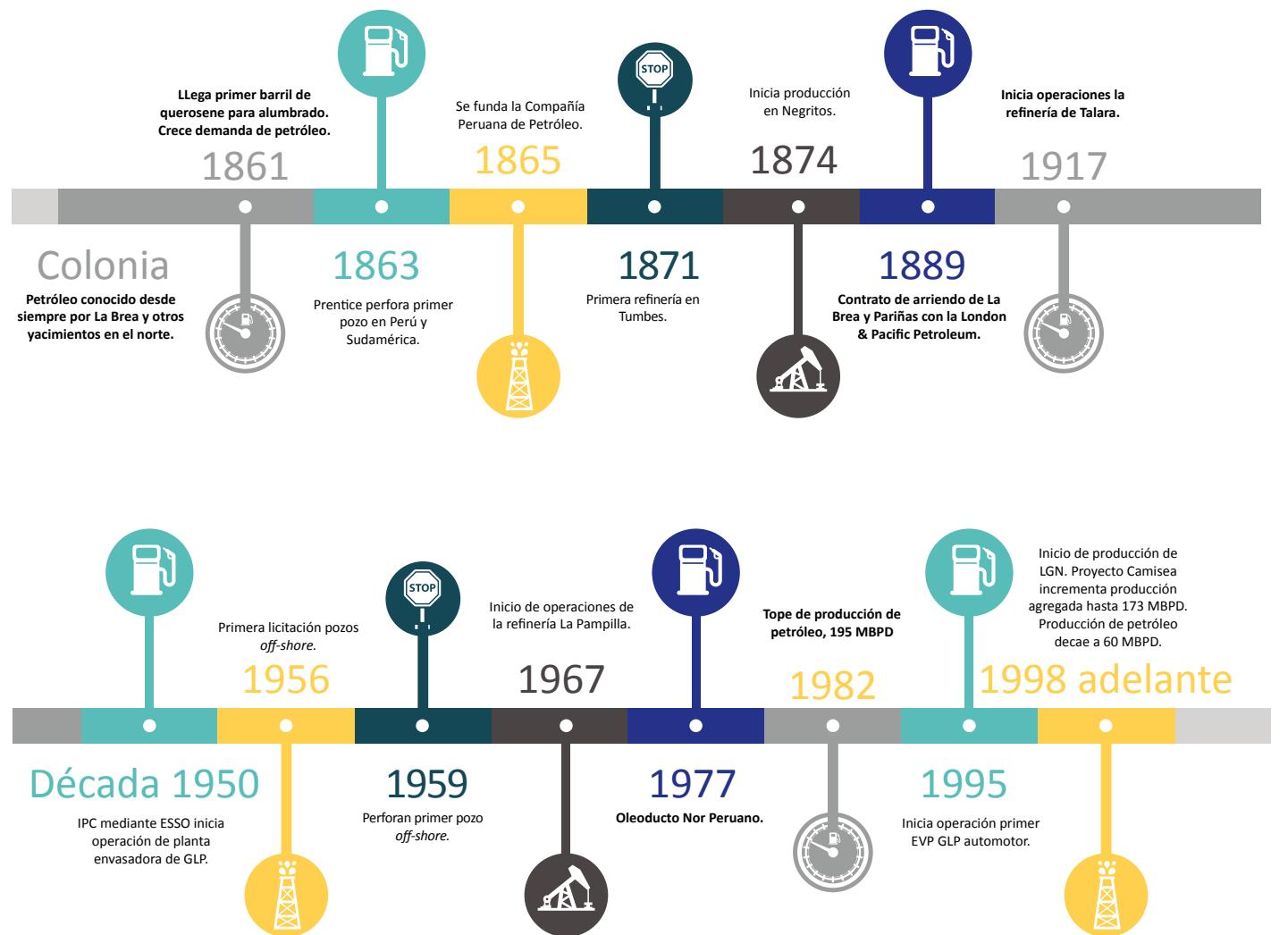
3.4. ENTRA EN JUEGO EL GLP

La comercialización de gas licuado de Petróleo (GLP) en cilindros para el uso doméstico se inicia en la década de 1950 mediante la primera planta envasadora de GLP instalada por la International Petroleum Company, operada por su empresa ESSO y posteriormente por la Compañía Peruana de Gas. Esta última empresa incursionó también en la comercialización de artefactos a GLP mediante Solgas Artefactos. Al principio, se centraba únicamente en Lima y El Callao. El GLP era suministrado por la refinería de Talara, la cual contaba con esferas de almacenamiento para su transporte por vía marítima a una planta de abastecimiento en la provincia constitucional. De allí, a su vez, se abastecía por ducto a la planta envasadora que se ubicaba en la Av. Contralmirante Mora (El Callao). Luego surgieron otras plantas envasadoras de GLP en Lima, Piura, Chiclayo, Trujillo y Arequipa. Así, se diversificó la oferta de abastecimiento de este hidrocarburo.

La comercialización de GLP doméstico comienza en la década de 1950, suministrado por la refinería de Talara. En 1995 se inició la operación del primer establecimiento de venta al público de GLP automotor.

En 1992 se privatizó la Compañía Peruana de Gas y se establecieron nuevas disposiciones para la comercialización de cilindros para GLP: las empresas envasadoras eran responsables por el mantenimiento de los cilindros de su propiedad y de los marcados con su rótulo. En la actualidad, el GLP envasado en cilindros es utilizado por aproximadamente 80% de las familias peruanas y existen cerca de 110 plantas envasadoras instaladas a lo largo de todo el territorio nacional. La Asociación de Plantas Envasadoras de Gas del Perú y la Corporación Peruana de Plantas Envasadoras son dos entidades que, a la fecha, representan a varias empresas del rubro. En 1995 se inició la operación del primer establecimiento de venta al público (EVP) de GLP automotor (gasocentro) en la Av. Huaylas en Chorrillos. A diciembre de 2014 hay 840 gasocentros³¹ que comercializan este combustible. Para más detalles ver ilustración 3-4.

Ilustración 3-4
Línea de tiempo de la historia de los hidrocarburos en el Perú (1821-2014)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



ROL EMPRESARIAL DEL ESTADO

Antes de las reformas del Consenso de Washington en los noventa, el Estado tuvo una actividad empresarial importante. Sin embargo, los resultados no fueron muy alentadores y por ello se inclinó el sistema económico a una participación del Estado más asociada a la regulación y a brindar las reglas del juego bajo las que se desarrolla la actividad privada. El rol empresarial del Estado puede ser positivo para la actividad económica siempre y cuando se delimiten bien sus alcances, se brinde la adecuada independencia e incentivos de gobierno corporativo para evitar la captura política de las decisiones y se haga atractivo el estado como espacio de desarrollo laboral para que los mejores profesionales trabajen en él.

*Ing. César Antonio Sánchez Modena,
Miembro del Consejo Directivo de
Osinergmin.*



04

MARCO REGULATORIO

HISTORIA Y EVOLUCIÓN

Marco regulatorio

Historia y evolución

En el capítulo anterior tratamos la evolución normativa que establece las reglas para las actividades de hidrocarburos desde el inicio de la República hasta la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221. Ahora describiremos con detalle el marco regulatorio vigente e incluiremos una breve descripción del marco institucional, en el cual se encuentra inmerso el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin.



MARCO REGULATORIO

Historia y evolución

En el subsector hidrocarburos líquidos, las transacciones corresponden principalmente a mercados de competencia. Nuestra contribución apunta a mejorar condiciones para que las actividades se realicen adecuadamente y que la infraestructura tenga las garantías que la industria requiere.

El Glosario del Subsector Hidrocarburos¹ define normativamente a las actividades de hidrocarburos como aquellas empresas autorizadas que se dedican a la exploración, explotación, procesamiento, refinación, almacenamiento, transporte o distribución, además de las actividades de comercialización. Así, comprende tanto las operaciones *upstream* (río arriba) como *downstream* (río abajo).

Existen dos tipos de regulación que se aplican en el sub sector hidrocarburos líquidos. La primera es la económica, que incluye los derechos de propiedad de los hidrocarburos y la regulación de precios (para ciertas actividades). La segunda es la social, formada por normas específicas que regulan aspectos aplicables para el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, como la seguridad industrial, regulación de la calidad, seguridad energética y protección a poblaciones vulnerables, regulación ambiental (certificación ambiental) y cultural (consulta previa a pueblos indígenas u originarios y participación ciudadana).

4.1. REGLAS GENERALES DEL SECTOR

Las reformas de la década de 1990 generaron cambios en la estructura del Estado y dieron un nuevo marco al funcionamiento de la economía peruana. Como se señaló en el **capítulo 3**, la Constitución de 1993 formó parte de estas reformas: establece que los recursos naturales, renovables y no renovables son patrimonio de la Nación, siendo el Estado soberano en su aprovechamiento⁵. Igualmente, dispone que por ley orgánica se fijen las condiciones de su

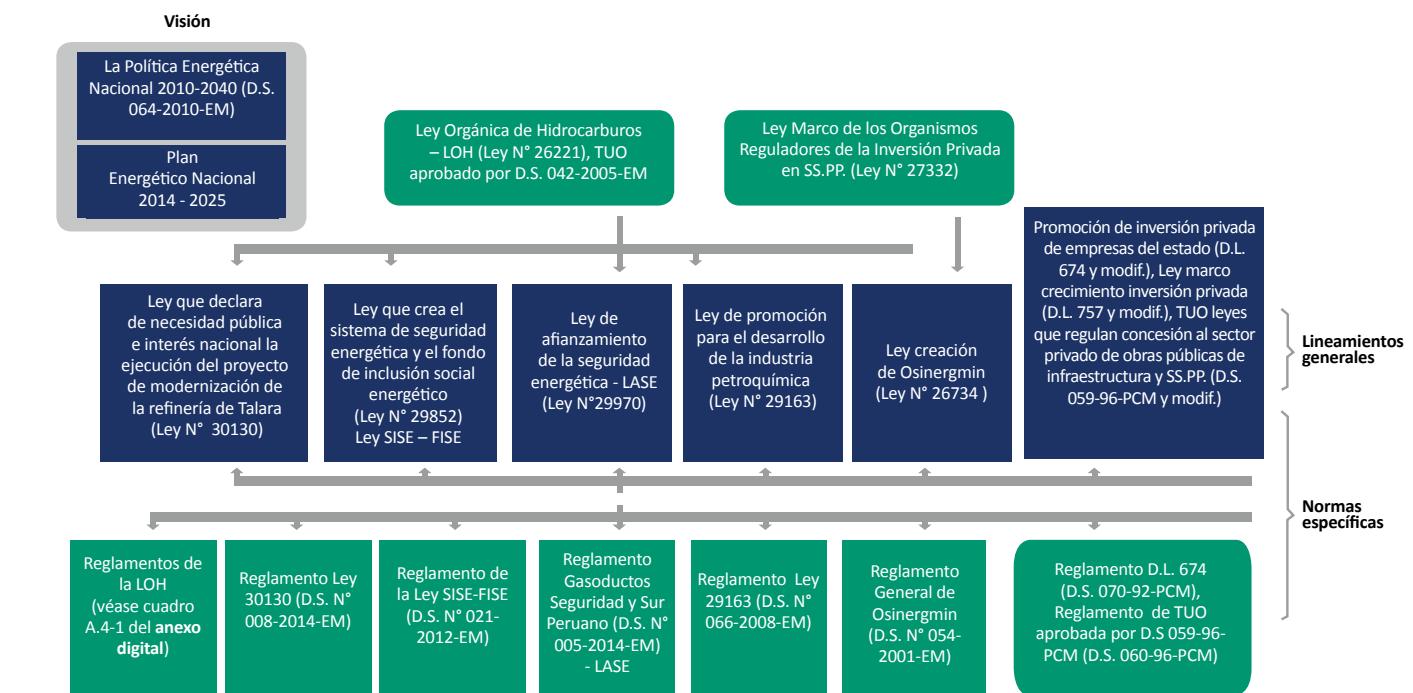
En el marco institucional, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) establece competencias

definidas para el Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector, así como de dictar las demás normas pertinentes²; para el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el país³; y para Perupetro S.A., empresa estatal de derecho privado que promueve la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, negocia, celebra y supervisa (en calidad de contratante) los contratos establecidos por la LOH⁴, entre otros.

La LOH, Ley N° 26221 y modificatorias, contemplan las reglas generales para todas las actividades de hidrocarburos en el país y establecen como principio que el Estado las promueve sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, con la finalidad de lograr el bienestar del ser humano y el desarrollo nacional⁶. Señalan también que las actividades y los precios relacionados con el petróleo crudo y sus productos derivados se rigen por las reglas de la oferta y demanda⁷, con la excepción de que se fijan tarifas para la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos⁸, así como precios máximos al consumidor en el caso del servicio de distribución de gas natural (GN) por red de ductos⁹.



Gráfico 4-1
Principales instrumentos legislativos del subsector hidrocarburos líquidos



Fuentes: MEM y Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

La LOH establece que los hidrocarburos *in situ* son propiedad del Estado. En el Perú no hay regulación económica de precios de los hidrocarburos líquidos. No obstante, se ha establecido un esquema de estabilización de la variabilidad de los precios de los combustibles derivados del petróleo llamado FEPC y un mecanismo de transparencia del mercado con el PR.

Por otro lado, los instrumentos para acceder a la realización de actividades en el subsector dependen, sobre todo, del tipo de operación a realizar. En el caso de exploración y/o explotación (actividades del *upstream*) se requiere la suscripción de un contrato de exploración y explotación o de explotación con Perupetro S.A., ya sea de licencia, servicios u otros que autorice el MEM¹⁰.

Algunas actividades del *downstream* señaladas por la LOH, como el transporte de hidrocarburos por ductos y la distribución de GN por red de ductos, requieren de una concesión de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM¹¹. Asimismo, las empresas que desean operar en actividades del *downstream*, deben contar previamente con inscripción en el Registro de Hidrocarburos (RH), cuya administración corresponde a Osinergmin¹² desde 2010, de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 004-2010-EM¹³. Para mayor detalle del funcionamiento del RH, ver acápite A.4-1 del anexo digital.

En algunos casos, la normativa requiere también la obtención previa de informes técnicos favorables, certificados de supervisión e inspección¹⁴ y actas de verificación, según corresponda. Los primeros tienen la opinión técnica de Osinergmin sobre el proyecto de instalación o modificación de una instalación o establecimiento, en relación al cumplimiento de la reglamentación vigente del subsector hidrocarburos¹⁵.

4.2. REGULACIÓN ECONÓMICA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

La regulación económica comprende los

derechos de propiedad de los hidrocarburos y la regulación de precios.

a. Régimen de propiedad de los hidrocarburos en el Perú

La LOH establece que los hidrocarburos *in situ* son propiedad del Estado, quien otorga a Perupetro S.A. el derecho de propiedad sobre lo extraído para poder celebrar contratos de exploración y explotación de los mismos.

• Contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos

La LOH establece que estos pueden asumir la forma de contratos de licencia, servicios u otras modalidades de contratación autorizadas por el MEM que, actualmente, no han sido considerados. Para los contratos de licencia, Perupetro S.A transfiere el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos a los licenciatarios por el mérito del contrato, que deben pagar una regalía al Estado¹⁶ en función de la producción fiscalizada¹⁷. En los contratos de servicios, el contratista recibe una retribución¹⁸ también de acuerdo con la producción. Los contratos de licencia y de servicios se rigen por el derecho privado, pueden celebrarse ya sea por convocatoria o previa negociación directa, son aprobados por decreto supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas (MEF) y MEM¹⁹, y solo pueden ser modificados por acuerdo de las partes.

En el caso de empresas extranjeras, se requiere que establezcan sucursales o constituyan una sociedad conforme a la Ley General de Sociedades, fijen domicilio en la capital de la República del Perú y nombren a un mandatario

de nacionalidad peruana para celebrar contratos. El proceso previo que permite la calificación de las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, para la suscripción de los contratos, se lleva a cabo por Perupetro S.A. en base al Reglamento de Calificación respectivo, aprobado por el MEM²⁰.

En los contratos, la fase de exploración tiene como plazo máximo siete años. En casos excepcionales se puede autorizar una extensión de hasta tres años, siempre que se cumplan determinados requisitos. La fase de explotación tiene como plazo máximo 30 años para el petróleo crudo y 40 años para el GN no asociado y condensados. En ambos casos, los contratos pueden extenderse a fin de incluir el periodo de retención²¹ contemplado. Los principales aspectos económicos y financieros que rigen los contratos se encuentran regulados en la LOH (ver el **listado A.4-1 del anexo digital**).

La LOH contempla causales específicas para la terminación del contrato²², la posibilidad de establecer el sometimiento de diferencias técnicas a comités técnicos de conciliación²³, así como la posibilidad de recurrir al arbitraje internacional en cualquier caso²⁴. Al terminar el plazo del contrato, los inmuebles, instalaciones de energía, campamentos, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción que permitan la continuación de las operaciones, pasan gratuitamente a poder del Estado, a menos que este no quiera.

A nivel reglamentario, hay que tomar en cuenta, entre otras, las siguientes normas vinculadas a la calificación de empresas

petroleras, la determinación de regalías y aspectos técnicos de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (ver cuadro 4-1).

• Concesiones para actividades de hidrocarburos

A diferencia de la exploración y explotación, el acceso a actividades específicas del *downstream*, como el transporte de hidrocarburos por ductos y la distribución de GN por red de ductos, requiere del otorgamiento de concesiones por parte del MEM²⁵. La concesión es definida por el Glosario del Subsector Hidrocarburos como el “derecho que otorga el Estado a una persona natural o jurídica para prestar el servicio de transporte de hidrocarburos por ductos o de distribución de GN por red de ductos, incluyendo el derecho de utilizar los bienes de la concesión para la prestación de dicho servicio”²⁶.

Las reglas aplicables para el otorgamiento de la concesión, las obligaciones del concesionario, los plazos y características, la terminación

y caducidad de la condición, entre otros aspectos, se encuentran en los reglamentos aplicables a las actividades que requieren de dicho instrumento y sus modificatorias: el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por D.S. N° 081-2007-EM, y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado por D.S. N° 040-2008-EM. En ambos casos, las concesiones se dan por períodos no menores de 20 años ni mayores de 60 años, incluyendo la prórroga²⁷. La cesión procede mediante procesos de licitación o concurso público, o por solicitud de parte²⁸.

b. Determinación de los precios en las actividades de hidrocarburos

Como se mencionó anteriormente, en el Perú no hay regulación económica de precios de los hidrocarburos líquidos. Los relacionados con el petróleo crudo y los productos derivados son precios de mercado, determinados por la oferta y la

demandas, excepto en el caso del transporte y distribución por ductos que sí están regulados. No obstante, se ha establecido un esquema de estabilización de la variabilidad de los precios de los combustibles derivados del petróleo llamado Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC), y un mecanismo de transparencia del mercado mediante el Precio de Referencia.

Con el propósito de ilustrar la formación de precios de los combustibles, en la caja 4-1 se presentan los diferentes componentes, que desde el punto de vista teórico, se incluirían en el precio final. Es decir, se describe la contabilidad para llegar al precio del usuario final de los combustibles líquidos, gasohol 90 y GLP envasado.

c. Precios de Referencia

Los Precios de Referencia (PR) constituyen una medida de transparencia al otorgar a los usuarios valores referenciales con los cuales comparar los precios del mercado al nivel mayorista. Simulan un valor de mercado que refleja las variaciones de los precios internacionales de los combustibles líquidos en el mercado relevante, mediante operaciones eficientes de importación y/o exportación de combustibles (según sea el caso) para el mercado nacional. En la caja 4-2 se explica con detalle cómo se obtienen.

Cuadro 4-1
Normas sobre calificación de empresas petroleras, determinación de regalías y aspectos técnicos de exploración y explotación de hidrocarburos

Reglamento	Etapa Norma de aprobación*
Reglamento de calificación de empresas petroleras	D.S. N° 030-2004-EM
Reglamento de garantía de estabilidad tributaria y normas tributarias de la LOH	D.S. N° 032-95-EM
Reglamento para la aplicación de la regalía y retribución en los contratos petroleros	D.S. N° 049-93-EM
Reglamento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos	D.S. N° 032-2004-EM

Notas. *En el presente cuadro, por efecto de simplificación, se indica únicamente la norma con la que se aprobó el reglamento respectivo, sin incluir las modificatorias o complementarias.

Fuente: MEM. Elaboración: GFHL-Osinergmin.

Contabilidad de los precios de los combustibles

El primer componente del precio del gasohol de 90 sería el de planta del país de origen y los componentes adicionales que conforman el valor FOB. Para hallar el Precio de Paridad de Importación se incorporaría el flete marítimo, las mermas, el seguro, el impuesto *ad valorem* (arancel), los gastos de importación (inspección, gastos de puerto y financieros), almacenamiento y despacho, así como los ajustes para cumplir con la calidad exigida por la normativa. Como se mencionó en el **capítulo 2**, el precio internacional explica una parte importante de los locales.

Los precios de los combustibles internos también son afectados por la política tributaria, la política comercial, los costos de transporte y la estructura de mercado (ver en **capítulo 1** las características económicas y técnicas de las actividades del sub sector hidrocarburos líquidos). En el caso de las gasolinas y gasoholes se aplica impuesto al rodaje (8%), Impuesto General a las Ventas (IGV, 18%) e Impuesto Selectivo al Consumo (ISC). A los diésel y los petróleos industriales se aplica IGV y ISC, mientras que al GLP, solo IGV.

Los costos de transporte, operación y mantenimiento, costos de oportunidad y la política comercial (márgenes de ganancia) constituyen adicionales que son aplicados en cada etapa de la cadena de valor y pueden constituir un componente importante del precio final. Asumiendo que el precio neto de la planta de Petroperú es equivalente al precio de paridad de importación, se puede describir la contabilidad de los precios de los combustibles mediante la siguiente ecuación:

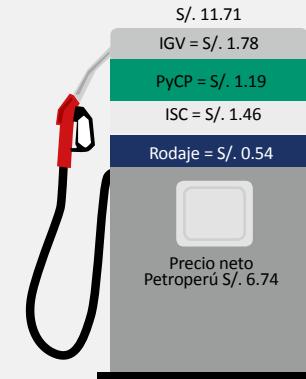


Gráfico 4-2
Estructura del precio de gasohol de 90 octanos
y balón de 10 kg de GLP (junio 2015)

Notas.

C y PC = costos de transporte, operación y mantenimiento, costos de oportunidad y la política comercial netos de impuestos.

IGV = Impuesto General a las Ventas.

ISC = Impuesto Selectivo al Consumo.

Rodaje = Impuesto al Rodaje.

Fuente: MEM. Elaboración: OEE – Osinergmin.

$$\{[P_{imp} * (1 + t) * (1 + m_i) + ISC + C_1] * (1 + m_M) + C_2\} * (1 + m_m) * (1 + IGV) = P_{pub}$$

Notas.

Pimp= Precio de importación = Precio neto Petroperú.

t = Impuesto al Rodaje.

m= CAPEX, OPEX y la retribución del capital del refinador.

ISC= Impuesto Selectivo al Consumo.

IGV= Impuesto General a las Ventas^a.

a C1= Costo neto de transporte desde la refinería al mayorista.

mM= CAPEX, OPEX y la retribución del capital del mayorista.

C2= Costo neto de transporte desde el mayorista al minorista.

mm= CAPEX, OPEX y la retribución del capital del minorista.

Ppub= Precio al público.

^a Debido a que el IGV se aplica a cada venta de bienes y servicios, se coloca al final de la ecuación.

¿Cómo se obtiene el Precio de Referencia?

Para el caso de los combustibles líquidos derivados de petróleo y biocombustibles, se considera como mercado relevante el de la Costa del Golfo de Estados Unidos (USGC); y para el caso del GLP, el de Mont Belvieu en Texas, Estados Unidos^a. Los marcadores considerados para el cálculo de los Precios de Referencia (PR) se muestran en el **cuadro 4-2** y están definidos en el numeral 3.4.1 del Artículo 3º de la Resolución Osinergmin N° 136-2011 OS/CD.

En los mercados relevantes, algunos productos no tienen las especificaciones de calidad exigida por las normas peruanas, por lo que la metodología de cálculo considera un ajuste por calidad. Estos se aplican en el octanaje de las gasolinas, la viscosidad del petróleo industrial, el número de cetano en el diésel y el contenido de azufre en el diésel y residual N° 6, entre otros.

El PR de los combustibles importados se calcula sumando el valor FOB en el mercado relevante, el ajuste por calidad, el flete marítimo, las mermas, el seguro, el impuesto *ad valorem* (arancel), los gastos de importación (inspección, gastos de puerto y financieros), almacenamiento y despacho. El PR de Exportación del GLP en Pisco (FOB Pisco) es un valor teórico igual al promedio del precio de los productos marcadores en el Mercado Relevante para la mezcla típica del Perú. El PR del GLP en Planta de Ventas El Callao - Marítimo se calcula adicionando al precio GLP FOB Pisco, el costo de transporte marítimo, gastos de recepción, almacenamiento, despacho más eficiente y otros, según corresponda, como se observa en la **ilustración 4-1**.

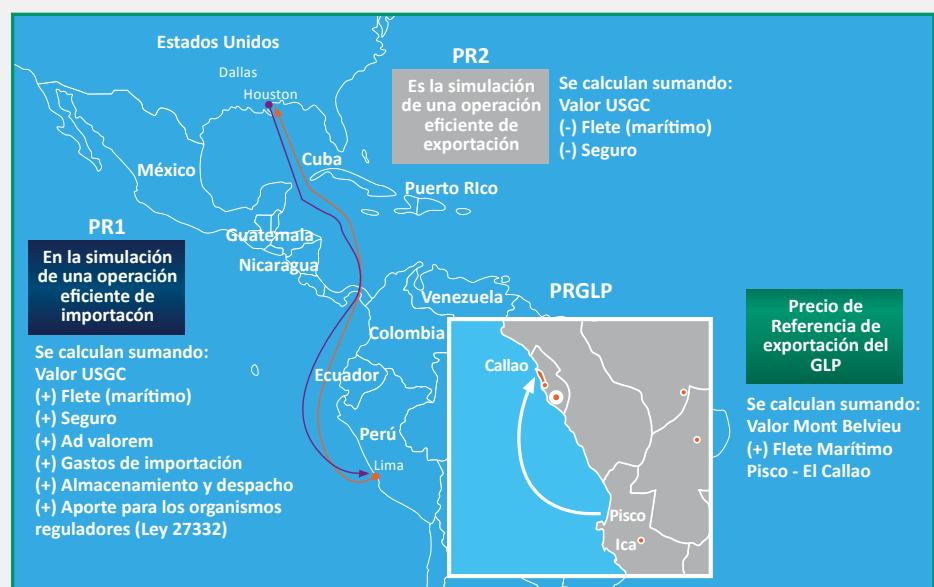
Cuadro 4-2
Marcadores considerados para el cálculo de los Precios de Referencia

Producto	Productos Marcadores
Gasolinas 97, 95 y 90 octanos (i)	CBOB 87, Unl 87, CBOB 93 y Unl 93
Gasolina 84 octanos (i)	CBOB 87 y Unl 87
Gasoholes 97, 95 y 90 octanos (i)	CBOB 87, Unl 87, CBOB 93, Unl 93 y etanol
Gasohol 84 octanos (i)	CBOB 87, Unl 87 y etanol
Diésel 2	N°2, ULSD
Diésel BX	N°2, ULSD, Biodiesel B100
Turbo	Jet/Kero 54
Gas Licuado de Petróleo (ii)	Propano y Butano
Petróleo Industrial N°6 y 500	N° 6 - 3,0%S (3% azufre)
Alcohol Carburante	Etol
Biodiesel B100	Biodiesel B100

(i) Para cada gasolina y/o gasohol comercializado en el mercado peruano se realizará un ajuste de calidad por número de octano. (ii) Mercado de Mont Belvieu.

^aArtículo 3, Inciso 3.1, de la Resolución Osinergmin N° 136-2011, publicada el 14 de julio de 2011.
Fuente y elaboración: GART – Osinergmin.

Ilustración 4-1
Precios de Referencia de importación y exportación



Fuente y elaboración: GART – Osinergmin.



Beneficios de la estabilización de los precios de los combustibles

Gallardo et al. (2005) revisaron la literatura económica y encontraron que las fuertes variaciones de los precios de los combustibles pueden relacionarse a factores del funcionamiento de los mercados de abastecimiento y almacenamiento de los combustibles. Asimismo, que los cambios de los precios internacionales tienen impacto a nivel micro y macroeconómico (economías pequeñas abiertas e importadoras de productos derivados del petróleo). Los precios internacionales de combustibles introducen un factor de riesgo a los ciudadanos y empresas, por lo que se justifica que el Estado intervenga para buscar una forma de suavizar el impacto de las fluctuaciones.

Los efectos microeconómicos están relacionados a la importancia del combustible en el presupuesto familiar o en los costos de las empresas, al grado de sensibilidad de la demanda de los combustibles de los agentes económicos frente a una variación del precio o del ingreso

(elasticidad) y a cuán adversos al riesgo son. De esta manera, Gallardo et al. (2005) describen que si los combustibles forman una alta proporción del gasto, ante incrementos del ingreso, el consumo aumenta en mayor proporción (alta sensibilidad); y ante aumentos del precio, la caída del consumo es menor (baja sensibilidad) y los agentes económicos son adversos al riesgo, entonces la estabilización de precios será vista de manera favorable. Adicionalmente, los referidos autores indican que el análisis de los efectos de la volatilidad de precios debe incluir el aspecto dinámico del consumo. Refieren el estudio de Federico et al. (2001), en el que se sugiere que los agentes económicos pueden tener costos adicionales al cambiar sus planes de consumo y costos de producción ante variaciones en los precios de los combustibles. Esto se relacionaría con el aspecto a corto y largo plazo de la demanda de combustibles mencionada en el **capítulo 1**.

A nivel macroeconómico, los impactos agregados de un alza del precio del petróleo

en los consumidores y empresas afectan la producción de bienes al aumentar los costos; y mediante la inflación y la rigidez de los salarios a la baja se genera desempleo que perjudica la demanda agregada. Por otro lado, Hamilton (2000) argumentó que las alzas del precio del petróleo provocarían incertidumbre a corto plazo en los agentes, haciendo que pospongan sus decisiones económicas en activos durables (Gallardo et al. 2005:52). Asimismo, si el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) responde al referido aumento de la inflación endureciendo su política monetaria, puede mermar la actividad económica.

En las economías descritas en el párrafo anterior, los consumidores desean protegerse mediante algún mecanismo de cobertura de riesgos o requieren resguardo del Estado ante variaciones volátiles de los precios.

Actualización de la Banda de Precios y operación del FEPC

En el **gráfico 4-3** se muestran los principales componentes del FEPC. En base a la evolución del Precio de Paridad de Exportación (PPI) se actualizan las BP objetivo, tanto el Límite Superior (LS) como el Límite Inferior (LI) para cada producto. Dependiendo de dónde se encuentre el PPI con respecto a la BP, se define un Factor de Compensación o de Aportación.

Por ejemplo, si la BP para un determinado producto se mantiene en un nivel por debajo del PPI, entonces el FEPC estará en la Zona de Compensación y, por lo tanto, el administrador definirá el Factor de Compensación ($FC = PPI - LS$) que se entregará a los agentes para que lo descuenten en sus facturas. Si la BP se mantiene en un nivel por encima del PPI, entonces el FEPC estará en la Zona de Aportación y, por lo tanto, el administrador definirá el Factor de Aportación ($FA = LI - PPI$), y se le exigirá a los agentes que lo incluyan en sus facturas como cargo adicional como aporte

al FEPC. Finalmente, si el PPI se mantiene entre el LS y el LI de la BP, entonces el FEPC estará en la Zona de Estabilidad y, por lo tanto, no se requiere ningún FA ni FC.

Para actualizar las bandas se consideran los PPI para los combustibles mencionados en el **cuadro 4-2**, exceptuando el caso del GLP envasado, donde se utiliza el PPI (propano y butano en proporción 60/40). Todos son precios netos, sin impuestos internos. Las bandas se definen para cada combustible. Tomando como referencia los precios finales al consumidor, se actualiza la BP:

- Cuando el PPI se encuentre en la Zona de Compensación, se iguala el LS de la BP con el PPI. Si esto implica un aumento del precio final del mes anterior mayor a 5%, se mueve la BP para que la subida sea de 5%. En el caso del GLP, se iguala el LS de la BP con el PPE, pero cuidando una variación del precio final de máximo 1.5%.

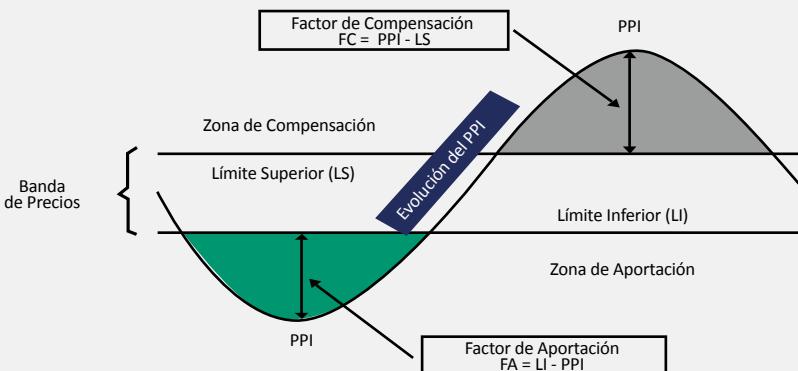
- Cuando el PPI se encuentre en la Zona de Aportación, se iguala el LI de la BP con el PPI. En el caso del PPI, si esta acción implica una caída del precio final del mes anterior mayor a 5%, se mueve el LI de la banda de manera que el precio final disminuya hasta 5%. En el caso del PPI, asociado al GLP, la variación no debe ser mayor a 1.5%.

- Si el PPI está 15% por encima o por debajo del LS o LI, respectivamente, el porcentaje de variación del precio final será 7%.

- Si la actualización de la BP implica una variación menor a lo señalado en los puntos previos, el cambio del LS y LI de la BP reflejará la variación completa. El precio de paridad coincidirá con el LS o LI, según corresponda. El ancho de la BP es de S/. 0.10 por galón, excepto para el GLP, cuyo ancho es de S/. 0.06 por kg.

Debido a la caída de los precios del petróleo durante 2014 y el presente año, mediante D.U. N° 001-2015, se estipularon las variaciones máximas de los precios al consumidor final asociadas a la actualización de la BP hasta junio de 2015. Asimismo, se estipuló que si el PPI se encontraba por encima de la BP, tanto esta como los márgenes comerciales utilizados para calcular el PPI, no serían actualizados. La Ley N°30334, que establece medidas para dinamizar la economía en 2015, prorrogó la vigencia del referido D.U. hasta diciembre de 2016. Actualmente, solo se determina BP para cuatro productos: GLP envasado, diésel B5 para uso vehicular, diésel B5 y petróleo industrial 6 para generación eléctrica en sistemas eléctricos aislados.

**Gráfico 4-3
Diseño y operación del FEPC**



Fuente y elaboración: GART - Osinergmin.

d. Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles

Finalmente, el Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) es un esquema de estabilización de los precios al usuario final, que tiene como objetivo reducir la alta volatilidad de los precios internos relacionada a la variación de los internacionales, lo que incrementaría el bienestar social (ver caja 4-3 para una discusión de los beneficios de la estabilización de precios de combustibles).

El FEPC se creó mediante el Decreto de Urgencia N° 010-2004²⁹. Tiene vigencia permanente a partir del 1º de enero de 2013³⁰. Su patrimonio son los aportes y descuentos que los productores e importadores efectúen a los precios de los combustibles, según su posición en relación con la Banda de Precios (BP). Las funciones

de las diferentes entidades relacionadas al FEPC se muestran en el cuadro 4-3.

En 2010, el Poder Ejecutivo trasladó a Osinergmin la función de definir la BP de acuerdo con los criterios establecidos por el D.U. N° 010-2004 y demás normas modificatorias, reglamentarias y complementarias. Se mantuvo la idea de contar con una Comisión Consultiva para informarse sobre los cálculos hechos y, a la vez, conocer las medidas que pudiesen ser tomadas por el Estado para atenuar los impactos de los cambios en la BP. El procedimiento para la determinación de BP está definido en la Resolución Osinergmin N° 082-2012-OS/CD.

La actualización de la BP de cada uno de los productos incluidos en el FEPC se realiza cada dos meses o en distinto periodo si una norma lo dice expresamente (ver caja 4-4 para mayor detalle). Osinergmin ejecuta la actualización e informa a la Comisión Consultiva, quien brinda su opinión no vinculante.

Cuadro 4-3
Marco institucional de administración del FEPC

Integrante	Función	Acción
Osinergmin	Administrativa	Determina y actualiza la BP.
MEM	Administrativa y liquidadora	Fija factores de aporte y compensación del FEPC y efectúa liquidaciones por operador.
MEF	Consultiva y financiera	Opina y proporciona recursos.
Empresas	Consultiva	Opinan.

Fuente: D.U. N° 010-2004. Elaboración: GART-Osinergmin.

4.3. REGULACIÓN SOCIAL EN EL SECTOR HIDROCARBUROS

Diversos reglamentos del sector establecen las reglas técnicas, de seguridad y ambientales aplicables a las actividades de hidrocarburos. Cabe indicar que el sector cuenta con un Glosario, Siglas y Abreviaturas, una importante fuente normativa para sus actividades.

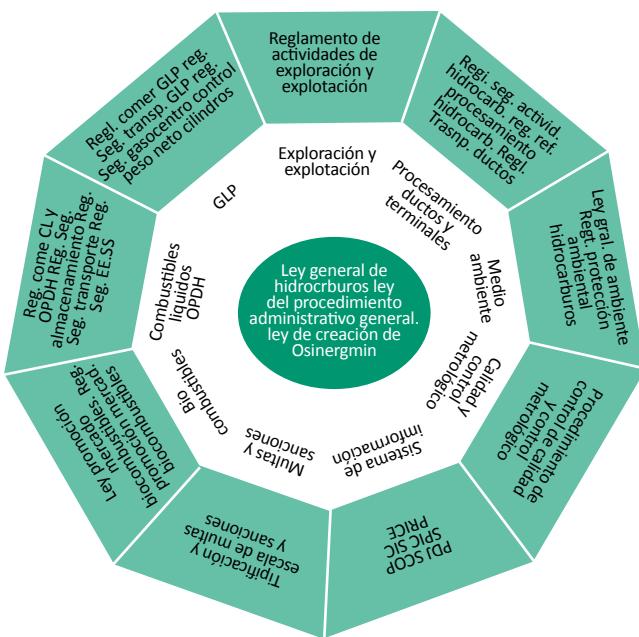
a. Regulación de la seguridad industrial, cantidad y calidad de los combustibles

En el gráfico 4-3 se resumen los diferentes instrumentos de supervisión de Osinergmin en el subsector hidrocarburos líquidos. La identificación de la norma que aprueba los principales reglamentos aplicables al *upstream* y *downstream* de la industria se muestra en el cuadro A.4-1 del anexo digital. La lista completa de los reglamentos, normas modificatorias y complementarias puede obtenerse en el portal electrónico de Osinergmin (www.osinergmin.gob.pe).

En el caso de la seguridad industrial, las diferentes áreas de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) y Oficinas Regionales (OR) supervisan y fiscalizan el cumplimiento de la normativa, por ejemplo, las instalaciones de los locales de venta, estaciones de servicio, plantas de abastecimiento, pozos petroleros, su construcción, mantenimiento y operaciones, entre otros.

La regulación de la calidad que realiza Osinergmin incluye el control metrológico y de calidad. Mediante el metrológico se verifica que el expendio de combustibles brinde al consumidor la cantidad por la cual se está

Gráfico 4-4
Instrumentos de supervisión en el subsector de hidrocarburos líquidos



Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

pagando en las estaciones de servicio y grifos. En el caso del control de la calidad se pueden mencionar la supervisión del cumplimiento de los parámetros de punto de inflamación, contenido de FAME y contenido de azufre en el combustible diésel B5/diésel B5-S50, así como los parámetros de octanaje y porcentaje de volumen de etanol en las gasolinas/gasoholes.

b. Seguridad energética y protección de poblaciones vulnerables

Existen dos documentos que reflejan la visión del Perú sobre el sector energético. El primero es la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que

consigna como uno de sus objetivos alcanzar la suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos para asegurar el abastecimiento energético.

El segundo documento es el Plan Energético Nacional 2014 – 2025, elaborado por el MEM, que plantea un abastecimiento energético competitivo, seguridad y acceso universal a la energía, y desarrollar los recursos energéticos de manera sostenible. Para lograrlo es necesario, entre otros aspectos relevantes, la disminución de la importación de hidrocarburos mediante una red nacional de ductos y la sustitución de diésel por GN. Parte de esta red de ductos es el Gasoducto Sur Peruano.

Dentro de la estrategia para mejorar la seguridad energética del país se han promulgado varias normas, entre las que destacan la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético; y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) permitirá dotar de infraestructura para brindar seguridad al Sistema Energético (SE)³¹. Asimismo, para remunerar los costos de inversión y explotación de los proyectos que se encuentren comprendidos dentro del SE, se creó un cargo tarifario al transporte por ductos de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del GN³². Este será determinado por Osinergmin para cada proyecto que se encuentre comprendido dentro del SISE.

La Ley N° 29970 declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país, basado en tres pilares: i) diversificar las fuentes energéticas; ii) reducir la dependencia externa; iii) incrementar la confiabilidad de la cadena de suministro de energía³³. Para aumentar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, la Ley N° 29970 señala que se debe considerar los siguientes principios:

- Desconcentrar geográficamente la producción de energía.
- Lograr una mayor capacidad de producción con respecto a la demanda (margen de reserva).
- Explotar varias unidades de producción y/o usar combustibles alternativos en las unidades de producción.

- Adoptar diversos modos de transporte.
- Brindar redundancia en el modo de transporte.
- Interconectar los diversos modos de transporte.
- Incluir mayores almacenamientos de energía.
- Promover el uso eficiente y/o sostenible de las energías renovables.

Asimismo, la Ley N° 29970 extiende el beneficio del mecanismo de ingresos garantizados para aquellos proyectos de GN y LGN que permitan incrementar la seguridad energética del sector eléctrico³⁴. Para cubrir los ingresos de dichos proyectos se creó el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), adicional al peaje del

Sistema Principal de Transmisión que pagan los consumidores de electricidad del país. Al amparo de esta Ley se han entregado las concesiones del Nodo Energético en el Sur del Perú y el Sistema Integrado de Transporte.

c. Regulación ambiental

Las actividades de hidrocarburos se encuentran sujetas al cumplimiento de las normas ambientales. De acuerdo con el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos³⁵, toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto relacionado con las actividades de hidrocarburos, debe gestionar una certificación ambiental ante la autoridad ambiental competente³⁶. Esta implica el pronunciamiento de dicha autoridad sobre la viabilidad ambiental del proyecto en su integridad.



Si la autoridad competente aprueba el estudio sometido a su consideración, se entiende que la resolución aprobatoria constituye la certificación ambiental. Por otro lado, la inadmisibilidad, improcedencia, desaprobación o cualquier otra causa por la que no se obtenga o pierda la certificación ambiental, impide legalmente iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo de inversión bajo riesgo de que se apliquen las sanciones³⁷. Las autoridades ambientales competentes para la evaluación y revisión de los estudios ambientales e instrumentos de gestión ambiental complementarios en las actividades de hidrocarburos son:

- La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del MEM.
- Los gobiernos regionales, de acuerdo con las funciones transferidas en el marco del proceso de descentralización.
- El Servicio Nacional de Certificación Ambiental: evaluación y revisión de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados (EIA-d), una vez que sean transferidos por el sector correspondiente³⁸.

Según el reglamento vigente, no requieren estudios ambientales las actividades de hidrocarburos que no generen impacto ambiental negativo y no comprendidas en el Anexo I del reglamento, así como en el Anexo 2 del Reglamento de la Ley del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental³⁹, sin perjuicio de que deben adoptarse las medidas necesarias para mitigar los impactos que puedan surgir⁴⁰. Asimismo, el Anexo 1 del reglamento contiene la categorización de las actividades de hidrocarburos y determina el estudio ambiental que corresponde a cada actividad⁴¹.

Recientemente ha sido aprobada la Ley N° 30327⁴², de promoción de las inversiones para el crecimiento económico y el desarrollo sostenible que, además de otras disposiciones, crea el procedimiento de Certificación Ambiental Global para incorporar progresivamente en un solo trámite administrativo los distintos títulos habilitantes relacionados. El órgano competente para emitirla será el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace). La referida Ley establece que en el plazo de 60 días hábiles desde su entrada en vigencia, el Ministerio del Ambiente y los sectores competentes deben promulgar el reglamento respectivo mediante decreto supremo⁴³. La regulación ambiental es llevada a cabo por el MEM y supervisada y fiscalizada por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA).

• Consulta previa

El contenido, los principios y el procedimiento del derecho a la consulta previa a los pueblos indígenas u originarios es desarrollado en la Ley N° 29785⁴⁵. Conforme al Artículo 2º, es el derecho de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados previamente sobre las medidas legislativas o administrativas que afecten directamente sus derechos colectivos, existencia física, identidad cultural, calidad de vida o desarrollo. Además se debe preguntar sobre los planes, programas y proyectos de desarrollo nacional y regional que afecten directamente.

• Participación ciudadana

En el caso específico de las actividades de hidrocarburos, el ejercicio del derecho a la participación es reconocido en el Reglamento de Participación Ciudadana para la Realización de Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 012-2008-EM) y los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades de Hidrocarburos (R.M N° 571-2008-MEM/DM)⁴⁴. El proceso de participación ciudadana en el sector hidrocarburos incluye las etapas siguientes:

1. Participación ciudadana derivada de la negociación o concurso de contratos

de exploración o explotación de hidrocarburos, a cargo de Perupetro S.A.

2. Participación ciudadana durante la elaboración y evaluación de los estudios ambientales a cargo del titular del proyecto, incluyendo la participación de la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos del MEM.
3. Participación ciudadana posterior a la aprobación de los estudios ambientales, durante el ciclo de vida del proyecto, ejecución de las actividades aprobadas en los estudios ambientales sujeta a fiscalización del OEFA.

Osinergmin, en seguridad industrial, supervisa y fiscaliza y, en regulación de calidad, incluye el control metrológico. Asimismo, las actividades de hidrocarburos se encuentran sujetas al cumplimiento de la consulta previa y la participación ciudadana.

en los que corresponde realizar la consulta previa y la oportunidad en la que será analizada la entidad a cargo (ver **cuadro A.4-2** en el anexo digital).

4.4. MARCO INSTITUCIONAL PARA LA REGULACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Son diversas las entidades con competencia en materia de hidrocarburos. El arreglo institucional es importante pues determina el papel que tiene cada una en la regulación económica y social de un sector, lo cual incluye, en el caso del sector de hidrocarburos líquidos, seguridad y calidad. El **gráfico 4-5** muestra la estructura institucional del Estado en el sector de hidrocarburos.

a. Osinergmin

El Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería (Osinergmin) fue creado por Ley N° 26734, publicada el 31 de diciembre de 1996, para ser el organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería⁴⁸. Cuenta con personería jurídica de derecho público interno y autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Conforme al texto de la LOH, se encarga de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional⁴⁹. Para ello tiene como perspectiva los tres grupos de interés con los cuales interactúa todo organismo regulador y los objetivos generales para cada uno. Se muestran en el **gráfico 4-6**.

La Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, Ley N° 29783⁵⁰, precisada por la Ley N° 29901⁵¹, dispuso la transferencia al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) de las competencias de supervisión, fiscalización y sanción en materia de seguridad y salud en el trabajo en los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos. Del mismo modo, las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental fueron transferidas al OEFA, en cumplimiento de la Ley N° 29325, los Decretos Supremos N° 001-2010-MINAM, N° 002-2011-MINAM y la Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD.

Conforme a su Reglamento General⁵², Osinergmin cuenta con funciones normativa, reguladora, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, de solución de controversias y de reclamos de usuarios en el sector energía. En julio de 2011, en reemplazo

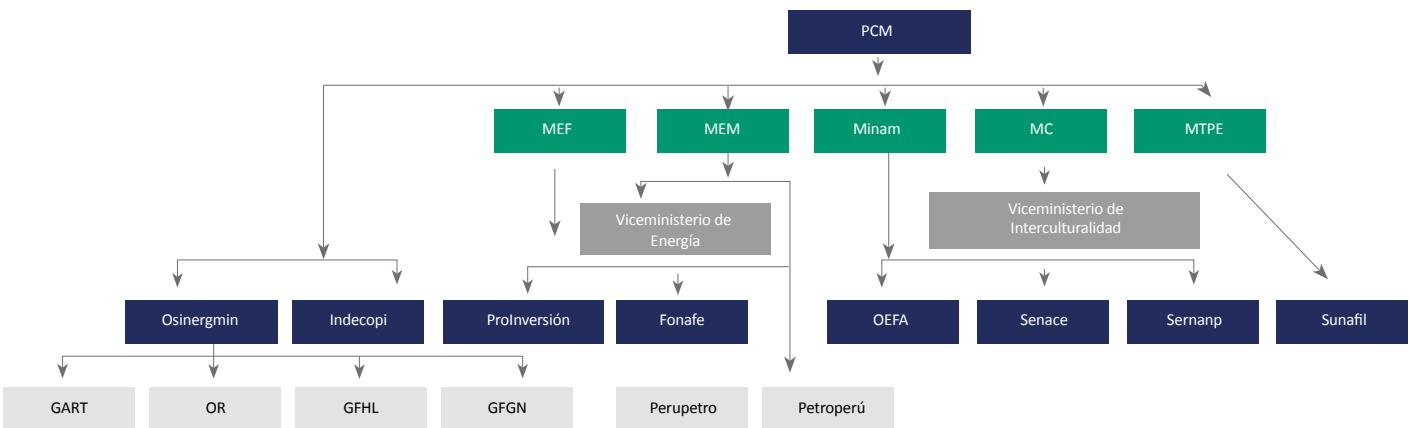
El **cuadro 4-4** presenta, de modo sucinto, el contenido principal de las funciones descriptas en relación con las actividades de hidrocarburos.

Adicionalmente, Osinergmin administra, regula y simplifica el RH. Dicha actividad, previamente a cargo de la Dirección General de Hidrocarburos del MEM, le fue transferida en mayo de 2010, en virtud del Decreto Supremo N° 004-2010-EM⁵³.

El Decreto Supremo N° 007-2003-EM, modificado posteriormente por el Decreto Supremo N° 070-2010-EM, encarga a Osinergmin la publicación semanal de los precios referenciales de las gasolinas para uso automotor, gasoholes, diésel 2, diésel BX, querosene, turbo, GLP y petróleos industriales⁵⁴.

En julio de 2011, en reemplazo

Gráfico 4-5
Estructura institucional del Estado Peruano en el sector hidrocarburos



Nota. Ver Glosario de Siglas al final del libro.

Elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 4-6
Grupos de interés y objetivos generales de los organismos reguladores



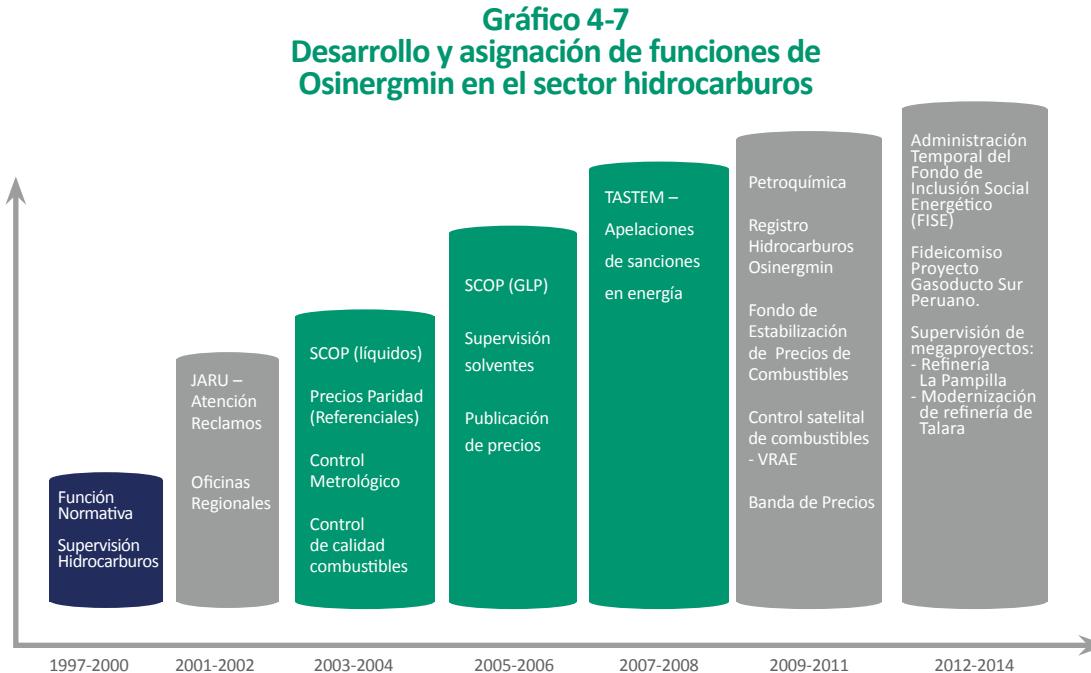
Fuente y elaboración: OEE - Osinergmin.

Cuadro 4-4
Funciones de Osinergmin en el Sector Hidrocarburos

Funció	Descripción
Normativa	Dicta de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia reglamentos y normas de carácter general aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Dicha función no comprende aquella que le corresponde de acuerdo a Ley al MEM.
Reguladora	Fija tarifas de los servicios públicos de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de GN por red de ductos.
Supervisora	Verifica el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión por parte de las entidades y demás empresas o personas que realizan actividades sujetas a su competencia. Asimismo, verifica el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el propio Osinergmin.
Fiscalizadora y sancionadora	Impone sanciones a las entidades que realizan actividades sujetas a su competencia por el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por Osinergmin.
Solución de controversias	<p>Resuelve en vía administrativa las controversias que, dentro del ámbito de su competencia, surjan entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Transportistas de hidrocarburos y/o distribuidores de GN con los distribuidores, comercializadores y usuarios libres que empleen sus servicios de transporte o distribución, sobre los aspectos técnicos, regulatorios o normativos del servicio o derivados de los contratos de concesión, sujetos a supervisión, regulación y/o fiscalización por parte de Osinergmin. b. Usuarios libres y los productores, distribuidores o comercializadores que le proporcionan suministro de GN, relacionados con los aspectos técnicos, regulatorios o normativos del suministro o derivados de contratos de concesión, sujetos a supervisión, regulación y/o fiscalización por parte de Osinergmin.
Solución de reclamos de usuarios de servicio público	La función es ejercida por las propias entidades en primera instancia y en vía de apelación por la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU) en segunda y última instancia. La competencia de Osinergmin recae sobre todo reclamo de usuarios de servicio público que verse sobre la instalación o activación del servicio, suspensión o corte del servicio, calidad e idoneidad en la prestación del servicio, facturación o cobro del servicio, cobros por cortes y reconexiones, errores de medición y/o facturación, compensaciones por interrupción parcial o total del servicio, otros reclamos en el marco de la prestación de un servicio regulado por Osinergmin.

Fuente y elaboración: Osinergmin.

de la Resolución Osinergmin N° 103-2007-OS/CD y con el fin de consolidar los criterios que deben aplicarse para el cálculo de los precios de referencia, se aprobó el Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles Derivados del Petróleo, cuyo objetivo fue establecer criterios y parámetros necesarios para la publicación de los referidos precios, así como de biocombustibles para servir como indicador al mercado local de las variaciones de los factores que, en conjunto, reflejan los cambios en los precios internacionales de los combustibles. El **gráfico 4-7** muestra la evolución de las funciones relacionadas al sector hidrocarburos de Osinergmin en el tiempo.



Fuente y elaboración: OEE – Osinergmin.

b. Otras entidades competentes

En el cuadro 4-5 se señalan las funciones relacionadas al sector hidrocarburos que tienen las diferentes entidades del Estado (ver más detalles en el acápite A.4-2 del anexo digital).

En el presente capítulo se ha descrito el marco regulatorio e institucional del sector hidrocarburos del Perú, empezando con la promulgación de la LOH y los cambios normativos subsiguientes que permitieron dar un marco legal a los aspectos técnicos, ambientales, de seguridad y de comercialización para sus diversas actividades. Por otro lado, la LOH definió las competencias de las diferentes entidades públicas del sector y se mantuvo la propiedad

del Estado sobre los hidrocarburos en el subsuelo, permitiendo un mayor acceso de las empresas privadas a las actividades. El Estado ha conferido licencias, mediante la firma de contratos de concesión para exploración y/o explotación por el MEM y, posteriormente, permisos de acceso a las actividades del *downstream* por la agencia reguladora Osinergmin.

La creación de Osinergmin permitió al Estado tener un rol regulador más específico y cercano a las actividades de hidrocarburos y también una mayor independencia y autonomía con respecto al Poder Ejecutivo. En materia regulatoria, Osinergmin no tiene prerrogativas con respecto a la fijación de precios; sin embargo, se han puesto en funcionamiento mecanismos de transparencia. Estos permiten

a los consumidores tener una referencia sobre las variaciones de los precios internacionales, además de mecanismos (publicación de los precios de referencia, las BP y el FEPC) para reducir la volatilidad de los precios internos que, según dispone la LOH, deben variar de acuerdo con las condiciones de la oferta y la demanda.

Adicionalmente al MEM y Osinergmin, existen otras entidades que tienen un papel en el sector hidrocarburos. Así, se encuentran las encargadas de aspectos ambientales, laborales, macroeconómicos, de certificación, entre otros. En el siguiente capítulo se realiza una descripción de las principales variables que permiten caracterizar el mercado interno de los combustibles en el Perú.

Cuadro 4-5 Otras entidades del Estado con funciones en el sector hidrocarburos

Entidad	Principales funciones en el sector hidrocarburos
Presidencia del Consejo de Ministros	<ul style="list-style-type: none"> Promueve, coordina y articula políticas nacionales con las entidades del Estado, la sociedad civil y el sector privado de manera participativa, transparente y concertada, ejerciendo rectoría sobre procesos de modernización y descentralización, gobernanza e inclusión social y económica. Tiene adscritos a ella todos los ministerios y organismos reguladores, además de diversos organismos públicos, oficinas, consejos y comisiones.
Proinversión	<ul style="list-style-type: none"> Ejecuta la promoción de la inversión privada en servicios públicos y obras públicas de infraestructura mediante asociaciones público-privadas (APPS) por encargo del sector energía y minas.
Perupetro	<ul style="list-style-type: none"> Promueve inversión en exploración y explotación. Negocia, celebra, supervisa los contratos con empresas privadas en representación del Estado. Califica a las empresas petroleras de acuerdo con el reglamento. Tiene el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, los cuales transfiere a las empresas mediante los contratos de licencia. Está adscrito al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonate).
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	<ul style="list-style-type: none"> Formula, supervisa y evalúa las políticas de alcance nacional en electricidad, hidrocarburos y minería. Elabora, aprueba, propone y aplica la política del sector y dicta las normas pertinentes. Las normas dictadas por otras entidades para los sectores bajo su competencia deben tener su opinión favorable, excepto en caso tributario.
Ministerio del Ambiente	<ul style="list-style-type: none"> Diseña, establece, ejecuta y supervisa la aplicación de política ambiental. Promueve la conservación y uso sostenible de los recursos naturales, diversidad biológica y áreas naturales protegidas. Interviene en elaboración de ECAs¹ y LMPs². Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA). Sus órganos adscritos son el Sernanp, el OEFA y el Senace.
Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (Sernanp)	<ul style="list-style-type: none"> Dirige y establece los criterios técnicos y administrativos para la conservación de las Áreas Naturales Protegidas (ANPs). Cautela el mantenimiento de la diversidad biológica. Es el ente rector del Sistema Nacional de Áreas Protegidas por el Estado (Sinanpe). Actividades de hidrocarburos en ANPs deben tener opinión técnica favorable de Sernanp y desarrollarse según la normativa, el Plan Director y Planes Maestros
Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)	<ul style="list-style-type: none"> Fiscaliza, supervisa controla y sanciona en materia ambiental. Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Sinefa).
Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace)	<ul style="list-style-type: none"> Revisa y aprueba los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA-d) e implementa la Ventanilla Única de Certificación Ambiental para procedimiento de aprobación. Administra el Registro Nacional de Consultoras Ambientales y el Registro Administrativo de las Certificaciones Ambientales de alcance nacional o multiregional concedidas o denegadas por los organismos correspondientes. Formula propuestas de mejora de procesos de evaluación ambiental. Evaluá y aprueba Certificación Ambiental Global (CAG), actualizaciones, modificaciones y ampliaciones. Coordinar con entidades que autoriza y que brindan opinión técnica en la expedición de la CAG.
Ministerio de Cultura	<ul style="list-style-type: none"> Promueve y garantiza el sentido de la igualdad social y respeto a los derechos de los pueblos del país conforme a la Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT). Es la entidad responsable de elaborar, consolidar y actualizar la Base de Datos Oficial de los pueblos indígenas y sus organizaciones. Esta sirve para el proceso de identificación de los pueblos indígenas a ser llamados en las consultas previas.
Banco Central de Reserva del Perú (BCRP)	<ul style="list-style-type: none"> En relación a hidrocarburos, la LOH dispone que el BCRP garantice a las empresas que conforman el contratista, la disponibilidad de divisas que le corresponda de acuerdo con dicha ley y a lo establecido en los contratos. Para ello, interviene en los contratos de licencia, servicios y contrataciones autorizadas por el MEM para las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos.
Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)	<ul style="list-style-type: none"> Refrenda los decretos supremos que aprueban los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Planea, dirige y controla el presupuesto, tesorería, endeudamiento, contabilidad, política fiscal, inversión pública y política económica y social de los ministerios sectoriales.
Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE)	<ul style="list-style-type: none"> Supervisa, fiscaliza y sanciona en materia de seguridad y salud en el trabajo en los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos mediante su órgano adscrito, la Sunafil.
Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil)	<ul style="list-style-type: none"> Promueve, supervisa y fiscaliza el cumplimiento del ordenamiento jurídico sociolaboral y el de seguridad y salud en el trabajo. Brinda asesoría técnica, realiza investigaciones y propone la emisión de normas sobre dichas materias. Es la autoridad central del Sistema de Inspección del Trabajo. Suscribe convenios con gobiernos regionales, entidades públicas o privadas para la fiscalización de las normas de su competencia.

Fuentes: Perupetro, MEM, Minam, Sernanp, OEFA, Senace, MC, BCRP, MEF, MTPE, Sunafil, Proinversión y PCM. Elaboración: Osinergmin.

OSINERGMIN EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Osinergmin realiza una labor constante por asegurar la homogeneidad de los productos que se proporcionan (control de calidad y cantidad de los combustibles líquidos, lo que incluye la supervisión del contenido de agentes contaminantes como el azufre) y contribuye para que todos los agentes puedan ingresar y permanecer en el mercado, mientras cumplan las normas de seguridad. Asimismo, Osinergmin fue innovador al implementar el primer sistema de incentivos económicos al cumplimiento de las normas aplicado al subsector hidrocarburos. Además, ordenó el sub sector con herramientas como el Sistema de Control de Órdenes de Pedido de Combustibles (SCOP); se aseguró que los combustibles sean de la calidad óptima y se comercialicen en la cantidad justa y correcta; y se puso a disposición mayor información para el subsector y todos los interesados. En conclusión, se ha contribuido para lograr un mercado más transparente, ordenado, seguro y formal. Gracias a estos esfuerzos y logros de las políticas regulatorias aplicadas en el subsector hidrocarburos, Osinergmin obtuvo importantes reconocimientos otorgados por instituciones de la sociedad civil, como el Premio Nacional de la Calidad, Premios de Creatividad Empresarial y Buenas Prácticas de Gestión Pública y el Premio Iberoamericano de la Calidad.

*Ing. Julio Salvador Jácome,
Gerente General de Osinergmin,
Editor del Libro.*





05

RESULTADOS DEL MERCADO

BENEFICIOS PARA EL PAÍS



Resultados del mercado Beneficios para el país

El desarrollo económico de un país está ligado a la generación de energía, la cual es utilizada día a día por los ciudadanos y por las empresas en todas las actividades económicas. En el presente capítulo se realiza una caracterización de la evolución de las principales variables del sector, como producción, consumo, inversión, reservas, precios, acceso, geografía económica de la comercialización de los combustibles, para finalizar con la caracterización de su consumo en los hogares peruanos.

Planta Lote 8.
Foto GFHL-Osinergmin.

RESULTADOS DEL MERCADO

Beneficios para el país

El sector hidrocarburos representa el 4% del PBI y del valor agregado de nuestra economía. Mediante sus combustibles usados en transporte, industria, comercio, residencial y generación eléctrica, ha acompañado el importante y sostenido crecimiento económico los últimos 20 años. El consumo de combustibles líquidos y GLP se ha mantenido como la principal fuente de energía del país, superando 50% del total consumido.

5.1. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

El consumo final de energía en el Perú, que incluye tanto el primario como el secundario,

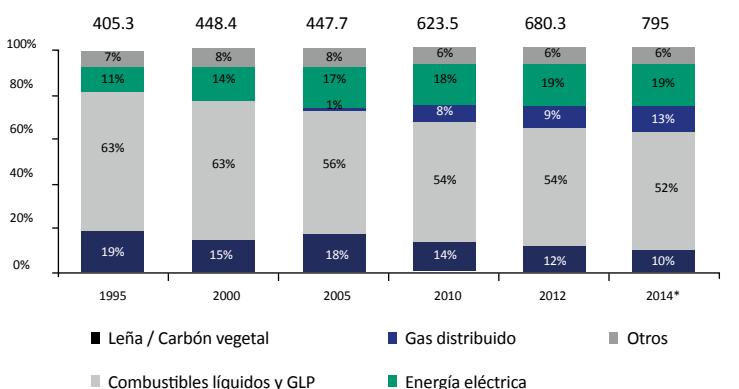
ha mostrado una reestructuración en su composición. La importancia del petróleo ha pasado de 63% en 1995 a 54% en 2012. Dicha disminución se explica, principalmente, por el desarrollo de la industria del gas natural (GN)

con los proyectos de Aguaytía y Camisea. Sin embargo, la importancia del petróleo en términos relativos es aún dominante (52%), como se muestra en el **gráfico 5-1**.

En la última década, Perú atraviesa un cambio en la composición de la demanda de combustibles líquidos, atribuido, por un lado, a la sustitución del querosene por el gas licuado de petróleo (GLP), del diésel y petróleo residual por GN y GLP (principalmente en el sector industrial); y de las gasolinas por GLP (y en menor medida por gas natural vehicular (GNV)) en el sector transporte. Asociado a esto, se ha observado un crecimiento en el consumo de los hidrocarburos líquidos, lo que refleja un aumento de la demanda nacional. En 2014, la demanda interna de los principales derivados del petróleo (diésel, gasolina, GLP y petróleos industriales) alcanzó 189 MBPD, de los cuales solo el diésel y el GLP constituyeron 79% del total demandado.

Un estudio realizado por Macroconsult¹ (2008) muestra que la demanda de

Gráfico 5-1
Evolución del consumo final de energía (en MTJ) y su participación



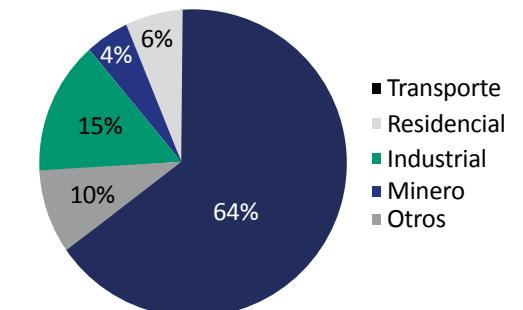
Nota. No se incluyó la energía primaria y secundaria generada a partir de no energéticos.

* Proyecciones del Plan Energético Nacional 2014-2025.

Fuente: Balance Nacional de Energía-MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Gráfico 5-2
Estructura del consumo de combustibles por sectores económicos, 2012



Fuente: Balance Nacional de Energía-MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

el diésel el principal producto demandado (54%), seguido por las gasolinas (20%). El sector industrial es el segundo consumidor (15%) y se concentra en GLP y GN (36% cada uno).

Por otra parte, el consumo de combustibles, incluyendo el GLP, pasó desde 53 millones de barriles en 1995 a 80 millones de barriles en 2014, como se observa en el **gráfico 5-3**. Al respecto, el siguiente gráfico también muestra que el GLP ha ganado participación en el consumo total de combustibles, pasando de 6% en 1995 a 23% en 2014, restándole participación a los petróleos industriales, sobre todo en el sector industrial. Además, se puede apreciar que la participación del diésel y las gasolinas en dicha composición se ha mantenido relativamente estable en el periodo de análisis, lo que evidencia la importancia de estos combustibles en el consumo energético nacional.

Para un mayor consumo de energía, se requiere ejecutar inversiones que permitan el desarrollo de nuevas reservas de hidrocarburos líquidos. A continuación se muestra la evolución de la inversión en el sector.

5.2. INVERSIÓN

Un aspecto importante en la producción de hidrocarburos líquidos está ligado a las inversiones, que durante la primera década del siglo XXI se realizaron en exploración y explotación de hidrocarburos líquidos (exhibieron un fuerte crecimiento). Sin embargo, luego de la crisis internacional de 2009, el monto fue menor. En 2014, la inversión decreció 13% con respecto a 2013 (ver gráfico 5-4).

La determinación de las reservas es el resultado de las exploraciones realizadas, en función directa al número de perforaciones

hechas. Para 2014, Perupetro reportó un total de 113 pozos perforados, 101 en desarrollo y 12 exploratorios. La estadística previa muestra que este número ha ido bajando en los últimos años².

Con respecto a las operaciones de sísmica realizadas, la Sociedad Peruana de Hidrocarburos³ (SPH) afirma que permiten identificar indicios de algún recurso (generalmente sedimentos fósiles) en el subsuelo, lo cual determina la conveniencia de realizar perforaciones y encontrar petróleo.

Es decir, las probabilidades de realizar perforaciones e incrementar las reservas están en relación directa con el número de operaciones de sísmica realizadas. Según datos del MEM, en 1995 se realizaron un total de cuatro pozos exploratorios y se llevaron a cabo actividades de sísmica 2D en

1 553 km y de sísmica 3D en un área de 346 km². Sin embargo, en 2010 se hicieron 16 operaciones de sísmica (11 de 2D en 7 405 km y 5 de 3D en un área de 4 271 km²) que permitieron incrementar el número de pozos exploratorios en los años siguientes. En los últimos tiempos, las operaciones de sísmica se han venido reduciendo. En 2014 solo se realizaron cuatro (3 de 2D en 2 036 km y 1 de 3D en un área de 484 km²).

Por otro lado, los pozos de desarrollo perforados en 2014 totalizaron 101, cifra bastante menor a lo observado en años previos (2010, 217; 2011, 227), pero mayor con respecto al año anterior (2013, 85).

Los contratos de exploración y explotación son el resultado de las perforaciones y operaciones de sísmica realizadas y contribuyen de manera directa al incremento de reservas y recursos petrolíferos en un

determinado territorio. Con respecto a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, el MEM registra un descenso en los últimos cuatro años, principalmente en los contratos de exploración, que pasaron de 66 en 2010 a 44 en 2014. Los contratos de explotación, sin embargo, han presentado un crecimiento relativamente moderado en los últimos nueve años, pasando de 17 en 2005 a 24 en 2014.

A partir de los contratos de concesión y de la inversión, se encuentran nuevas reservas y se incrementa la producción. A continuación se presenta la evolución de las reservas probadas de hidrocarburos y de la producción de petróleo. En la sección subsiguiente se expone el balance entre la oferta y la demanda de los principales combustibles derivados de hidrocarburos líquidos que se consumen en el país.

5.3. PRODUCCIÓN Y RESERVAS

Las reservas de hidrocarburos líquidos son las cantidades de petróleo crudo y líquidos de gas natural (LGN) comercialmente recuperables. Se clasifican en probadas⁴, probables⁵ y posibles⁶ según su grado de certeza, es decir, la medida en que son recursos hidrocarburíferos descubiertos y comercializables dada la facilidad existente para extraerlos. Cuando los recursos han sido descubiertos pero no son comercializables aún, se les define como reservas contingentes.

En 2014 las reservas probadas de hidrocarburos líquidos en el Perú totalizaron 1 410 MMSTB⁷ (859 MMSTB desarrolladas y 551 MMSTB no desarrolladas). De ellas, 48% corresponden a petróleo y 52% a LGN. Actualmente existen 24 contratos mediante los

EL MEM, respecto a los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos registra un descenso en los últimos cuatro años, principalmente en exploración, de 66 en 2010 a 44 en 2014. Sin embargo, los de explotación, han presentado un crecimiento relativamente moderado, pasando de 17 en 2005 a 24 en 2014.

Gráfico 5-3
Consumo nacional de combustibles (en millones de barriles) y su participación por tipo de combustible

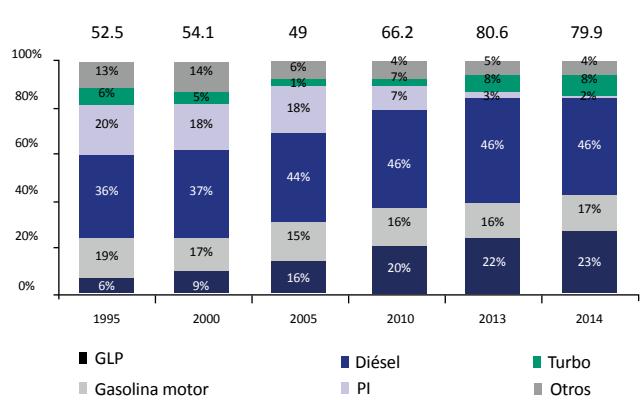
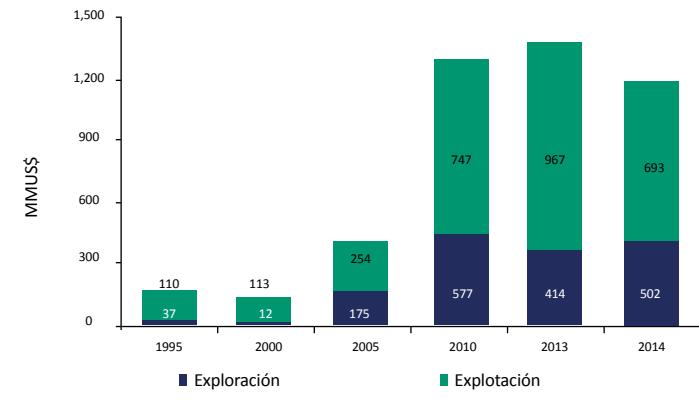


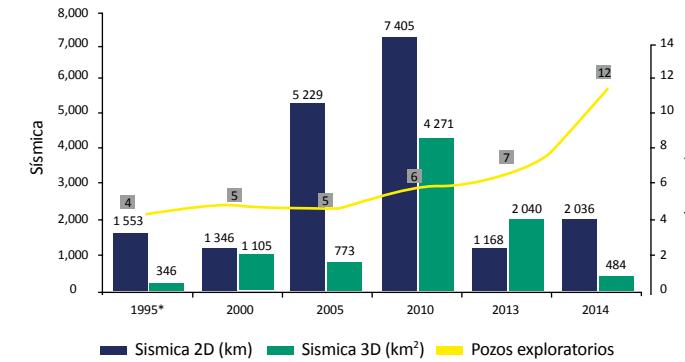
Gráfico 5-4
Evolución de las inversiones en exploración y explotación



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

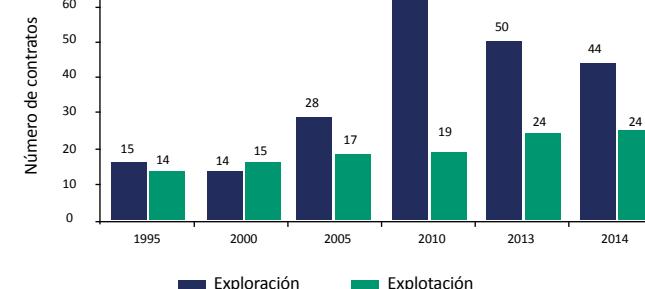
Fuente: MEM. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 5-5
Operaciones de sísmica y pozos exploratorios



Nota. * La información correspondiente a 1995 fue obtenida del anuario MEM 2004.
Fuente: Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-6
Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos



Fuentes: MEM y Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.

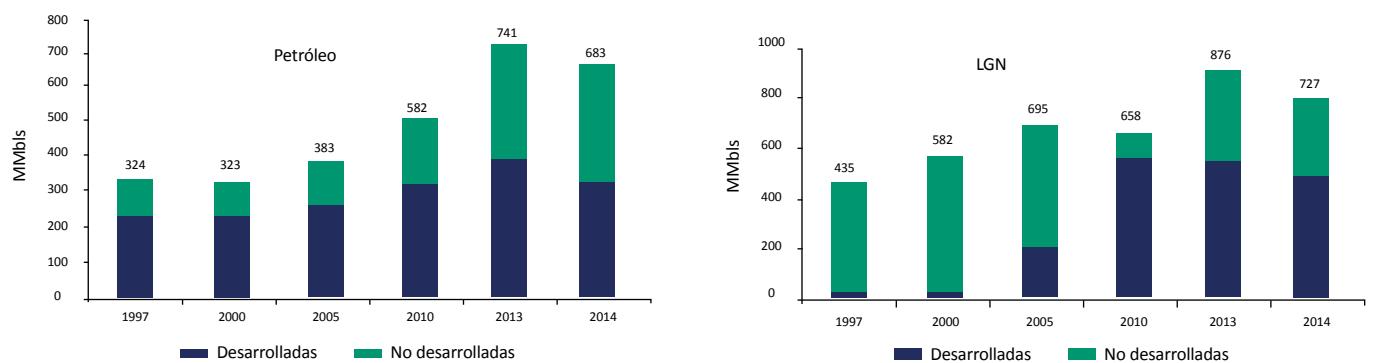


Pozo productor 1AB (Selva).
Foto GFHL-Osinergmin.

cuales se realizan operaciones de explotación. La evolución reciente de las reservas probadas de petróleo muestra un incremento anual promedio de 6% en los últimos 10 años; sin embargo, en 2014 se registró una reducción de 8% con respecto a 2013 (64 MMSTB menos). En los LGN, el crecimiento de las reservas ha sido relativamente moderado en el mismo periodo, pues se ha elevado 2% promedio anual.

La producción fiscalizada de petróleo y LGN ha tenido una evolución similar a las reservas. La producción de hidrocarburos líquidos durante 2014 fue 173 MBPD (69 MBPD correspondieron a petróleo y 103 MBPD a LGN). Esta presentó un crecimiento promedio en los últimos 10 años de 6%, principalmente gracias al desarrollo de los proyectos de GN de Aguaytía y Camisea. La producción de petróleo ha venido decreciendo 2% en promedio en los últimos 10 años. Sin embargo, en 2014 se registró un crecimiento de 10% con respecto a 2013.

Gráfico 5-7
Reservas probadas de petróleo y LGN



Fuentes: MEM y Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.

El gráfico 5-9 muestra que la zona de la Costa y el Zócalo Continental han ido incrementando su participación al pasar de 40% en conjunto en 2005 a 59% de la producción total de petróleo en 2014. Esto en contraposición a la selva.

5.4. BALANCES OFERTA-DEMANDA

a. Balance oferta-demanda del petróleo crudo

La oferta del balance de petróleo crudo se ha distribuido según la procedencia, es decir,

si es nacional o importado. La demanda, por otro lado, se ha repartido por refinería. Esta se centra, específicamente, en Talara (Petroperú) y La Pampilla (Relapasa), que en conjunto concentran alrededor de 85% del total. Con respecto a la evolución

de dicho balance, la oferta refleja que el crudo extraído en territorio nacional ha disminuido de manera progresiva durante todo el periodo de análisis (2000–2014), lo que ha incrementado la necesidad de procesar petróleo importado. Por otra parte, la demanda indica que la proporción del procesamiento de petróleo crudo por las principales refinerías se ha mantenido estable. Sin embargo, muestra también un descenso en el volumen total procesado en ambas refinerías. Por ejemplo, en 2005, Relapasa procesó un total de 81 MBPD y Talara un total de 59 MBPD; y en 2014 Relapasa procesó solo 64 MBPD y Talara, 56 MBPD.

Sobre la comercialización de petróleo y LGN, la ilustración 5-1 plantea los flujos comerciales desde las zonas productoras (producción e importación) hacia las refinerías y plantas de procesamiento de

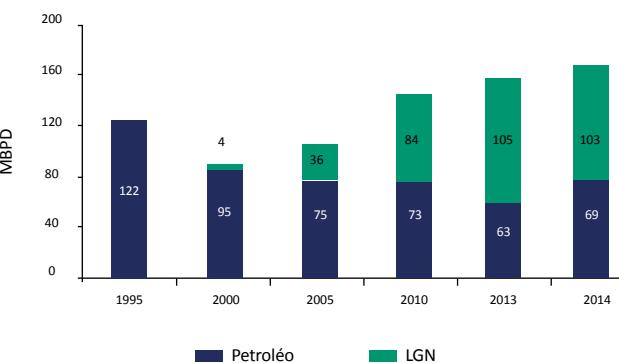
LGN, así como la producción destinada a la exportación durante 2014. También muestra lo comentado en líneas anteriores sobre la producción de petróleo proveniente, principalmente de la Costa y la Selva del norte del país; así como la importancia del petróleo importado (83 MBPD importado frente a 51 MBPD de producción interna procesada en refinerías).

b. Balance oferta-demanda de los principales combustibles

- Balance de GLP

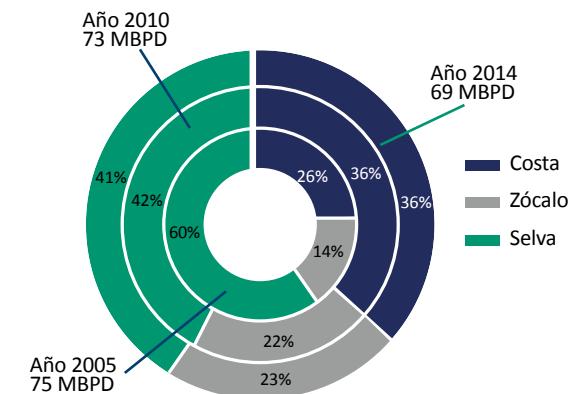
La evolución conjunta de la oferta y demanda de los principales derivados muestra que el GLP es el único combustible cuya producción nacional llega a satisfacer su demanda interna y, además, presenta una evolución positiva en los últimos 10 años. El gráfico 5-11 registra que la producción de GLP en

Gráfico 5-8
Producción fiscalizada de petróleo y LGN



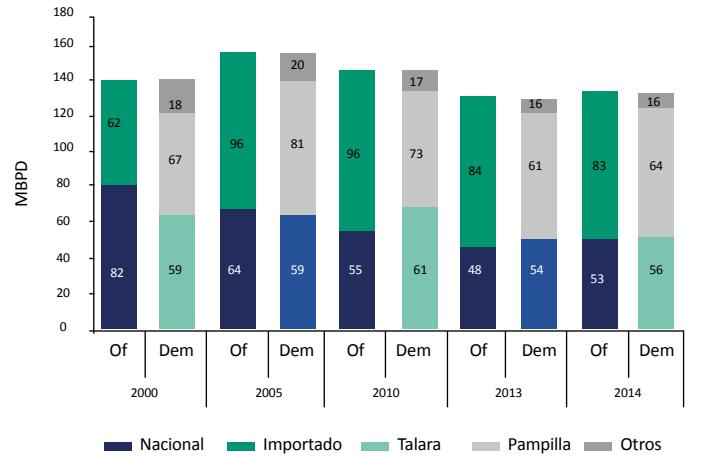
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-9
Evolución de la distribución geográfica de la producción de petróleo crudo



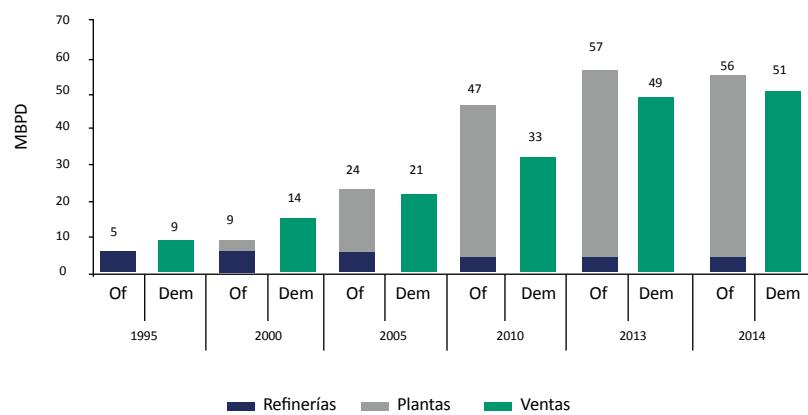
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-10 Balance nacional de cargas de petróleo crudo



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 5-11 Evolución de oferta y demanda de GLP



Nota. El exceso de demanda se cubría con importaciones. Con el ingreso de Camisea, la balanza comercial de GLP se tornó positiva, por lo que el exceso de oferta se exporta.

Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

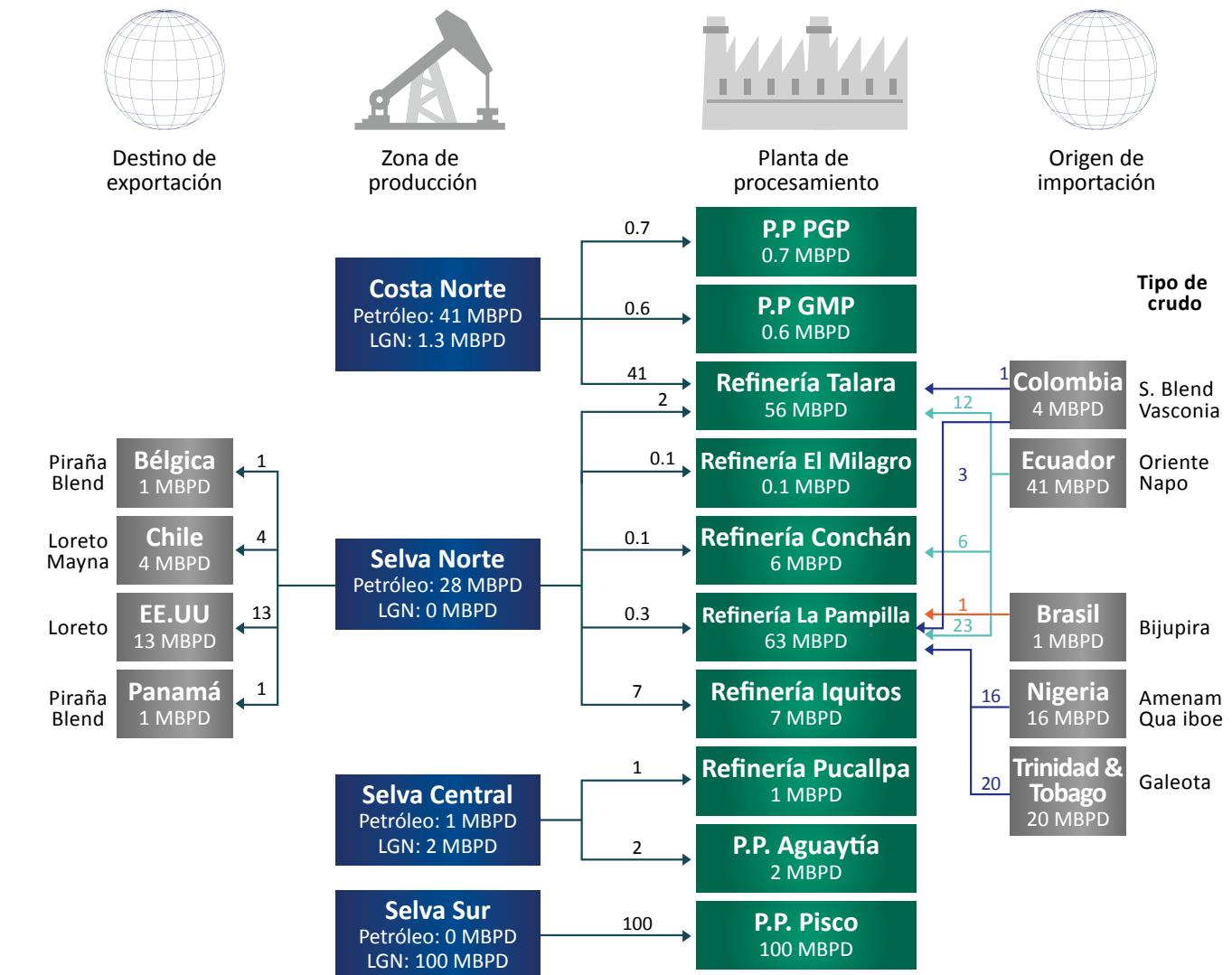
lantitas procesadoras constituye 80% del total de este combustible a partir de 2005 en promedio, debido a la entrada del Proyecto amisea, específicamente con la puesta en marcha de la planta de Pisco.

Por otro lado, la demanda muestra una tendencia creciente, explicada básicamente por la sustitución de petróleos industriales en el sector industrial (valga la redundancia) y una mayor promoción de este combustible en el sector residencial y vehicular. En 2000 se tenía un consumo promedio de 14 MBPD de GLP, que se duplicó en 2010 (33 MBPD) y sigue continuó creciendo a una tasa promedio anual de 12% en los siguientes y últimos cuatro años.

En consecuencia, el superávit observado en 2010 de 14 MBPD se ha venido reduciendo paulatinamente en los últimos cuatro años hasta totalizar solo 5 MBPD a 2014. En efecto, la demanda ha crecido a una tasa promedio anual de 12%, mientras que la oferta a 4% promedio anual. Estos datos reflejarían la posibilidad de que el país vuelva a ser importador neto de GLP. Por ello, favorecería ejecutar proyectos de ampliación de las plantas de procesamiento que producen GLP y de abastecimiento para almacenar este combustible.

ara mayor detalle, ver **gráficos A.5-1** y **A.5-2** del **anexo digital** que muestran el consumo promedio residencial de balones de GLP a nivel nacional, urbano, rural, en Lima Metropolitana y El Callao, así como por nivel de pobreza, y el **cuadro A.5-1** del **anexo digital** que muestra el consumo residencial total y promedio mensual de balones de 10 kg de GLP.

Ilustración 5-1 Diagrama de los flujos físicos de los hidrocarburos en el Perú, 2014

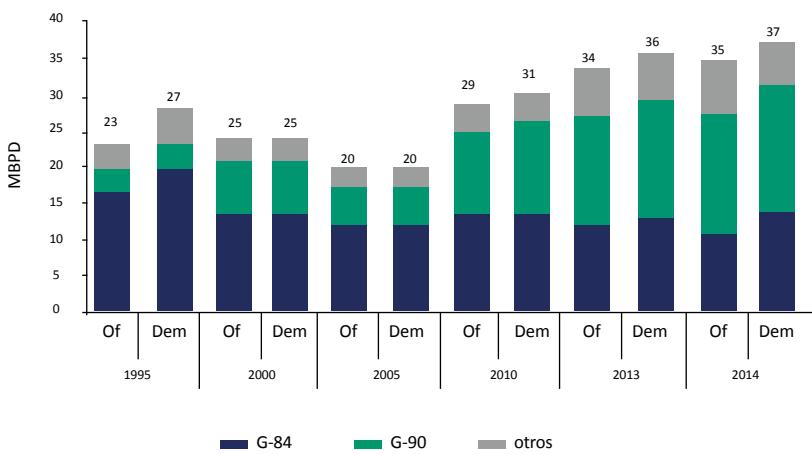


Total procesado: 238 MBPD. Doméstico: 155 MBPD. Importado: 83 MBPD

Fuentes: MEM, Sunat y Repsol. Elaboración: OFF-Osinergmin



Gráfico 5-12
Evolución de oferta y demanda de gasolinas y gasoholes



Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

• Balance de gasolinas y gasoholes

Con respecto al balance de gasolinas y gasoholes se observa que desde 2010 se ha venido presentando un déficit promedio anual de 3 MBPD, que se ha incrementado con respecto al registrado entre 1995 y 2009, equivalente a un promedio de 1 MBPD.

En el caso de la demanda nacional de gasolinas y gasoholes de 84, 90, 95 y 97 octanos, se puede apreciar que en el periodo 1995-2000 se tuvo una tasa de crecimiento negativa de -1% con una caída de 9% solo en 2000, explicada por el impacto de la crisis asiática. Entre 2001 y 2005 hubo una tasa de crecimiento negativo promedio anual de -5%, con una caída de 8% solo en 2005, debido a la alta volatilidad e inestabilidad de los precios internacionales (efecto de la temporada de huracanes en el Golfo de Estados Unidos)⁸ y por la oferta más económica del GLP en el sector automotor.

Sin embargo, en el segundo quinquenio, la tendencia se revirtió y se produjeron aumentos promedio anuales de la demanda de 9% gracias a la bonanza económica asociada al alza de los precios de los minerales. Luego, en los últimos cuatro años, la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda disminuyó hasta 4%, principalmente por una mayor sustitución por GLP y el GNV como combustible automotor. La proporción más grande de la demanda actual de gasolinas y gasoholes corresponde a las de 84 y 90 octanos (80% de participación promedio en los últimos cinco años) (ver gráfico 5-12).

Con respecto a la producción nacional de estos combustibles, los datos muestran que

ha tenido un comportamiento similar a la demanda, con una tasa de crecimiento de 2% anual promedio entre 1995 y 2000, una tasa negativa entre 2000 y 2005 igual a -5%, y una tasa positiva de 8% promedio anual en el siguiente quinquenio. En los últimos cuatro años la producción nacional creció en 7% promedio anual, más que la demanda en el mismo periodo.

Para mayor detalle, ver gráfico A.5-3 del anexo digital que muestra el consumo de combustibles vehiculares (gasolinas, diésel y GLP vehicular).

• Balance de diésel

Según datos del MEM, en 2014 el diésel fue el combustible de mayor uso a nivel nacional con una participación de alrededor de 46% del consumo total de combustibles. Además,

según el Balance Nacional de Energía de 2012, es el de mayor importancia en el sector transporte y minero, además el tercero en el sector industrial. El balance del diésel ha sido negativo en el siglo XXI, es decir, somos importadores netos de este combustible (ver gráfico 5-13). En los últimos tres años, dicho déficit ha totalizado alrededor de 20 MBPD. El crecimiento de la demanda ha sido sostenido con un promedio anual de 4% en los últimos cinco años; sin embargo, la producción ha subido a una tasa promedio anual de 2% en el mismo periodo, lo cual acentúa la necesidad de su importación.

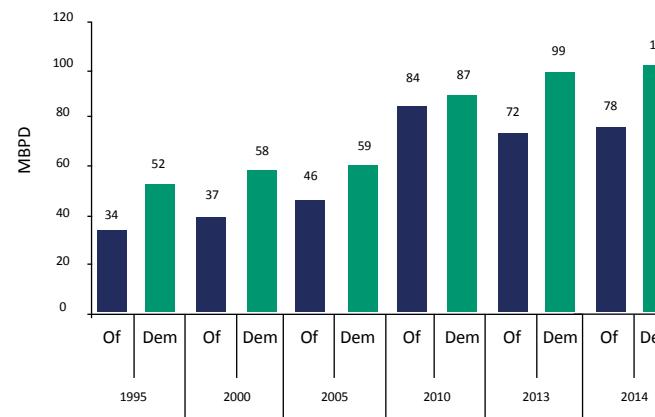
• Balance de petróleos industriales

La demanda de petróleos industriales es pequeña en comparación a la oferta y además ha ido disminuyendo en los últimos cinco años a una tasa promedio anual de 21%,

como respuesta a las medidas de promoción del GN, especialmente en la generación eléctrica, entre otros factores. Por otra parte, la oferta ha caído a un promedio de 4% anual. Con respecto al balance de oferta y demanda, el gráfico 5-14 muestra un superávit promedio anual de 20 MBPD en los últimos 10 años, lo que ha permitido que este tipo de combustible se convierta en el de mayor exportación en 2014. Cabe señalar que la disminución de la oferta y la demanda de petróleos residuales se explicaría por los cambios en la composición de la demanda mencionados previamente.

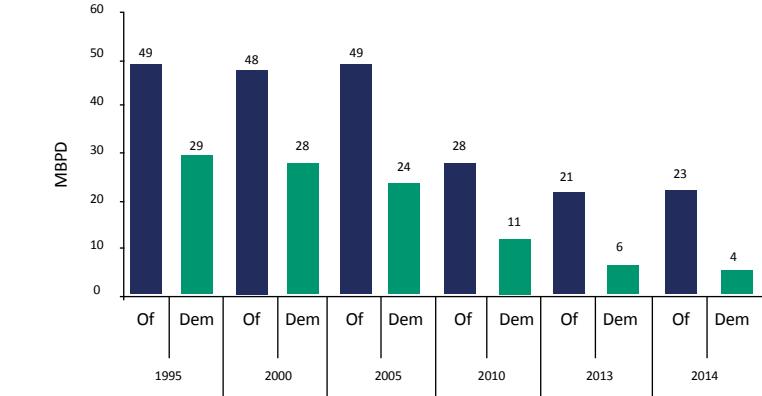
Luego de describir la evolución de la producción y el consumo de hidrocarburos líquidos y sus derivados, se expone la evolución de los precios, la variable que brinda la señal de escasez.

Gráfico 5-13
Evolución de oferta y demanda de diésel



Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-14
Evolución de oferta y demanda de petróleos industriales



Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

El precio final de las gasolinas alcanzó su máximo valor en 2006 (\$/. 15.8 por galón). En 2011-2014 registró un crecimiento promedio anual de 3%, lo cual se sustenta en el avance sostenido que tuvo el precio internacional del petróleo en dicho periodo hasta mediados de 2014.



Cuadro 5-1
Componentes del precio de los combustibles en el mercado nacional

Componentes	Determinado mediante
Precio neto refinería	Mercado
Impuesto al Rodaje	Ley
Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)	Ley
Impuesto General a las Ventas (IGV)	Ley
Margen Comercial	Mercado
Precio de Venta Final al Público	Mercado

Fuente: GART - Osinergmin. Elaboración: GART – Osinergmin.

5.5. PRECIOS

Para 2014, los precios de los derivados del petróleo mostraron una tendencia a la baja generada, básicamente, por la caída del precio internacional del petróleo crudo. Esta fue consecuencia de la sobreoferta de petróleo en el mercado internacional, la desaceleración en el consumo mundial por parte de los países desarrollados y las economías emergentes de rápido crecimiento y aspectos geopolíticos (la decisión de la OPEP, en línea con Arabia Saudita, de mantener sus niveles de producción)⁹.

En el mercado nacional, los precios mayoristas (precio neto de refinería) de los combustibles derivados del petróleo han tenido un comportamiento similar a los de referencia¹⁰, salvo en el caso del GLP, el cual se ha visto fuertemente influenciado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) en el mercado local (ver gráfico 5-15)¹¹.

Los precios finales están compuestos, en términos generales, por el precio mayorista (precio neto de refinería), impuestos y márgenes comerciales. El marco normativo indica que estos componentes generales se determinan según lo mostrado en el cuadro 5-1.

El precio final de las gasolinas¹² presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 5% entre 1995 y 2000, y de 9% entre el 2000 y 2005. Asimismo, alcanzó su máximo valor en 2006 (\$/. 15.8 por galón). En el periodo 2006-2010 se registró una tasa de crecimiento promedio anual negativa de -4%, básicamente por el impacto de la crisis financiera de 2008 en los precios internacionales de petróleo crudo que afectaron el mercado nacional.

Gráfico 5-15
Evolución de los precios mayoristas de combustibles y precios de referencia



Fuentes: GART-Osinergmin y Petroperú. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Finalmente, en los últimos cuatro años se registró una tasa de crecimiento promedio anual de 3%, lo cual se sustenta en el avance sostenido que tuvo el precio internacional del petróleo en dicho periodo hasta mediados de 2014. El precio del diésel ha evolucionado de forma similar al de las gasolinas. La tasa de crecimiento promedio anual de 7% en los años 1995-2000 y de 11% en los años 2000-2005, disminuyó a un promedio anual de -1% en el periodo 2006-2010. Posteriormente, presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 3% en los últimos cuatro años.

El caso del GLP ha sido influenciado por la entrada en vigencia del FEPC en 2004, que ha contrarrestado la volatilidad desde su puesta en marcha hasta la actualidad (ver gráfico 5-17).

La evolución de la demanda de combustibles se puede caracterizar por la dinámica de la comercialización, es decir, cuál agente adquiere y cuánto de los combustibles en el país. En la siguiente sección se presentan los cambios en la comercialización tanto a nivel nacional como macrorregional.

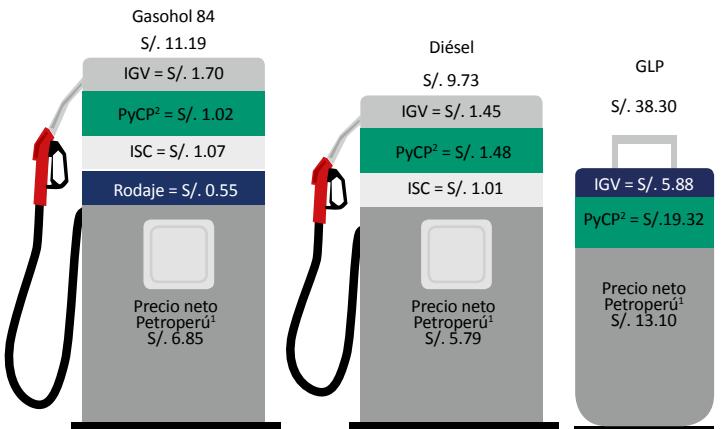
5.6. FLUJOS COMERCIALES

La dinámica de la comercialización, en términos de los agentes comerciales¹³ y la geografía de su distribución, muestra que el diésel es el combustible de mayor consumo en el Perú. Con respecto a la facturación alcanzada por la venta, ha mantenido una participación mayor a 50% y se ha acercado a 60% en los últimos años. Las gasolinas y gasoholes han conservado una participación entre 20% y 25%, el GLP ha incrementado su

participación de 11% a 17% en los últimos 14 años. Finalmente, los petróleos industriales redujeron su participación de 10% a 1% en el mismo periodo. La facturación total estimada, considerando los precios a usuario final, se ha incrementado en más de 200%, pasando de S/.10 mil millones en el año 2000 a S/. 35 mil millones en 2014 (ver gráfico 5-18). A continuación se realiza un análisis de la evolución de la demanda de combustibles mediante los agentes comerciales.

Por el lado de los agentes comerciales, los principales consumidores de combustibles (sin incluir al GLP) son los establecimientos de venta al público (EVPs) (ver ilustración 5-2 y 5-3). La geografía de distribución muestra los canales de abastecimiento de combustibles por grandes bloques

Gráfico 5-16
Estructura del precio de gasohol 84, diésel y GLP envasado (junio 2015)



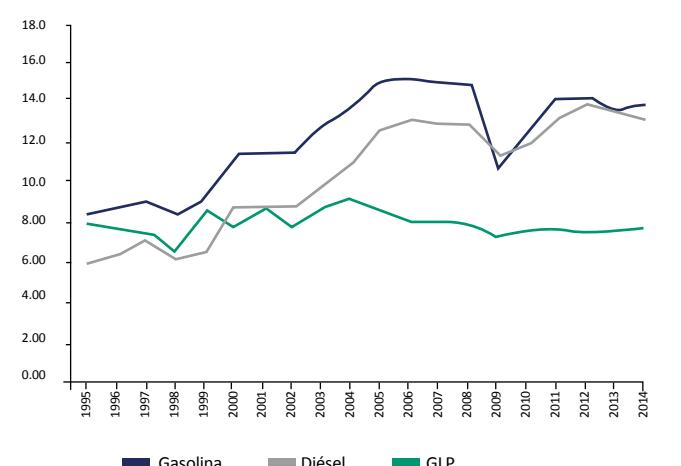
Notas.

¹ Precio Neto Petroperú: Precio del crudo más margen de refino, sin impuestos.

² PyCP: Incluye el valor agregado y los márgenes comerciales del resto de agentes en la cadena de valor.

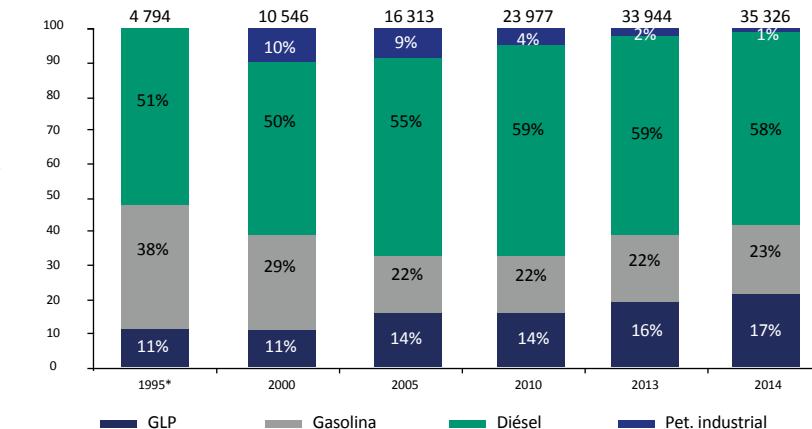
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-17
Evolución de los precios finales de los principales combustibles (a precios de 2014)



Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 5-18
Facturación estimada (en millones de nuevos soles) y participación por tipo de combustible líquido en el Perú



* No hay información publicada de la demanda de petróleos industriales para dicho año.

Nota. La facturación se estimó como el producto del volumen del consumo con el precio al usuario final de Lima Metropolitana.

Fuentes: MEM y SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

regionales. En el caso del GLP, los mayores compradores son las plantas envasadoras (ver ilustración 5-4 y 5-5).

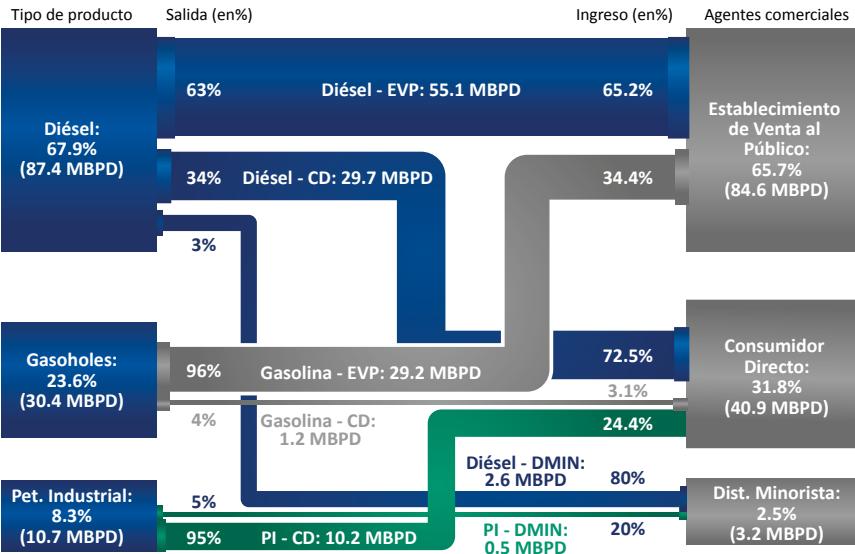
• Agentes comerciales

La información disponible muestra que entre 2010 y 2014, las compras por parte de los diferentes agentes de combustibles líquidos no han tenido mayores cambios. Sin embargo, su participación entre los agentes sí tuvo un ligero cambio. La ilustración 5-2 muestra la distribución de la comercialización de los principales combustibles. El más vendido en 2010 fue el diésel, al representar 67.9% de las ventas totales. Las ventas de gasolinas/gasoholes (en adelante gasoholes) representaron 23.6% del total, mientras que las de petróleo industrial solo 8.3%.

Asimismo, se muestra que la distribución del diésel hacia los usuarios finales se realizó en 63% mediante los EVPs, 34% mediante los consumidores directos y 3% por los distribuidores minoristas. En el caso de los gasoholes, la repartición a los usuarios finales se hizo 96% mediante los EVPs y 4% fue para consumidores directos. Finalmente, 95% del petróleo industrial se distribuyó entre los consumidores directos y 5% por minoristas. La ilustración, además, señala que los EVPs se abastecieron con 65.2% de diésel y 34.4% de gasoholes. Las compras de combustibles de los EVPs representaron 65.7% del total realizado por los tres tipos de agentes mencionados.

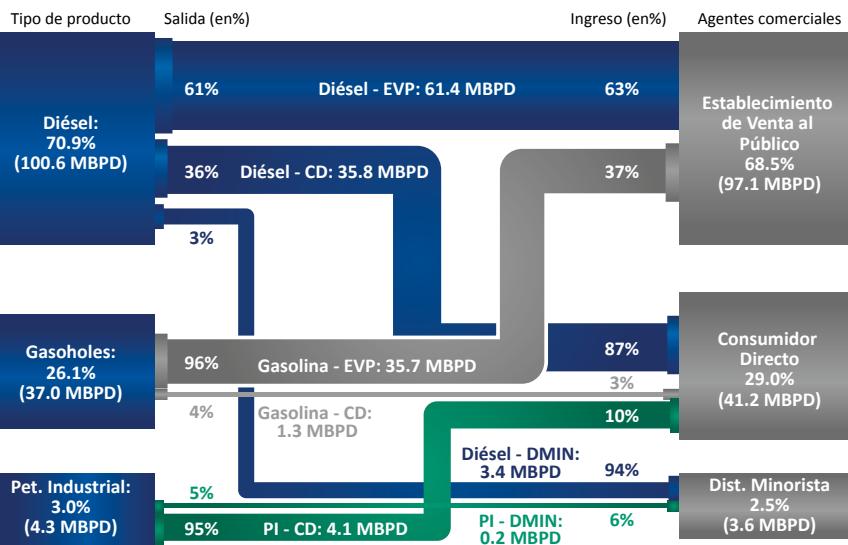
Los consumidores directos se abastecieron con 72.5% con diésel, 24.4% de petróleo industrial y 3.1% de gasoholes. Las compras realizadas por estos agentes representaron 31.8% del total. Los distribuidores minoristas se abastecieron con 80% de diésel y 20% de petróleo industrial. Sus compras fueron 2.5% del total.

Ilustración 5-2
Comercialización de los combustibles líquidos por tipo de agente (2010)



Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: GFHL-Osinergmin.

Ilustración 5-3 Comercialización de combustibles líquidos por tipo de agente (2014)



Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: GFHL-Osinergmin.



Fuente: Libro Explorando las Profundidades del Perú (MEM)
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/biblioteca/hidrocarburos/libro.html>

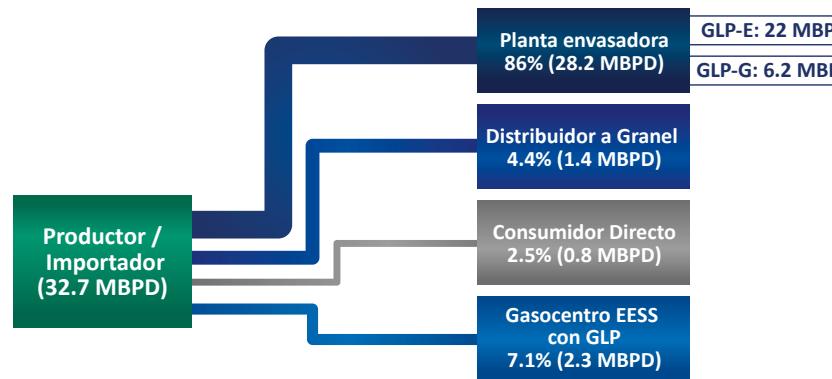
La **ilustración 5-3** muestra la distribución de la comercialización de combustibles cuatro años después, en 2014. Cabe notar que el volumen de diésel y gasoholes aumentó mientras que el de petróleo industrial se redujo, pero la participación del diésel en las ventas se incrementó y la de los gasoholes y petróleo industrial bajó. Asimismo, el volumen de combustibles comprado por los diferentes agentes subió, especialmente por parte de los EVPs. El volumen de diésel vendido se elevó de 87.4 MBPD en 2010 a 100.6 MBPD en 2014, el de gasoholes de 30.4 MBPD a 37 MBPD; mientras que el de petróleo industrial disminuyó de 10.7 MBPD a 4.3 MBPD.

La distribución porcentual del diésel a los usuarios finales se realizó en un porcentaje ligeramente mayor hacia los consumidores directos (de 34% en 2010 a 36% en 2014), mientras que mediante los EVPs se redujo en el mismo porcentaje (de 63% a 61%, respectivamente). La distribución porcentual de petróleo industrial hacia los diferentes agentes no cambió entre 2010 y 2014.

El abastecimiento de los EVPs se incrementó de 84.6 MBPD en 2010 a 97.1 MBPD en 2014. Asimismo, el porcentaje de combustible abastecido correspondiente a los gasoholes se elevó de 34.4% a 37% en el mismo periodo, mientras que el abastecimiento de diésel disminuyó en proporción de 65.2% a 63%. El total de compras de los EVPs representó 68.5%, 3 puntos porcentuales más que en 2010.

El abastecimiento de los consumidores directos se incrementó ligeramente de 40.9 MBPD a 41.2 MBPD, lo cual representó una caída con respecto a las compras totales de

Ilustración 5-4 Flujo Comercial del GLP (2010)



Nota. GLP-E: GLP para envasado. GLP-G: GLP para granel. Las ventas de GLP-E solo se realizan a las plantas envasadoras, que venden a otras plantas envasadoras, al distribuidor a granel, a los consumidores directos, a gasocentros, a locales de venta y a distribuidores en cilindros. Los distribuidores a granel venden a los consumidores directos y gasocentros.

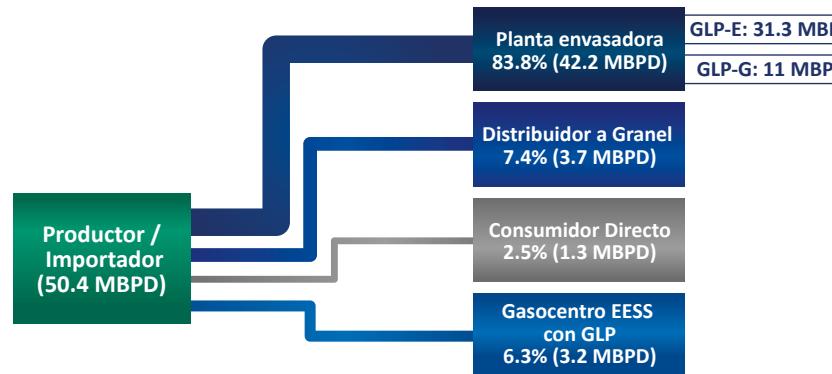
Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

31.8% a 29%. Cabe notar el incremento del abastecimiento de diésel de 72.5% a 87% de las compras, que sustituyó principalmente al petróleo industrial (de 24.4% a 10%). El abastecimiento de gasoholes disminuyó ligeramente su proporción de 3.1% a 3%.

Para terminar, las compras de los distribuidores minoristas se incrementaron en volumen de 3.2 a 3.6 MBPD, pero representaron la misma proporción de las ventas totales (2.5%). El abastecimiento de estos agentes varió en tanto 94% del combustible comprado correspondió a diésel (80% en 2010), mientras que solo 6% a petróleo industrial (20% en 2010).

En el caso del GLP, la comercialización inicia con los productores e importadores que venden a cuatro tipos de agentes. Su distribución entre los grandes agentes no ha tenido grandes cambios. La **ilustración 5-4** muestra que en 2010, 86% de las ventas de los productores/importadores fue destinada a las plantas envasadoras, principalmente en forma envasada y en menor cantidad a granel. El 7.1% fue vendido a los gasocentros y estaciones de servicio con gasocentro (en adelante gasocentros), 4.4% a distribuidores a granel y 2.5% a los consumidores directos.

Ilustración 5-5 Flujo Comercial del GLP (2014)



Nota. GLP-E: GLP para envasado. GLP-G: GLP para granel. Las ventas de GLP-E solo se realizan a las plantas envasadoras, que venden a otras plantas envasadoras, al distribuidor a granel, a los consumidores directos, a gasocentros, a locales de venta y a distribuidores en cilindros. Los distribuidores a granel venden a los consumidores directos y gasocentros.

Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

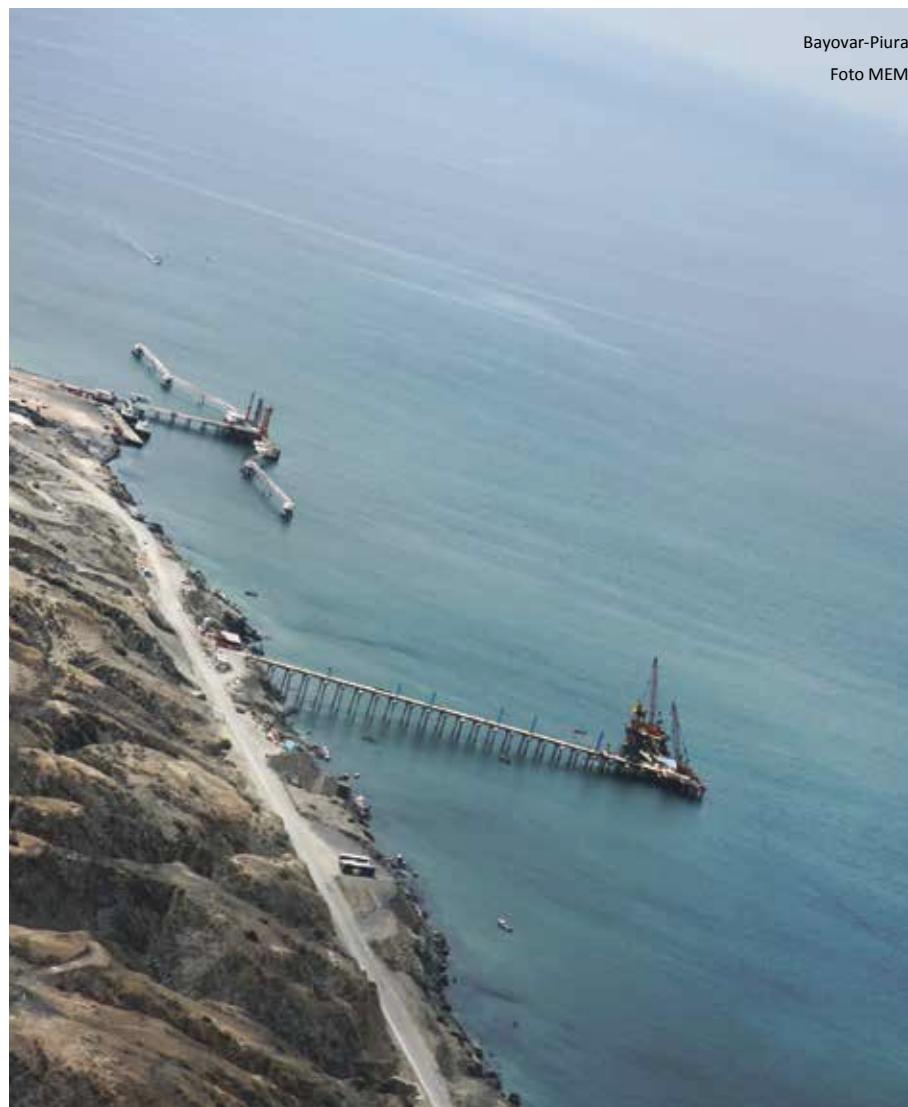
La **ilustración 5-5** muestra el flujo comercial del GLP durante 2014. En primer lugar se observa que la comercialización aumentó de 32.7 MBPD a 50.4 MBPD, es decir, 54%. Los distribuidores a granel elevaron su participación en 3%, reduciendo a los gasocentros a 0.8% y las plantas envasadoras a 2.2%. Sin embargo, cabe notar que el volumen comprado de GLP envasado se incrementó de 22 MBPD a 31.3 MBPD, es decir, 42%.

• Geografía de la distribución de combustibles

El abastecimiento de diésel por terminales y plantas de ventas en la zona norte¹⁴ proviene básicamente del terminal Salaverry, el terminal Éten y las plantas de ventas de Piura y Talara. Con respecto a la zona de la Costa central¹⁵, sobre todo viene de los

terminales del Callao y Pisco, y de las plantas de ventas de Conchán y La Pampilla. La zona sur¹⁶ es abastecida, prioritariamente, por los terminales de Ilo y Mollendo y las plantas de ventas de Cusco y La Pampilla. La Sierra central¹⁷, por otro lado, se nutre del terminal de Pisco y las plantas de ventas de Conchán y La Pampilla. La zona nororiente¹⁸ es

abastecida, principalmente, por las plantas de ventas de Iquitos, Tarapoto, Yurimaguas y El Milagro. Por último, la región Ucayali por las plantas de ventas de Maple y Pucallpa. La ilustración 5-6 muestra la distribución geográfica del abastecimiento de diésel en el Perú.



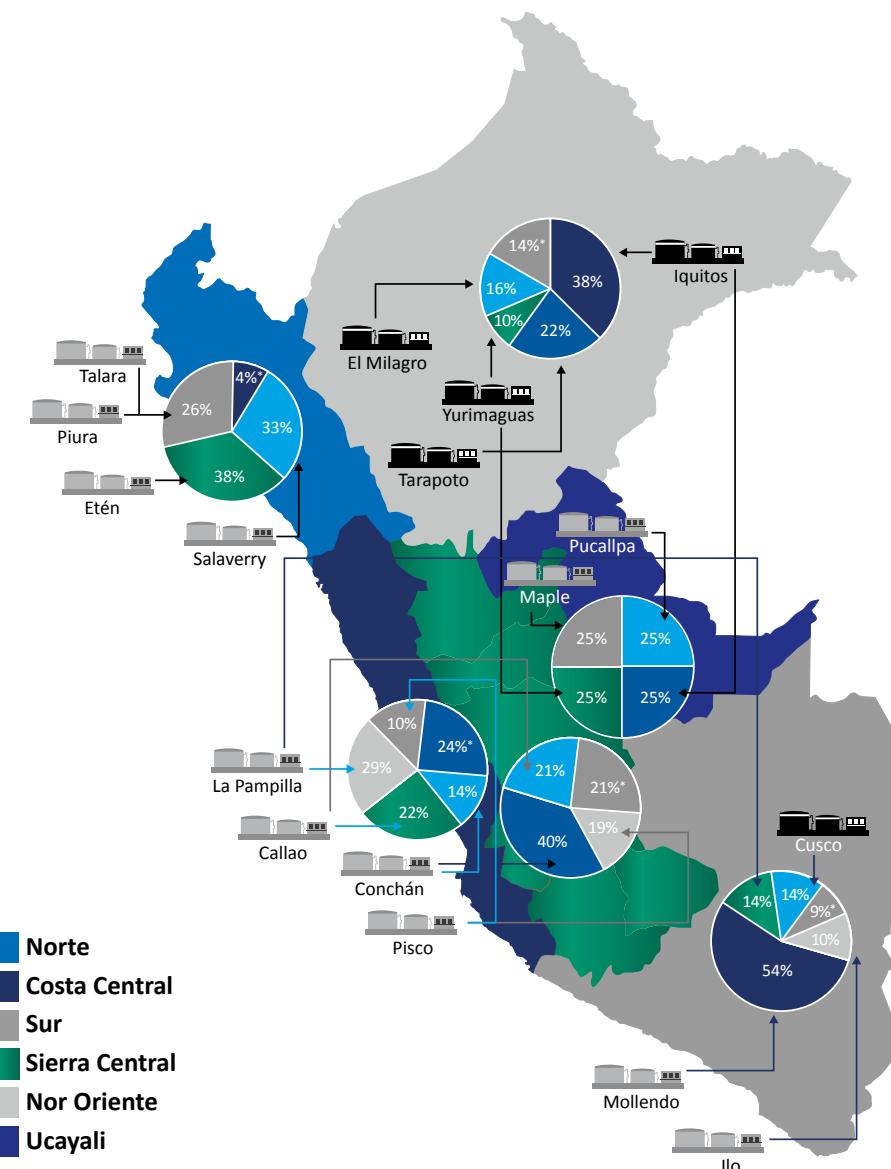
Bayovar-Piura.
Foto MEM.

Con respecto a gasolinas y gasoholes, la distribución de los bloques regionales por terminales y plantas de ventas es similar a la del diésel, salvo en el sur, donde aparece la planta de ventas de Juliaca. La ilustración 5-7 muestra la distribución geográfica del abastecimiento de gasolinas y gasoholes en el Perú. Finalmente, sobre lo referente al GLP, la ilustración 5-8 muestra que la distribución de los bloques regionales por terminales y plantas de ventas tiene una mayor interacción entre las instalaciones ubicadas en las mismas.

En la zona norte, 43% se abastece de plantas en Lima (Repsol, 24% y Zeta Gas, 19%). En la zona de la Costa central, 95% de las plantas y terminales de Lima (Repsol, Zeta Gas y Terminales del Perú). En la zona sur, 88% del GLP por la planta de abastecimiento de Pisco; en la zona nororiente, 84% por la refinería de Talara y la planta de abastecimiento de Aguaytía. El resto llega desde Lima. La Sierra central vía Lima en 95%, el 5% restante de Aguaytía, con una participación mínima de la planta de Pisco. Finalmente, la región Ucayali se abastece totalmente desde Aguaytía.

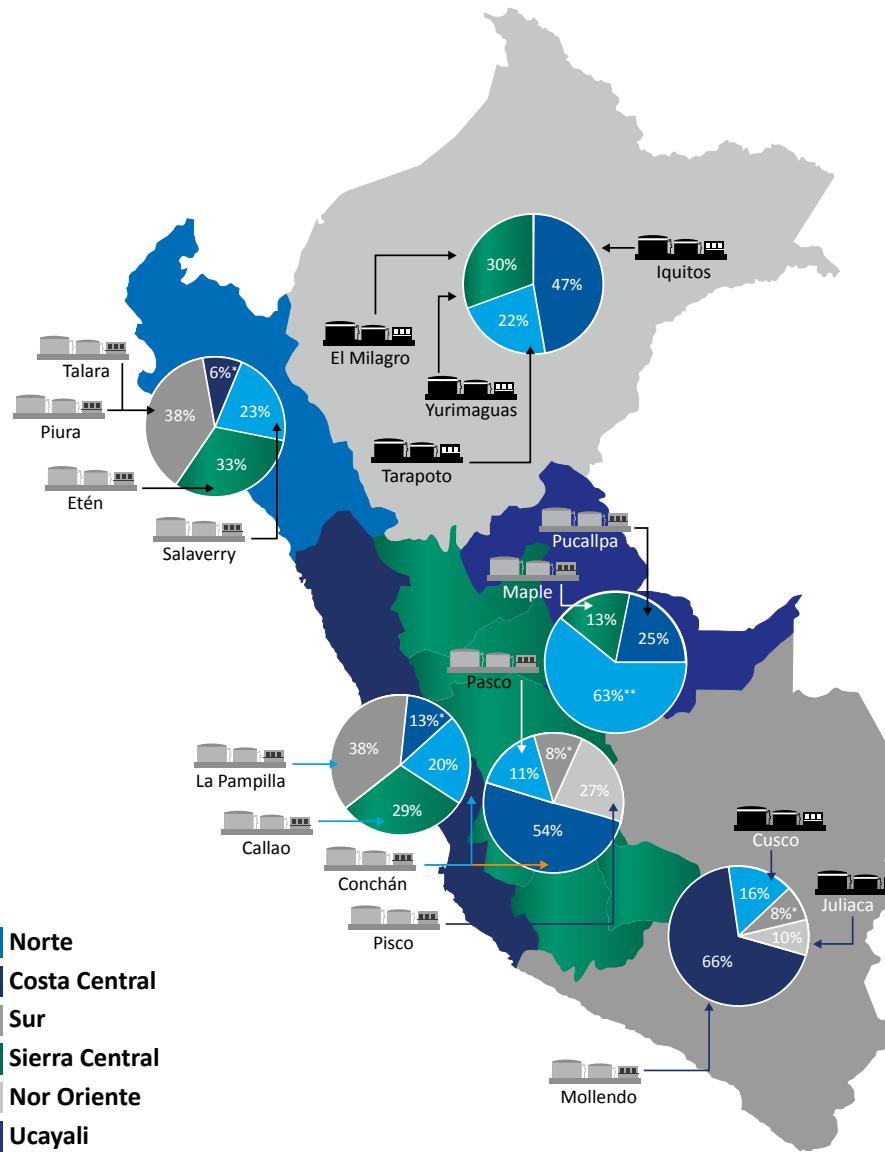
El acceso a los combustibles permite a las familias y empresas obtener diferentes servicios. A continuación se describe el nivel de acceso a combustibles líquidos como las gasolinas/gasoholes, el diésel y el GLP mediante los establecimientos de venta al público de combustibles líquidos y los locales de venta de GLP.

**Ilustración 5-6
Geografía de la distribución de diésel (2014)**



Nota. * Las proporciones de consumo que no mencionan plantas de abastecimiento corresponden a otros¹⁹.
Volumenes (MBPD): Norte (20), Costa Central (41), Sur (25), Sierra Central (10), Nor Oriente (3) y Ucayali (0.01).
Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 5-7
Geografía de la distribución de las gasolinas (2014)



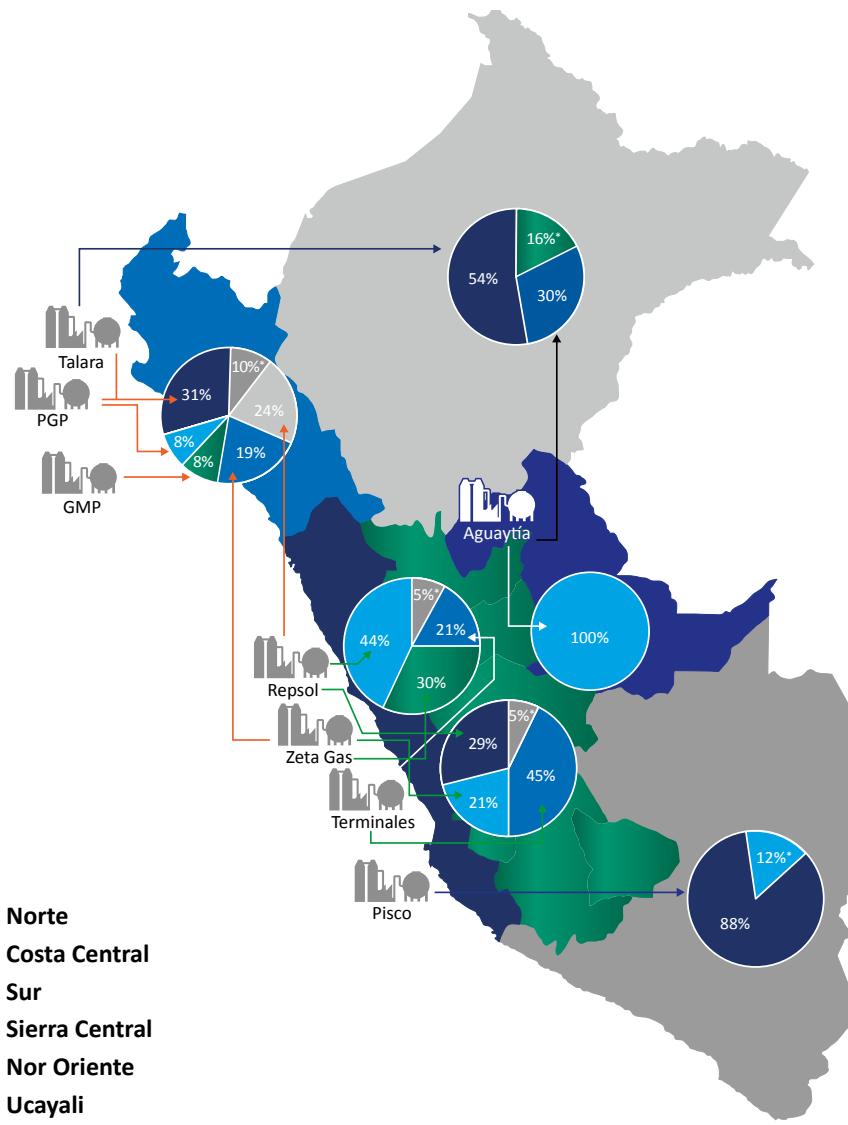
Nota. * Las proporciones de consumo que no referencian plantas de abastecimiento corresponden a otros²⁰.

** Corresponde a la participación de cuatro plantas y un terminal con 1 MBPD cada uno.

Volúmenes (MBPD): Norte (6), Costa Central (17), Sur (7), Sierra Central (2), Nor Oriente (3) y Ucayali (0.02).

Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 5-8
Geografía de la distribución de GLP (2014)



Nota. * Las proporciones de consumo que no referencian plantas de abastecimiento corresponden a otros²¹.

Volúmenes (MBPD): Norte (10), Costa Central (29), Sur (6), Sierra Central (4), Nor Oriente (1) y Ucayali (1).

Fuente: SCOP-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

5.7. ACCESO

Si bien la cantidad de empresas que operan pozos de explotación se ha mantenido constante (en 2010 hubo 17 y en 2014 19), el número de agentes que comercializan combustibles líquidos y GLP se ha incrementado en los últimos años: de 6 409 en 2010 a 17 477 en 2014, cerca de 180% (ver **gráfico 5-19**).

A continuación se analiza el acceso de los usuarios de vehículos residenciales y hogares a los combustibles vehiculares (gasolineras y gasoholes y diésel) y balones de GLP, respectivamente, a nivel regional.

• Combustibles líquidos

En relación con el grado de acceso a los combustibles líquidos, se analiza el índice de cobertura de EVPs²², que se construye tomando en cuenta la cantidad de EVPs regiones cuyos EVPs tienen una capacidad por vehículo más alta, pero existen menos alternativas con respecto al promedio regional (aquí se encuentra Lima).

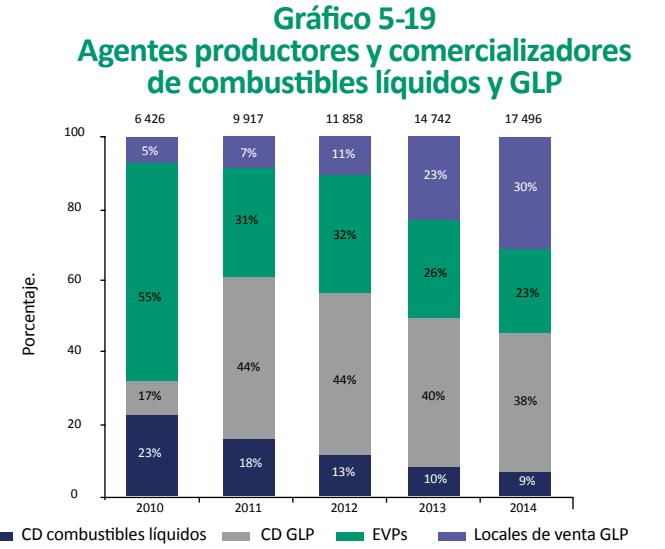


Gráfico 5-20 Índice de cobertura de EVPs a 2014

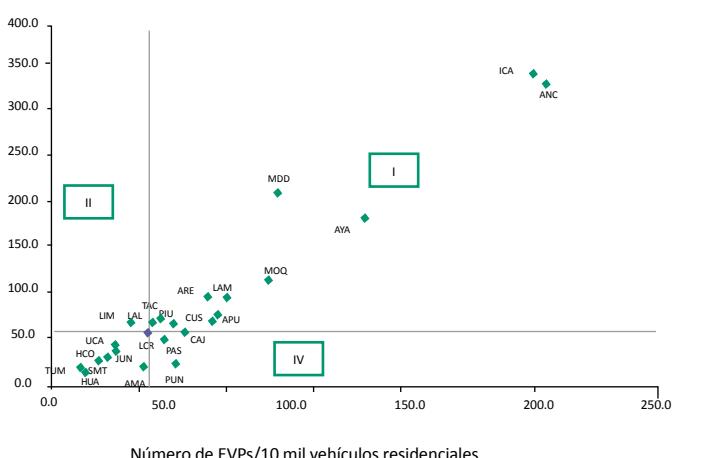
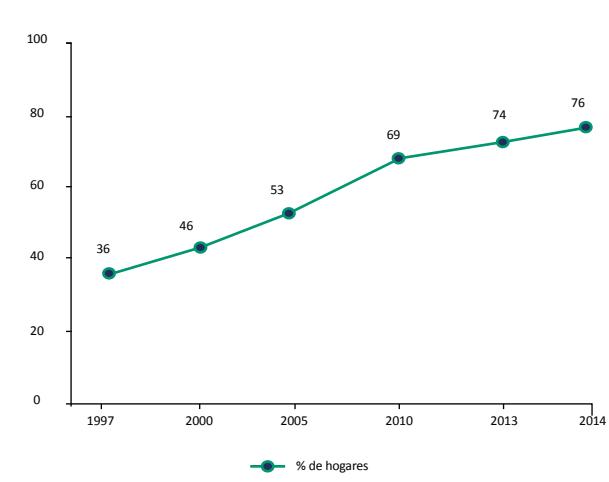


Gráfico 5-21 Evolución del porcentaje de hogares que usan GLP para la cocción de alimentos



Fuente: Enaho-INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Nota. Las cantidades en la parte superior incluyen a las empresas que operan pozos de explotación. Las cantidades correspondientes a Consumidores Directos (CD), Establecimientos de Venta al Público (EVPS) y Locales de Venta de GLP contabilizan el número de establecimientos existentes en lugar de razones sociales.

Fuente: RH-Osinergmin, DGH-MEM y Perúpetro. Elaboración: OEE-Osinergmin

128

En total, 20.111 vehículos se encuestaron:
Arequipa (ARE), Ayacucho (AYA), Cusco (ANC), Apurímac (APU), Arequipa (ARE), Ayacucho (AYA), Huancavelica (HUA), Huánuco (HCO), Ica (ICA), Junín (JUN), La Libertad (LIB), Lima y Callao (LIM), Loreto (LOR), Moquegua (MOQ), Pasco (PAS), San Martín (SMT), Tacna (TAC), Tumbes (TUM) y Ucayali (UCA).
Fuente: OIEC. Cifras estimadas.

Fuentes: INE y RH-Oslerergmin. Elaboración: OEE-Oslerergmin.

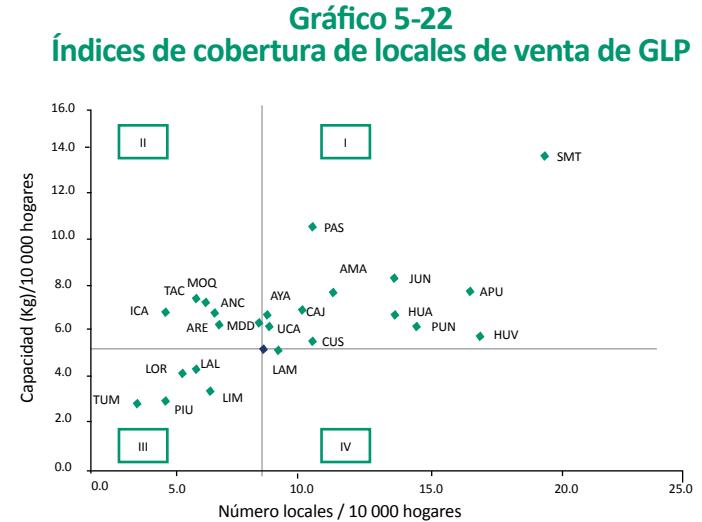
omo en zonas urbanas densamente
obladadas. Dado que es posible licuarlo a
baja presión, es fácilmente transportable en
distintos tipos de contenedores (cilindros,
camiones, etc.) y no depende de tuberías
de transmisión o redes de gasoductos. Con
recuencia es la principal y a veces la única
energía moderna disponible, ya que es uno
de los combustibles más limpios y de fácil
uso para clientes de alto consumo, pero
también de tan bajo uso, que no se justifica
la inversión de una red de distribución de
GN. Como se mencionó anteriormente, este
combustible es el segundo más consumido
en el Perú y tiene alta importancia en el
segmento residencial. Según datos de la
Encuesta Nacional de Hogares (Enaho)
del Instituto Nacional de Estadística e
Informática (INEI), el porcentaje de hogares
que lo usa para la cocción de alimentos pasó
de 36% a 76% entre 1997 y 2014 (ver **gráfico**
-21).

En respecto al índice de cobertura de GLP, este fue medido como el número de locales de venta de GLP por cada 10 000 hogares en cada región y la capacidad promedio en miles de kilogramos de los locales por cada 10 000 hogares. El resultado se muestra en el **gráfico 22**, donde el punto de color azul representa promedio nacional de cada indicador y se muestran cuatro cuadrantes. El cuadrante I incluye a las regiones cuyo número de locales y capacidad promedio por cada 10 000 hogares está por encima de los promedios nacionales. Esto implica que las alternativas de abastecimiento son mayores y que los locales tienen una gran capacidad en relación con el número de potenciales clientes. El cuadrante II representa a las regiones que tienen relativamente menos locales (alternativas) en relación al número de hogares, pero son algo grandes en términos de capacidad, lo que podría indicar que hay más capacidad paraender un crecimiento del consumo y que

El GLP es el segundo combustible más consumido en el Perú y tiene alta importancia en el segmento residencial. Según Enaho, el porcentaje de hogares que lo usa para cocción de alimentos pasó de 36% a 76% entre 1997 y 2014.

da local sirve, en promedio, más población
e en las regiones del cuadrante I.

cuadrante III corresponde a las regiones con menos alternativas de abastecimiento y menor opacidad por local en relación a la cantidad de hogares atendidos. Esto reflejaría menos riesgo relativo y un consumo potencial menor los habitantes, ya que un fuerte e imprevisto



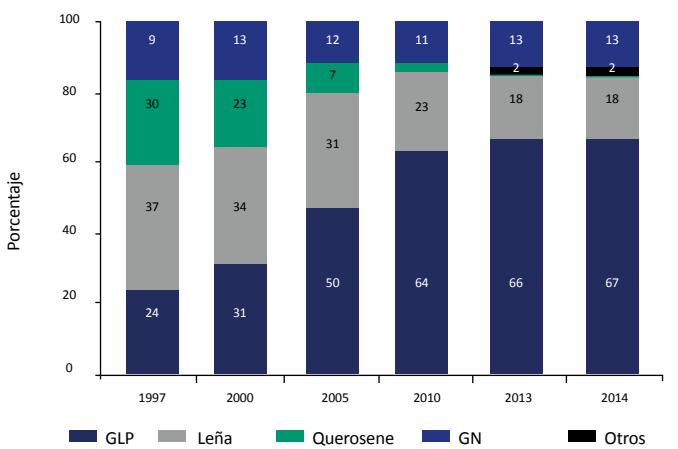
regiones: Amazonas (AMA), Áncash (ANC), Apurímac (APU), Arequipa (ARE), Ayacucho (AYA), Cajamarca (CAJ), Cusco (CUS), Huancavelica (HUA), Huánuco (HCO), Ica (ICA), Junín (JUN), La Libertad (LAL), Lambayeque (LAM), Lima y Callao (LIM), Loreto (LOR), Moquegua (MOQ), Pasco (PAS), Piura (PIU), Puno (PUN), San Martín (SMT), Tacna (TAC), Tumbes (TUM) y Ucayali (UCA).
 a) Cuadrante I (más alternativas y capacidad), Cuadrante II (más capacidad y menos alternativas), Cuadrante III (menos alternativas y capacidad) y Cuadrante IV (más alternativas y menos capacidad). El número de hogares fue tomado del Censo Nacional 2007: XI de Población y VI de Vivienda.

Fuentes: INEI y RH-Osinergmin. Elaboración: QEF-Osinergmin

incremento de la demanda se enfrentaría a una limitada capacidad. Finalmente, el cuadrante IV, donde está Lambayeque, corresponde a una situación donde existen mayores alternativas con respecto al promedio nacional, pero con una menor capacidad. Este caso se podría describir como la presencia de más acceso y menos consumo potencial relativo.

Finalmente, en relación al mix de tecnologías utilizadas por los hogares para la cocción de alimentos se observa, gracias a la información de la Enaho, que el GLP es el combustible que con mayor frecuencia usan los hogares para cocinar seguido de la leña. Asimismo, ha incrementado su participación en los últimos años, básicamente por la salida del mercado del querosene en 2010. Este último fue muy utilizado para este fin hasta 2003. Para 2014, el gráfico 5-23 muestra que el GLP fue usado con mayor frecuencia para cocina en 67% de los hogares.

Gráfico 5-23
Evolución del mix energético que con mayor frecuencia usan los hogares para cocinar



Fuente: Enaho-INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.



PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La caída del precio del petróleo (iniciada en junio del 2014) ha sido un factor generador de impacto directo sobre las actividades exploración – explotación de las empresas, ya que disminuyó la inversión proyectada en períodos de estabilidad y precios altos; y determinó una menor posibilidad de hallazgos de nuevas reservas y una caída en la producción de hidrocarburos, incidiendo en la menor producción de crudo pesado en la Selva norte del país. Esta baja, sumada a la dificultad de las refinerías para procesar petróleo producido, dictó la necesidad de mayor importación de petróleo ligero y de combustibles líquidos, lo que generó más déficit en la Balanza Comercial. Si bien los proyectos de modernización de las refinerías de Talara y La Pampilla permitirán refinar nuestro petróleo, mejorar la Balanza Comercial de Hidrocarburos y disminuir los niveles de contaminación ambiental, en mayor o menor grado mantendremos una dependencia del mercado internacional. Para reducirla se debe continuar con la diversificación de nuestra matriz energética, además de hacer más atractivos los contratos de exploración y explotación petrolera.

*Ing. Beatriz Juana Adaniya Higa,
Gerente de la Gerencia de Fiscalización
de Hidrocarburos Líquidos (e).*

A large industrial facility, likely a refinery or chemical plant, is visible in the background. It features several tall, cylindrical storage tanks and complex piping systems. The structures are primarily white and grey, with some yellow safety railings. The sky is overcast and blue.

06

OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN

CALIDAD Y SEGURIDAD EN LA INDUSTRIA



Supervisión de estación de venta al público.
Foto OC-Osinergmin.

Osinergmin en la supervisión Calidad y seguridad en la industria

En la década de los noventa se inició en el país el proceso de privatización de la industria de los hidrocarburos. Hasta ese entonces todas las instalaciones, desde las actividades de exploración y explotación (*upstream*) hasta el transporte y comercialización mayorista de combustibles (*downstream*), estaban a cargo de Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). En agosto de 1993 se publicó la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, y a partir de su promulgación, el Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin emitieron una serie de reglamentos que rigen el accionar de las distintas actividades de hidrocarburos.

OSINERGMIN EN LA SUPERVISIÓN

Calidad y seguridad en la industria

Dentro de su estructura orgánica, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) incluye a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), mediante la cual, inicialmente, reglaba y fiscalizaba el cumplimiento de la normativa ambiental para el desarrollo de las actividades minero-energéticas. Luego, el Estado peruano creó, vía la Ley N° 26734, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg, hoy Osinergmin), con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera, encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

Como se mencionó en el [capítulo 4](#), Osinergmin tiene función reguladora¹, normativa, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, además de dar solución a reclamos y controversias. En el sector de hidrocarburos cumple, principalmente (bajo el ámbito de sus competencias), las primeras cinco funciones mencionadas. Mediante la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) y las oficinas regionales, se supervisa, fiscaliza y sanciona en primera instancia en temas de hidrocarburos líquidos. La función sancionadora en segunda instancia la ejecuta el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (Tastem); y de la reguladora en hidrocarburos se hace cargo

la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

6.1. GERENCIA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Osinergmin busca equilibrar los intereses del ciudadano, las empresas y el Estado en los sectores de su competencia. Como parte de sus actividades, ejecuta diversos procedimientos. Para el sector hidrocarburos se ha identificado los que se muestran en el [cuadro 6-1](#).

El principal producto, resultado de los procesos atendidos en el sector hidrocarburos líquidos por Osinergmin,

son las resoluciones que refieren al cumplimiento de requisitos normativos (procesos relacionados a las empresas), atención de solicitudes de reconsideración y apelación (proceso sancionador a empresas), las propuestas normativas (procesos relacionados al gobierno), entre otros. Estas son publicadas en el diario oficial El Peruano o notificadas a las entidades supervisadas o a los usuarios, dentro de los plazos y formas previstas en las normas vigentes y según corresponda.

Los procesos atendidos por Osinergmin, desde la perspectiva del ciudadano, son de importancia ante los problemas que surgen en la prestación de los servicios



Cuadro 6-1
Procesos atendidos en Osinergmin en el sector hidrocarburos líquidos por grupo de interés

Ciudadano	Empresa	Estado
<ul style="list-style-type: none">· Orientación y trámite.· Gestión de la informalidad en la comercialización.· Atención de denuncias.· Atención solicitudes de información.	<ul style="list-style-type: none">· Atención de solicitud de Informes Técnicos Favorables (ITF)^[2]· Atención de solicitud de Registro de Hidrocarburos (RH).· Supervisión y fiscalización (seguridad, control de calidad, control metrológico, transacciones comerciales, precios).· Atención de solicitudes de reconsideración y apelación· Solución de controversias.	<ul style="list-style-type: none">· Informes técnicos legales.· Estadística sectorial.· Propuestas normativas.

Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

brindados por las entidades supervisadas. Desde el punto de vista de los inversionistas (empresas) en el sector hidrocarburos, existen procesos de atención de Informe Técnico Favorable (ITF) y atención de Registro de Hidrocarburos (RH), los cuales les permiten operar y, de ser el caso, comercializar el producto o servicio que brindan. El proceso de supervisión de control de calidad y control metrológico coadyuva a la formalización de los agentes en el mercado en la cadena de comercialización, ya que identifica los establecimientos que venden menor cantidad y menor calidad por el mismo precio, lo que perjudica al ciudadano y a la sociedad.

6.2. ATENCIÓN DE SOLICITUDES

Como consecuencia de las publicaciones del Decreto Supremo N° 004-2010-EM (transfirió el RH a Osinergmin) y del Decreto Supremo N° 029-2010-EM (establece disposiciones para simplificar procedimientos administrativos en el subsector hidrocarburos), Osinergmin publicó, en noviembre de 2011, la Resolución de Consejo Directivo N° 191-2011-OS/CD. Mediante esta se aprueba el nuevo Reglamento del RH y el nuevo régimen de atención de las solicitudes de Informes Técnicos Favorables (ITF).

Cabe señalar que de acuerdo con los considerandos de la referida norma, la Resolución de Gerencia General N° 136-2011-OS/GG aprobó la Estrategia para la implementación de mejoras en los procedimientos vinculados al RH del Osinergmin (en adelante, Estrategia). A partir de ella se emitió la Resolución de Consejo

Directivo N° 126-2011-OS/CD que dispuso la modificación de los requisitos exigibles en los procedimientos administrativos vinculados a la inscripción y modificación del RH y los informes y opiniones técnicos favorables requeridos (por ejemplo, ITF). La Estrategia contempló la optimización de estos procedimientos administrativos, por lo cual se emitió la Resolución N° 191-2011-OS/CD antes citada. El nuevo reglamento aprobado contempla requisitos y procedimientos acordes con los principios de simplicidad, eficacia y presunción de veracidad citados en el artículo IV del Título Preliminar de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

Así, la Resolución 191-2011-OS/CD simplificó diversos trámites administrativos mediante la aplicación de declaraciones juradas que impactaron en una disminución en el número de ITF solicitados, especialmente en lo que corresponde a las unidades menores. El gráfico 6-1 muestra lo descrito previamente. A partir de 2012 se observa

una disminución de 74% de solicitudes ingresadas, de 6 365 solicitudes en 2011 se bajó a 1 671 solicitudes en 2012 y, a partir de ese año, se ha mantenido el nivel.

a. Proceso de atención de solicitudes

Tal como se mencionó anteriormente, mediante el D.S. N° 004-2010-EM se transfirió a Osinergmin la administración del RH. En noviembre de 2011 entró en vigencia la Resolución N° 191-2011-OS/CD que aprobó su nuevo régimen. Las solicitudes son presentadas por los usuarios para la inscripción de nuevas instalaciones, para modificación de datos como los representantes legales, las capacidades de almacenamiento, de razón social, entre otros. En el gráfico 6-2 se muestra la cantidad de solicitudes presentadas por los usuarios y atendidas (contempla tanto las actividades de unidades menores como mayores). Asimismo, se observa el efecto del cambio de régimen que permitió un incremento de solicitudes ingresadas a partir de 2012.

Cabe mencionar que a partir de 2010, la GFHL fue reduciendo los plazos máximos (en primera instancia) de atención de los PAS a su cargo. En 2013, dicho plazo fue establecido en 50 días hábiles como máximo por expediente. El gráfico 6-4 muestra la baja de los tiempos de atención. Dicha mejora fue favorecida por la aprobación y aplicación de Criterios Específicos de Sanción (CES), los cuales se traducen en montos estandarizados de multas a imponer

Gráfico 6-1
Solicitudes para atención de informes técnicos

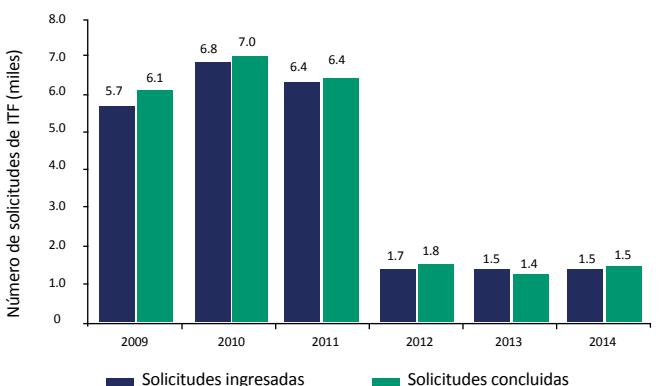
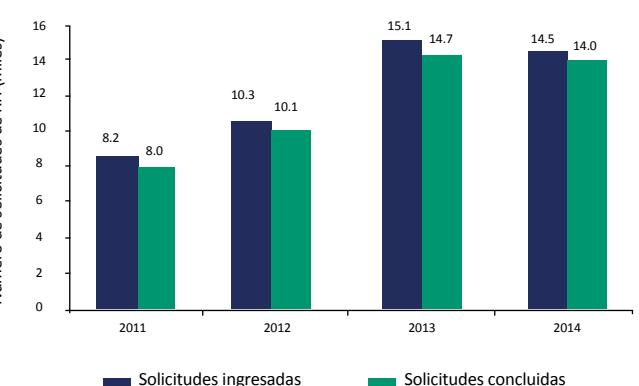


Gráfico 6-2
Solicitudes para atención de RH



Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

b. Proceso administrativo sancionador

A inicios de 2009, la GFHL de Osinergmin tenía 6 287 casos con Procedimiento Administrativo Sancionador (PAS) iniciado y en primera instancia, en su mayoría expedientes generados como resultado de acciones de supervisión de años anteriores. La toma de medidas adecuadas permitió reducir 88% la carga procedural a diciembre de dicho año (de 734 casos en trámite de primera instancia a 110) (ver gráfico 6-3).

Cabe mencionar que a partir de 2010, la GFHL fue reduciendo los plazos máximos (en primera instancia) de atención de los PAS a su cargo. En 2013, dicho plazo fue establecido en 50 días hábiles como máximo por expediente. El gráfico 6-4 muestra la baja de los tiempos de atención. Dicha mejora fue favorecida por la aprobación y aplicación de Criterios Específicos de Sanción (CES), los cuales se traducen en montos estandarizados de multas a imponer

por infracciones cometidas por las unidades menores. Los CES permiten ahorrar el tiempo que demandaban anteriormente los cálculos de las multas por caso. Así también se elaboró el Manual de Lineamientos Legales en 2012, con el que se redujeron algunos trámites para acelerar la atención de los PAS.

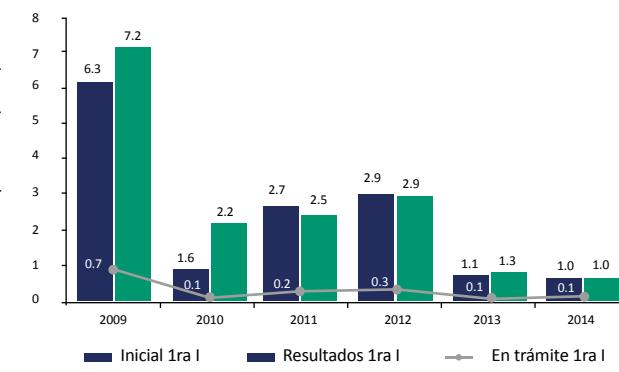
c. Proceso de supervisión en el control de calidad

Según el artículo 5to. de la Ley N° 27699 publicada en abril de 2002, Osinergmin ejerce de manera exclusiva las facultades de control de cantidad (metrológico) y de calidad de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos en las actividades comprendidas bajo el ámbito de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). Hasta 2010, la metodología para el control de calidad y metrológico fue la supervisión censal. Bajo este método, el universo de grifos y estaciones de servicio a nivel nacional era supervisado por Osinergmin una o dos veces al año. El gráfico 6-5 representa la evolución del porcentaje de

74%
disminuyó el número de solicitudes de ITF ingresados en 2012, gracias a la aplicación de declaraciones juradas

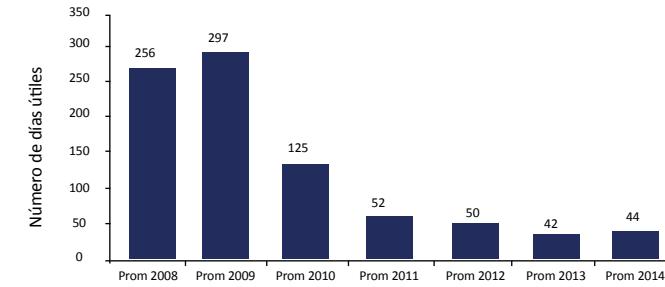
En julio de 2010, se llevó a cabo por primera vez el control de calidad y metrológico usando el esquema de supervisión muestral. Este se realizó con el objetivo de contar con una metodología que pudiera reducir el nivel de predictibilidad de las visitas de supervisión que se aplicó a partir de 2011 (se supervisa a una muestra representativa del universo de grifos y estaciones de servicio a nivel nacional, lo que permite llevar a cabo la vigilancia de manera simultánea en varios departamentos y veces al año). El gráfico 6-5 representa la evolución del porcentaje de

Gráfico 6-3
Flujo de expedientes en primera instancia de la GFHL



Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

Gráfico 6-4
Tiempo promedio para atender expedientes de sanciones por la GFHL



Fuente y elaboración: GFHL-Osinergmin.

desaprobados en el control de calidad de los combustibles con respecto a los parámetros de octanaje en gasolinas / gasoholes y punto de inflamación en diésel B5 / diésel B5 S-50.

d. Proceso de supervisión en el control metrológico

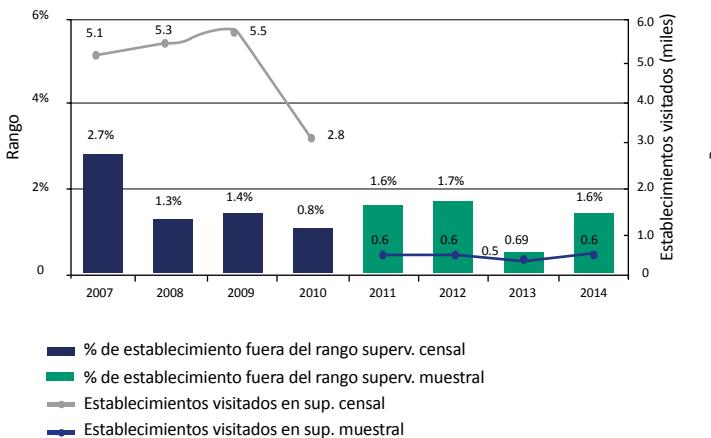
A la fecha, el control de cantidad o control metrológico que realiza Osinergmin en los grifos y estaciones de servicios a nivel nacional es muestral, es decir, se

supervisa exhaustivamente una muestra representativa del universo de todos los establecimientos existentes en el país. Al igual que en el caso de control de calidad, se les iniciaron procesos sancionadores a aquellos grifos y estaciones de servicio que no cumplieron el control metrológico.

El control metrológico se realiza utilizando un equipo denominado Medidor Volumétrico Patrón (MVP), que tiene una capacidad de cinco galones y se encuentra debidamente

calibrado en un laboratorio autorizado por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi). Se seleccionan mangueras de despacho en cada establecimiento supervisado y se verifica que se está entregando la cantidad exacta de combustible solicitada por los clientes. El **gráfico 6-6** representa la evolución del porcentaje de establecimientos que resultaron desaprobados en el control metrológico de los combustibles en el Perú.

Gráfico 6-5
Establecimientos/grifos y estaciones de servicio visitados y porcentajes de incumplimiento en control de calidad 1,2,3



Notas.

- 1) La reducción observada en el número de establecimientos visitados entre 2009 y 2010 se debe a que en 2009 se realizaron dos visitas a todos los establecimientos, mientras que en 2010 se hizo una.
- 2) El incremento del porcentaje de incumplimiento entre 2010 y 2011 obedece a que durante la supervisión censal se realizaba una a dos veces al año y en orden geográfico. Esto originaba posibles incentivos perversos: los establecimientos/grifos y estaciones de servicio aprovechaban los períodos en los cuales no había vigilancia para obtener ganancias ilícitas. En ese sentido, el cambio a la supervisión muestral junto con el incremento del número de equipos de prueba rápida, redujo la predicción de la supervisión ya que sucedía sin que lo esperaran en varias zonas al mismo tiempo. Por ello, el incremento de 2011 reflejaría tanto el error muestral, como una mayor capacidad de detección gracias al sistema implementado.
- 3) En 2013, por razones de presupuesto, se redujo el número de visitas.

Fuente y elaboración: OR-Osinergmin.

Gráfico 6-6
Establecimientos visitados y porcentajes de incumplimiento en control metrológico 1,2



Notas.

- 1) La reducción observada en el número de establecimientos visitados entre 2009 y 2010 se debe a que en 2009 se realizaron dos visitas a todos los establecimientos, mientras que en 2010 se hizo una.
- 2) El incremento del porcentaje de incumplimiento entre 2010 y 2011 obedece a que durante la supervisión censal se realizaba una a dos veces al año y en orden geográfico. Esto originaba posibles incentivos perversos: los establecimientos aprovechaban los períodos en los cuales no había supervisión para obtener ganancias ilícitas. En ese sentido, el cambio a la supervisión muestral junto con el incremento del número de equipos de prueba rápida, redujo la predicción de la supervisión ya que sucedía sin que lo esperaran en varias zonas al mismo tiempo. Por ello, el incremento de 2011 reflejaría tanto el error muestral, como una mayor capacidad de detección gracias al sistema implementado.

Fuente y elaboración: OR-Osinergmin.



ESQUEMA DE INGRESOS GARANTIZADOS

Los esquemas de ingresos garantizados son positivos para proyectos nuevos de gran envergadura y persiguen dos objetivos: reducir el riesgo comercial (en particular, de la demanda) y el de financiamiento. En el caso de los proyectos del ducto de líquidos del Gasoducto Sur Peruano y del Poliducto Pisco Lurín, este esquema está asociado al transporte de hidrocarburos y a brindar mayor acceso y seguridad energética al país. La viabilidad se liga a la garantía de obtención de ingresos suficientes.

El esquema de ingresos garantizados responde a ello y permite obtener los fondos para financiar estos proyectos. Mediante el Contrato BOOT que suscribió el consorcio Gasoducto Sur Peruano con el Estado Peruano, y del contrato que se firmará para el Poliducto Pisco Lurín, se establecen condiciones para la vigencia del esquema. Así como en el caso de Camisea, su incorporación será beneficiosa para la ejecución de los referidos proyectos en la etapa inicial.

Eco. Fénix Noé Suto Fujita,

Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin.



07

HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

IMPACTOS ECONÓMICOS

Huellas del sector hidrocarburos

Impactos económicos

La importancia de los hidrocarburos líquidos en la economía peruana se puede entender fundamentalmente por el impacto del subsector en los principales indicadores económicos asociados al crecimiento y desarrollo del país.

Refinería Talara.
Foto Petroperú.



HUELLAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

Impactos económicos

Con el pasar del tiempo, los hidrocarburos líquidos cobran más importancia en el desarrollo de la economía peruana. Por ejemplo, la demanda de petróleo se concentró en el sector transporte con una participación de 67.8% en 2014. En el caso del gas licuado de petróleo (GLP), asociado a los líquidos de gas natural (LGN), se estima que el sector de mayor participación es el residencial, con 55% del total (ver **ilustración 7-1**). Para poner en perspectiva los efectos económicos de la actividad del subsector, se presentan a continuación los impactos relevantes en la economía, así como los de cuatro políticas públicas ejecutadas por Osinergmin.

7.1. IMPACTOS MACROECONÓMICOS

La importancia del sector hidrocarburos en la economía peruana se puede apreciar mediante su participación en cuatro variables económicas fundamentales: Producto Bruto Interno (PBI), Valor Agregado Bruto (VAB), inversiones y Balanza Comercial de Hidrocarburos. Además, está el efecto del inicio de la explotación de los LGN de Camisea en la Balanza Comercial de GLP, y los de un incremento en la producción de hidrocarburos, generados con un análisis de equilibrio general computable. El primer escenario corresponde a una simulación del impacto en la economía de un incremento de 10% en la producción de productos refinados. El segundo a un incremento de

10% en la producción de petróleo a nivel nacional. Finalmente, el tercer escenario a la subida simultánea en 10% de la producción de petróleo y LGN.

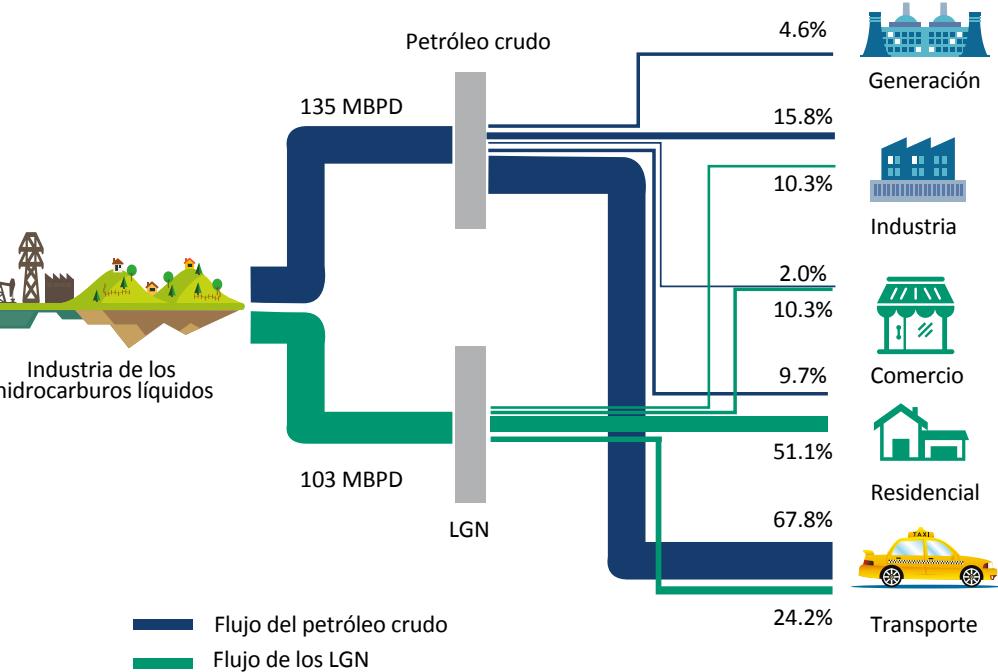
a. Producto Bruto Interno

Según datos del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI), la participación del sector hidrocarburos (extracción de petróleo y gas y refinación de petróleo) dentro del PBI total alcanzó 3.6% en 2014. Esto muestra una tendencia decreciente entre 2011 y 2014 debido al agotamiento de los campos productores en el país; sin embargo, a 2011, el PBI del sector hidrocarburos alcanzó 4.2%, su mayor participación en los últimos 20 años (ver **gráfico 7-1**).

La participación del sector hidrocarburos dentro del PBI total muestra una tendencia creciente, pasando desde 1.2% en 1995 a 4.2% en 2011. Luego, tiende a decrecer.



Ilustración 7-1
Flujo comercial de los combustibles líquidos en el mercado interno, 2014*

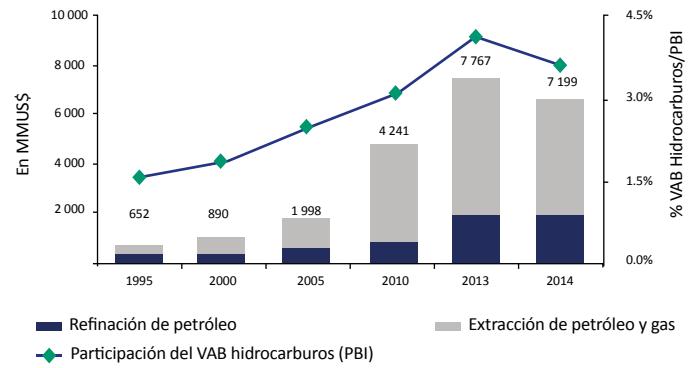


Nota. Las proporciones se tomaron de la última información oficial disponible (2012).

* Información referencial.
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

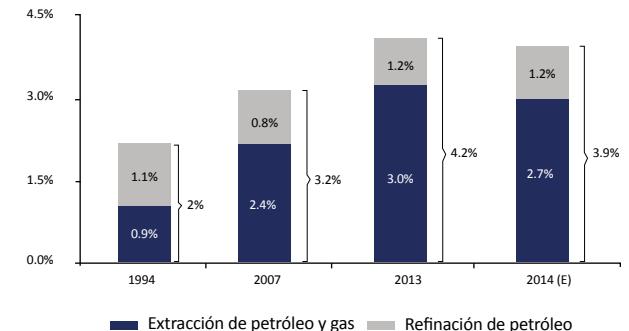


Gráfico 7-1
PBI del sector hidrocarburos 1995-2014



Fuente: INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-2
Contribución del VAB del sector hidrocarburos en el VAB total, 1994-2014



Nota. [E] Valor estimado.

Fuente: INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.

b. Valor Agregado Bruto

Otro indicador que muestra la relevancia macroeconómica del sector hidrocarburos es su participación en el VAB. Si en 1994, el peso del sector hidrocarburos en la economía peruana ascendía a 2% del VAB total, en 2014 dicha participación se duplicó llegando a 3.9%, impulsado por la explotación de hidrocarburos en el territorio nacional. Cabe notar que en 2013, la participación alcanzó su máximo con 4.2% (ver gráfico 7-2).

c. Inversiones

El crecimiento económico peruano del periodo 2005-2013 se debió, en buena medida, a la ampliación de la capacidad productiva del país generada por la inversión. Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), las inversiones en el sector hidrocarburos han adquirido un dinamismo notorio a escala nacional. Antes de 2006 llegaron como máximo a US\$ 688 millones y desde 2006 se observa un crecimiento moderado: alcanzaron su pico en 2012 con

US\$ 1 880 millones. A nivel macroeconómico, esto representó 4.8% de la inversión privada (ver gráfico 7-3).

de GLP) y uno contrafactual (se considera la Balanza Comercial de GLP sin el desarrollo de los LGN del Proyecto Camisea).

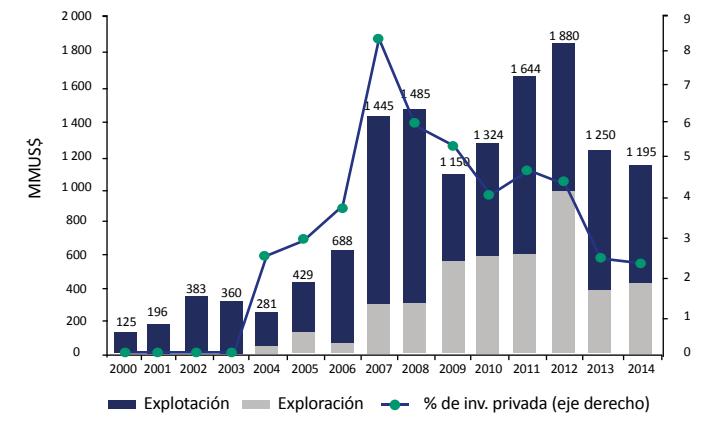
d. Sector externo

La balanza de hidrocarburos ha sido deficitaria en los últimos 15 años. En términos monetarios, el déficit que se muestra en el gráfico 7-4 ha crecido en más de 200% entre los años 2000 y 2014. No obstante, sin el desarrollo de los LGN del Proyecto Camisea que permitió el incremento de la producción de GLP entre otros derivados, sería mayor.

El efecto del inicio de la explotación comercial de los LGN del Proyecto Camisea en la Balanza Comercial de Hidrocarburos del GLP (en adelante Balanza GLP), ha sido el cambio desde una situación deficitaria a una superavitaria a partir de 2009. Para el cálculo del impacto en la Balanza Comercial de GLP se comparan dos escenarios: uno real (considera los datos históricos de la Balanza

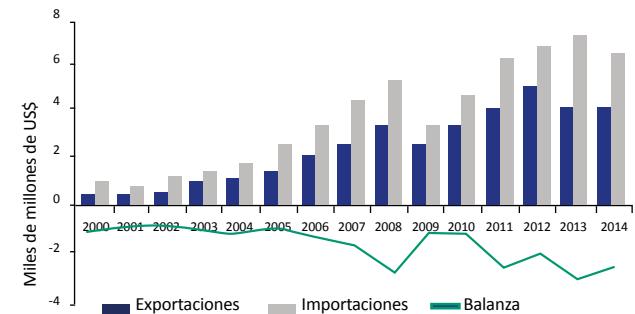
La Balanza Comercial del GLP pasó desde una situación deficitaria en 2003 ascendente a más de US\$ 100 millones a una situación superavitaria de más de US\$ 100 millones en el 2014.

Gráfico 7-3
Inversión del sector hidrocarburos, 2000-2014



Fuentes: MEM y BCRP. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-4
Balanza Comercial de hidrocarburos líquidos* 2000-2014



*No incluye GNL

Fuente: MEM. Elaboración: OEE – Osinergmin.

e. Efecto del subsector hidrocarburos líquidos en el equilibrio general de la economía peruana

Con el objeto de cuantificar los efectos de una expansión del subsector hidrocarburos líquidos en el conjunto de la economía peruana, se realiza una evaluación de impacto macroeconómico utilizando un modelo de equilibrio general computable (MEGC). Esta es una representación numérica de las condiciones de equilibrio agregado en cada uno de los mercados de una economía, en la cual intervienen productores y consumidores con comportamientos establecidos mediante funciones de producción y consumo que dependen de los precios relativos. Entre sus características están: la base de teoría microeconómica sólida, que permite cuantificar los efectos

directos e indirectos de una política en las diferentes variables sectoriales y agregadas relevantes; que la regularidad de que exista consistencia interna de los resultados; y que es altamente flexible, puesto que puede considerar diferentes formas de funcionamiento de una economía. A partir de este modelo se realizaron tres simulaciones.

i. Efecto del aumento en 10% de la producción de productos refinados del petróleo

Los resultados de la simulación indican incremento del PBI en 0.1%. No obstante, se observarían impactos diferenciados a nivel sectorial por la reasignación de recursos entre sectores. Así, se tiene que los que usan intensamente los derivados de petróleo aumentan su valor agregado, mientras que en los sectores que producen sustitutos de los derivados de petróleo o utilizan intensamente capital, se reduce su valor agregado debido a la redistribución de recursos desde dichos sectores hacia

la producción de derivados de petróleo. El efecto sobre el PBI es acompañado por una mejora en la balanza comercial de 0.15%, debido a un aumento de las exportaciones de derivados de hidrocarburos, una subida del resultado fiscal en 0.03% porque la recaudación aumenta, y un incremento en el bienestar de los hogares, medido por la Variación Equivalente (VE)³: 0.11% en los hogares pobres (quintiles 1 y 2) y 0.09% en los hogares ricos (quintiles 3, 4 y 5).

ii. Efecto del incremento de la producción de petróleo en 10%

Los resultados de la simulación indican que el referido aumento de la producción de petróleo incrementa el PBI en 0.15%. A nivel sectorial, los que usan intensamente los derivados de petróleo elevan su valor agregado, mientras que los que usan intensamente capital lo reducen debido a la redistribución de recursos hacia la producción de derivados de petróleo. El efecto sobre el PBI se acompaña de una mejora en la Balanza Comercial de 0.27%, esto se debe a un aumento de las exportaciones de petróleo, del resultado fiscal primario en 0.07% (por el incremento de la recaudación fiscal en el sector petrolero) y en el bienestar de los hogares (0.19% en los hogares pobres y 0.16% en los hogares ricos).

iii. Efecto del incremento simultáneo de la producción de petróleo y LGN en 10%

La tercera simulación realizada combina el escenario anterior con un incremento equivalente en la producción de LGN. Los resultados indican que el aumento de la producción de los hidrocarburos líquidos incrementa el PBI en 0.22%, 0.07% más que en el caso anterior. A nivel sectorial, habría un mayor efecto en las actividades

asociadas a la producción de estos bienes, como la extracción de petróleo, LGN y fraccionamiento de LGN; sin embargo, la extracción de gas disminuye por el aumento del petróleo. La redistribución de factores es más fuerte que en el escenario anterior, por lo que las caídas en industria intensiva en energía, extracción de gas, minería y otros sectores industriales, son mayores. El efecto sobre el PBI es acompañado por una mejora en la Balanza Comercial de 0.4%, debido al aumento de las exportaciones de hidrocarburos líquidos, un alza del resultado fiscal en 0.14% por los aumentos de la recaudación en el sector petrolero y de LGN, y un incremento en el bienestar de los hogares (0.31% en los hogares pobres y 0.25% en los hogares ricos).

La base de datos sobre la cual se realizaron las simulaciones, también llamada Matriz de Contabilidad Social, corresponde a los flujos de ingresos y gastos de todos los agentes de la economía para 2010. Los principales resultados pueden observarse en el cuadro 7-1.

Considerando que el vehículo a gasolina y el que usa GLP vehicular recorren los mismos kilómetros, los ahorros anuales por

7.2. IMPACTOS MICROECONÓMICOS

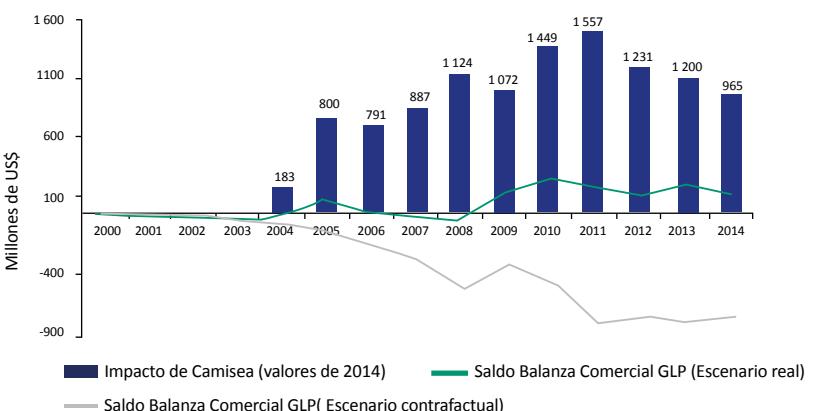
El inicio de la producción de LGN también ha generado ahorros para las familias pues los proyectos de GN traen consigo un fuerte incremento de la producción de LGN, y su posterior procesamiento hacia combustibles como el GLP y la gasolina natural. En el caso particular, el GLP asociado a los LGN de Camisea habría generado ahorros realizados por la sustitución de gasolinas por GLP en el sector transporte en vehículos convertidos entre 2006 y 2014. Así, el ahorro de un vehículo convertido en 2006 será mayor al de uno convertido en 2014, ya que el primero habrá recuperado su inversión.

El gráfico 7-6 muestra que los precios del GLP vehicular son consistentemente más económicos que los de la gasolina durante el periodo de análisis. Esto explica, en parte, los ahorros que a continuación se calculan.

Es preciso señalar que los resultados que se muestran han sido obtenidos bajo una serie de supuestos y considerando un vehículo promedio. En la vida real pueden modificarse por los diferentes costos de conversión y revisión, uso de combustibles en sistemas duales (*bi-fuel*), el espacio geográfico donde opera el vehículo, la actividad en la que se desarrolla el vehículo (transporte público, taxi, bus, privado), etc. Tal como se aprecia en el gráfico 7-7, los ahorros anuales en valores corrientes por el consumo de GLP vehicular han tenido una tendencia creciente, pasando de US\$ 15 millones en 2006 a US\$ 198 millones en 2014, lo que se explica, sobre todo, por el aumento de los supuestos utilizados).

En la vida real pueden modificarse por los diferentes costos de conversión y revisión, uso de combustibles en sistemas duales (*bi-fuel*), el espacio geográfico donde opera el vehículo, la actividad en la que se desarrolla el vehículo (transporte público, taxi, bus, privado), etc. Tal como se aprecia en el gráfico 7-7, los ahorros anuales en valores corrientes por el consumo de GLP vehicular han tenido una tendencia creciente, pasando de US\$ 15 millones en 2006 a US\$ 198 millones en 2014, lo que se explica, sobre todo, por el aumento del

Gráfico 7-5
Evolución de la Balanza Comercial de GLP según escenario, 2000-2014



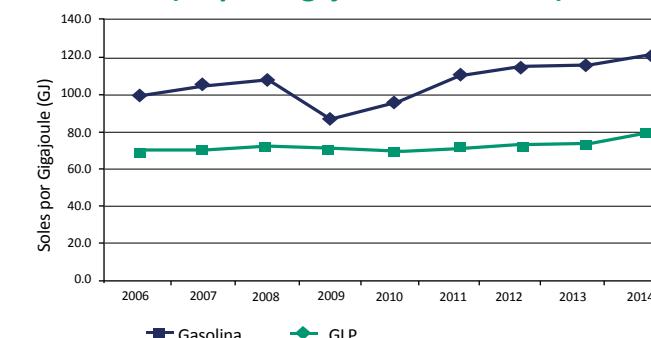
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro 7-1
Principales resultados de las simulaciones en el MEGC (en %)

Indicadores	Aumento de la capacidad de refinación de petróleo en 10%	Aumento de la producción de petróleo en 10%	Aumento simultáneo de la producción de petróleo y LGN en 10%
Indicadores Macroeconómicos			
PBI	0.1	0.15	0.22
Balanza Comercial	0.15	0.27	0.40
Resultado Fiscal	0.03	0.07	0.14
Indicadores de Bienestar			
Hogar pobre	0.11	0.19	0.31
Hogar rico	0.09	0.16	0.25

Fuente y elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 7-6
Diferencia de precio promedio de gasolinas / gasoholes y GLP vehicular (S/. por Gigajoule, 2006-2014)



Fuente: MEM. Elaboración: OEE - Osinergmin

número de vehículo a GLP vehicular. En 2009, el ahorro fue negativo, principalmente por la caída del precio asociado a la crisis financiera internacional de 2009. Si expresamos los ahorros netos por la sustitución de gasolina por GLP vehicular en valores de 2014, ascienden a más de US\$ 1 000 millones para la economía peruana en su conjunto.

7.3. IMPACTO ECONÓMICO EN EL SECTOR PÚBLICO

En el contexto fiscal, el sector hidrocarburos contribuye con la sociedad peruana mediante pago de tributos, regalías por contratos de licencias y contribuciones por contratos de servicios. Las regalías son parcialmente distribuidas por canon y sobrecanon petrolero. La repartición de los ingresos fiscales generados por la explotación de los hidrocarburos líquidos se muestra en el **gráfico 7-8**. En términos generales, los recursos fiscales se recaudan por regalías e impuesto a la renta (IR). Sin embargo, son administrados

y distribuidos principalmente por canon y sobrecanon. El monto de las regalías es determinado por los contratos de licencia y se calcula del producto de la tasa de la regalía por el valor de la producción fiscalizada, siendo Perupetro el encargado de su recaudación. En el caso de los contratos de servicios, los ingresos al fisco son las llamadas regalías equivalentes, que resultan de descontar al valor de la producción de estos contratos (la retribución que reciben los contratistas de los mismos).

Es preciso mencionar que las empresas con contratos para realizar actividades en el *upstream* gozan --según el TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, LOH (D.S. N° 042-2005-EM)-- de estabilidad del régimen tributario vigente a la fecha de la firma del contrato. En términos generales, los beneficios son: (i) régimen tributario y cambiario vigente a la fecha de la firma del contrato hasta su término, (ii) importación de bienes e insumos para

la fase de exploración y la exportación de hidrocarburos libre de gravámenes, (iii) libre manejo y disponibilidad de divisas, (iv) libre disponibilidad de hidrocarburos, (v) arbitraje internacional o nacional, y (vi) pago en efectivo de sus tributos.

El canon petrolero se define como el aporte que reciben los gobiernos locales y regionales del total de ingresos y rentas obtenidos por el Estado gracias a la explotación económica del petróleo. A partir de las regalías petroleras determinadas según el porcentaje estipulado en cada contrato de explotación, se destina a las regiones 15% del valor de la producción total de petróleo por concepto de canon y 3.75% del valor de la misma producción por concepto de sobrecanon. Adicionalmente, según el Artículo 6 de la LOH, se distribuye 1.50% a Perupetro, 0.75% al MEM, 0.75% a Osinergmin y el resto se entrega al Tesoro Público.

Mediante la Ley 29693, "que homologa el canon y sobrecanon por la explotación de

petróleo y gas en los departamentos de Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y en la provincia de Puerto Inca del departamento de Huánuco al canon a la explotación del gas natural y condensados", se agregó como concepto de canon y sobrecanon 50% del IR pagado por las empresas que explotan el petróleo nacional y de las que brindan servicios complementarios a la extracción de hidrocarburos.

En el caso particular del canon petrolero, en el **cuadro 7-2** se muestran los criterios de distribución establecidos por las normas respectivas a cada región y sus modificatorias. A partir de este punto, es posible identificar al canon petrolero como una importante herramienta de los gobiernos locales y regionales en el desarrollo de sus comunidades, debido a que su uso se ha destinado, exclusivamente, al financiamiento o cofinanciamiento de proyectos de inversión pública, orientados a brindar acceso universal a los servicios y que generen beneficios a la sociedad. Asimismo, los gobiernos regionales

entregan un porcentaje del total percibido por canon a las universidades públicas e institutos superiores o tecnológicos de su circunscripción. Este monto se destina solo a la inversión en investigaciones científicas y tecnológicas que potencien el desarrollo regional.

La evolución de la contribución del sector hidrocarburos a la sociedad ha mostrado una tendencia creciente, impulsada por el incremento de la explotación de LGN: pasó de más de US\$ 660 millones en 2005 a más de US\$ 2 000 millones en 2014, como se observa en el **gráfico 7-9**.

En términos de contribución de cada fuente de ingresos fiscales, se observa que entre 2005 y 2014, el IR pasó de representar 22% a cerca de 35% de la contribución del sector hidrocarburos, el resto corresponde a las regalías (ver **gráfico 7-10**). Ambos conceptos contribuyen al monto de canon y sobrecanon petrolero, tal como se mostró en el **gráfico 7-8**.

La contribución fiscal del sector hidrocarburos a la sociedad peruana pasó de US\$ 662 millones en 2005 a más de US\$ 2 009 millones en 2014.

Gráfico 7-7
Evolución de los ahorros por uso GLP vehicular, 2006-2014

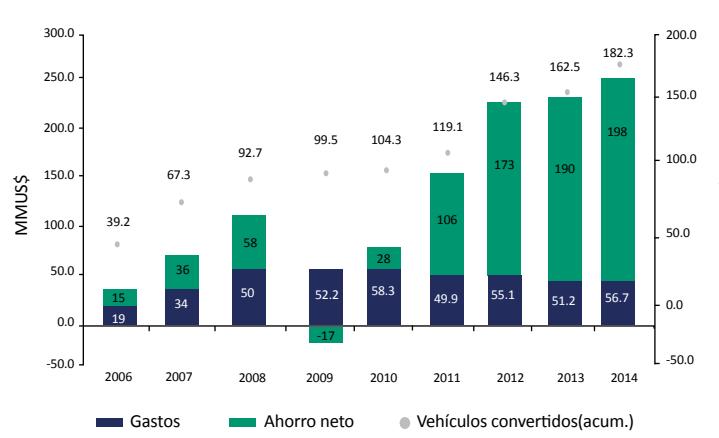
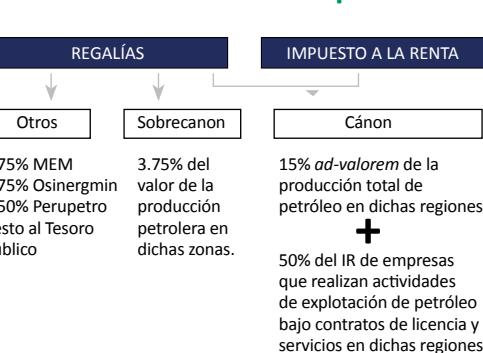


Gráfico 7-8
Distribución de los ingresos fiscales generados por la explotación de los hidrocarburos líquidos



Fuentes: MEF y Perupetro. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Cuadro 7-2
Criterios de distribución del canon petrolero

Regiones	%	Beneficiarios
Loreto	52%	Gobierno Regional
	40%	Municipalidades provinciales del departamento
	5%	Universidad Nacional de la Amazonía
	3%	Instituto de Investigación de la Amazonía Peruana
Ucayali	40%-70%	Concejos municipales
	52%-20%	Gobierno regional
	5%	Universidades públicas
	0%-3%	Institutos tecnológicos nacionales
	3%-2%	Instituto de Investigación de la Amazonía Peruana
Tumbes	70-50%	Municipalidades distritales y provinciales del departamento
	20-40%	Gobierno regional
	5%	Universidades nacionales
	5%	Institutos superiores pedagógicos y tecnológicos nacionales
Piura	20%	Gobierno regional
	20%	Municipalidades distritales y provinciales donde se ubica la producción
	50%	Otras municipalidades distritales y provinciales del distrito
	5%	Universidades públicas
Huánuco	5%	Institutos superiores pedagógicos y tecnológicos nacionales
	100%	Consejos municipales del distrito de Puerto Inca

Fuentes: MEF y Perupetro. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 7-9
Evolución de la contribución fiscal del sector hidrocarburos a la sociedad peruana, 2005-2014

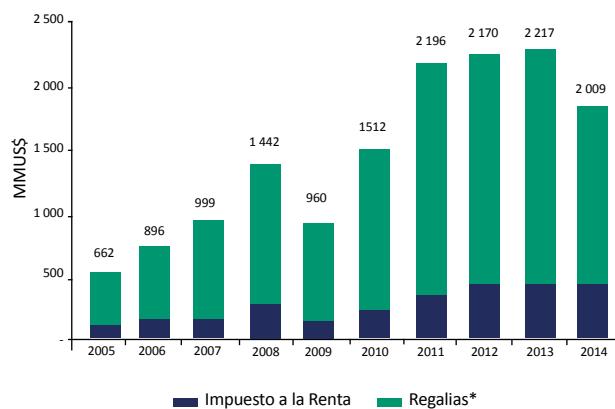
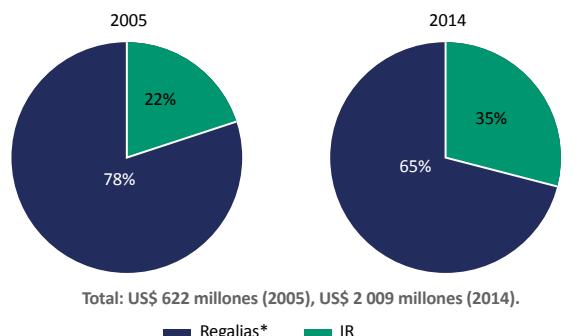




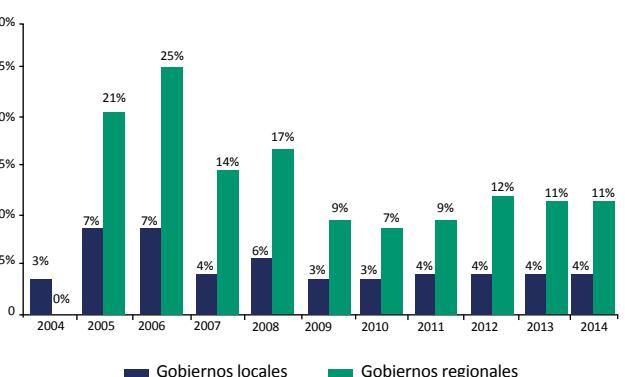
Gráfico 7-10
Contribución del sector hidrocarburos a la sociedad peruana vía recursos fiscales 2005 y 2014



Nota.*Incluye ingresos por regalías cobradas por exploración y/o explotación de petróleo Líquido de Gas Natural.

Fuentes: Perupetro y SUNAT. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-11
Transferencias por canon y sobrecanon petrolero respecto del total de transferencias a los gobiernos locales y regionales, 2004-2014



Notas.*Incluye ingresos por regalías cobradas por exploración y/o explotación de petróleo Líquido de Gas Natural.

Fuentes: Perupetro y SUNAT. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Por otro lado, en relación con las transferencias recibidas por los gobiernos regionales y locales, en el **gráfico 7-11** se observa que el canon a los gobiernos locales ha mantenido su participación a lo largo del tiempo. Así, mientras que en 2004 solo representaba 3% del total de transferencias recibidas, en 2014 representó 4%. En el ámbito de los gobiernos regionales, su relevancia ha oscilado entre 7% y 25%, ubicándose en 2014 en 11% del total de transferencias recibidas. Asimismo, se puede observar que en los primeros años del periodo analizado, el canon petrolero creció fuertemente, es probable que gracias al alza de los precios del petróleo y los derivados exportados. En términos monetarios, el canon petrolero para gobiernos regionales y locales ha totalizado un monto promedio anual cercano a S/. 770 millones.

Finalmente, en el **gráfico 7-12** se muestra que el grado de ejecución del gasto financiado con los recursos fiscales

7.4. IMPACTO DE OSINERGMIN: CASOS DE ESTUDIO

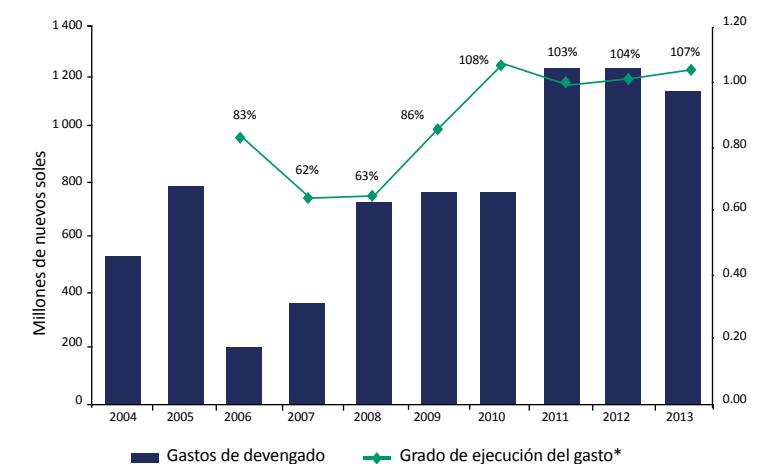
provenientes del sub sector hidrocarburos líquidos tuvo una tendencia creciente desde 2006 hasta 2010. Desde entonces creció hasta una ejecución de más de 100% del total transferido, lo cual se explica por qué algunos gobiernos regionales y locales no pudieron ejecutar todo el monto transferido de años anteriores. Tal comportamiento puede ser explicado por muchos factores. Zimmermann (2008) expone algunos de los elementos que atentan contra del uso eficiente de los recursos públicos e inversiones de calidad: (i) la baja capacidad de los recursos humanos en las instituciones, (ii) la complejidad de los sistemas administrativos nacionales, (iii) la poca transparencia y (iv) la falta de un adecuado proceso de rendición de cuentas.

energía limpia a poblaciones vulnerables, ha contribuido en la reducción del dióxido de carbono (CO₂). Finalmente, realiza la supervisión y fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; sobre todo en el vertimiento de aguas de producción de petróleo en la Selva peruana.

a. Supervisión de metrología en EE.SS.

Según Saavedra (2011), la supervisión de metrología corresponde a lo que se llama metrología legal dentro del marco de la infraestructura de calidad que consiste en “aquellas mediciones que son reglamentadas por los Estados porque impactan en la equidad, en el comercio, en la salud pública...”. En este contexto, desde el punto de vista económico, la supervisión de metrología es

Gráfico 7-12
Ejecución del gasto devengado por el canon petrolero 2004-2014



Supervisión de estación de venta al público.
Foto OC-Osinergmin.



Procedimiento de control metrológico

Las etapas del proceso de supervisión de control metrológico se pueden resumir de la siguiente manera:

- El supervisor y el personal a su cargo se presentarán en el establecimiento asignado sin previa notificación y se identificará con la credencial otorgada por Osinergmin.
- Se utiliza un medidor volumétrico de cinco galones de capacidad que cuenta con certificado de calibración vigente, al cual se le humedece las paredes interiores con combustible antes del inicio de la prueba.
- Se inicia la prueba despachando a caudal máximo o máxima velocidad cinco galones de combustible desde el dispensador o surtidor. Se lee el nivel del combustible en el visor del medidor volumétrico de Osinergmin.
- Se repite la prueba, pero esta vez a caudal mínimo.
- En ninguna de las dos pruebas el despacho debe ser menor a 0.5% del volumen despachado, caso contrario se inicia procedimiento administrativo sancionador al establecimiento.
- La sanción por cada punto de despacho (manguera) va desde 0.35 UIT a 2.45 UIT, según la cantidad verificada de menos.

una de las herramientas que hacen frente al problema de información asimétrica⁵, donde los grifos y estaciones de servicio tienen una mayor información sobre la calibración de surtidores de abastecimiento y, por lo tanto, de la cantidad que están despachando; mientras que los usuarios finales no disponen de dicha información. Al ser muy costoso para cada usuario realizar la metrología del producto que adquiere (Barzel 1982), la supervisión busca reducir el riesgo a los usuarios cuando se enfrenta a un problema de información asimétrica.

Según Ojeda (2015), entre 1983 y 1992 la competencia de la metrología legal en los distintos sectores productivos estaba a cargo del Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y de Normas Técnicas (Itintec). A partir de 1993, con su disolución, recaería sobre el Instituto de Defensa del Consumidor y de la Propiedad Intelectual (Indecopi). En

abril de 2002, mediante la Ley N° 27699⁶, se otorgó a Osinergmin la competencia de ejercer de manera exclusiva las facultades asociadas al control metrológico y calidad de los combustibles. Asimismo, por artículo 4º del Decreto Supremo N° 045-2005-EM, se dispuso que Osinergmin debe establecer el procedimiento para el control metrológico de los combustibles líquidos y otros derivados de hidrocarburos (OPDH). El procedimiento aplicable para grifos y estaciones de servicio recién fue publicado en agosto de 2006⁷.

• Proceso de supervisión de control metrológico ejecutado por Osinergmin

A mediados de 2002, la Unidad de Fiscalización Especial de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin (GFHL) implementó un programa piloto en Lima Metropolitana con el objetivo de obtener información relevante para el desarrollo de los procesos de supervisión a nivel nacional⁸. Durante 2003 y 2004, realizó visitas de control metrológico a la totalidad de grifos y estaciones de servicio del país (supervisión censal). No obstante, debido a las dificultades logísticas y operativas, la GFHL rediseñó su procedimiento. Para 2005, se reemplazó la contratación de profesionales independientes por el de Empresas Supervisoras, que se encargaron de proveer personal y vehículos necesarios, lo que facilitó la ejecución y redujo 35% el tiempo para dar una vuelta censal.

En 2006 se realizaron mejoras al procedimiento del control metrológico conforme a las normas internacionales y normas técnicas peruanas, lo cual se materializó mediante el nuevo Procedimiento para el Control Metrológico de los Combustibles Líquidos y OPDH,

aprobado por Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin, RCD N° 0400-2006-OS/CD. Luego, en el periodo 2009-2010, se hizo una prueba piloto a nivel muestral, de donde se obtuvo información relevante para elaborar los lineamientos del proceso de supervisión muestral de metrología. Estas especificaciones se materializaron con la Resolución del Consejo Directivo N° 014-2009-OS/CD y modificatorias.

Desde 2011, Osinergmin ha venido ejecutando procedimientos de supervisión muestrales, cuyas características fueron descritas por Vásquez y Gallardo (2006) como un esquema que permite alcanzar un elevado potencial disuasivo con un esfuerzo de fiscalización razonable debido a que 1) ahorra recursos, 2) aumenta la potencia disuasiva de la supervisión, 3) implica la ejecución de la supervisión de manera continua, 4) permite aplicar un esquema de fiscalización por resultados y 5) hace factible el alcance de una consistencia metodológica entre los instrumentos de supervisión y sanción. Este procedimiento consiste en determinar y seleccionar aleatoriamente una muestra representativa del universo de grifos y estaciones de servicio de combustibles líquidos⁹.

Cabe señalar que el desarrollo de este método ha logrado una mayor presencia regulatoria al incrementar la velocidad de supervisión y el número de vueltas con un presupuesto similar al proceso censal (ver caja 7-1). Asimismo, ha permitido una menor predictibilidad del control, debido a que en cada procedimiento de supervisión se seleccionan muestras con reemplazo, es decir, cada establecimiento siempre tiene la posibilidad de ser seleccionado. Otras mejoras de la política de supervisión metrológica se describen en Ojeda (2015).

El desarrollo de mejoras al procedimiento de supervisión, fiscalización y estrategias operativas, han permitido reducir los incumplimientos a la normativa de metrología.

El gráfico 7-13 presenta la evolución del porcentaje de mangueras desaprobadas en los procedimientos de control metrológico. Durante el primer año de supervisión, se registró que alrededor de 27% del total de mangueras supervisadas presentaron un desvío mayor al límite permitido (+/- 0.5%). No obstante, el desarrollo conjunto de los procedimientos de supervisión, fiscalización¹⁰ y estrategias operativas (charlas de capacitación a los establecimientos sobre los controles metrológicos, coordinaciones con las municipalidades y fiscalía, entre otros) ha permitido que este indicador registre una reducción exponencial durante 2014 solo a 1% de mangueras desaprobadas.

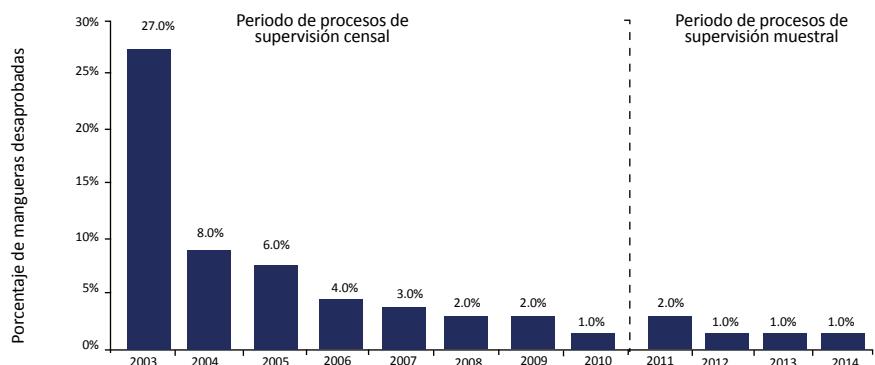
• Cuantificación del impacto económico

En un escenario de información perfecta y completa, el consumidor final recibiría la cantidad de combustible por la que efectivamente pagó. Por ejemplo, si decide adquirir un galón

de gasolina y el precio señalado en el tarifario de la EE.SS es de S/. 9.58 por galón, entonces, bastaría realizar un pago de S/. 9.58 para poder adquirir el galón de combustible necesario. En contraste, en un escenario con información asimétrica (incompleta para el comprador), el usuario no podrá verificar de manera individual la cantidad de combustible que efectivamente está recibiendo. En caso le llegue una cantidad de combustible menor a la que efectivamente está pagando, tendrá dos fuentes de pérdida de bienestar. La primera está asociada a la cantidad no despachada valorizada al precio nominal y la segunda viene dada por la necesidad del usuario de adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros.

Siguiendo la metodología desarrollada por Fisher (2008), pero ajustándola para considerar los efectos en los ingresos de los consumidores según lo desarrollado por Hausman (1981) en un contexto de equilibrio parcial, se determinó el impacto de la menor

Gráfico 7-13
Evolución del porcentaje de mangueras desaprobadas, 2003-2014



Fuente: Oficinas regionales - Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin

cantidad de combustible despachada por la pérdida de bienestar del consumidor, la misma que es medida por la VE (representa lo máximo que están dispuestos a pagar los consumidores de combustibles para que el Estado mantenga la política pública de control metrológico que le brinda mayor bienestar) (ver **acápite 7-2** en el **anexo digital** para más detalles).

En el **gráfico 7-14** se muestra un ejemplo que ilustra la pérdida del bienestar del consumidor (área sombreada), considerando la curva de demanda de combustibles compensada¹¹. En el caso de ausencia de información asimétrica, a un precio de S/. 9.58 por galón, la cantidad demandada es de ocho millones de galones. Los usuarios la reciben, obteniendo el valor (en términos monetarios) del bienestar de los consumidores dado por el área del triángulo ACD. No obstante, en el escenario donde el usuario no recibe lo que paga, pierde la cantidad no despachada valorizada al precio nominal (S/. 9.58 el galón), que está reflejada

por el área de color plomo en el **gráfico 7-14**. Por otra parte, la perdida de bienestar de los consumidores, asociada a la necesidad del usuario de adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros, se refleja por el área de color azul en el **gráfico 7-14**, y se estima por el producto del precio adicional (S/. 0.10 el galón= (S/. 9.68-9.58) el galón) que está pagando por cada galón consumido.

El precio adicional resulta de la diferencia entre el precio que realmente está pagando el usuario y el precio nominal por cada galón de combustible. El precio real que asume el usuario está dado por la siguiente expresión:

$$P_R = \frac{P_N}{[1-d\%]}, [7-1]$$

donde,

P_R : Precio real por galón de combustible.

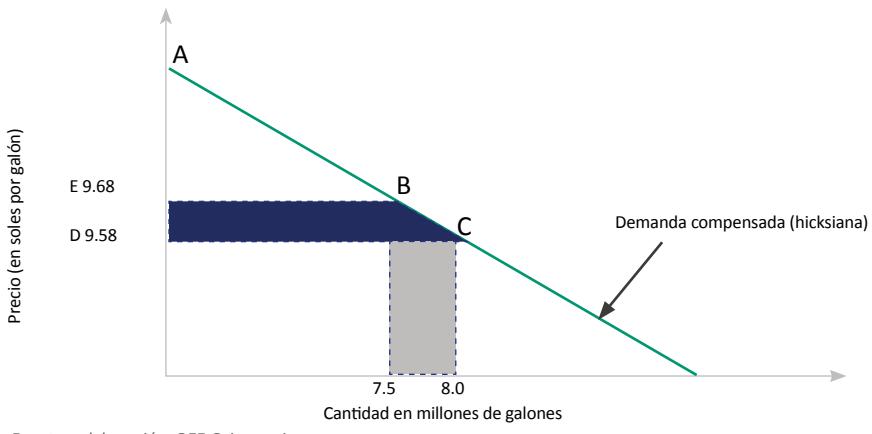
P_N : Precio nominal por galón de combustible (tarifario)

$d\%$: Precio del desvío de la cantidad de combustible.

En este contexto, el efecto de la aplicación del procedimiento de supervisión de metrología resulta de comparar una situación sin supervisión de metrología (escenario contrafactual) versus los resultados de la aplicación del procedimiento de supervisión de metrología (escenario real)¹². El escenario contrafactual está determinado por el porcentaje¹³ de menor cantidad de combustibles despachado y por el porcentaje de mangueras que incumplen con la norma de estándares de metrología.

Considerando las elasticidades precio e ingreso de la demanda de combustibles (Vásquez¹³, 2005c), el consumo y precio de mercado y una función de demanda isoelástica¹⁴, se calibró la curva de demanda de combustibles para determinar la pérdida de bienestar de los consumidores debido a que ellos reciben una cantidad de combustible menor a la que efectivamente están pagando. Esta pérdida se ajustó con el porcentaje de mangueras que incumplen con la norma.

Gráfico 7-14
Cambio en el bienestar de los consumidores derivado de la menor cantidad de combustible despachado



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin

b. Supervisión de la calidad de combustibles

La supervisión del cumplimiento de la normatividad técnica de calidad en los combustibles ha generado una reducción en el porcentaje de EE.SS. fuera de rango permisible en octanaje, punto de inflamación y contenido de azufre. Como referencia de esta tendencia, el **gráfico 7-15** muestra que en 2004 alrededor de 12.4% de establecimientos supervisados estuvieron fuera de los rangos permisibles de octanaje y/o punto de inflamación, mientras que en 2014 dicho porcentaje se redujo a 1.6%.

Similar al caso del control metrológico, la necesidad de supervisión de la calidad de los combustibles se explica por la asimetría de información, que es una falla de mercado. En un escenario de ausencia de información asimétrica, el consumidor final recibiría

la calidad de combustible por la que efectivamente pagó. Por ejemplo, si decide adquirir un galón de gasohol de 84 octanos, cuyos parámetros de calidad¹⁵ se encuentran dentro del rango permisible, y el precio señalado en el tarifario de la EE.SS es S/. 8 por galón, entonces, bastaría realizar un pago S/. 8 para poder adquirir el galón con la calidad estándar. En contraste, en un escenario con información asimétrica, el usuario no podrá verificar la calidad de combustibles que efectivamente está recibiendo. Si recibe un combustible de menor calidad a la que está pagando, requerirá adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros (un combustible de menor calidad reduce el rendimiento del vehículo).

Se determinó el impacto de la menor calidad de combustible despachada mediante una medición de la pérdida de bienestar del

consumidor, la misma que es medida con la VE (Hausman, 1981) en un contexto de equilibrio parcial: representa lo máximo que estarían dispuestos a pagar los consumidores de combustibles para que el Estado mantenga el control de calidad de combustibles (política que les brinda mayor bienestar al reducir los impactos en su salud y productividad).

I. Intervención de Osinergmin sobre la calidad de los combustibles líquidos

La calidad de combustibles líquidos por Osinergmin se ha ejercido con dos actividades complementarias: i) la supervisión de la calidad de las gasolinas y ii) la supervisión de la calidad del diésel. La idea es verificar si se cumple con las especificaciones técnicas. Por ejemplo, se verifica que el octanaje de la gasolina vendida en un establecimiento autorizado

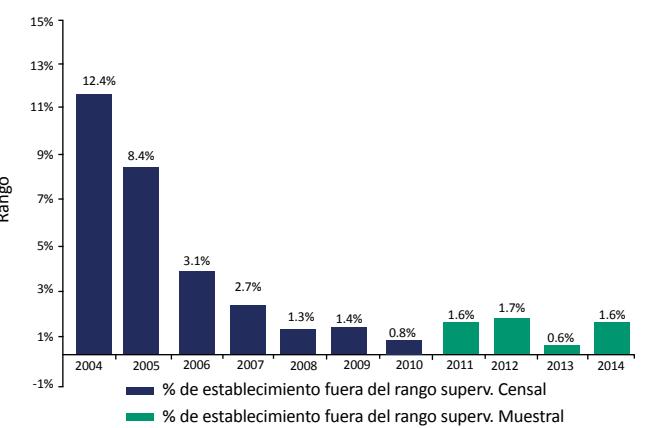
Cuadro 7-3
Impacto económico del proceso de control metrológico según combustible, 2004-2014 (en millones de US\$ de 2014)¹

Año	Gasolinas ^{2/}	Diésel ^{2/}
2004	23.3	29.2
2005	21.3	28.5
2006	21.5	29.8
2007	23.6	32
2008	24.8	36.7
2009	18.7	29.3
2010	22.6	31
2011	24.2	34.4
2012	25.1	37.6
2013	22.5	30.6
2014	20.3	26.1
Total	247.9	345.2

Notas: ^{1/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente a 14.01%, en dólares. ^{2/} Se utilizó una elasticidad precio para las gasolinas de -0.815 y para diésel de -0.43, así como una elasticidad ingreso para las gasolinas de 0.379 y para diésel de 0.696 (Vásquez 2005c).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 7-15
Evolución del porcentaje de establecimientos fuera del rango permisible de calidad de octanaje y punto de inflamación, 2004-2014



Fuente: Oficinas Regionales - Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin

corresponda a su tipo (gasolina de 84 octanos que tenga 84 octanos realmente y así sucesivamente). En el caso del diésel, la supervisión verifica, por ejemplo, que el contenido de azufre no supere las 50 partes por millón (ppm) en un galón de diésel.

Ambos tipos de supervisión se iniciaron en 2002, para 2005 ya se habían establecido procedimientos de supervisión de la GFHL, continuándose con los mismos hasta la fecha. Entre 2005 y 2010 la supervisión se realizó de manera censal, es decir, visitando a todos los establecimientos autorizados para el expendio de gasolinas, pero solo una vez al año. Esta estrategia tenía la debilidad de que los EE.SS. una vez supervisados, podían relajar su cumplimiento de las normas. Para controlar el posible problema, en 2011 se cambió a una supervisión muestral con reemplazo, que ocurría tres veces al año. Bajo este método de muestreo, cada EE.SS. tenía la misma probabilidad de ser seleccionada en cada supervisión (volvía a ser incluido en la segunda y la tercera vuelta). Es decir, cada grifo puede llegar a ser supervisado tres veces al año, aunque con una probabilidad muy baja.

ii. Supervisión de las especificaciones técnicas de calidad de las gasolinas

En el presente caso se analizará el impacto de la supervisión de la calidad, uno de cuyos atributos es el contenido de octanaje. El octanaje o número de octano es una medida de la capacidad de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna¹⁷. Si un combustible no posee el índice de octano suficiente en motores con elevadas relaciones de compresión (comprendidas entre 8.5 y 10.5), se producirá el “autoencendido” de la mezcla, es decir, la

combustión es demasiado rápida y dará lugar a una detonación prematura en la fase de compresión que hará que el pistón sufra un golpe brusco y se reduzca drásticamente el rendimiento del motor, llegando incluso a provocar graves averías. A este fenómeno también se le conoce entre los mecánicos como picado de bielas, pistoneo o cascabeleo. En consecuencia, Osinergmin garantiza el expendio de gasolinas cuyo octanaje no esté más de 1 octano por debajo del especificado, a fin de evitar a los consumidores los problemas señalados. Por ejemplo, se busca garantizar que expendios autorizados no vendan gasolina de 82.9 en vez de 84. Utilizar un combustible con un octanaje superior al que necesita un motor no lo perjudica ni lo beneficia, por lo que el exceso no se penaliza.

Todos los problemas derivados de una menor calidad del combustible al requerido por el motor se traducen en mayores costos de operación vehicular (COV); sin embargo, esta variable no se mide sistemáticamente en el Perú. Por lo tanto, se optó por considerar una relación entre la cantidad consumida (en galones) de gasolinas y calidad del combustible, en el entendido que una menor calidad lleva a un mayor consumo de unidades de combustible a fin de cubrir un mismo recorrido y suponiendo que los trayectos de los usuarios de vehículos no cambian o lo hacen muy lentamente. También se supone implícitamente que estos componentes del COV, tales como el servicio mecánico, el consumo de aceite, repuestos y otros, están correlacionados de manera monótona con el consumo de gasolina. Estos supuestos hacen del consumo de gasolina una aproximación confiable para apreciar el efecto de la supervisión de la calidad del combustible.

iii. Supervisión de las especificaciones técnicas de calidad del diésel

En el presente caso de estudio se analizará el impacto de la supervisión del indicador de contenido de azufre para el diésel por la razón expuesta en el literal anterior. El azufre es un componente importante del petróleo crudo, pero tiene una alta asociación con la emisión de partículas, que es más intensa en el diésel que en las gasolinas.

Según Blumberg et al. (2003), en los vehículos a diésel, la reducción del azufre no solo baja las emisiones de SO₂, sino también las de partículas suspendidas (*particulate matter* en inglés, PM).

Estos autores indican que “reducir los niveles de azufre en el diésel baja tanto las emisiones de PM como los efectos carcinogénicos y tóxicos de las partículas formadas”. Asimismo, citan resultados de estudios según los cuales,

por ejemplo en Japón, una reducción en el contenido de azufre del diésel de 400 a 2 ppm en camiones disminuyó las emisiones de PM a la mitad, mientras que otro estudio con camiones en Estados Unidos, encontró que una reducción en el azufre de 368 a 54 ppm produjo una disminución de 14% en la masa de emisiones de PM. En el cuadro 7-4 se plantea el resumen los principales efectos del azufre lleva a un mayor consumo de unidades de combustible a fin de cubrir un mismo recorrido y suponiendo que los trayectos de los usuarios de vehículos no cambian o lo hacen muy lentamente. También se supone implícitamente que estos componentes del COV, tales como el servicio mecánico, el consumo de aceite, repuestos y otros, están correlacionados de manera monótona con el consumo de gasolina. Estos supuestos hacen del consumo de gasolina una aproximación confiable para apreciar el efecto de la supervisión de la calidad del combustible.

ampliación de su capacidad adquisitiva. El segundo es un efecto de reducción implícita del precio de los combustibles, ya que se logra tener un combustible de mejor calidad (mayor octanaje) pagando el mismo precio. Ambos están asociados a la supervisión de la calidad de las gasolinas. Adicionalmente, hay un tercer componente de beneficio social asociado a la supervisión del contenido de azufre en el diésel y se traduce en una externalidad positiva¹⁹, que es un efecto indirecto, vinculado a la reducción de infecciones respiratorias agudas (IRAs) que se traducen en un menor gasto de tratamiento. El cuadro 7-4, resume los tres componentes.

Primer componente: efecto ahorro

El impacto de la supervisión de la calidad de combustibles resulta de comparar el bienestar de los consumidores en la situación vigente (con supervisión), con el bienestar en una situación sin supervisión. La situación sin supervisión está caracterizada por un nivel de incumplimiento, el cual

está asociado al menor rendimiento de los vehículos debido a que usa un combustible con especificaciones técnicas de calidad fuera del rango requerido. Según un informe Técnico de la Universidad Nacional de Ingeniería (2006), una gasolina fuera del rango reduce el rendimiento vehicular 4% en el caso de la gasolina de 84 octanos y 0.5% en el caso de la gasolina de 90 octanos²⁰.

Para la situación inicial, se asume que 12.4% de los establecimientos incumplen con los estándares de la norma de calidad de combustibles, lo cual corresponde a los registros de supervisión de 2004²¹; y para la situación vigente, se consideran los resultados obtenidos en las supervisiones de los años posteriores hasta 2014. El cuadro 7-5 resume el impacto económico del efecto ahorro atribuible al procedimiento de supervisión de la calidad de las gasolinas para cada año del periodo de evaluación. El efecto ahorro, a valores de 2014, ascendería a US\$ 72 millones.

Segundo componente: efecto precio

La supervisión de la calidad ha tenido el efecto de aumentar el octanaje promedio de las gasolinas expedidas en los EVPs entre 2009 y 2014²². Mediante un análisis econométrico se determinó que parte de esa subida es imputable a la supervisión. Por lo tanto, un usuario estaría adquiriendo una gasolina de mayor octanaje, por la que normalmente debería pagar un precio más alto, al mismo precio de la gasolina convencional. Esto equivale a una reducción del precio de la gasolina de mayor octanaje, inducida por la supervisión (más detalles del análisis estadístico y econométrico, ver acápite 7-3 en el anexo digital).

En el periodo analizado, el octanaje promedio de la gasolina de 90 octanos varió de 90.6 octanos en 2009 a 91.4 octanos en 2014, de acuerdo con la información disponible. No obstante, en ambas etapas, el precio efectivo que se pagaba correspondió a una gasolina de 90 octanos, es decir,

Cuadro 7-4
Componentes del impacto de la supervisión de la calidad de Osinergmin



Componente	Descripción
Efecto ahorro	Ampliación de la capacidad adquisitiva por un menor gasto en combustibles.
Efecto precio	Consumidor paga el mismo precio por un mejor combustible.
Efecto indirecto	Consumidor sufre menos IRAs por una mejor calidad de los combustibles y reduce su gasto.

Elaboración: OEE - Osinergmin

Cuadro 7-5
Impacto económico del proceso de control de calidad según tipo de combustible, 2005-2014 (en millones de US\$ de 2014)¹

Año	Gasohol 84 ² /	Gasohol 90 ² /
2005	3.9	0.3
2006	8.2	0.7
2007	8.2	0.8
2008	9.3	0.9
2009	6	0.7
2010	7.2	0.9
2011	6.5	0.9
2012	5.8	0.9
2013	5.2	0.9
2014	3.8	0.8
Total	64.0	7.8

Notas: ^{1/} Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente a 14.01%, en dólares. ^{2/} se utilizó una elasticidad precio para las gasohol 84 de -0.648 y para gasohol 90 de -0.849, así como una elasticidad ingreso para las gasohol 84 de 0.251 y para gasohol 90 de 0.44 (Vásquez, 2005c).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

la supervisión de octanaje “abarató” el precio por octano. A valores de 2009, implícitamente, el precio de un octano fue S/. 0.099²³. Con la supervisión, ese precio bajó a S/. 0.098 (por un galón de gasolina de 90 se pasó de S/. 8.87 a S/. 8.79). En el caso de la gasolina de 84 octanos, esos precios implícitos (a soles de 2009) pasaron de S/. 7.7 a S/. 7.6.

Dado que la supervisión lleva a un abaratamiento de la gasolina de más octanaje, de modo que acceden a un mayor nivel de bienestar, cabe responder a la

En un escenario conservador el efecto indirecto de control de calidad de combustible se estimó en cerca de US\$ 4 millones.

siguiente pregunta: ¿cuánto sería la mínima cantidad de dinero que estarían dispuestos a aceptar los consumidores para acceder a este beneficio si se dejaran de hacer las supervisiones? La respuesta es la VE en el ingreso, la cual es la medida económica correcta del cambio en el bienestar²⁴. Los resultados de la estimación del efecto precio se presentan en el cuadro 7-6.

Los resultados indican que la VE promedio mensual por familia²⁵ es S/. 1.89 para la gasolina de 84 octanos, es decir, aproximadamente S/. 23 anuales por familia. Considerando que en promedio hubo 3 417 familias con auto por distrito en los 601 distritos de la muestra disponible, la VE anualizada total resulta S/. 89.6 millones a valores de 2014. Esta cifra, expresada en dólares de 2014 asciende a US\$ 31.5 millones. Para la gasolina de 90 octanos la VE total anualizada asciende a US\$ 20.9 millones a valores de 2014.

Efecto indirecto

En cuanto al efecto indirecto de la supervisión del cumplimiento del contenido

de azufre en el diésel sobre la incidencia de IRAs, se estimó que la reducción de la proporción de EVPs que incumplieron el estándar de contenido de azufre en el diésel llevó en 2009 a una reducción de 25 casos de IRAs por cada mil adultos (personas entre 18 y 59 años) en promedio por distrito, y a 39 casos menos en 2014.

La reducción de casos de IRAs, de los cuales el más frecuente es el resfriado común y el más grave es la neumonía, aumenta directamente el bienestar a las familias mediante del ahorro en gastos médicos (consultas, medicamentos, dietas), pero también trae otras mejoras indirectas, por ejemplo, se recuperan días de trabajo que antes se perdían por la enfermedad. Según la Unión Europea²⁶, esto deben contabilizarse para dimensionar adecuadamente el efecto total de la reducción de la incidencia de enfermedades como las IRAs. En los países de la Unión Europea el costo *per cápita* evitado por una IRA se calculó en 105 euros de 2011²⁷. Para transferir ese valor al contexto peruano, se tomó la fórmula de transferencia de valores unitarios, que se usa comúnmente en valoración ambiental, dada en Vásquez (2006b, pg. 54).

Con este método, el costo ahorrado por persona debido al no gasto en IRAs se estimó en S/. 247.4 anuales, a precios de 2014. Así, el promedio anualizado por distrito aumentó de S/. 17.5 mil a S/. 27 mil debido a la reducción estimada promedio de dos casos por cada mil habitantes por distrito (ver **acápite 7-3** en el **anexo digital** para detalles de cálculo). Considerando los 601 distritos en la muestra, el aumento en el ahorro inducido por el control de azufre asciende a S/. 5.6 millones o US\$ 3.8 millones dólares de 2014. Cabe mencionar que esta estimación es conservadora, puesto que

no incluye todos los casos de IRAs ni los efectos negativos indirectos para las familias y la sociedad en su conjunto, por ejemplo la pérdida en la productividad. El **cuadro 7-7**, muestra el impacto desagregado en un flujo equivalente anual.

Debe señalarse que en el cálculo de las anualidades se ha considerado que estas se realizan al final de cada periodo, de modo que lo generado en 2009 se paga al inicio de 2010, por lo que se anota en ese año.

En resumen, se ha estimado el impacto de la supervisión de calidad en los combustibles vehiculares desagregándolo en tres componentes: el efecto ahorro y el efecto precio en la supervisión de las especificaciones técnicas de calidad de las gasolinas y el efecto indirecto por la reducción de las IRAs asociado a la supervisión del contenido de azufre en el diésel.

En el caso de las gasolinas, los efectos implican que la supervisión ha tenido un

efecto sobre la capacidad adquisitiva de los hogares, por un lado, y un impacto de reducción implícita del precio del combustible, por otro. Estos dos efectos ascenderían a US\$ 124.2 millones entre 2005 y 2014, a valores de 2014. En el caso del azufre, el efecto indirecto totaliza US\$ 3.8 millones para el periodo 2010-2014, a valores de 2014. El impacto total de la supervisión de la calidad de octanaje y azufre es igual a la suma de estos montos, lo cual totaliza US\$ 128.1 millones, a valores de 2014.

incluyen el presupuesto de la ejecución de la supervisión y el costo de los fondos públicos. Así, se obtiene una ratio beneficio costo de 17.2. Es decir, que cada dólar asignado por la sociedad al procedimiento de supervisión de la calidad de los combustibles líquidos generaría US\$ 17.2 dólares de beneficio para la sociedad.

c. Reducción de las emisiones de CO₂ por la intervención del FISE

Mediante la Ley N° 29852 se creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y, por disposición transitoria del reglamento, aprobado mediante D.S. N° 021-2012-EM, Osinergmin fue designado (por los dos años siguientes a su promulgación) como administrador del FISE, es decir, hasta el 12 de abril de 2014. Este plazo fue prorrogado por tres años por la Septuagésima Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014. El FISE tiene como una de sus finalidades la promoción de estas fuentes de energía, principalmente el GN y el GLP, de manera que se mitiguen las emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂). La presente sección tiene por objetivo dar una medida del impacto alcanzado por el FISE en la mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero, en particular el CO₂, mediante la compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales (referido al subsidio al consumo de balones de GLP de 10 kg mediante los vales FISE).

• Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)²⁹

El número de beneficiarios en el padrón a nivel nacional a julio de 2015 totaliza cerca de

Cuadro 7-6
Variación equivalente estimada por tipos de gasolina

Variación equivalente	84	90
VE mensual promedio por familia (en soles)	1.89	1.30
VE total para el periodo 2010-2014 (en millones de soles a valores de 2014)	89.59	59.44
VE total anualizado (en millones de US\$ a valores de 2014 ¹)		
2010	8.1	5.3
2011	7.1	4.7
2012	6.2	4.1
2013	5.4	3.6
2014	4.8	3.2
Total (en millones de US\$ a valores del 2014)	31.5	20.9

¹ Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares. Debe señalarse que en el cálculo de las anualidades se ha considerado que estas se realizan al final de cada periodo, de modo que lo generado en 2009 se paga al inicio de 2010, por lo que se anota en ese año.

Fuente y elaboración: OEE.

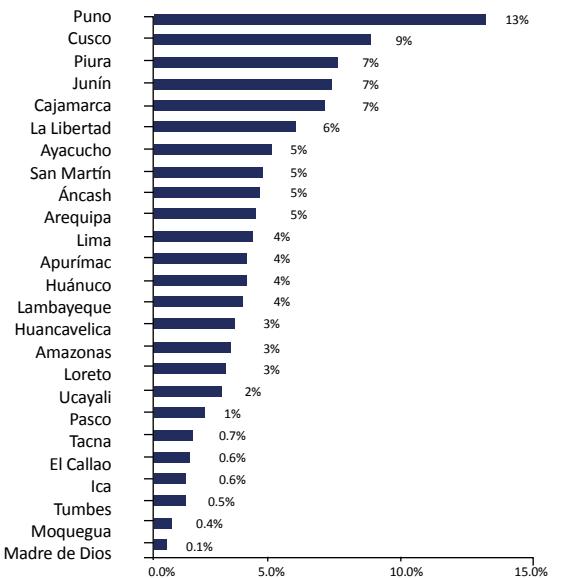
Cuadro 7-7
Flujo equivalente anual del efecto de la supervisión de contenido de azufre en diésel (millones de US\$ de 2014)

Año	Monto ¹
2010	1.0
2011	0.9
2012	0.8
2013	0.7
2014	0.6
Total	3.8

Nota. ¹ Se utilizó una tasa social de descuento ajustada equivalente al 14.01%, en dólares. Debe señalarse que en el cálculo de las anualidades se ha considerado que estas se realizan al final de cada periodo, de modo que lo generado en 2009 se paga al inicio del 2010, por lo que se anota en ese año.

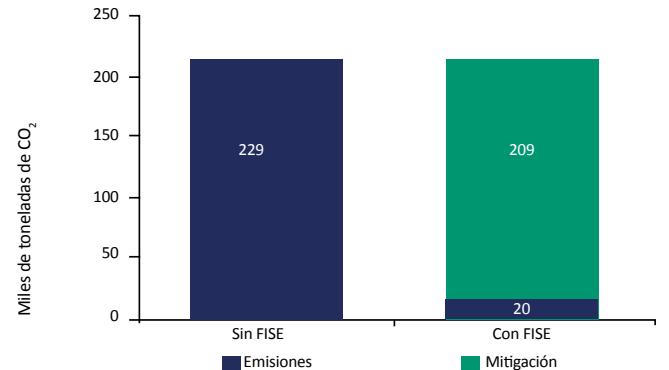
Elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 7-16
Porcentaje de beneficiarios empadronados a julio de 2015 por región



Fuente: Proyecto FISE. Elaboración: OEE - Osinergmin

Gráfico 7-17
Impacto del FISE en términos de emisiones de CO₂



Fuente: Proyecto FISE, GFHL- Osinergmin e INEI. Elaboración: OEE- Osinergmin.

1.2 millones. Puno es el departamento con mayor cantidad de beneficiarios (ver **gráfico 7-16**). Desde el inicio de la distribución de los vales en julio de 2012 hasta julio de 2015 se han canjeado más de 13.3 miles de vales tanto físicos como digitales. Por otro lado, de acuerdo con información del FISE³⁰, el número de distritos a nivel nacional en donde el programa está interviniendo es 1 736.

• Impacto en la mitigación de emisiones de CO₂ de los vales FISE

Teniendo en cuenta los supuestos y datos expuestos en el **acápite 7-4** del **anexo digital**, los resultados agregados indican que, sin el FISE, los hogares que entre 2013 y julio 2015 habrían canjeado vales y que antes consumían carbón vegetal o leña para cocinar, habrían emitido un acumulado de alrededor de 229 mil toneladas de CO₂. Con la sustitución del GLP se estima que la emisión acumulada entre 2013 y julio de 2015 habría ascendido a solo 20 mil toneladas, disminuyendo 91% de las emisiones (ver **gráfico 7-17**).

La mayor mitigación de toneladas de CO₂ emitidas se habría obtenido en las regiones del centro y sur³² (29% y 47%, respectivamente, ver **gráfico 7-18**). Por otro lado, la baja de emisiones de CO₂ entre los hogares pobres ha tenido un impacto relativamente mayor entre los hogares pobres extremos. La incidencia de la mitigación total de las emisiones de CO₂ ha alcanzado a 39% a los hogares pobres extremos y a 32% a los hogares pobres no extremos. Esto se debe a que una mayor proporción relativa de hogares pobres extremos utiliza leña o carbón (a comparación de los hogares pobres no extremos).

Por otro lado, con el objetivo de estimar en términos monetarios el impacto del FISE, se considera como si este proyecto hubiese sido diseñado para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de manera que le fuera posible certificar dicha mitigación y venderla como bonos en un mercado de carbono de referencia (ver el **acápite 7-6** del **anexo digital** para una explicación de los bonos de carbono). El precio³² promedio anual del bono de carbono del mercado de la European Union Allowances (EUA)³³ aumentó 35.7% en 2014 con respecto a 2013 hasta los US\$ 7.96 por tonelada de CO₂. Debido a la insuficiencia de información, se utilizará el precio promedio de 2014 para los meses de 2015.

El valor total de la mitigación asciende a US\$ 1.6 millones a valores de 2014 (ver **gráfico 7-19**). Si bien este monto puede considerarse modesto, cabe tener en cuenta que únicamente representa el impacto en

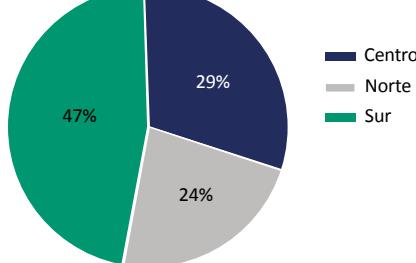
el sector residencial del cambio del uso de fuentes de energía en favor del GLP y no incluye el impacto en el sector comercial o industrial.

Una primera aproximación a la medición del ratio beneficio costo (en adelante B/C) asociado a la contribución del FISE para mitigar las emisiones de CO₂, considera como beneficio la valorización de la reducción de las emisiones de CO₂ (US\$ 1.6 millones a valores de 2014), y como costo social al costo administrativo de la distribución del vale (comprende los costos operativos de la Empresas de Distribución Eléctrica, los gastos del administrador del FISE, entre otros - US\$ 664 mil a valores de 2014, obteniéndose un ratio de 2.4). Es decir, por cada dólar de costo administrativo de distribución del vale FISE, se obtendría US\$ 1.4 adicional para la sociedad, como consecuencia de la mitigación de emisiones de CO₂. Es importante señalar que la medición del ratio



B/C de todos los programas promovidos por el FISE (por ejemplo, masificación del GN, ampliación de la frontera energética, entre otros) debe considerar, entre otros factores, el beneficio a los hogares por la transferencia monetaria vía los vales, la sustitución de combustibles más contaminantes, la reducción de las enfermedades respiratorias y el costo social de los fondos públicos para financiar el fondo.

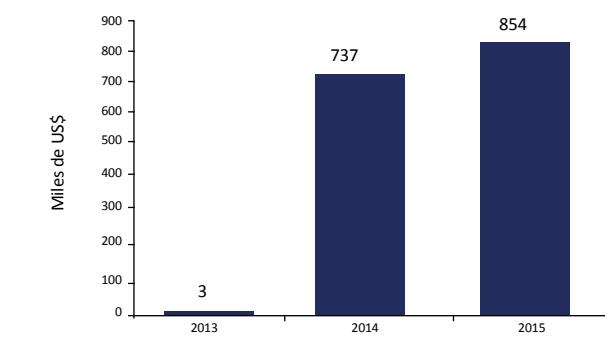
Gráfico 7-18
Mitigación de las emisiones de CO₂ por zona geográfica



Total de reducción de emisiones: 209 mil toneladas de CO₂

Fuente y Elaboración: OEE- Osinergmin

Gráfico 7-19
Evolución de la valorización de la mitigación de las emisiones de CO₂ por la implementación del FISE, a valores de 2014



Fuente y elaboración: OEE- Osinergmin.

d. Supervisión de las actividades de exploración y explotación

Después de 38 años, por intervención de Osinergmin y el cumplimiento del compromiso asumido por la empresa a cargo de los lotes en explotación³⁴, se dejaron de verter a bosques humedales, quebradas y ríos de la Selva norte, cerca de un millón de barriles por día de aguas de producción de pozos petroleros. Estas eran contaminantes, con muy alta salinidad, salían de los pozos con temperaturas superiores a 70 °C, afectando el balance natural del ambiente en la zona de impacto³⁵.

Mediante un trabajo en equipo entre la Oficina de Estudios Económicos, Asesoría Legal y la GFHL de Osinergmin, se realizó la tipificación

de la escala de multas y sanciones de hidrocarburos, se tomaron medidas cautelares y correctivas de cierre de pozos petroleros ante incumplimientos encontrados a la normativa ambiental y se realizaron coordinaciones internas con diversas áreas de la GFHL para la ejecución de sanciones. Finalmente, se determinó la metodología de valorización y cálculo de multas y ejecución de sanciones. Con propósitos referenciales, se realiza una estimación del impacto del vertimiento de agua. Considerando el valor de la hectárea de bosque desforestado, ascendente a US\$ 445 mil³⁶, con la cantidad de hectáreas de bosques humedales afectadas, aproximadamente 180 hectáreas³⁷, se obtienen US\$ 125 millones, como se observa en el cuadro 7-8.

Adicionalmente, la empresa invirtió aproximadamente US\$ 520 millones para cumplir con este compromiso, comprando e

instalado equipos, tales como: 43 tanques de almacenamiento, 102 kilómetros de ductos, 26 bombas "booster" de 100 000 barriles de capacidad y 250 libras por pulgada cuadrada (psi) de presión, 58 bombas HPS de 27 000 barriles y 2500 psi, estaciones eléctricas con una potencia total de 70 mega watts y "toppigs plants" con una capacidad total de 8 000 barriles por día de procesamiento. Osinergmin continua su labor supervisora, verificando que la reinyección de agua se realice en las estructuras de donde proviene la producción de los pozos de forma segura y preveniendo la contaminación de las aguas dulces subterráneas.

7.5. SÍNTESIS DE LOS IMPACTOS

Como se ha visto en el presente capítulo, los impactos económicos generados por el sector de hidrocarburos líquidos en la economía del país se observan tanto a nivel macroeconómico como microeconómico. En el ámbito macroeconómico se ha estimado que un incremento de 10% de la capacidad de refinación de petróleo o de la producción de petróleo y LGN tiene un efecto positivo sobre el PBI, la Balanza Comercial y el resultado fiscal primario. Asimismo, los eventos analizados muestran que en todos los casos los hogares son beneficiados.

Con respecto al resto de impactos analizados en el presente capítulo, cabe señalar que los valores hallados son conservadores, si no se cuantifican las externalidades de los usos alternativos de los fondos públicos o los impactos colaterales sobre la productividad laboral y la salud de los agentes en todas sus dimensiones. Por otro lado, los resultados han sido obtenidos utilizando las fuentes de información disponibles (tanto oficiales

de carácter público como provenientes de investigaciones académicas y técnicas de carácter privado), las cuales difieren en su grado de confiabilidad, pero que se juzgan, en promedio, como adecuadas.

En primer lugar, se estimó el efecto de los LGN de Camisea en la Balanza Comercial de hidrocarburos del GLP comparando el escenario real con el escenario contrafactual de la ausencia del desarrollo de las reservas de Camisea. Los resultados revelan un impacto de US\$ 11 258 millones para el período 2004-2014, mientras que los ahorros generados por la sustitución de gasolinas por GLP vehicular superan US\$ 1 000 millones para el período 2006-2014. El impacto en el sector público, asociado al aporte por regalías y por el IR de los hidrocarburos líquidos supera US\$ 25 000 millones para el período 2005-2014.

El efecto de cuatro políticas públicas ejecutadas por Osinergmin ha sido importante. La primera, en términos de impacto monetario absoluto es la de control metrológico, con un monto cercano a US\$ 600 millones para el período 2004-2014. La segunda de las políticas públicas es la supervisión de la calidad de combustibles, cuyo impacto se estima en US\$ 128 millones para el período 2005-2014. La tercera es el impacto en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono por el consumo de GLP subsidiado gracias al FISE y totaliza un valor de US\$ 1.6 millones. La cuarta es la de supervisión y fiscalización de los campos petroleros, específicamente, con respecto al vertimiento de aguas de producción al suelo de la Selva peruana, con un total de US\$ 125 millones de mitigación del impacto ambiental. En el cuadro 7-9 se resumen los impactos estimados.

**Cuadro 7-8
Impacto económico del proceso de supervisión de campos petroleros de explotación 2003-2009 (en US\$ actualizado a 2014)**

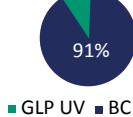
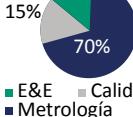
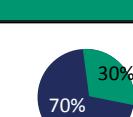
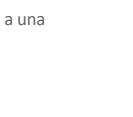
Tipo de valor	Aspecto, atributo o servicio ambiental	Año del estudio: 2005 S/. de 2005	Valor actualizado a 2014 (en US\$) ^{2/}
Valor de uso directo	Varios ^{1/}	611 101	294 474
Valor de uso indirecto	Varios ^{1/}	311 602	150 153
Valor de uso opción	Protección de la biodiversidad	1 193	575
Valor de existencia	Preservación del ambiente	246	119
Valor perdido por ha de bosque deforestado		924 142	445 321
Has estimadas afectadas			280
Beneficio imputable a la regulación (Millones de US\$)			125

Nota. ^{1/} Para el valor de uso directo se consideraron como atributo o servicio ambiental a la producción de madera, producción agrícola y fauna. Para el valor de uso indirecto se consideró al atributo de regulación hídrica, control de erosión del suelo, control de incendios, control de nutrientes y valor de la biodiversidad.

^{2/} Se utilizó el valor de transferencia para actualizar los valores que estaban con cifras del año 2005 en Vasquez (2006b).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin

**Cuadro 7-9
Valores del impacto del sector hidrocarburos líquidos en los aspectos analizados**

Impacto	Escenarios: Aumento de la		
	Modelo de Equilibrio General Computable	Capacidad de refino en 10%	Producción de petróleo en 10%
PBI	0.1%	0.15%	0.22%
Balanza Comercial	0.15%	0.27%	0.40%
Resultado Fiscal Primario	0.03%	0.07%	0.14%
Bienestar			
Hogar rico	0.11%	0.19%	0.31%
Hogar pobre	0.09%	0.16%	0.25%
Impacto en el sector	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2014) ^{1/}	
Sector público	2005-2014	25 395	
Impactos por la explotación de LGN	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2014) ^{1/}	
Balanza Comercial GLP	2000-2014	11 258	
Ahorros para la economía por el uso de GLP vehicular	2006-2014	1 069	
Total		37 722	
Osinergmin: 4 políticas públicas ejecutadas por la institución	Periodo de análisis	Monto (en millones de US\$ de 2014) ^{1/}	
Supervisión metrológica	2004-2014	593	
Supervisión de calidad	2005-2014	124	
Supervisión y fiscalización exploración y explotación	2003-2014	125	
Impactos indirectos			
Proyecto FISE (emisiones CO ₂)	2013-2015	1.6	
Supervisión por calidad (azufre, IRAs)	2009-2014	3.8	
Total		847	

^{1/} Los montos corresponden a los impactos realizados en dólares de 2014 actualizados a una tasa de 14.01%.

Fuente y elaboración: OEE - Osinergmin



IMPACTOS DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 20 AÑOS

A partir de enero de 2010 se inició en Perú la comercialización de gasoholes, en sustitución de las gasolinas convencionales, con menor emisión de gases de efecto invernadero en el consumo. El desarrollo del GLP ha reemplazado parcialmente el uso de leña y carbón como fuentes de energía que son más contaminantes. El GLP ha sido importante en los últimos años en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en los hogares. El GLP obtenido de Camisea abastecía el mercado nacional, pero desde 2015 no alcanza y se requiere su importación. El avance tecnológico presenta importantes oportunidades de exploración y explotación de hidrocarburos, aunado a la aprobación del reglamento de las asociaciones público privadas en 2014, la creación de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos en 2013 y la requerida adecuación del Plan Energético Nacional 2014-2025 en lo correspondiente a fortalecer al subsector hidrocarburos. El objetivo es prevenir y mitigar riesgos que impacten en costos de exploración y explotación, en un entorno de volatilidad de precios, que redundará en el crecimiento del país.

*Ing. Carlos Federico Barreda Tamayo,
Miembro del Consejo Directivo.*

The background image shows a large industrial facility, likely a refinery or chemical plant. It features several tall, cylindrical storage tanks and complex networks of pipes and walkways. The sky above is a clear, pale blue.

08

EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS

¿QUÉ ESPERAMOS DE LA INDUSTRIA?



El futuro de los hidrocarburos ¿Qué esperamos de la industria?

Los hidrocarburos líquidos han tenido un impacto importante en el Perú, tal como se discutió en el [capítulo 7](#). Además, han sido esenciales en el desarrollo energético. Por eso el Estado peruano ha apostado por una política de seguridad energética que promueva proyectos sostenibles y obras de infraestructura energética que permitan su aprovechamiento.

Topping Plant, Lote 8.
Foto GFHL-Osinergmin.

EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS

¿Qué esperamos de la industria?

Recientes estudios muestran que existen requerimientos de desarrollo de infraestructura en energía, pues su brecha asciende a cerca de US\$ 33 000 millones, alrededor de 16% del Producto Bruto Interno (PBI) de 2014. En el **cuadro 8-1** se muestra esta situación por sectores.

La ejecución de proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos líquidos permitirá cerrar la brecha de infraestructura y afianzar la seguridad energética. Los de inversión privada anunciados para el periodo 2015–2017 e identificados por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en su Reporte de Inflación de mayo de 2015¹, se muestran en el **gráfico 8-1**. Los compromisos de inversión privada anunciados para el sector de hidrocarburos ascienden a 18% del total.

Existen también proyectos adicionales, sobre todo relacionados a la expansión de la capacidad de almacenamiento y abastecimiento de combustibles, como las plantas y terminales de Ilo, Puerto Maldonado, Pasco, Bayóvar y Pariñas. En total, una inversión aproximada de US\$ 60.5 millones, que sumados a los citados por el BCRP llegan a US\$ 7 284.5 millones.

Adicionalmente se han promulgado medidas de promoción de inversión y para el afianzamiento de la seguridad energética.

Como se mencionó en el **capítulo 4**, se promulgaron dos instrumentos importantes para este objetivo. Primero, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 (D.S. N° 064-2010-EM), que tiene como objetivo alcanzar la suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de

electricidad e hidrocarburos para asegurar el abastecimiento energético. Segundo, el Plan Energético Nacional 2014–2025 del Ministerio de Energía y Minas (MEM), que plantea un abastecimiento energético competitivo, seguridad y acceso universal a la energía, así como desarrollar los recursos

Cuadro 8-1
Brecha de Infraestructura 2012-2021

Sector	Brecha (millones de US\$)	Porcentaje
Telecomunicaciones	19 170	22%
Agua y saneamiento	5 335	6%
Infraestructura hidráulica	8 682	10%
Transporte	20 935	24%
Energía	32 987	38%
Salud	478	1%
Educación	388	0%
TOTAL	87 975	100%

Fuentes: Plan Nacional de Infraestructura 2012-2021, ESAN - CIUP UP.



Gráfico 8-1
Compromiso de inversión privada para el periodo 2015-2017 por sectores (millones de US\$)

Sector	2015 - 2017
Minería	14 408
Hidrocarburos	7 224
Electricidad	4 617
Industria	2 408
Infraestructura	4 057
Otros sectores	7 370
Total	40 084

Fuente: Reporte de inflación mayo 2015 – BCRP. Elaboración: OEE - Osinergmin

energéticos de manera sostenible mediante, entre otros, una Red Nacional de Ductos y la sustitución de diésel por gas natural (GN).

También se promulgó la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Los proyectos incluidos serán financiados por un cargo tarifario de transporte por ductos de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural (LGN) determinado por Osinergmin.

Asimismo, se promulgó la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país, que declaró de interés nacional la implementación de medidas para el la consolidación de la seguridad energética del Perú y que determina los principios para incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, además de extender el beneficio del mecanismo de ingresos garantizados para aquellos proyectos de GN y LGN que aumenten la

seguridad energética del sector eléctrico (cubiertos por el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética, CASE).

En relación a la promoción de inversiones, el Estado ha dictado medidas en los últimos años para incentivar y afianzar a privados y las asociaciones público-privadas (APPs). Están el D.S. N° 104-2013-EF, que declara de interés nacional y prioritaria la promoción y agilización de la inversión; la Ley N° 30025, que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura; y la Ley N° 30167 de marzo de 2014, que modifica el D.L. N° 1012, que aprueba la Ley Marco de APPs para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión pública. El **cuadro**

US\$ 7 285 millones aproximadamente ascienden los montos de proyectos de inversión anunciados en el sector hidrocarburos a 2017.

8-2 enumera estas y otras normas. En el **acápite 8-1** se puede encontrar un resumen de las principales disposiciones. Otras normas relacionadas al sector hidrocarburos y promulgadas en el mismo periodo se incluyen en el mismo **acápite del anexo digital**, según se indique.

Teniendo en cuenta este contexto, a continuación se presentan los principales proyectos de inversión en el sector hidrocarburos líquidos y sus características más resaltantes. Los detalles técnicos se incluyen en los **acáپites 8-2 a 8-5 del anexo digital**, según se indique.

Cuadro 8-2 Principales normas para facilitar y afianzar la inversión privada y las APPs

Norma	Fecha
Ley N° 30025. Ley que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura.	22/05/2013
D.S. N° 104-2013-EF. Declara de interés nacional y prioritaria la promoción y agilización de la inversión.	25/05/2013
D.S. N° 060-2013-PCM. Aprueba disposiciones especiales para la ejecución de procedimientos administrativos y otras medidas para impulsar proyectos de inversión pública y privada.	25/05/2013
Ley N° 30056. Ley para facilitar la inversión, impulsar el desarrollo productivo y el crecimiento empresarial.	02/07/2013
D.S. N° 005-2014-EF. Reglamento de la Ley N° 29230 de obras por impuestos (Oxi).	14/01/2014
Ley N° 30167. Ley que modifica el D.L. N° 1012 que aprueba la Ley marco de asociaciones público-privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión pública.	02/03/2014
D.S. 127-2014-EF. Nuevo reglamento de APPs.	31/05/2014
Ley N° 30230. Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.	12/07/2014
D.S N° 376-2014-EF. Modifican el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012.	31/12/2014
D.S N° 006-0215-EF. Aprueban Reglamento del artículo 17 de la Ley N° 30264.	23/01/2015
Ley N° 30327. Ley de promoción de las inversiones para el crecimiento económico y desarrollo sostenible.	21/05/2015
Ley N° 30335. Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia administrativa, económica y financiera.	01/07/2015
D.L N° 1192 Aprueba la ley marco de adquisición y expropiación de inmuebles, transferencia de inmuebles de propiedad del Estado, liberación de interacciones y dicta otras medidas para la ejecución de obras de infraestructura.	23/08/2015

Fuente: MEF. Elaboración: OEE – Osinergmin.

8.1. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

En el segmento *upstream* de la industria de hidrocarburos líquidos se puede mencionar el gran potencial de reservas con el que cuenta el país al estar dentro de la cuenca sedimentaria del Orinoco. Con esta perspectiva, desde el año pasado, Perupetro ha iniciado las licitaciones para 26 lotes petroleros en la Selva y en el zócalo continental (*off shore*): en 2014 se ofrecieron siete lotes en la Amazonía, seis lotes *off shore*, algunos de los cuales han mostrado un alto potencial de reservas; este año se haría lo mismo con 19 en la Selva. Varios procesos de consulta previa ya han sido concluidos y otros están en proceso.

Al respecto, la legislación vigente estipula que el azufre contenido en el combustible diésel para uso automotor no puede ser mayor de 50 ppm (partes por millón). Mediante la Ley N° 28694 se establecieron normas para regular el contenido de azufre en el combustible diésel con el objetivo de salvaguardar la calidad del aire y la salud pública. Esta misma Ley dispuso que a partir del 1º de enero de 2010 estaba prohibida la comercialización para consumo interno de diésel con más de 50 ppm de azufre por volumen. El Ministerio de Energía y Minas (MEM), dentro de sus facultades, fijó el cronograma de reducción progresiva del contenido de azufre en diésel N° 1 y N° 2 (D.S. N° 025-2005-EM)³ y las zonas geográficas en las que esta medida debía ser

cumplida, primero para el Diésel B2⁴ y luego para el Diésel B5⁵. Hasta la fecha se debe cumplir esta disposición en Lima, Cusco, Puno, Arequipa, Madre de Dios y El Callao.

En ese sentido, la modernización de la refinería de Talara permitirá producir combustibles que cumplan con las especificaciones de azufre, entre otras mejoras, lo cual no solo reducirá la importación del combustible bajo en azufre, sino que permitirá ampliar la vigencia del estándar a otras regiones del país y reducir aún más la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, beneficiando la salud de la ciudadanía. Petroperú estima que se ahorrará a la población US\$ 299 millones al año en gastos de salud y se aportará 51.3%

más en impuestos cuando la refinería entre en operación.

Las mejoras necesarias implican la modificación de algunas unidades existentes y la instalación de nuevas unidades de procesos, servicios industriales y facilidades complementarias que incluso permitirán el autoabastecimiento eléctrico mediante el gas procesado de refinería. Mayores detalles del proyecto se encuentran en la Ficha Técnica (**cuadro 8-3**). Los objetivos generales, específicos y mejoras ambientales del proyecto se presentan en el **cuadro 8-4** y **gráfico 8-2**. Finalmente, el **gráfico 8-3** representa la diferencia en los procesos de producción de la refinería antes y después de la ejecución del proyecto.

Cuadro 8-3 Ficha técnica del PMRT

Localización	Piura
Inversión estimada	US\$ 3 500 millones (US\$ 2 730 millones financiados por Petroperú).
Descripción del Proyecto	Modernización que permitirá procesar crudos pesados (conforman la mayoría de los crudos producidos en el Perú) mediante procesamiento de conversión profunda, que a la fecha no es posible; y ayudará a cumplir con las nuevas especificaciones de calidad (nivel de azufre) de los combustibles del país, lo cual mejorará la balanza comercial al reducir las importaciones y mejorar la competitividad.
	El proyecto implica la construcción de nuevas unidades de procesos que permitirán producir mejores combustibles y obtener mayor valor agregado para el mercado de exportación. Se ampliará la capacidad de refinación de 65 MBPD a 95 MBPD.
	El proyecto mejorará la viabilidad económica de la refinería.
Etapa	En ejecución.

Fuente: Petroperú. Elaboración: OEE – Osinergmin.



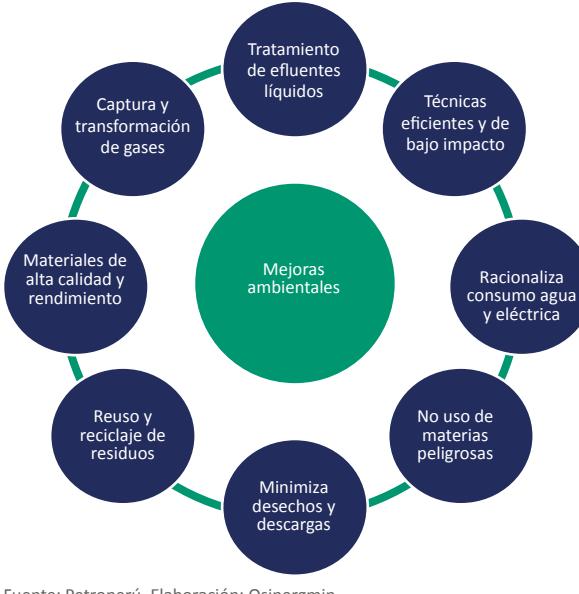
Refinería Selva.
Foto Petroperú.

Cuadro 8-4
Objetivos generales y específicos del PMRT

Aspecto	Objetivo general	Objetivo específico
Calidad de productos	Mejorar y adecuar a especificaciones de la normativa vigente (plantas de desulfuración, tratamiento y reformación catalítica) de manera que se garantice la satisfacción de la demanda interna.	<ul style="list-style-type: none"> Obtener combustibles con los niveles de azufre que dicta la normativa. Mejorar el octanaje de las gasolinas para reducir importaciones.
Economía de refinería	Mejorar la economía de la refinería mediante una nueva planta de conversión profunda de residuos y fondos de crudos pesados de muy bajo valor hacia derivados medios, gasolina y GLP, para complementar la demanda abastecida de estos productos energéticos en el mercado peruano.	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar el rendimiento de destilados ampliando las infraestructuras de planta de conversión profunda. Reducir el costo de materia prima al poder procesar crudos de mayor peso y menor precio. Optimizar la infraestructura de servicios industriales y facilidades generales existentes, complementándola con nueva infraestructura para el manejo de insumos y productos. Minimizar los riesgos asociados al control de las operaciones de refinación, mediante modernos sistemas de control distribuido y parada de emergencia, así como sistemas de control avanzado.
Calidad ambiental	Tratamiento de gas de refinería para reducir H2S antes de usar en hornos y calderos.	<ul style="list-style-type: none"> Combustibles con estándares ambientales vigentes minimizarán el impacto ambiental.

Fuente: Petroperú. Elaboración: Osinergmin.

Gráfico 8-2
Mejoras ambientales del PMRT



De acuerdo con Petroperú, el desarrollo del proyecto en la etapa de construcción implica la creación de un mínimo de 14 000 empleos directos e indirectos. Por otro lado, durante la etapa de operación, la refinería generará 380 nuevos empleos en Talara y 870 en todo el país y Petroperú se comprometió a capacitar a 600 talareños para laborar en el PMRT⁷. Al 31 de julio, el avance del proyecto fue 15.6%. En el **acápite 8-2** hay más detalles con respecto a la ampliación y construcción de nuevas unidades, servicios auxiliares y facilidades generales.

Osinergmin se encargará de verificar el cumplimiento de toda la normativa técnica y de seguridad de las instalaciones, desde la etapa de diseño hasta la puesta en marcha; así la empresa podrá obtener el Registro de Hidrocarburos (RH) correspondiente y operar.

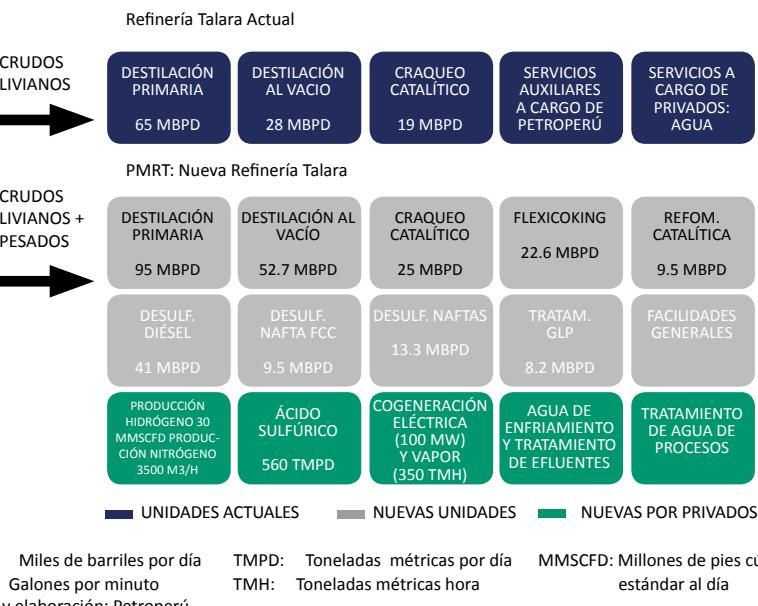
b. La Pampilla (RLP21)

Refinería La Pampilla S.A.A. (en adelante, Relapasa) es una empresa privada cuya finalidad es la refinación del petróleo para producir derivados como GLP, gasolinas de 84/90/95/98 octanos, turbo de aviación, diésel, petróleo industrial 6 y 500, entre otros. Su capacidad actual de procesamiento es de 107 MBPD. Sus instalaciones están construidas ocupando una superficie de 523 Ha en el km 25 de la autopista Lima - Ventanilla, en el distrito de Ventanilla, provincia constitucional de El Callao. El proyecto RLP21 se fundamenta en cumplir la Ley N° 28694, que regula el contenido de azufre en el diésel, y que señala que para

2015 su producción debe contener una concentración de azufre no superior a las 50 ppm. Con este fin plantea una estrategia que incluye los siguientes objetivos.

- Reducción de azufre en los combustibles procesados mediante una planta de hidrotratamiento de diésel N° 2, una de hidrotratamiento de gasolinas (segunda etapa del proyecto) y una de generación de hidrógeno.
- Mejor competitividad de la refinería mediante:
 - La mejora de la producción de gasolinas con las nuevas plantas de isomerización y de reformado (segunda etapa del proyecto).
 - El uso efectivo de todos sus productos, para lo cual se ha concebido una planta de recuperación de azufre (azufre sólido).
 - Finalmente, incrementar, modificar y/o instalar nuevas unidades auxiliares, con el fin de adecuar la refinería a las nuevas unidades de proceso instaladas, como por ejemplo: servicios de agua, vapor y aire, antorcha, tanques de almacenamiento de productos intermedios, *blending*, *racks* de interconexiones, etc.

Gráfico 8-3
Diagrama de procesos antes y después del PMRT



Osinergmin se encargará en este proyecto de verificar el cumplimiento de toda la normativa técnica y de seguridad de las instalaciones, desde la etapa de diseño hasta la puesta en marcha. Así, la empresa operadora obtendrá el RRH correspondiente y funcionar. El **cádalo 8-5** muestra la Ficha

Cuadro 8-5
Ficha Técnica del proyecto de adecuación a nuevas especificaciones de combustibles de la refinería La Pampilla

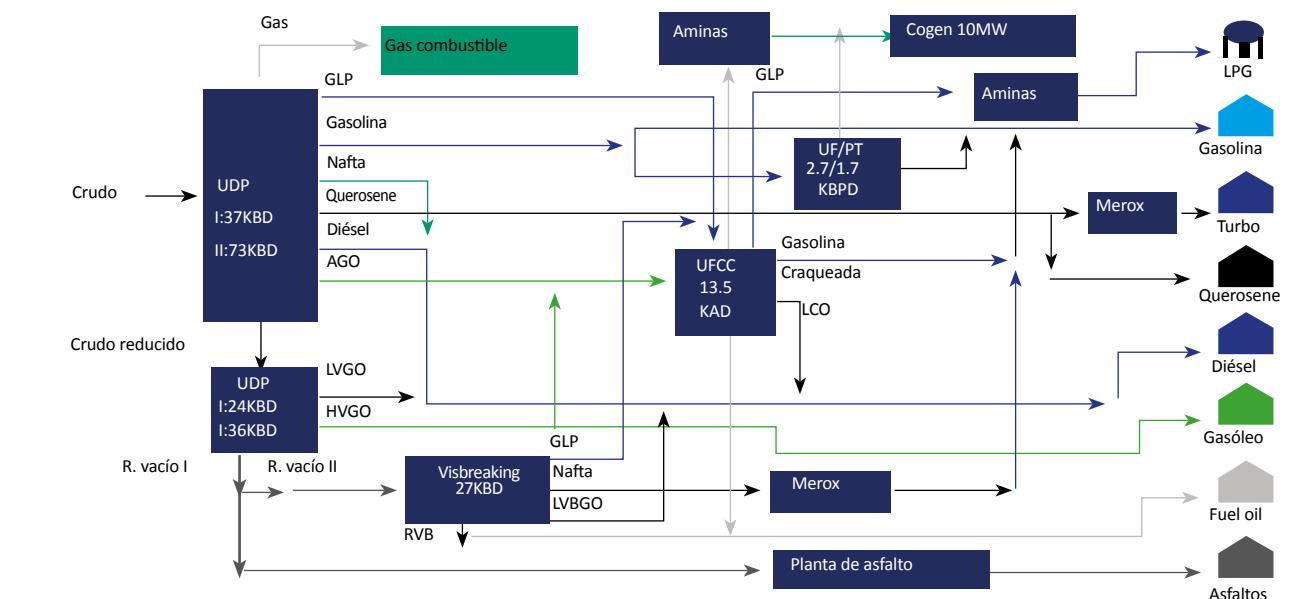
Localización	Distrito de Ventanilla – Provincia Constitucional
Inversión estimada	US\$ 741 millones
Descripción del proyecto	Se instalarán en la refinería La Pampilla seis nuevas unidades de proceso para mejorar la calidad de los combustibles producidos. Se disminuirá el contenido de azufre de los combustibles y, por lo tanto, la emisión de dióxido de azufre (SO ₂), material particulado y dióxido de carbono (CO ₂), entre otros. El proyecto planea la construcción de un nuevo tanque de almacenamiento de crudo, dos tanques de diésel y tres nuevos tanques de gasolina.
Etapa	+ 40% en el bloque diésel (8).

Fuente: Repsol YPF S.A. Elaboración: OEE – Osinergmin.



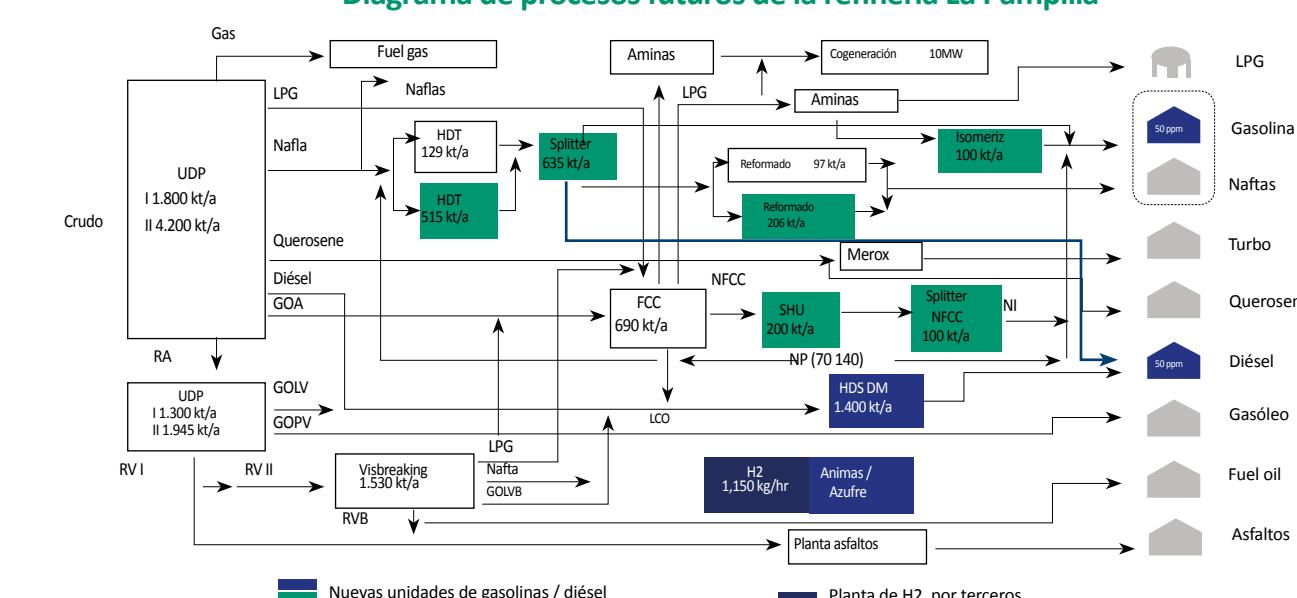
Perforación pozo 2 CD, Los Ángeles, Lote 131.
Foto GFHL-Osinergmin.

Ilustración 8-1
Diagrama de procesos actuales de la refinería La Pampilla



Fuente y elaboración: Repsol YPF S.A.

Ilustración 8-2
Diagrama de procesos futuros de la refinería La Pampilla



Nuevas unidades de gasolinas / diésel
Planta de H₂, por terceros

Fuente y elaboración: Repsol YPF S.A.

8.3. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE GLP PARA LIMA Y EL CALLAO

El cuadro 8-6 presenta la Ficha Técnica del proyecto (poliducto Pisco-Lurín). Osinergmin ha planteado sugerencias a Proinversión para mejorar el contenido del contrato de concesión en el marco de sus facultades.

Cuadro 8-6
Ficha Técnica del proyecto sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao (Poliducto Pisco – Junín)

Localización	Ica - Lima
Inversión	Aproximadamente US\$ 250 millones.
Objetivo	Diseñar, financiar, construir, operar y mantener un sistema de abastecimiento de GLP que garantice la continuidad del suministro de dicho combustible para Lima y El Callao.
Descripción del proyecto	<p>En el marco del contrato de concesión que se suscriba, el contratista prestará el servicio de transporte, almacenamiento y despacho de GLP, para los usuarios de Lima y El Callao, para lo cual se implementará una infraestructura, con el fin de brindar seguridad energética al suministro de GLP. La infraestructura mínima consta de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistema de transporte por ducto, de Pisco a Lima, con capacidad mínima de 50 MBPD (Numeral 3.2.7 Anexo 1). - Sistema de almacenamiento y despacho, con capacidad mínima de 50 MBPD (Numeral 3.3.2 Anexo 1). - Infraestructura del inventario de seguridad con una capacidad mínima de 90 MBPD (Numeral 3.3.2 Anexo 1). - Sistema de despacho de GLP. <p>El almacenamiento será una reserva para cualquier contingencia que se presente. El periodo de recuperación del contrato es de 20 años, contados a partir de la puesta en operación comercial. La capacidad garantizada durante el periodo de recuperación será de 30 MBPD para el sistema de transporte de GLP y el sistema de almacenamiento y despacho de GLP (Cláusula 12.3).</p> <p>A solicitud del concedente, la sociedad concesionaria deberá ampliar las facilidades de almacenamiento hasta 250 MBPD, de acuerdo con la Cláusula 12.17 (Numeral 3.3.2 Anexo 1)</p>
Etapa	Diseño del contrato de concesión

Fuente: Quinta versión del proyecto de contrato de concesión correspondiente, Proinversión.
Elaboración: OEE-Osinergmin.

8.4. PROYECTO MEJORAS A LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL PAÍS Y DESARROLLO DEL GASODUCTO SUR PERUANO

Es el principal proyecto de hidrocarburos en ejecución en el sur del país y el primer paso para el desarrollo del nodo energético y la industria petroquímica. El proyecto de mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano (en adelante, GSP) comprende la construcción, operación y mantenimiento del Sistema Integrado de Transporte, conformado por tres tramos de ductos: B, A1 y A2. El B y el A1 se encuentran dentro de la denominada Zona de Seguridad, mientras que el A2 comprende la construcción del GSP. A su vez, el B comprende la construcción de un gasoducto y un poliducto que permitirán transportar GN y LGN, respectivamente. En la ilustración 8-3 se puede apreciar el esquema del proyecto. Con respecto a los hidrocarburos líquidos, el proyecto incrementará la capacidad de transporte de LGN en 120 MBPD mediante un poliducto, y permitirá la sustitución del uso de hidrocarburos líquidos con mayor potencial contaminante y costoso por GN seco o GN vehicular (GNV).

El GSP atravesará seis regiones del sur del país y afianzará la seguridad energética. El desarrollo del proyecto del Sistema Integrado de Transporte se apoya en una serie de disposiciones legales que promueven la industria de hidrocarburos en nuestro país, tales como la Ley Orgánica de Hidrocarburos, LOH (Ley N° 26221), la Ley de Promoción del Desarrollo de la

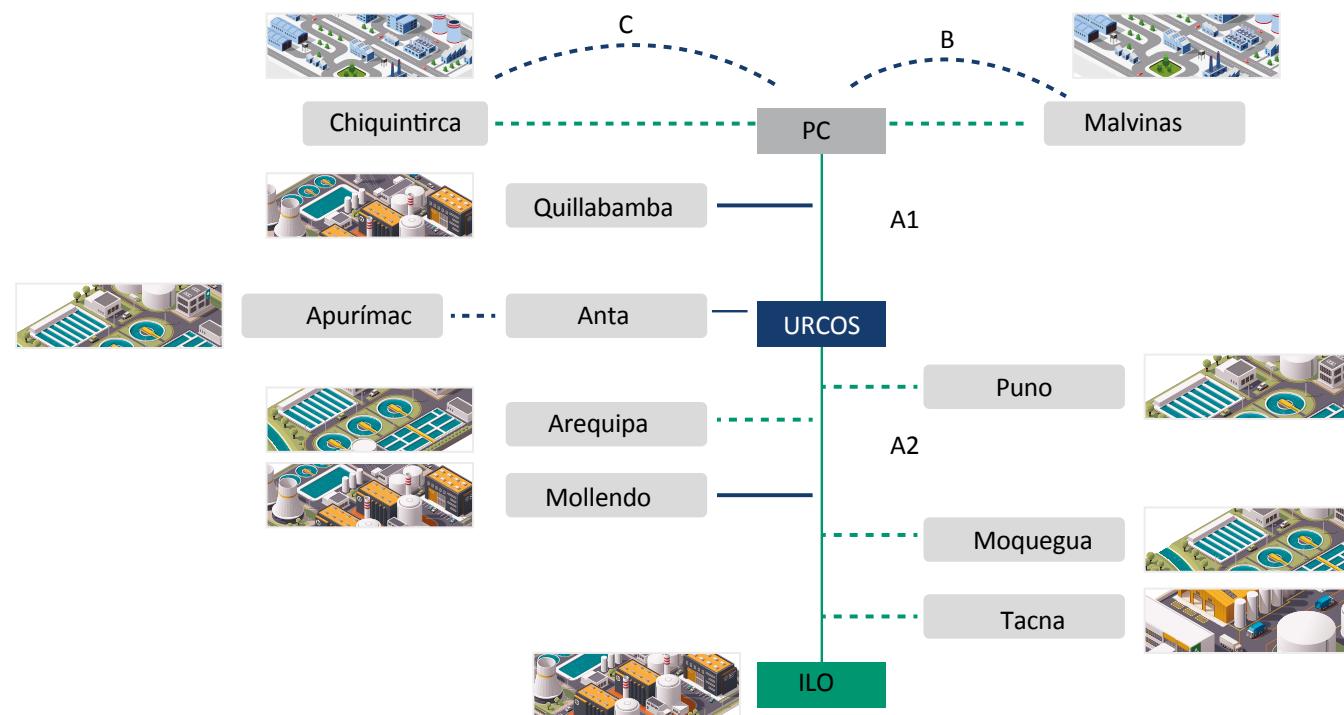
Industria de Gas Natural y su Reglamento (Ley N° 27133 y Decreto Supremo N° 040-99-EM), y la Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país (Ley N° 29970). Asimismo, concuerda con la visión del sector energético, expuesta en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 y el Plan Energético Nacional 2014–2025, mencionada anteriormente en este capítulo y el capítulo 4. El cuadro 8-7 presenta la

Ficha Técnica, mientras que las ilustraciones 8-4 y 8-5 esquematizan aspectos como las zonas de paso de los tramos que conforman el proyecto y las rutas de acceso y transporte de los ductos.

Adicionalmente a la supervisión y fiscalización de las normas técnicas y de seguridad en las instalaciones, desde el diseño hasta la operación del ducto, Osinergmin tendrá un papel en la determinación de los cargos

tarifarios y la supervisión del cumplimiento de la normativa asociada al Mecanismo de Ingresos Garantizado. Como se mencionó anteriormente, el Sistema Integrado de Transporte comprende la construcción, operación y mantenimiento de tres tramos, de los cuales, el B abarca la construcción de un poliducto que permitirá transportar LGN. En adelante se tratará la regulación por parte de Osinergmin con respecto a este poliducto.

Ilustración 8-3
Diagrama del proyecto



Fuente: Proinversión. Elaboración: OEE- Osinergmin.

Cuadro 8-7 Ficha Técnica de proyecto

Datos del contrato	Firma de contrato (Cierre): 23/07/2014 Puesta en operación comercial: 23/03/2019 (esperada)
Operador calificado	Enagas Internacional S.L.U. (Titular: Gasoducto Sur Peruano S.A. – GSP S.A.)
Plazo de concesión	34 años, incluye 56 meses de construcción
Localización	Cusco, Ayacucho, Apurímac, Arequipa, Moquegua y Tacna
Inversión	US\$ 7 328 Millones
Descripción del Proyecto	<p>Concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación, mantenimiento y transferencia de un sistema de transporte de GN, cuyo objetivo es afianzar al Sistema de Seguridad Energética, así como la construcción de un gasoducto y un poliducto, de acuerdo al siguiente detalle.</p> <ul style="list-style-type: none"> Tramo (B): gasoducto [1 500 MMPCD] y poliducto [120 MBPD] de la planta Malvinas a punto de derivación. Para el reforzamiento del sistema de transporte existente. Tramo (A1): gasoducto [550 MMPCD] del punto de derivación hasta Urcos; y los gasoductos secundarios a central térmica de Quillabamba y a la provincia de Anta. Tramo (A2): gasoducto [500 MMPCD] Urcos a centrales térmicas de Mollendo e Ilo. Tramo (C): elaborar estudio de ingeniería básica (FEED) del tramo (C) del punto derivación a Chiquintira y de los futuros gasoductos regionales hasta Apurímac, Puno, Arequipa, Cusco, Moquegua y Tacna.
Etapa	El avance global al 31/07/2015 es de 21.25%

Fuente: GFHL – Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Los ductos, equipos e instalaciones necesarias para el transporte de LGN dentro de la Zona de Seguridad conforman el Sistema de Seguridad de Transporte de Líquidos (STL). De acuerdo con los numerales 3.2 y 4.2 de los artículos 3° y 4°, respectivamente, de la Ley N° 29970, el STL cuenta con el beneficio del Mecanismo de Ingresos Garantizados y percibe un Ingreso Anual Garantizado (IGA). Cada tramo del Sistema Integrado de Transporte tiene asociado un costo del servicio. Osinergmin determinará el monto del IGA respectivo.

La remuneración del IGA se realizará mediante tarifas que el concesionario percibirá por la prestación del servicio y, en caso de ser necesario, los cargos tarifarios para cubrir la parte del IGA que no es remunerado. En el caso del STL, es el Cargo por el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (cargo tarifario SISE)¹¹.

El D.S. N° 014-2014-EM estableció que el MEM podía autorizar el inicio de la recaudación del cargo tarifario SISE, entre otros, antes de la Puesta en Operación

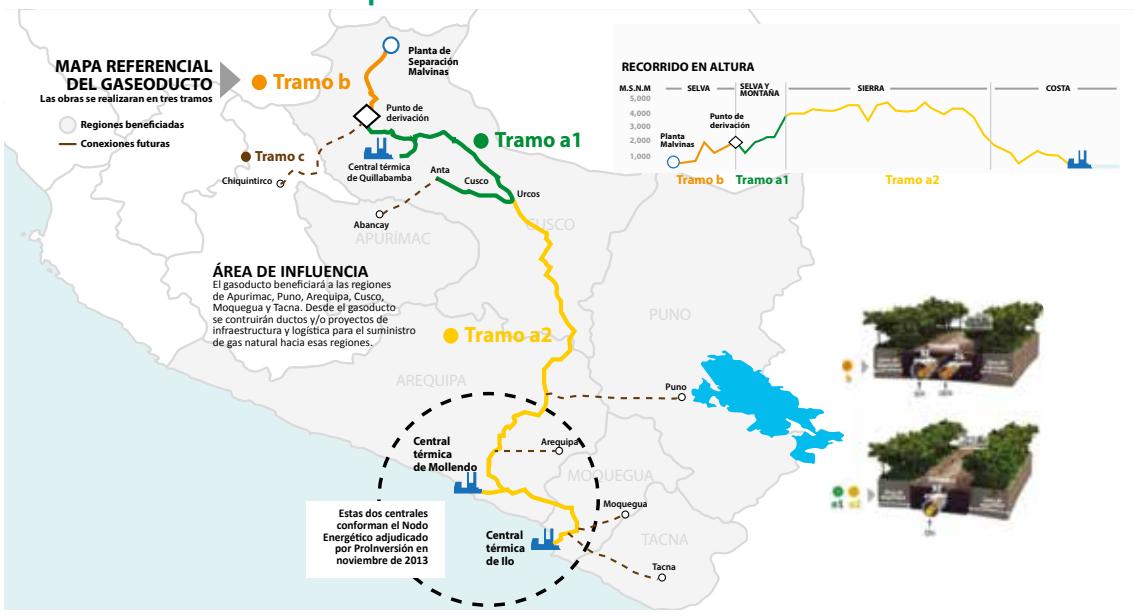
Comercial (POC), que formaría parte del Adelanto de los Ingresos Garantizados (AIG) y sería transferido al concesionario en la fecha de la POC. Adicionalmente, existe un periodo de tiempo de máximo seis meses posteriores a la POC, en los cuales se realiza la liquidación del AIG y el reajuste del Costo del Servicio por demoras en la POC o riesgos en la ejecución del proyecto.

En resumen, hay tres periodos para los cuales se calcularán las tarifas y cargos tarifarios del Sistema Integrado de Transporte: Periodo de Recaudación del AIG, Periodo Transitorio y Periodo Tarifario. Por otra parte, en el Procedimiento de Cálculo de Tarifas y Cargos Tarifarios del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – Ductos de Seguridad y Gasoducto Sur Peruano, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo (RCD) N° 043-2015-OS/CD, se definieron las fórmulas para el cálculo de tarifas y cargos tarifarios a aplicarse para la remuneración del Sistema Integrado de Transporte¹².

En el caso del STL, aparte del cargo tarifario SISE, se definirá la Tarifa de Transporte Adicional (TRSSTL)¹³. Asimismo, el Reglamento de la Ley N° 29970 establece que el IGA es cubierto por los ingresos provenientes del cargo tarifario SISE, pagado por toda la demanda de combustibles líquidos, GLP y otros derivados de los LGN comercializados en el mercado nacional (Demanda Beneficiada del STL)¹⁴. Osinergmin se encargará de supervisar y fiscalizar el cumplimiento del cobro, su entrega al fideicomiso conformado para el depósito del AIG y posteriormente su transferencia al concesionario.

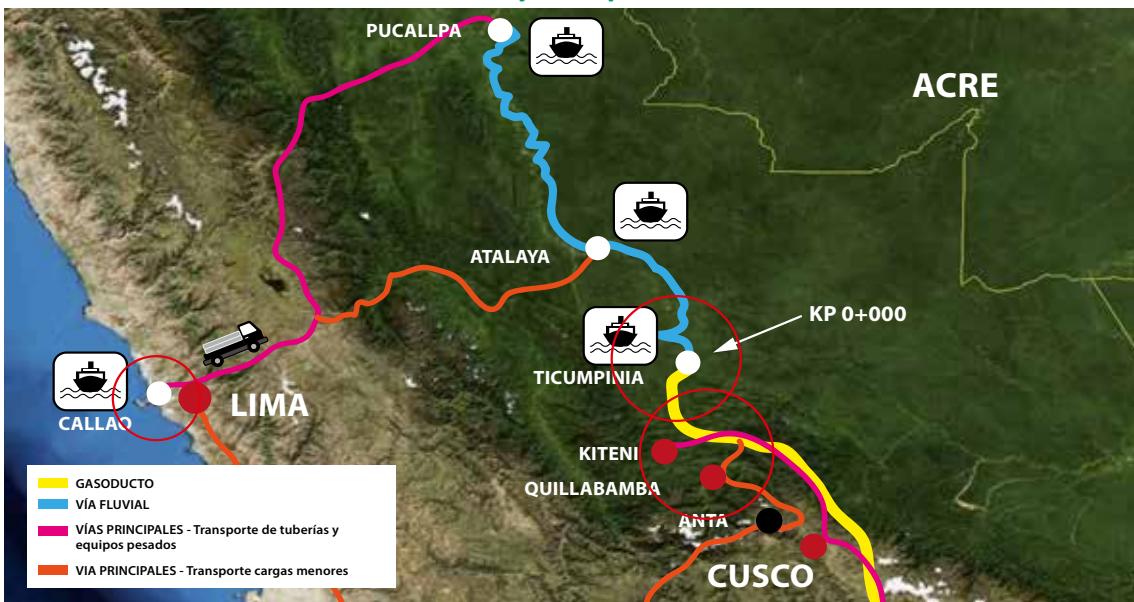
Entre los impactos que se avizoran del proyecto completo (no solo del poliducto de LGN), este permitirá reducir los costos de la

Ilustración 8-4 Mapa referencial del Gasoducto Sur Peruano



Fuente y elaboración: Proinversión.

Ilustración 8-5 Rutas de acceso y transporte de los ductos



Fuente y elaboración: Concesionaria GSP S.A.

energía en el Perú, principalmente en la zona de influencia. Los consumidores directos sustituirán fuentes de energía más costosas (diésel, petróleo residual, GLP y electricidad) por GN. Por otro lado, originará ahorro de costos variables de generación de energía: reemplazo de centrales de generación a diésel por las de generación térmica a GN.

En virtud de la inversión ejecutada en la etapa de construcción y a la mayor producción de GN a mediano plazo, se originarán efectos directos e indirectos en los diferentes sectores (industrial, eléctrico, comercial, etc.) que utilicen GN y LGN para llevar a cabo sus actividades, por lo que el PBI peruano se incrementará. Por otro lado, la sustitución de hidrocarburos líquidos importados por GN y LGN, así como su exportación, mejorará la Balanza Comercial. Adicionalmente, se incrementarán los ingresos fiscales por regalías e impuesto a la renta (IR) y a futuro se desarrollará el polo petroquímico. De acuerdo a información de GSP S.A., se estima que en la etapa de diseño y construcción se generarán 25 000 empleos directos e indirectos, priorizando a la población de la zona de influencia¹⁵.



186

8.5. PLANTAS DE ABASTECIMIENTO

La seguridad energética contempla la construcción de instalaciones de almacenamiento como parte del SISE. El desarrollo de los proyectos asociados a la construcción de plantas y terminales promueve el aseguramiento del abastecimiento energético del país. También existen disposiciones normativas para mantener una existencia mínima y media mensual que deben cumplir todos los distribuidores mayoristas y productores de combustibles líquidos, así como las plantas de producción e importadores de GLP. Estas son supervisadas y fiscalizadas por Osinergmin.

En efecto, el artículo 8º del Reglamento de Comercialización de GLP aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM, modificado por el D.S. N° 015-2015-EM, señala que casi todos los agentes que comercializan GLP desde una planta de abastecimiento y cuentan con capacidad de almacenamiento propia o contratada en esa planta, tendrán la obligación de mantener una existencia

media de GLP equivalente a 15 días de despacho nacional promedio de los últimos seis meses. Asimismo, deben tener una existencia mínima permanente de GLP almacenado equivalente a cinco días de despacho promedio de los últimos seis meses, que solo podrán ser dispuestas en el caso que la DGH declare la situación de desabastecimiento de GLP. El D.S. N° 015-2015-EM dispone el otorgamiento de un plazo de adecuación fijado por Osinergmin para que las empresas que no cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada puedan hacerlo (deberán presentar medidas alternativas a ser implementadas en 30 días calendario, previa aprobación de Osinergmin).

Las plantas de procesamiento de hidrocarburos, importadores de GLP y plantas de abastecimiento de GLP deben remitir información diaria al Osinergmin sobre las existencias de GLP, de las cantidades de GLP en calidad de depósitos temporales en el caso del producto importado, y de las cantidades de GLP que se encuentren en tránsito; así como, de la ocurrencia de cualquier evento que pueda afectar el normal abastecimiento de GLP. En el caso de combustibles líquidos, el artículo 43º del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos, aprobado por D.S. N° 045-2001-EM, estipula que los productores y distribuidores mayoristas deberán mantener en cada planta de abastecimiento una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado equivalente a 15 días calendario de su despacho promedio de los últimos seis meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias, y en cada planta de abastecimiento de cinco días calendario del despacho promedio.

Cuadro 8-8
Características de proyectos de plantas de abastecimiento y terminales

	Terminal Ilo	Planta de ventas Puerto Maldonado	Planta de ventas Pasco	Planta de ventas Bayóvar	Planta de abastecimiento de GLP Parñas
Inversión*	S/. 121.7 millones (US\$ 37.5 millones)	S/. 18.9 millones (US\$ 5.8 millones)	S/. 9.9 millones (US\$ 3.05 millones)	S/. 28.1 millones (US\$ 8.7 millones)	US\$ 5.4 millones
Localización	24 km al sur de Ilo, Moquegua, en el sector Loma La Buitre- ra de la Playa El Palo, al costado de la planta de EnerSur.	Madre de Dios, sector El Castañal km 15 Carretera Puerto Maldonado – Cusco.	Ninacaca, terreno de 121 875 m ² , predio Huaylas, altura del km 266 de la carretera Central (margen oeste).	Sechura, Piura, adyacente al terminal Bayóvar.	Pariñas, Piura a la altura km 4.5, Carretera 1-A.
Área de influencia	Demandas actual y proyectada de Moquegua y Tacna, Bolivia (YPFB y otros). Perspectivas a Madre de Dios y Puno.	Demandas actual y proyectada de combustibles líquidos de la región Pasco y las operaciones mineras de la zona.	Demandas actual y proyectada de combustibles líquidos de la región Piura.	Demandas actual y proyectada de las regiones de Piura, Lambayeque y el norte oriente.	
Capacidad de almacenamiento	Nominal de 1 050 MB y útil de 848.95 MB en 17 tanques de almacenamiento de combustibles.	Nominal de 186.90 MB y útil de 169.80 MB en ocho tanques de almacenamiento de combustibles.	Nominal de 17 MB y útil de 15.34 MB en cinco tanques de almacenamiento de combustibles.	En su primera etapa: nominal de 130 MB y útil de 113.44 MB en siete tanques de almacenamiento de combustibles.	11.24 MB en seis tanques de almacenamiento de GLP.
Recepción y almacenamiento	Diésel B5, gasolina 84, gasolina 90, gasolina 95 y alcohol carburante.	Diésel B5, gasohol 84 y gasohol 90.	Diésel B5, gasohol 84 y gasohol 90.	Diésel B5, gasolina 90, MGO, IFO y alcohol carburante.	GLP
Despacho	Diésel B5, diésel 2, gasohol 84, gasohol 90 y gasohol 95.	Diésel B5 y gasohol 84.	Diésel B5, gasohol 84 y gasohol 90.	Diésel B5, MGO, IFO y Gasohol 90.	GLP
Permitirá	Evitar cierre temporal o definitivo del actual terminal y superar actuales limitaciones de crecimiento.		Evitar cierre definitivo de la planta y superar actuales limitaciones de crecimiento		Incrementar capacidad de almacenamiento de la planta de Graña y Montero Petrolera S.A. de 4.8 a 11.24 MB.
Etapa	En evaluación la solicitud de Informe Técnico Favorable (ITF) de Instalación de Petroperú S.A.	Estudio de Riesgos aprobado por Osinergmin (26/05/15). En trámite presentación por Perúpetro de la solicitud de ITF de instalación.	ITF de instalación aprobado (18/06/13).	En evaluación el Estudio de Riesgos del proyecto.	Etapas de pruebas ya concluida.

* Tipo de cambio utilizado: 3.24 (promedio bancario venta de agosto de 2015). MB: Miles de barriles.

Fuente: Petroperú, Graña y Montero Petrolera (GMP), Repsol YPF S.A. Elaboración: OEE – Osinergmin.

El incremento de la capacidad de almacenamiento permitirá reducir el efecto de eventos anómalos que tengan el potencial de desencadenar un problema de desabastecimiento de combustibles en el país. Por ello, la ejecución de los proyectos que se muestran a continuación en el cuadro 8-8 está en línea con el objetivo de la seguridad energética (ver acápite 8-4 para más detalles técnicos de dichos proyectos).

En el acápite A.8-5 se muestran proyectos asociados al GN que también aportarán al desarrollo del Sistema de Seguridad Energética. A continuación se abordan los riesgos y retos que afronta el sector de hidrocarburos líquidos para su desarrollo.

8.6. RETOS Y DESAFÍOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

El sector hidrocarburos líquidos del Perú no está exento de dificultades y de posibilidades de mejora. En esta sección se describen las fortalezas, oportunidades y riesgos que enfrenta. El sector energético, en general, ocupa un papel muy importante dentro de la actividad económica, brindando la fuente energética para el crecimiento de la economía, en especial en la industria, comercio y minería.

Asimismo, más de la tercera parte del crecimiento de la economía ha sido explicada por la inversión privada, de la cual, la energética ocupa un porcentaje importante (según el BCRP, la inversión en hidrocarburos y electricidad representa cerca de 30%). En los últimos años hubo una expansión de la frontera energética y disminución de la pobreza energética. En el

caso de los hidrocarburos, el uso de GLP en los hogares pasó de 43.4% en 2001 a 76.3% en 2014, según los resultados de la Encuesta Nacional de Hogares del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI), y una sustitución de varios hidrocarburos líquidos con mayor generación de contaminación y mayor costo por GN, gracias al desarrollo del Proyecto Camisea.

Con respecto a las fortalezas del sector hidrocarburos líquidos, Perú ofrece un ambiente económico y jurídico estable para la inversión extranjera. Los inversionistas cuentan con libre disponibilidad de divisas y convenios de estabilidad tributaria. En el plano energético, algunas concesiones de inversión en infraestructura cuentan con cláusulas de equilibrio económico-financiero (los inversionistas se encuentran cubiertos ante un cambio normativo que afecte dicho equilibrio).



Topping plant, Lote 1AB.
Foto GFHL/Osinergmin.

El Perú ha firmado 32 acuerdos internacionales de inversión que apuntalan su política de liberalización con países del Círculo del Pacífico, Europa y América Latina. Con la mira en consolidar un clima de inversión estable, transparente y predecible, ha mejorado sus estándares en la negociación de acuerdos internacionales de inversión. Del mismo modo, ha suscrito el acuerdo OPIC que facilita operaciones, dando cobertura a las inversiones de Estados Unidos llevadas a cabo en el Perú. También es miembro de la Multilateral Investment Guarantee Agency, Agencia Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA) y un signatario de la Convención Constitutiva de la ICSID (International Centre for Settlement of Investment Disputes, Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones), así como de la Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras de Nueva

York (New York Convention of the Recognition and Enforcement of Foreign Arbitral Awards, también llamada New York Convention).

Las brechas de infraestructura que se esperan superar en el sector energético muestran que en los próximos años habrá grandes oportunidades por parte de los privados para participar en Asociaciones Público-Privadas, y se han identificado tres polos de desarrollo: la Zona Norte (Costa y Zona Continental de Talara – Región Piura), Selva Central (Cuenca de Ucayali) y la Cuenca de Camisea (Región Cusco).

Asimismo, hay un diseño institucional de regulación económica y de supervisión técnica que permite la independencia en la toma de decisiones, transparencia y coincide con los estándares internacionales. El programa de adhesión a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) hará que nuestro país adopte mejores prácticas en el plano regulatorio y de supervisión. En Osinergmin existe un plan estratégico encaminado a mejorar la transparencia y la comunicación de las decisiones regulatorias y de supervisión mediante la adopción del Análisis de Impacto Regulatorio y un esquema integral de rendición de cuentas.

Como oportunidades está la mejora del gobierno corporativo de las empresas estatales. Con esto se busca impulsar la eficiencia y transparencia en la gestión de las empresas del sector energía, con el objetivo de expandir la oferta de hidrocarburos a costos eficientes. Otra oportunidad es el avance de los procedimientos administrativos, reducción del tiempo y simplificación de trámites para la ejecución de proyectos, así como la mejora y expansión de la infraestructura en general (caminos, comunicaciones, etc.) en las zonas de

exploración y explotación pero, sobre todo, la infraestructura de transporte del hidrocarburo de la Selva a la Costa.

Una forma de lograr esto es por medio de la continuación de la conformación de una ventanilla única que permita la tramitación rápida de los requerimientos de los diferentes agentes del sector hidrocarburos e implementar sistemas de gestión documentaria utilizando tecnologías de información (TIC). Actualmente ya existe una ventanilla única que simplifica el trámite para la certificación ambiental (Estudios de Impacto Ambiental, entre otros), implementada por el Senace. Otro ejemplo de desarrollo de trámites simplificados son los procedimientos de declaración jurada, que pueden seguir implementándose.

También sería positivo continuar la reducción del tiempo de duración para la aprobación de Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y para la firma de contratos de exploración y explotación, así como con la simplificación de procesos de aprobación tales como los estudios de riesgo y otros, sin mermar las exigencias técnicas y de seguridad; y ordenar la normatividad legal aplicable en la actividad, a fin de evitar la duplicidad de instituciones en el mismo proceso.

En relación a la supervisión y fiscalización, los grandes proyectos como el de la refinería de Talara o el GSP implican una oportunidad de continuar mejorando en tanto su importancia para la seguridad energética. En particular, sería positivo promulgar un marco normativo asociado a las facilidades esenciales en el sector de hidrocarburos para generar mayor competencia en segmentos con características de monopolio natural, lo cual incluiría también referencias a los conceptos de libre acceso y trato no discriminatorio a solicitantes, siempre y

cuando sean técnica y económicamente viables y no afecten la prestación del servicio de transporte.

Por otro lado, será positiva la ampliación de la capacidad de las plantas de abastecimiento a fin de ir a la par con el avance de la demanda de combustibles, para evitar posibles fallas en su distribución a nivel país. Osinergmin contribuye al asegurar que las empresas cumplan con la normativa técnica y de seguridad durante sus operaciones. En relación con ello está la modernización de la infraestructura existente como el Oleoducto Nor Peruano. Actualmente se encuentran en proceso de modernización las refinerías de Talara y La Pampilla.

Existe la oportunidad de realizar mejoras normativas y regulatorias desde el punto de vista ambiental y de seguridad para la puesta en valor comercial del gas de esquisto y que pueda ser explorado o exportado. Asimismo, un desarrollo normativo con respecto a las tecnologías utilizadas en la exploración y explotación off shore, un ajuste normativo que favorezca el desarrollo de la exploración y explotación petrolera como por ejemplo, establecer en los contratos de explotación fondos en base de la producción a fin de financiar el cierre de instalaciones, sellado de pozos, remediación de suelos, además que viabilicen las inversiones en los límites de tiempo establecidos por los contratos para que no disminuya la producción.

Con respecto al mercado de GLP sería positivo:

- 1) Combatir el uso de balones de GLP en autos.
- 2) Establecer un control de la comercialización del GLP, cuyo mercado está poco ordenado, a fin de favorecer una atención más justa y segura a los usuarios.

En relación a la supervisión y fiscalización, los grandes proyectos como el de la refinería de Talara o el GSP implican una oportunidad para continuar mejorando por su importancia en la seguridad energética.

3) Establecer estrategias para sacar fuera de mercado a los cilindros en libras, por su antigüedad.

4) Establecer una forma de dar trazabilidad de los balones de GLP para determinar si se ha cumplido con la inspección periódica y/o reparación.

5) Combatir el uso de cilindros que incumplen normas técnicas y que son usados informalmente.

6) Establecer mecanismos para evitar el ingreso de cilindros que no cumplen la norma técnica.

Por otro lado, los riesgos que afectan al sector hidrocarburos son diversos. En primer lugar, la situación financiera internacional y geopolítica. El precio del petróleo ha caído 55% desde julio de 2014. Una baja tan brusca no se veía desde 2008: 70% en

un semestre. En ese nivel de precios, las inversiones en exploración petrolera pueden verse afectadas y, sin embargo, favorecer un mayor uso de derivados del gas y el petróleo en otros sectores.

Otro riesgo es que el descubrimiento de nuevas reservas de gas pueda tener un efecto adverso sobre el desarrollo del mercado interno del Perú. Tal fue el caso de la producción de crudo no

convencional en Estados Unidos (*shale-oil* y *shale-gas*), que afectó el desarrollo de la industria petroquímica en nuestro país. Adicionalmente, la desaceleración de la economía china implica una menor demanda de bienes importados, especialmente de materias primas que el Perú exporta. Por otro lado, la menor demanda de petróleo de China es uno de los factores que ha afectado el mercado de este hidrocarburo y ha reducido su precio internacional.

Otro efecto de la economía china sobre el Perú es el cambiario, originado por la reciente devaluación de su moneda, lo cual encarece las importaciones a ese país. Similar riesgo, pero más ligado al sector financiero, es la futura y ya anunciada alza de la tasa de interés de referencia del Sistema de la Reserva Federal de Estados Unidos (FED). Un aumento de la tasa de interés atraerá capitales a ese país haciendo más difícil la atracción de la inversión al Perú.

Adicionalmente, la tensión política con los conflictos del Estado Islámico en Medio Oriente, podrían causar un problema mayor y un desabastecimiento del petróleo. Los precios bajos del crudo están afectando a la industria del gas y petróleo de esquisto en Estados Unidos, lo que junto a una para en el flujo de exportaciones del Medio Oriente, podría desencadenar un desabastecimiento del mercado y aumentar los precios del crudo.

La creciente importancia que están ocupando los aspectos ambientales en las inversiones de hidrocarburos se debe tener en cuenta. Puede generarse un ambiente adverso en algunas regiones y los potenciales conflictos sociales podrían ser una amenaza para el desarrollo y ejecución de los proyectos antes y después de su inicio. A julio de 2015 existían 24 problemas sociales en hidrocarburos, seis de los cuales ya tenían conformada una Comisión para el Diálogo y se les llamó conflictos en tratamiento. En el **cuadro A.8-13 del anexo digital** se presenta un resumen de los conflictos sociales en hidrocarburos en tratamiento vigentes. La **ilustración A.8-5 del anexo digital** muestra la ubicación de estos conflictos en el mapa del Perú. El **cuadro 8-9** muestra un resumen de las fortalezas, oportunidades y riesgos mencionados en esta sección.

Cuadro 8-9
Fortalezas, oportunidades y riesgos en el sector hidrocarburos líquidos

Fortalezas	Riesgos	Oportunidades
1) Ambiente económico y jurídico estable para la inversión extranjera.	1) Caída del precio internacional del petróleo reduce rentabilidad de proyectos de inversión en exploración y explotación de hidrocarburos.	1) Mejora del gobierno corporativo de empresas estatales.
2) Libre disponibilidad de divisas.	2) Descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas de esquisto.	2) Mejora de los procedimientos administrativos, reducción del tiempo y simplificación de trámites para proyectos de Inversión (ventanilla única, uso de TIC, PDJ, reducir duplicidad de instituciones en procesos).
3) Convenios de estabilidad tributaria.	3) Desaceleración de China, efecto cambiario.	3) Mejora y expansión de infraestructura en general y de transporte de hidrocarburos en particular.
4) Cláusulas de equilibrio económico – financiero	4) Alza de la tasa de referencia del FED.	4) Renovación de la infraestructura existente (Oleoducto Nor Peruano), ampliación de capacidad de almacenamiento en plantas.
5) Perú firmó 32 acuerdos internacionales de inversión.	5) Conflicto en Medio Oriente (Estado Islámico) podría provocar desabastecimiento del mercado.	5) Desarrollo de marco normativo de facilidades esenciales.
6) Perú es miembro de MIGA, ICSID y la New York Convention.	6) Conflictos socioambientales asociados a proyectos de hidrocarburos en el país	6) Normativa ambiental y seguridad para puesta en valor del gas de esquisto (<i>shale gas</i>).
7) Diseño institucional de regulación económica y supervisión independiente del poder político, transparente y conciente con los estándares internacionales.		7) Normativa de tecnologías de exploración y explotación <i>off shore</i> y que favorezca la exploración y explotación petrolera en general.
8) Proceso de adhesión a la OCDE – Mejorará prácticas de regulación y supervisión.		8) Mejorar regulación, supervisión y ordenamiento del mercado de GLP.
9) Adopción del Análisis de Impacto Regulatorio y un esquema integral de rendición de cuentas.		

Elaboración: OEE – Osinergmin.

8.7. ¿QUÉ HACE OSINERGMIN Y QUÉ HA HECHO EL ESTADO PERUANO?

Si bien existen varios riesgos en el sector peruano de hidrocarburos líquidos, el Estado ha tomado medidas para atraer y facilitar la inversión privada y las APPs, así como para afianzar la seguridad energética. También ha definido la política energética nacional y su visión a largo plazo. En este contexto otorgó la debida importancia a la seguridad energética y, en consecuencia, ha normado mediante la Ley N° 29970 y la Ley N° 29852 (mencionadas en el presente libro) el marco en el cual se desarrollará el SISE y cómo se financiarán los proyectos que lo conformen (Ley N° 29970 establece un régimen especial).

Por otro lado, ha implementado un esquema que pone en valor los derechos de las comunidades indígenas u originarias mediante la Consulta Previa, que a su vez permite garantizar inversiones sostenibles en hidrocarburos con responsabilidad social.

El Ministerio de Cultura determinó el listado de pueblos indígenas u originarios, así como comunidades campesinas que cumplían los criterios objetivos y subjetivos para ser calificados como tales. Las entidades estatales que promueven la ejecución de un proyecto en una zona habitada por estos pueblos deben aplicar el procedimiento de consulta previa según si el proyecto tiene el potencial de afectar los derechos antes mencionados. Como parte de ello, la entidad estatal tiene que publicitar el proyecto, informar del mismo a los pueblos potencialmente afectados (en qué consiste, sus beneficios y las medidas de mitigación de daños ambientales que las empresas concesionarias estarán obligadas a ejecutar). Luego, las instituciones u organizaciones representativas de los pueblos evalúan el



Baía de Bayovar.
Foto MEM.

garantice su inclusión en los procesos de toma de decisión del Estado y la adopción de medidas respetuosas de sus derechos colectivos".

El Ministerio de Cultura determinó el listado de pueblos indígenas u originarios, así como comunidades campesinas que cumplían los criterios objetivos y subjetivos para ser calificados como tales. Las entidades estatales que promueven la ejecución de

un proyecto en una zona habitada por estos pueblos deben aplicar el procedimiento de consulta previa según si el proyecto tiene el potencial de afectar los derechos antes mencionados. Como parte de ello, la entidad estatal tiene que publicitar el proyecto, informar del mismo a los pueblos potencialmente afectados (en qué consiste, sus beneficios y las medidas de mitigación de daños ambientales que las empresas concesionarias estarán obligadas a ejecutar). Luego, las instituciones u organizaciones representativas de los pueblos evalúan el

Asimismo, se creó el OEFA mediante el D.L. 1011 e inició sus actividades en 2010. El OEFA tiene el rol de vigilar y monitorear la calidad del ambiente e identificar los pasivos

ambientales del subsector hidrocarburos, supervisa las obligaciones ambientales, fiscaliza, sanciona y aplica incentivos para el cumplimiento de la normativa ambiental. Con respecto al incentivo a la inversión, en este capítulo se han mencionado las medidas tomadas en los últimos años que agilizan y simplifican la inversión en proyectos de infraestructura y la inversión en general (ver cuadro 8-2 y el acápite 8-1), si bien existen aún reformas necesarias a ejecutar.

Con respecto a la mejora del gobierno corporativo, la Ley N° 30130, que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petróleos del Perú S.A (Petroperú), como su nombre indica, dispuso medidas para mejorar el gobierno corporativo de Petroperú. Para implementarlas, Petroperú recibió el informe Wood Mackenzie sobre la situación actual de la empresa y sus recomendaciones.

En los últimos años, el combate al contrabando de combustibles y la informalidad ha sido abordado no solo a partir de la supervisión sino también mediante la fijación de cuotas de hidrocarburos para combatir el desvío de combustibles en zonas como el VRAEM (insumos químicos para la elaboración de drogas) o Madre de Dios (lucha contra el desvío de combustibles para la minería informal o ilegal).

La contribución de Osinergmin ha consistido en el desarrollo de un marco normativo y regulatorio estable y transparente en el ámbito de sus competencias. De esta

manera, se garantiza la rentabilidad de las empresas y una adecuada supervisión del cumplimiento de sus obligaciones legales, así como la entrega de un servicio permanente, seguro y de calidad.

La promoción de las inversiones en infraestructura energética debe realizarse asegurando su calidad y sostenibilidad a largo plazo. Osinergmin tiene un papel muy importante en garantizar la seguridad de la infraestructura energética, un rol fundamental mediante una regulación preventiva, generando incentivos para minimizar riesgos de accidentes que generan daños importantes en la sociedad (sobre la vida humana, materiales a terceros o económicos al producir desabastecimiento energético). Las empresas en estos sectores deben operar respetando las normas establecidas sobre la materia. Osinergmin es un garante de las inversiones en el sector de hidrocarburos líquidos pues brinda una regulación técnica, autónoma e independiente, lo cual ha sido reconocido tanto nacional como internacionalmente¹⁶.

El Estado viene promoviendo políticas para combatir el contrabando de combustibles y la informalidad usando herramientas como la supervisión y fijación de cuotas de hidrocarburos en zonas donde existe evidencia de producción de drogas y minería ilegal.



Refinería de Conchan.
Foto Petroperú.



BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y PERSPECTIVAS

Los hidrocarburos son recursos naturales no renovables y que se pueden agotar. Esto, junto al hecho que la producción peruana es marginal respecto al tamaño del mercado internacional, hacen que lo ocurrido con la balanza comercial de GLP (pasó de una situación deficitaria a una superavitaria) sea reflejo del trabajo de las fuerzas de la economía. Así, se producirá GLP solo si su costo es menor al precio del mercado mundial, para cubrir los requerimientos de la demanda local y, en caso sea posible, de la exportación; de lo contrario se reduciría la producción y, por lo tanto, se incrementaría la importación. Estas mismas fuerzas operan para la balanza de hidrocarburos en conjunto. La reducción del número de descubrimientos y de proyectos de exploración, así como la caída continua de la producción interna de petróleo, podrían reflejar el aumento del costo de explotación debido a las incertidumbres del mercado mundial, el agotamiento de yacimientos ricos y algunos costos de entrada. El desarrollo del GLP no ha podido sustituir toda la demanda de combustibles líquidos para el transporte y el desarrollo del GNL por Camisea, tampoco ha podido superar en valor exportado las mayores importaciones de derivados del petróleo.

En este contexto, el desarrollo de proyectos de hidrocarburos será importante a futuro, pero para ello deben realizarse cambios que simplifiquen el acceso al sector y profundizar en la evolución de las reservas estratégicas que permitan proteger a la economía de los incrementos significativos y especulativos de los precios internacionales de los hidrocarburos.

*Eco. Ricardo de la Cruz Sandoval,
Especialista de Hidrocarburos de Estudios Económicos,
Editor del Libro.*

El desarrollo de los hidrocarburos líquidos en el Perú ha sido dinámico, mostrando auges y declives, pero manteniendo un rol relevante en el desarrollo de la economía peruana y se espera que su impacto dinamizador de la actividad económica siga vigente a largo plazo.

+US\$37 700 millones

Fue el impacto del sector hidrocarburos por su contribución a los ingresos fiscales, reducción del déficit en la Balanza Comercial de GLP y ahorros por la sustitución de las gasolinas por GLP.

3.6%

del Producto Bruto Interno

2.9%

de la inversión privada

0.2%

del Producto Bruto Interno

0.4%

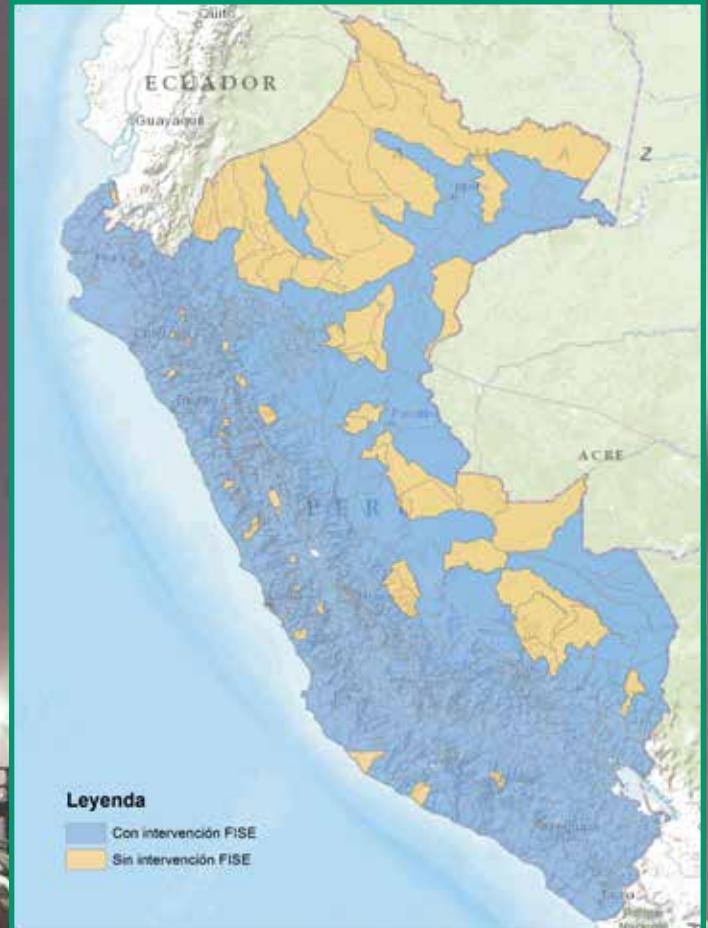
de mejora en la Balanza Comercial

+US\$ 840 millones

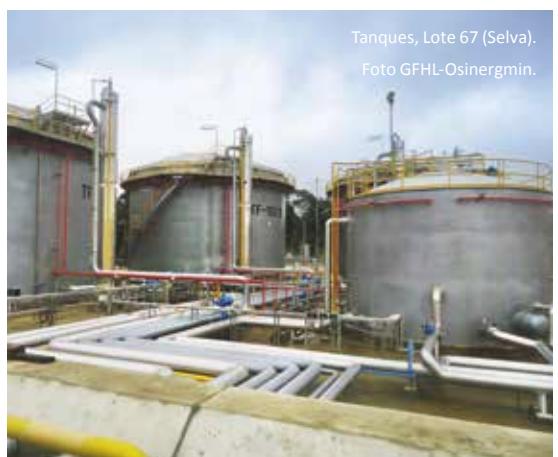
Ha sido la contribución de Osinergmin en su rol de supervisor en la cantidad y calidad de combustibles, supervisor de campos petroleros y como administrador del vale FISE.



Cobertura del FISE (a Julio de 2015)



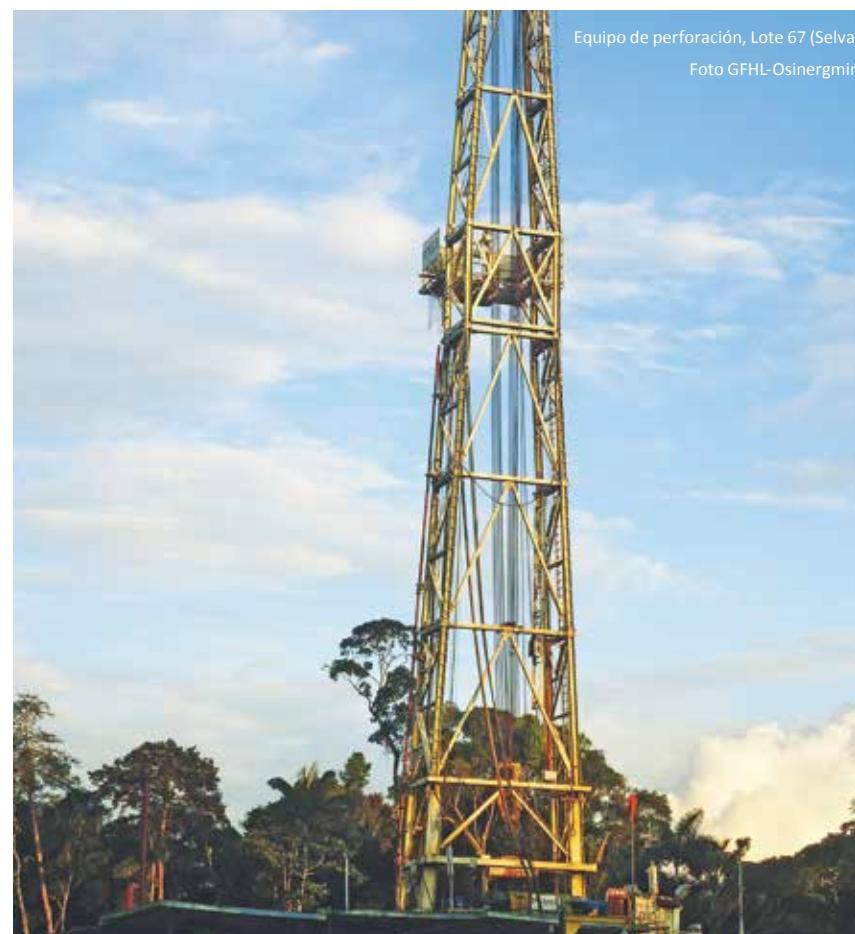
Conclusiones



Tanques, Lote 67 (Selva).
Foto GFHL-Osinergmin.



Tratamiento de petróleo, Lote 67 (Selva).
Foto GFHL-Osinergmin.



Equipo de perforación, Lote 67 (Selva).
Foto GFHL-Osinergmin.

El presente libro ha tenido como objetivo poner en perspectiva el desarrollo del subsector hidrocarburos líquidos y sus efectos multiplicadores a lo largo de toda la historia de la economía peruana. Para ello se ha efectuado un balance de los principales aspectos relacionados a la industria del petróleo y líquidos de gas natural durante los últimos 20 años. La influencia de este subsector para el desarrollo de la economía peruana ha sido relevante y se espera que su impacto dinamizador de la actividad económica siga vigente a largo plazo.

ANTECEDENTES NACIONALES E INTERNACIONALES

La oferta de hidrocarburos líquidos ha sufrido cambios importantes en los últimos años debido a cuatro factores: a) el desarrollo de reservas no convencionales y el surgimiento del gas natural (GN) como una de las fuentes de energía más importantes en la matriz energética mundial; b) el aumento sostenido de la demanda global de energía; c) las preocupaciones ambientales por el cambio climático; y d) los mayores descubrimientos de reservas de GN en diferentes jurisdicciones. Si bien, a la fecha, Perú cuenta con una dotación modesta de reservas de petróleo, con un mayor esfuerzo exploratorio podría reducir su condición de importador neto. El desarrollo y explotación de fuentes no convencionales, así como de redes de transporte de hidrocarburos por ductos, dinamizarán el mercado interno, colocando al país en una posición expectante con respecto a la industria.

DESARROLLO HISTÓRICO DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

El descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y GN, así como su posterior explotación en los últimos 20 años, permitieron transformar la matriz energética del país y el modo de vida de su población. Sin embargo, es necesario brindar un nuevo impulso a la actividad exploratoria. Este libro plantea una reseña clara y detallada sobre los diferentes cambios que ha sufrido el sector a partir de las variaciones en los regímenes económicos que han imperado en el Perú. La conclusión a la que se puede llegar es que la inversión privada es un factor importante para el desarrollo de la industria y a futuro será necesario, en un nuevo contexto de bajos precios del petróleo, realizar algunas mejoras que agilicen los aspectos administrativos, de trámite y aprobación de licencias que reduzcan el costo de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

MARCO REGULATORIO Y SISTEMAS DE SUPERVISIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CALIDAD APPLICABLES A LA INDUSTRIA

El desarrollo de la industria de los hidrocarburos líquidos en los últimos 20 años ha estado acompañado de un marco regulatorio y legal estable, transparente y predecible para los inversionistas y consumidores. Este ha permitido generar confianza para las inversiones, así como brindar incentivos a los concesionarios para que cumplan las normas de seguridad industrial y los estándares de calidad. Osinergmin, como entidad supervisora y reguladora de la industria de hidrocarburos líquidos, ha contribuido al desarrollo del subsector mediante la gestión del marco normativo de la industria y de la fiscalización del cumplimiento de las normas técnicas, de seguridad industrial y de calidad. En años recientes, el enfoque del marco regulatorio ha cambiado. Las políticas de Estado en los últimos cinco años se centraron en modificar las regulaciones para promover la expansión del uso de combustibles menos contaminantes en diferentes sectores de la actividad económica y en diversas regiones del país. Así, se ha pasado a un entorno donde la política energética del Estado busca promover el acceso universal de energía limpia a poblaciones vulnerables. Este objetivo se viene logrando con mecanismos de promoción y esquemas de subsidio, como el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Asimismo, la política energética nacional vigente busca establecer esquemas que afiancen la seguridad energética nacional a base de sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos, entre otros.

INFLUENCIA E IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL EN EL PAÍS

En este libro se presenta una estimación de la relevancia e impactos generados por el subsector de hidrocarburos líquidos en la actividad económica del país. Se realizó, en primer lugar, un ejercicio de simulación que estima los efectos que trae consigo la expansión de las actividades de refinación y explotación del subsector bajo un marco de equilibrio general de la economía peruana. Los resultados obtenidos muestran que un crecimiento de 10% en las actividades de refino y explotación de hidrocarburos líquidos permitiría (i) aumentar el Producto Bruto Interno (PBI), (ii) mejorar la Balanza Comercial y el resultado fiscal primario del Estado, y (iii) mejorar los niveles de bienestar de los consumidores peruanos. En términos

concretos, en un escenario conservador, las simulaciones muestran que el PBI se incrementaría 0.08%, la Balanza Comercial mejoraría 0.15%, y el resultado fiscal primario 0.03%; mientras que en el escenario optimista los impactos serían más de 2.5 veces mayores. No obstante, la tasa de desempleo se elevaría en todos los escenarios analizados.

Por otro lado, se ha estimado el impacto que tienen los hidrocarburos líquidos en el sector público, cuyos beneficios se relacionan a los ingresos fiscales recaudados por concepto de impuesto a la renta (IR) y regalías petroleras, recursos que se distribuyen a las regiones del país. Finalmente, se evaluó el impacto de la industria de hidrocarburos líquidos en el sector externo, que considera el efecto positivo de la producción de líquidos de GN en la Balanza Comercial de GLP del país, así como los ahorros a los usuarios de GLP vehicular por la sustitución de gasolinas.

Con respecto al sector público, los ingresos generados para el Estado por la explotación de hidrocarburos líquidos que provienen de las regalías petroleras y del IR, habrían totalizado aproximadamente US\$ 29 000 millones (expresados en valores monetarios de 2014) en el periodo 2005-2014. El desarrollo de los LGN del Proyecto Camisea habría mejorado la situación de la Balanza Comercial de GLP, cuyo déficit se habría convertido en superávit debido a la sustitución de importaciones de GLP. Se estima que la reducción del déficit en la Balanza Comercial de GLP superaría US\$ 11 000 millones en valores monetarios de 2014 para el periodo 2004-2014. Los ahorros generados por la sustitución de gasolinas por GLP vehicular superan los US\$ 1 000 millones para el periodo 2006-2014.

Por otro lado, las actividades de Osinergmin también habrían tenido impactos importantes en el bienestar de los peruanos por medio de cuatro políticas públicas aplicadas al sector hidrocarburos. En primer lugar, el proceso de control metrológico, asociado a la verificación del expendio de la cantidad comprada de combustibles por parte de los consumidores, habría generado un efecto positivo en el bienestar de los consumidores valorizado en cerca de US\$ 600 millones (expresados en valores monetarios de 2014) durante el periodo 2004-2014. En segundo lugar, el proceso de supervisión de calidad de las gasolinas en las estaciones de servicio habría hecho lo mismo en el bienestar de los consumidores valorizado en US\$ 128.1 millones para el periodo 2005-2014. En tercer lugar, se habría generado un buen impacto por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono) gracias a la sustitución de fuentes energéticas contaminantes (leña y carbón) por

GLP mediante el subsidio implementado con el vale FISE. Este beneficio ambiental implícito del Proyecto FISE (asumiendo que hubiera sido posible certificar esta cantidad de toneladas para la emisión de bonos de carbono bajo el amparo de mecanismos de desarrollo limpio, como los promovidos por el Protocolo de Kyoto) estaría valorizado en cerca de US\$ 1.6 millones (expresados en valores monetarios de 2014) durante el periodo que va de enero de 2013 a julio de 2015. En cuarto lugar, la intervención de Osinergmin en la supervisión de los pozos petroleros en la Selva peruana permitió reducir el vertimiento de aguas de producción contaminantes a los ríos y bosques de la Amazonía durante 2009. Esta política habría permitido mitigar la contaminación ambiental en la Selva. El valor estimado de esta mitigación ascendería a US\$ 125 millones (expresados en valores monetarios de 2014).

En conclusión, todos los resultados del análisis de impacto mostrado en este libro no se habrían obtenido sin un adecuado accionar de las diferentes instituciones públicas competentes, como es el caso de Osinergmin. La aplicación de reglas regulatorias estables a lo largo del tiempo y de la ejecución de una supervisión altamente especializada para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad, contribuyó de manera significativa.

PRINCIPALES RETOS A FUTURO PARA LA INDUSTRIA

Teniendo en cuenta los inmensos beneficios que ha traído el subsector hidrocarburos líquidos para el Perú, el Estado ha trazado un derrotero mediante la promulgación de un nuevo marco normativo. Este permitirá garantizar la continuidad del desarrollo de la industria

en el país y explotar al máximo las potencialidades del subsector, satisfaciendo los requerimientos crecientes de la demanda nacional de energía, expandiendo sus beneficios en otras ciudades del país y afianzando la seguridad energética.

El Estado, a la fecha, está promoviendo proyectos para expandir el consumo del GLP, así como un sistema nacional de poliductos y gasoductos que se conectarán entre sí. Por otro lado, se está desarrollando el proyecto de modernización de la refinería de Talara, que contribuirá a mitigar las emisiones de productos contaminantes (como el azufre), permitirá procesar hidrocarburos pesados y complejos (como los producidos en la Selva peruana) y expandir la capacidad de refinación de combustibles del país para afianzar la seguridad energética. Se espera que para el Bicentenario de la Independencia de la República (2021), el Gasoducto Sur Peruano se haya constituido en un eje de desarrollo en la zona sur del país, y contribuya así a un mayor abastecimiento de hidrocarburos líquidos.

Finalmente, si bien se tomaron medidas de política para atraer la inversión privada y favorecer un adecuado funcionamiento de la industria, se necesita continuar las mejoras en el marco legal y regulatorio, especialmente en lo relacionado a los trámites, licencias y permisos. Además, desarrollar normas para estimular inversiones en explotación de recursos no convencionales y off shore, para ordenar el mercado del GLP y poder gestionar de mejor manera los asuntos vinculados a las relaciones con las comunidades afectadas por los proyectos de hidrocarburos. Será necesario, también, seguir con la mejora y ampliación de la infraestructura de transporte, almacenamiento y refinación.

**Arturo L. Vásquez Cordano,
Editor General en Jefe
Osinergmin.**

Notas

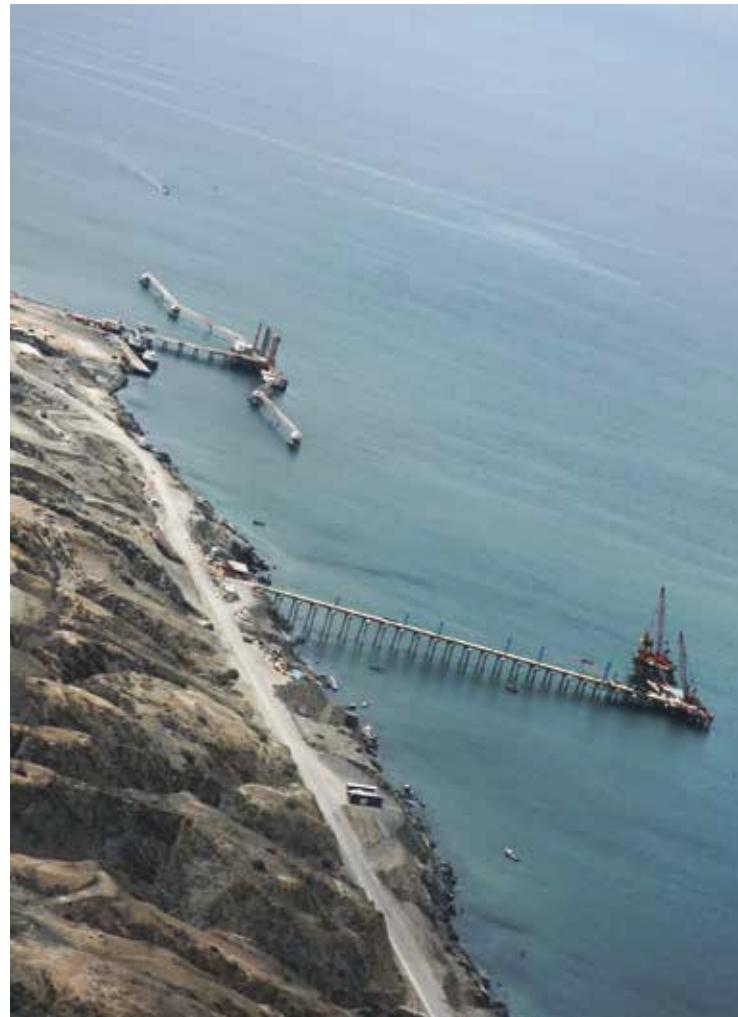
204



Bahía de Bayovar. Foto MEN



Bahía de Bayovar. Foto MEN



Bayovar - Piura. Foto

INTRODUCCIÓ

1. Estos documentos de trabajo se encuentran disponibles en la sección web de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin. Ver Vásquez et al (2004), Vásquez (2005a), Vásquez y Gallardo (2006), Gallardo, Vásquez y Bendezú (2005), Vásquez (2005c), Vásquez (2006b), Vásquez (2006c) y Pérez-Reyes y Vásquez (2006).

CAPÍTULO 1

1. En el caso del gas natural (GN) húmedo, después de la extracción de los yacimientos pasa a la planta de separación, en donde es dividido en GN seco y líquidos de GN (LGN).

2. Link http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Resumen_La_industria_del_gas_natural_en_el_Peru.pdf

3. Las reservas de hidrocarburos se clasifican en tres grandes tipos de acuerdo al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos, aprobado por D.S. N° 032-2002-EM: “Reservas posibles: son las reservas de hidrocarburos con menor grado de certeza de ser recuperadas que las probadas y las probables. Reservas probables: son las reservas de hidrocarburos estimadas con un bajo grado de probabilidad, insuficiente para definir si pueden ser recuperadas. Reservas probadas: cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha determinada, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes”.

4. Es decir, que con el tiempo las empresas pueden conocer la probabilidad de hallazgo de un yacimiento dadas las características de la zona donde se está explorando.

5. Absorber un fluido. La permeabilidad, a cuán fácil atraviesa ese fluido la roca. Mientras más porosa es una roca, más conexión hay entre los poros y, por lo tanto, más permeable.

6. Cuando la presión en el yacimiento disminuye, la empresa debe utilizar métodos más eficientes de extracción de los hidrocarburos restantes, lo cual implica uso de agua, gas disuelto, entre otros (recuperación secundaria), o productos químicos (recuperación terciaria). No obstante, el uso de estos métodos es más costoso que la extracción en la etapa creciente o estable del proyecto.

7. Cabe señalar que en exploración existen numerosas empresas que alquilan el equipamiento necesario para la actividad.

8. El precio a largo plazo puede corresponder al precio esperado o al precio negociado en los contratos a largo plazo.

9. El costo total de producir un grupo de productos cualquiera de una industria en empresas o instalaciones separadas es mayor al de producirlos en una sola empresa o instalación.

10. Tiene una alta capacidad para obtener beneficios extraordinarios sin inducir la entrada de nuevas empresas, en este caso, en el transporte de hidrocarburos por ductos.

11. La escala mínima eficiente corresponde en economía al nivel de producción de una instalación o empresa. Dicho nivel de producción se fabrica al costo medio mínimo.

12. Notas de clase 8 del curso **Energy decisions markets and policies**. Disponibles en <http://ocw.mit.edu/courses/sloan-school-of-management/15-031j-energy-decisions-markets-and-policies-spring-2012/>.

CAPÍTULO

1. En el caso del gas natural (GN) húmedo, después de la extracción de los yacimientos pasa a la planta de separación, en donde es dividido en GN seco y líquidos de GN (LGN).
 2. Link http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Resumen_La_industria_del_gas_natural_en_el_Peru.pdf
 3. Las reservas de hidrocarburos se clasifican en tres grandes tipos de acuerdo al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos, aprobado por D.S. N° 032-2002-EM: “Reservas posibles: son las reservas de hidrocarburos con menor grado de certeza acerca de su existencia y desarrollo”.
 4. La explotación de hidrocarburos es un proceso que implica la perforación de pozos y la construcción de una red de tuberías para transportar el crudo y el gas a través de la tierra y el mar.
 5. La explotación de hidrocarburos es un proceso que implica la perforación de pozos y la construcción de una red de tuberías para transportar el crudo y el gas a través de la tierra y el mar.
 6. La explotación de hidrocarburos es un proceso que implica la perforación de pozos y la construcción de una red de tuberías para transportar el crudo y el gas a través de la tierra y el mar.
 7. Cabe señalar que en exploración existen numerosas empresas que alquilan el equipamiento necesario para la actividad.
 8. El precio a largo plazo puede corresponder al precio esperado o al precio negociado en los contratos a largo plazo.
 9. El costo total de producir un grupo de productos cualquiera de una industria en empresas o instalaciones separadas es mayor al de producirlos en una sola empresa o instalación.

CAPÍTULO 2

1. Fuente: www.cores.es/es/cores/quienes-somos.
2. Artículo 2º y 77 de la Ley N° 26221 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH).
3. En setiembre de 1960, cinco de los principales países productores de petróleo constituyeron la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela), con el propósito de coordinar las políticas de producción de petróleo (Bhattachayra 2011).
4. Vásquez (2005) señala tres razones asociadas a esta característica: procesos de producción más eficientes, una curva de aprendizaje y mejoras continuas, y la presencia de importantes costos hundidos que permiten el aprovechamiento de economías de escala.
5. La demanda residual es la diferencia horizontal entre la curva de demanda del mercado y la curva de oferta de la franja de empresas competitivas, es decir $DR = D(p) - S(p)$.
6. El costo de producción por barril más bajo de la OPEP está en www.forbes.com/sites/jamesconca/2015/07/22/u-s-winning-oil-war-against-saudi-arabia/
7. El modelo de Hotelling trata de explicar los fundamentos económicos de la explotación de recursos naturales no renovables, como la minería y el petróleo. El artículo presenta los principios de la economía minera y la senda óptima de explotación bajo los supuestos de monopolio, duopolio y libre competencia. Hotelling tiene un trabajo seminal de la economía de los recursos naturales agotables o no renovables, en tanto todos los trabajos posteriores lo utilizan como referente.
8. Devarajan et al. (1981).
9. Es el grado en el cual la demanda de un bien reacciona ante el cambio del precio.

CAPÍTULO 3

1. El Reglamento fue emitido por José de San Martín en plena campaña emancipadora. Según Domingo García Belaúnde, se trató prácticamente de un documento de uso interno, ya que
10. Mediante Ley N° 9037 del 23 de noviembre de 1939, se autorizó al Ejecutivo a formar una entidad, organizada en forma comercial

todavía no había sido proclamada formalmente la independencia (Domingo García Belaúnde 1997: 235).

2. El estatuto fue emitido por José de San Martín el 8 de octubre de 1821, luego de proclamada la independencia en julio del mismo año. El texto completo del Estatuto puede ser consultado en www4.congreso.gob.pe/historico/quipu/constituyente/1821b.htm.

3. En efecto, el Artículo 12º de la Ley dispuso un plazo perentorio para el empadronamiento general para todos los que tuvieran o crean tener derecho a una o más pertenencias de mina. Los efectos del incumplimiento de la obligación conllevarían que la pertenencia minera volviera "de hecho al dominio del Estado", pudiendo ser denunciadas por terceros, sin que el último poseedor pueda oponerse (Baldeón Ríos 2009: 10).

4. Artículos 18º y 19º del Código.

5. Rocha Fernandini, José, **La legislación peruana durante el siglo XX**. En *Visión del Perú en el siglo XX*, Ediciones Librería Studium, Lima, 1962, pág. 22 (Baldeón Ríos 2009: 22).

6. El asfalto, la roca asfáltica y los esquistos bituminosos continuaron rigiéndose conforme al Artículo 1º de la norma, según las reglas del Código de Minería.

7. En efecto, el Artículo 34º dispuso que el concesionario estaba obligado a suministrar de preferencia y a prorrata, según producción, el petróleo crudo y derivados necesarios para el consumo del país, no pudiendo exportar sino el exceso.

8. Decreto Supremo de 9 de marzo de 1934.

9. Ley N° 8527 del 15 de abril de 1937. Los considerandos de la ley expresan de modo meridiano su propósito, al señalar que el trabajo de los yacimientos de petróleo en montaña resultaba de muy difícil realización por las obligaciones normativas en vigencia. Estas fueron expedidas teniendo en cuenta las condiciones de los yacimientos de la Costa; resultaba necesario dictar disposiciones que pusieran a los yacimientos en montaña en condiciones de ser explotados económicamente.

10. Mediante Ley N° 9037 del 23 de noviembre de 1939, se autorizó al Ejecutivo a formar una entidad, organizada en forma comercial

y bajo el control técnico del Departamento de Petróleo, que se encargase de los trabajos de exploración y explotación de petróleo de las reservas petrolíferas del norte del Perú y de la cuenca del Pirín en el Sur, así como de la refinación del petróleo, actividad que se desarrollaría en la refinería de Villar en Zorritos, Tumbes. Sobre la base de dicha entidad se formarían los Establecimientos Petroleros Fiscales como entidades semi-autónomas en 1946 y, posteriormente, la Empresa Petrolera Fiscal en 1948, como parte del Ministerio de Fomento y Obras Públicas. En el último mensaje al Congreso del presidente José Luis Pablo Bustamante y Rivero, en 1948, se resaltaba la creación de la Empresa Petrolera Fiscal como un "instrumento efectivo para acelerar enérgicamente el ritmo de la hasta ahora lúgida explotación petrolera fiscal (...)" (Bustamante y Rivero 1948: 115).

11. Término que incluía al asfalto, el GN y "todos los otros productos, sean líquidos, sólidos o gaseosos, que se encuentren asociados con el petróleo o que sean de composición química similar al mismo". Art. 1º de la Ley N° 11780.

12. Las Áreas de Reserva Nacional podían ser exploradas o explotadas por el Estado directamente o en asociación con capitales nacionales, por personas naturales o jurídicas nacionales, o por quienes las obtuvieran bajo el procedimiento de licitación.

13. Dicho pago también resultaba aplicable en el caso de las prórrogas de la concesión de explotación, equivaliendo al doble del monto (Art. 122 de la Ley N° 11780).

14. El Decreto Ley N° 17065 del 4 de octubre de 1968, día siguiente al golpe de Estado, declaró nulos el Acta de Talara y el contrato celebrado por el Estado y la International Petroleum Company Limited. El Decreto Ley N° 17066 dispuso la expropiación, la toma de posesión por las Fuerzas Armadas y la administración por parte de la Empresa Petrolera Fiscal.

15. La refinería, ubicada al sur de Lima, fue instalada en 1961 por la Petrolera Conchán del Grupo Prado. Posteriormente, ingresaría como socia la empresa Chevron, adoptándose el nombre de Conchán – Chevron.

16. Ley Orgánica para la Empresa Petróleos del Perú, aprobada por Decreto Ley N° 20036, el 29 de mayo de 1973.

17. Sobre este modelo de contrato, el Presidente Ejecutivo de la petrolera estatal en 1973, general EP Marco Fernández Baca, señalaba las siguientes ventajas: "Primera: El Estado no invierte ni arriesga en las operaciones un solo centavo (...). Segunda: Todo el petróleo extraído y las reservas encontradas son de propiedad de Petroperú que actúa en representación del Estado. Nuestra Empresa compensa al contratista con una parte del petróleo producido, por sus inversiones y gastos operativos. Tercera: El Estado, dueño de los recursos naturales del subsuelo, percibe sus utilidades desde el primer día en que brota el petróleo (...). Cuarta: La fórmula para el reparto del petróleo entre las partes contratantes es extremadamente clara y simple. Elimina la necesidad de mantener engorrosos controles sobre costos, utilidades, depreciaciones, etc., que en esta industria son muy difíciles de fiscalizar". Conferencia del 29 de marzo de 1973 en el Instituto de Derecho de Minería y Petróleo (Mondino 1977: 72).

18. Del 6 de diciembre de 1979.

19. Del 6 de diciembre de 1979

20. Tales como el Decreto Ley N° 22862, durante el gobierno de Francisco Morales Bermúdez; la Ley N° 23231, durante el gobierno de Fernando Belaúnde; y la Ley N° 24782, durante el primer gobierno de Alan García.

21. Decreto Ley N° 22862 del 15 de enero de 1980.

22. Ley N° 23231 del 26 de diciembre de 1980.

23. Ley N° 26221.

24. Ley N° 26223.

25. Ley N° 26224.

26. Noriega Calmet (1962).

27. Petroperú (2014).

28. Petroperú (2014).

29. Barclay (2011).

30. Perupetro (2015).

31. Este número corresponde a la suma de gasocentros exclusivos de GLP, estaciones de servicios con gasocentro de GLP y estaciones de servicios con venta de GNV y GLP.

CAPÍTULO 4

1. Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM y modificatorias.

2. Artículo 3º de la LOH.

3. Artículo 5º de la LOH, modificado por Ley N° 26734.

4. Artículo 6º de la LOH.

5. Artículo 66º de la Constitución Política de 1993.

6. Artículo 2º de la LOH.

7. Art. 77 de la LOH.

8. Art. 72º de la LOH.

9. Art. 80º, literal c) de la LOH.

10. Artículo 10º de la LOH.

11. Artículos 72º y 79º de la LOH. Cabe indicar que la distribución de GN por red de ductos es considerada como servicio público por la LOH.

12. Tales como las actividades de hidrocarburos desarrolladas en refinerías, plantas de procesamiento, de abastecimiento, de lubricantes, de producción de GLP, envasadoras de GLP, terminales, importadores, distribuidores mayoristas, consumidores directos con instalaciones fijas o móviles, consumidores directos estratégicos y consumidores directos menores, comercializadores de combustibles para aviación o para embarcaciones, establecimientos de venta al público de combustibles, gasocentros de GLP, medios de transporte, distribuidores minoristas, distribuidores a granel de GLP, redes de distribución de GLP, importadores de GLP, locales de venta

de GLP, establecimientos de venta al público de GN vehicular (GNV), consumidores directos de GNV, establecimientos destinados al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte, estaciones de compresión de GN comprimido (GNC), estaciones de carga de GNC, unidades de trasvase de GNC, estaciones de descompresión de GNC, consumidores directos de GNC, estaciones de licuefacción de GNL, estaciones de regasificación de GNL, estaciones de recepción de GNL, consumidores directos de GNL, unidades móviles de GNC-GNL, medios de transporte de GNC y medios de transporte de GNL.

13. Hasta ese año, el registro era administrado por la DGH del MEM.

14. Documentos requeridos para la inscripción en el RH para desarrollar actividades de GN, emitidos de conformidad al anexo 3 del Reglamento del Registro de Hidrocarburos (RH).

15. Artículo 3.4 del Reglamento del RH.

16. El Decreto Supremo N° 049-93-EM y modificatorias, aprobó el Reglamento para la aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, el mismo que contiene el detalle de su aplicación.

17. Art. 45º de la LOH.

18. Idem.

19. El procedimiento para la aprobación de los contratos y sus modificaciones se rige por lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 045-2008-EM.

20. Aprobado por Decreto Supremo N° 030-2004-EM, modificado por Decreto Supremo N° 01-2012-EM.

21. El periodo de retención permite la extensión del plazo en 5 o 10 años, ante determinados supuestos (Art. 23 y 24 de la LOH).

22. Art. 69º y 70º de la LOH

23. Art. 67º de la LOH.

24. Art. 68º de la LOH.

25. Art. 72º y 79º de la LOH.

26. Definiciones similares se encuentran consignadas en el Artículo 2º del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. 081-2007-EM), como en el Artículo 2º del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de GN por Red de Ductos (aprobado por D.S. N° 040-2008-EM).

27. Art. 10º del Reglamento aprobado por D.S. N° 040-2010-EM. Art. 7 del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM.

28. Art. 15º del Reglamento aprobado por D.S. N° 040-2010-EM. Art. 12º del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM.

29. Recién a partir de 2010, Osinergmin, mediante el Decreto de Urgencia N° 027-2010 que modificó el D.U. N° 010-2004, recibe el encargo de actualizar las Bandas de Precios (BP) de los combustibles que se encuentran dentro del FEPC.

30. Séptima Disposición Complementaria de la Ley N° 29952.

31. De acuerdo con el Artículo 1º de la Ley N° 29852, el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos está conformado por "redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles en el país".

32. Para que un proyecto forme parte del sistema del MEM, se debe priorizar por Decreto Supremo.

33. Artículo 1º de la Ley N° 29970.

34. El Artículo 4º de la Ley N° 29970 señala los proyectos necesarios para aumentar la seguridad energética: i) Un gasoducto y un poliducto comprendidos desde la planta de procesamiento de Camisea hasta la estación de compresión Chiquintirca; ii) un gasoducto y/o poliducto comprendido desde el sistema existente hasta Anta, Cusco; iii) una planta de regasificación e instalaciones para la importación de gas natural licuefactado (LNG); y iv) otros proyectos definidos por el MEM que cumplan los principios de la Ley.

35. Aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM y modificatorias.

36. Artículo 5º del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

37. Idem.

38. Actualmente, en tanto no culmine la transferencia de funciones establecida en la Ley N° 29968, la revisión y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados (EIA-d) en materia de hidrocarburos son de competencia de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE).

39. Aprobado por D.S. N° 019-2009-MINAM y sus modificatorias.

40. Adicionalmente, el Anexo N° 1 del Reglamento excluye expresamente de la obligación a actividades determinadas, como la aerofotografía, aerogravimetría, aeromagnetometría, geología de superficie, gravimetría de superficie y la prospección geoquímica de superficie.

41. Entre las cuales se encuentran las siguientes: exploración sísmica, perforación exploratoria, explotación, transporte por ductos, distribución por red de ductos, procesamiento o refinación, y establecimientos de venta al público de hidrocarburos.

42. Publicada el 21 de mayo de 2015.

43. Primera Disposición Complementaria Final de la Ley.

44. El ejercicio del derecho a la participación se encuentra reconocido en diversas disposiciones normativas, tales como la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales – Ley N° 26821; Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental – Ley N° 27446; Ley General del Ambiente – Ley N° 28611; y Ley de Promoción de las Inversiones para el Crecimiento Económico y el Desarrollo Sostenible - Ley N° 30327; entre otras.

45. Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos indígenas u Originarios Reconocidos en el Convenio 169 de la Organización Internacion del Trabajo (OIT), ratificado por el Perú mediante Resolución Legislativa N° 26253 del 5 de diciembre de 1993, registrada ante la OIT el 2 de febrero de 1994. El reglamento de dicha ley fue aprobado por D.S. N° 001-2012-MC.

46. Recogidas en el Artículo 8º de la Ley.

47. Artículo 9º de la Ley.
48. Art. 1º de la Ley N° 26734, sustituido por Ley N° 28954 publicada el 24 de enero de 2007. Al efecto, las competencias en materia de minería fueron asignadas al Osinergmin mediante Ley N° 28954.
49. Cabe precisar, no obstante, que las competencias en materia ambiental, así como en seguridad y salud en el trabajo, fueron transferidas al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) y al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE), respectivamente, en cumplimiento de normas emitidas.
50. Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 29783, publicada el 20 de agosto de 2011.
51. Art. 2º de la Ley N° 29901, publicada el 12 de julio de 2012.
52. Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
53. Publicado el 3 de febrero de 2010.
54. Otras normas relacionadas son los Lineamientos del MEM aprobados por la Resolución Directoral N° 122-2006-EM/DGH y la Resolución Osinergmin N° 136-2011-OS/CD y su modificatoria, aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 226-2014-OS/CD.

CAPÍTULO 5

1. Grupo Macroconsult (2008).
2. En 2013 se registró un total de 101 pozos perforados, sin embargo en 2011 y 2012 la cifra llegó hasta 239 y 208 pozos, respectivamente.
3. Sociedad Peruana de Hidrocarburos (2014).
4. Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que mediante un análisis de datos geológicos y de ingeniería de yacimientos explorados, con un alto grado de confianza pueden ser recuperables comercialmente en las actuales condiciones económicas. Es la reserva que tiene mayor certeza para su extracción. En las áreas donde hay reservas probadas

se perforan pozos de desarrollo con el objeto de avanzar en la explotación racional del yacimiento dentro del área que ha sido aprobada. **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014 – MEM.**

5. Las reservas probables son aquellas cantidades de recurso a una fecha dada, en áreas cercanas a yacimientos probados, y determinadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos. En las áreas de reservas probables se perforan pozos confirmatorios. **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014 – MEM.**
6. Las reservas posibles hacen referencia a la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, que podría existir en formaciones identificadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería, pero que aún no ha sido verificada. En las áreas de reservas posibles se perforan pozos de exploración con el objeto de verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos entrampadas en una estructura geológica. **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014 – MEM.**
7. Millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar.
8. Sánchez, Fernando y Vargas, Alejandro (2005).
9. Vásquez, A. et al. (2015).
10. El Precio de Referencia es un valor de mercado que refleja las variaciones de los precios internacionales de los combustibles líquidos en el Mercado Relevante, en operaciones eficientes de importación y/o exportación de combustibles (según sea el caso) entre el Mercado Relevante y el puerto de El Callao (GART - Osinergmin, 2012).
11. El Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC) se creó mediante el D.U N° 010-2004, con la finalidad de enfrentar la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados, e impedir que esta se traslade directamente a los consumidores nacionales.
12. Para obtener el precio promedio de la gasolina, se utilizó un promedio de los precios de la gasolina en sus diferentes niveles de octanaje, ponderado por su respectiva cantidad de demanda a nivel nacional.

13. Los agentes comerciales de combustibles líquidos son definidos, según el Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP), como los establecimientos de venta al público (EVP), consumidores directos y distribuidores minoristas. En el caso del GLP, los agentes son el productor o importador, plantas envasadoras, consumidores directos, gasocentros y estaciones de servicio con gasocentro, locales de ventas, distribuidores a granel y en cilindros.

14. Abarca las regiones de Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad y Cajamarca.

15. Abarca las regiones de Áncash, Lima e Ica.

16. Abarca las regiones de Tacna, Moquegua, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios.

17. Abarca las regiones de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica, Ayacucho y Apurímac.

18. Abarca las regiones de Loreto, Amazonas y San Martín.

19. Otros en la zona norte: la planta El Milagro (2%), plantas de Conchán, La Pampilla y Pure Biofuels, así como los terminales de Chimbote, Pisco y Supe, tienen una participación de menos de 1% cada uno. Otros en la Costa central: la planta de Pure Biofuels y el terminal de Supe (9% cada uno), terminal de Chimbote (4%), la planta de Herco (1%); las plantas de Cerro de Pasco, Cusco, Juliaca, Piura, Talara, Tarapoto y los terminales de Eten, Ilo y Mollendo (menos de 1% cada uno). Otros en el sur: planta de Juliaca (7%) y de Conchán (1%); planta de Pure Biofuels y los terminales de El Callao (Vopak Perú), Chimbote, Pisco y Salaverry (menos de 1% cada uno). Otros en el nor oriente: terminal de Etén (10%), planta Conchán (2%), de Cerro de Pasco, Maple (Pucallpa), Pucallpa y Talara, así como el terminal de Salaverry (menos de 1% cada uno). Otros en la Sierra central: terminal de Mollendo (7%), plantas de Conchán y El Milagro (5% cada una) y Pure Biofuels (3%); plantas de Juliaca y Maple (Pucallpa) y terminales de El Callao (Vopak Perú), Chimbote, Etén Ilo y Supe (menos de 1% cada uno).

20. Otros en la zona norte: planta El Milagro (5%); plantas de Conchán y La Pampilla, terminales de El Callao (Vopak Perú), Chimbote, Mollendo, Pisco y Supe (menos de 1% cada uno). Otros en la Costa central: terminal Pisco (7%), planta Herco y terminal Supe

(2% cada uno), terminal Salaverry (1%); plantas de Piura y Talara y los terminales Chimbote, Etén, Ilo y Mollendo (menos de 1% cada uno). Otros en el sur: terminal Ilo (4%) plantas de Conchán (3%), planta La Pampilla y terminales de El Callao (Vopak Perú) y Pisco (menos de 1% cada uno). Otros en el nor oriente: terminal Etén (8%), plantas El Milagro y Yurimaguas (9% cada una), de Conchán (2%), de Talara (1%); plantas de Cerro de Pasco, Cusco, Maple (Pucallpa) y terminales de Chimbote, Mollendo y Salaverry (menos de 1% cada uno). Otros en la Sierra central: planta La Pampilla (5%), planta de Cusco y terminales de El Callao (Vopak Perú), Mollendo y Supe (menos de 1% cada uno). Otros en Ucayali: plantas de Conchán, La Pampilla, Iquitos y Tarapoto, así como el terminal de Mollendo con 13% y 1 MBPD cada uno.

21. Otros en la zona norte: Pisco (8%) y terminales (2%). Otros en la Costa central: Talara (2%) y Pisco (3%). Otros en el sur: Repsol (8%) y Zeta Gas (4%). Otros en el nor oriente: Zeta Gas (11%), terminales (3%) y Repsol (1%). Otros en la Sierra central: Aguaytía (5%) y Pisco (0.02%).

22. Asociado al consumo de gasolinas y gasoholes, diésel y petróleos industriales, aunque también pueden vender otros combustibles. Según el Glosario de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, un establecimiento de venta al público de combustibles es una instalación en un bien inmueble donde los combustibles son objeto de recepción, almacenamiento y venta al público. En el país, también se les denomina estaciones de servicio, grifos, grifos flotantes, grifos de querosene, grifos rurales y grifos en la vía pública.

CAPÍTULO 6

1. En el caso de hidrocarburos, fija tarifas de los servicios públicos de transporte por ductos y distribución de GN por red de ductos.
2. El Informe Técnico Favorable (ITF) es la opinión técnica favorable de Osinergmin sobre el proyecto de instalación o modificación de una instalación o establecimiento, en relación al cumplimiento de la reglamentación vigente del sector hidrocarburos (Numeral 3.4 del artículo 3 del Reglamento del RG aprobado con Resolución de Consejo Directivo N° 191-2011-OS/CD).

CAPÍTULO 7

1. Según Stiglitz (2003), la tasa social de descuento (TSD) es aquella que refleja el costo de oportunidad de los fondos públicos y según

- Layard y Glaister (1994), refleja el umbral mínimo de rentabilidad que se le exige a los proyectos financiados con fondos públicos.
2. Para mayor detalle de los valores de la Tasa Social de Descuento, véase Tamayo, J. et al. (2014).
 3. La VE es la cantidad de dinero que al consumidor lo haría indiferente ante el cambio en el precio de un bien. Los aumentos de producción y capacidad de refinación que analizamos en esta sección equivalen a una variación del precio de los hidrocarburos líquidos.
 4. Ley N° 24977 (Huánuco), D.L. N° 21678 (Loreto), Ley N° 23630 (Piura), Ley N° 23350 y D.U. N° 027-98 (Ucayali) y Ley N° 23871 (Tumbes)
 5. El problema de información asimétrica y su efecto en el mercado fue analizado por Akerlof (1970).
 6. Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, Ley N° 27699.
 7. Procedimiento aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 400-2006-OS/CD. Cabe señalar que previo a la publicación de este procedimiento, la supervisión operativa del Osinergmin siguió los lineamientos que se establecieron en el artículo 71º del Decreto Supremo N° 030-98-EM.
 8. Según Ojeda (2015), alrededor de 200 EVP's en Lima Metropolitana fueron seleccionados aleatoriamente para la verificación del volumen despachado por las mangueras de los surtidores y/o dispensadores de estos establecimientos.
 9. La distribución final se realiza de forma proporcional al tamaño relativo de los estratos identificados (para mayor detalle véase el Anexo 7 – Guía de procedimiento de supervisión muestral en grifos y estaciones de servicio – R.C.D. N° 014-2009-OS/CD).
 10. La Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD (Escala de Multas y Sanciones), tipifica la infracción asociada a problemas metrológicos para el caso de las estaciones de servicio, estableciendo una multa máxima de 60 UIT.
 11. La curva de demanda compensada o hicksiana es aquella que toma en cuenta el efecto sustitución provocado por el cambio en el precio de un bien y considera un nivel de bienestar dado; por lo tanto, no considera el efecto ingreso de esa variación del precio. Esta demanda es la adecuada para hacer mediciones de cambio en el bienestar de acuerdo la teoría económica. Véase Hausman (1981) para mayores detalles.
 12. El escenario contrafactual asume que en ausencia de la implementación del proceso de control metrológico el número de mangueras desaprobadas hubiera crecido proporcionalmente al número de nuevas mangueras entrantes al mercado de combustibles.
 13. La información disponible muestra que el porcentaje de desvío en la cantidad despachada de combustibles está alrededor de -1% en todos los años.
 14. En Vásquez (2005c) se muestra evidencia de que la especificación log-lineal de la curva de demanda es una buena aproximación de la curva de demanda de combustibles líquidos para el caso peruano.
 15. Las primeras acciones se realizaron a mediados de 2002, mediante un programa piloto a cargo de la Unidad de Fiscalización Especial de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos de Osinergmin, el cual consistió en visitar una muestra de 200 establecimientos de venta al público de combustibles para uso automotor ubicados en Lima Metropolitana.
 16. Por ejemplo, los parámetros son la cantidad de octanos y el punto de inflamación.
 17. Disponible en: <http://www.ref.pemex.com/octanaje/que.htm>
 18. Mediante R.M. N° 139-2012-MEM/DM se prohibió comercializar Diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en las regiones de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional de El Callao.
 19. Las externalidades representan efectos que genera la acción de un agente (persona o empresa) en el bienestar o los beneficios económicos del resto de agentes en la economía, sin que ellos estén debidamente compensados económicamente.
 20. El informe evalúa tanto el octanaje como la presión de vapor reid (PVR). Cabe señalar que según las Oficinas Regionales de Osinergmin, la PVR es supervisada en las refinerías y plantas, mientras que el octanaje es supervisado en los EVPs.
 21. Esta información fue proporcionada por las Oficinas Regionales de Osinergmin.
 22. Se tomó a 2009 como periodo base, porque era el año más cercano al inicio de las supervisiones de octanaje con información completa. Asimismo, se tomaron datos a 2014, a fin de tener un espacio de tiempo suficientemente amplio para observar cambios.
 23. El precio implícito es igual al precio observado de un galón de combustible dividido por el número de octanos nominales (84 o 90).
 24. Véase Hausman (1981) para mayores detalles.
 25. Los promedios se refieren a promedios de hogares a nivel de distrito, ya que es el ámbito de análisis para el que se dispuso de información.
 26. Véase al respecto el **European lung white book** disponible en: <http://www.erswhitebook.org/>
 27. Se tomaron en cuenta para el cálculo sólo los gastos en OSAS (Obstructive Sleep Apneas, o suspensiones transitorias de la respiración) y neumonía. Disponible en: <http://www.erswhitebook.org/chapters/the-economic-burden-of-lung-disease/the-cost-of-respiratory-disease/>
 28. El costo social de los fondos públicos estimado por Vásquez y Balistreri (2010) es de US\$ 1.007 por cada dólar gastado. El costo social sumado a los presupuestos antes mencionados suma US\$ 42 millones.
 29. Los detalles sobre el diseño, financiamiento y condiciones de canje del FISE se encuentran explicados en el **Acápite 7-4**.
 30. Véase los supuestos y fórmulas utilizadas para la estimación en el **Acápite 7-5**.
 31. Norte: Amazonas, Tumbes, Piura, San Martín, Loreto, Lambayeque, Cajamarca y La Libertad. Centro: Lima (incluye El Callao), Áncash, Huánuco, Junín, Pasco, Ucayali. Sur: Huancavelica, Ica, Ayacucho, Arequipa, Apurímac, Madre de Dios, Cusco, Puno, Moquegua y Tacna
 32. Se asume que en Latinoamérica existe un mercado de carbono similar al de la European Union Allowances (EUA) y que el precio vigente en dicho mercado es el mismo que en el EUA.
 33. La fuente de esta información es el servicio Bloomberg.
 34. La explotación petrolera se inició en el año 1971, con los pozos Corrientes 1X y Capahuari 1X.
 35. En la Selva norte producen aproximadamente 175 pozos petroleros que extraen el 38% del petróleo que se genera en el país, con el 98% de agua; el agua se vertía a los suelos, quebradas y ríos de la selva.
 36. Se determinó por el método de transferencia de valor, el valor de cada hectárea de los bosques humedales de la selva norte. Ver documento de Trabajo N°20 de la OEE, en http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/79.htm?6507.
 37. Cantidad reportada en Villar (2009).

CAPÍTULO 8

1. Disponible en <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2015/mayo/reporte-de-inflacion-mayo-2015.pdf>. Último ingreso: 14/09/2015.
2. Fuente: Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT).
3. Modificado por D.S N° 041-2005-EM cuyo Artículo 4º fue modificado por el D.S. 092-2009-EM.
4. Mediante D.S. N° 061-2009-EM se establecieron los criterios para determinar las referidas zonas geográficas y se prohibió el expendio a partir del 1º de enero de 2010 del diésel B2 para uso vehicular con contenido de azufre mayor a 50 ppm en los EVPs y consumidores directos de la provincia de Lima y El Callao.

5. Mediante Resolución Ministerial N° 139-2012-EM/DM se dispuso el contenido de azufre para el diésel B5. De acuerdo con Petroperú, desde enero de 2009 se estableció la comercialización del diésel B2 que mezcla diésel N° 2 con 2% de biodiésel 100 y se aumentó el porcentaje a 5% desde enero de 2011. Este combustible debe cumplir con las especificaciones técnicas de la NTP vigente y guarda concordancia con los estándares internacionales ASTM, D975 y SAE J313 (<http://www.petroperu.com.pe/portalweb/Main.asp?Seccion=62>).
6. Fuente <http://www.petroperu.com.pe/pmrt/>
7. Fuente: Petroperú (2014).
8. Fuente: **La Pampilla: Nueva planta de desulfurización de diesel avanza al 40%** (Gestión 17/07/2015). Disponible en <http://gestion.pe/empresas/pampilla-proyecto-refinamiento-diesel-avanza-al-40-2137565>. Último acceso: 15/09/2015. Otro bloque es el de gasolinas y la unidad de hidrógeno.
9. Documento **EIASd RLP21 Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles**. Disponible en http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Cap_%201_Desc_Proj_RLP21.pdf. Último acceso: 15/09/2015.
10. Documento **EIASd RLP21 Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles**. Disponible en http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Cap_%201_Desc_Proj_RLP21.pdf. Último acceso: 15/09/2015.
11. Los ductos, equipos e instalaciones necesarias para el transporte de gas dentro de la Zona de Seguridad conforman el Sistema de Seguridad de Transporte de Gas (STG). De similar manera, los numerales 3.2 y 4.2 de los artículos 3° y 4° respectivamente, de la Ley N° 29970, el STG y el Gasoducto Sur Peruano, cuentan con el beneficio del Mecanismo de Ingresos Garantizados y perciben un Ingreso Anual Garantizado (IGA). El cargo para el Gasoducto Sur Peruano para cubrir la parte del IGA que no es remunerada por las tarifas es el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE). El inicio del pago también debería darse en la Puesta en Operación Comercial (POC), pero el D.S. mencionado en el texto principal estipula que el MEM podía autorizar el inicio de la recaudación del CASE y las tarifas reguladas de GN antes de la POC, como parte del Adelanto de los Ingresos Garantizados (AIG), y serán transferidos al Concesionario en la fecha de la POC.

El periodo de liquidación posterior a la POC es el mismo que para el STL.

12. La Resolución Osinergmin N° 043-2015-OS/CD define las fórmulas para el cálculo de tarifas y cargos tarifarios a aplicarse para la remuneración del Sistema Integrado de Transporte. Las tarifas a aplicarse en el STG y el Gasoducto Sur Peruano se presentan en el siguiente cuadro.

Tarifas a aplicarse en el Sistema Integrado de Transporte

Sistema de Transporte	Tarifa o Cargo Tarifario
Sistema de Seguridad de Transporte de GN (STG)	Tarifa Base de Seguridad (TBSSTG) Tarifa Regulada de Seguridad (TRSSTG) Tarifa de Racionamiento (TRSTG) Tarifa de Transporte Adicional Firme (TAFSTG) Tarifa de Transporte Adicional Interrumpible (TAISTG)
Gasoducto Sur Peruano	Tarifa Base de Transporte (TBTGSP) Tarifa Regulada de Transporte Firme (TRTFGSP) Tarifa Regulada de Transporte Interrumpible (TRTIGSP) Nueva Tarifa Regulada (NTRGSP)

Fuente: GART-Osinergmin.

El Reglamento de la Ley N° 29970 señala que el IGA del STG es cubierto por los ingresos de la prestación del servicio de transporte de GN y los ingresos provenientes del CASE, a fin de asegurar que el concesionario perciba efectivamente el monto de IGA correspondiente. El CASE se recauda mediante un cargo adicional al Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Mediante Resolución Osinergmin N° 065-2015-OS/CD, se fijó la Tarifa Regulada de Seguridad para el periodo comprendido entre mayo de 2015 y abril de 2016 en 1,5395 US\$ / mil m3. Para el tramo A2 o GSP, el IGA es cubierto mediante los ingresos provenientes por la prestación del servicio de transporte de GN para los usuarios del sur del país y los ingresos recaudados por concepto de CASE. Este último también se recauda mediante un cargo adicional sobre el Peaje Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

13. En caso el concedente autorice al concesionario a brindar un servicio de transporte adicional en el STL, de acuerdo con lo señalado en la Cláusula 14 del Contrato, la Tarifa de Transporte Adicional (TTASTL) se determinará, tanto para el Periodo Transitorio como para el Periodo

Tarifario, mediante un acuerdo de partes, procediéndose conforme a lo dispuesto en el Artículo 149º del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Dicha tarifa no podrá ser inferior al Cargo Tarifario SISE. (Art. 13º de la RCD N° 043-2015-OS/CD).

14. Mediante la RCD N° 065-2015-OS/CD se fijó el cargo tarifario SISE para el periodo comprendido entre mayo de 2015 y abril de 2016 en 0,1304 US\$ / barril.

15. Fuente <http://www.gasoductodelsur.pe/el-gasoducto/beneficios-y-oportunidades.html>

16. En 2004, el SCOP de Combustibles Líquidos y GLP de la GFHL fue ganador de dos reconocimientos: el Premio Creatividad Empresarial 2004 UPC y el Diario El Comercio, y del Premio IT/ Users 2004. En 2005, el SCOP fue el ganador nacional del premio Buenas Prácticas Gubernamentales de la ONG “Ciudadanos al

Día” en la categoría de “Fiscalización y Cumplimiento de la Ley”. En 2006 obtuvo el premio especial a la mejora integral por la ONG “Ciudadanos al Día”. En 2012, la misma ONG selecciona al Sistema Facilito Móvil (aplicativo para la consulta de precios y ubicación de establecimientos de venta combustibles) como una Buena Práctica en Gestión Pública. A nivel institucional, Osinergmin fue reconocido por el Comité de Gestión de la Calidad de la Sociedad Nacional de Industrias con el Premio Nacional a la Calidad 2010 Medalla de Oro. En 2012, Osinergmin ganó el Reconocimiento Oro y Premio Iberoamericano de la Calidad de la Fundación Iberoamericana para la Gestión de la Calidad (Fundibeq). En 2015, Osinergmin ha sido reconocido con el premio Medalla Empresa Líder en Calidad – Categoría Oro por el Comité de Gestión de la Calidad, entidad que otorga el más importante reconocimiento en el país a las organizaciones públicas y privadas que, con el fin de alcanzar la excelencia en la gestión, realizan la mejora continua de sus procedimientos y resultados.



Tratamiento de petróleo, Lote 67 (Selva). Foto GFHL-Osinergmin.



Refinería de Conchán. Foto MEM.

Bibliografía



Planta y Villa Trompeteros, Lote 8. Foto GFHL-Osinergmin.

Adelman, M. (1993). **Modelling World Oil Supply**. *Energy Journal*, 14 (special issue in memory of David O. Wood).

Akerlof, George (1970). **The Market for ‘Lemons’: Quality Uncertainty and the Market Mechanism**. *Quarterly Journal of Economics*, 84(3): 488-500.

Alfaro, Arturo y Lombardi, Gina (2007). *El azufre en los combustibles del Perú*. Lima: Programa Regional Aire Limpio.

Balance Nacional de Energía 2012. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.

Baldeón Ríos, Juan Francisco (2009). **Apuntes de Historia del Derecho Minero Peruano**. Disponible en <http://www.socioscampiper.com/images/biblioteca/apuntes-de-historia-del-derecho-minero-peruano.pdf>

Banco Mundial (2015). *A World Bank Quarterly Report: Commodity Markets Outlook*. Abril.

Barclay, Frederica (2011). **¿Qué ha significado el petróleo en la configuración de Loreto como una región?** Disponible en <http://www.actualidadambiental.pe/wp-content/uploads/2011/11/Qu%C3%A9-ha-significado-el-petr%C3%B3leo-en-la-consolidaci%C3%B3n-de-Loreto-como-una-regi%C3%B3n-Frederica-Barclay.pdf>

Barzel, Yoram (1982). **Cost and the Organization of Markets**. *Journal of Law and Economics*, 25(1): 27-48.

Bhattacharyya, S. (2011). *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Londres: Springer-Verlag London Limited.

Blumberg, Katherine; Walsh, Michael; Charlotte Per (2003). **Gasolina y diésel de bajo azufre: la clave para disminuir las emisiones vehiculares**. Disponible en http://www.theicct.org/sites/default/files/Bajo_Azufre_ICCT_2003.pdf

Brouwer, Roy; Van Der Kroon, Bianca y Pieter Van Beukering (2013). **The Energy Ladder: Theoretical Myth or Empirical Truth? Results from a Meta-Analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20: 504-513.

Bustamante y Rivero, José Luis (1948). **Mensaje del Presidente Constitucional del Perú ante el Congreso Nacional**. Disponible en <http://www4.congreso.gob.pe/museo/mensajes/Mensaje-1948-3.pdf>

CCEB (1995). **Estufas tradicionales. África, América Latina, Asia. Proyectos de estufas mejoradas. Diferentes actores**. Disponible en http://www.cocinasmejoradasperu.org.pe/Publicaciones/Estufas_en_Africa_America_Latina_y_Asia_segunda_parte.pdf

Deck, Cary A. y Bart J. Wilson (2008). **Experimental gasoline markets**. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 67: 134–149.

Devarajan, Shantayanan y Anthony C. Fisher (1981). **Hotelling’s “Economics of Exhaustible Resources”: Fifty Years Later**. *Journal of Economic Literature*, 19(1): 65-73.

Duflo, Esther; Greenstone, Michael y Rema Hanna (2008). **Indoor air pollution, health and economic well-being**. *Surveys and Perspectives Integrating Environment & Society*, 1(1): 7-16.

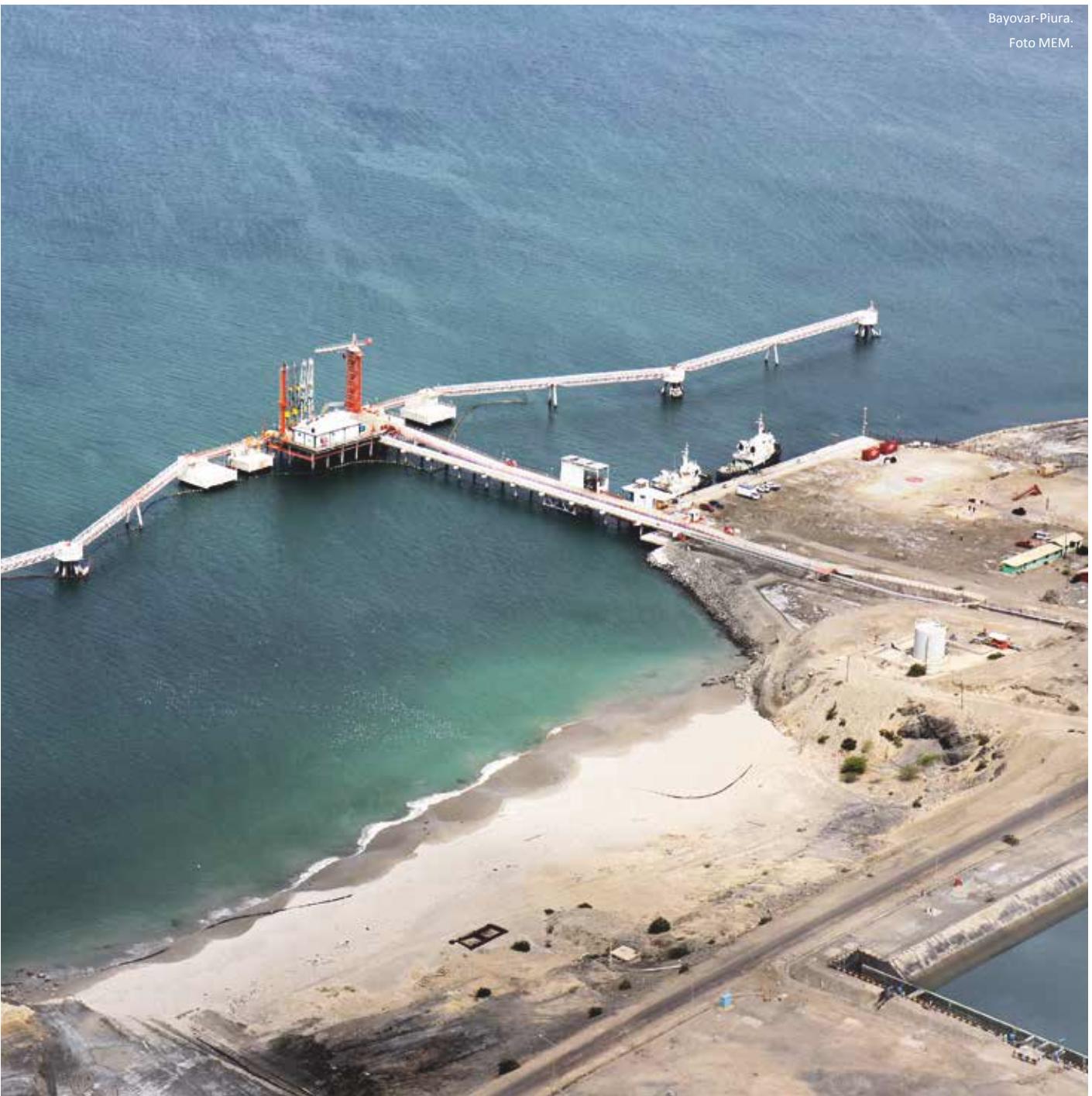
Estatuto Provisional de 1821. Disponible en <http://www4.congreso.gob.pe/historico/quipu/constitu/1821b.htm>

European Respiratory Society (2013). *European Lung White Book. Respiratory Health and Disease in Europe*. Disponible en <http://www.erswhitebook.org/>

Federico, Giulio; Daniel, James A. y Benedict Bingham (2001). **Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries**. IMF Working Paper 01/75.

- Ferreira, J. y S. Choy (2014). *Revista Moneda*. Banco Central de Reserva del Perú. Lima, 159: 16-21.
- Fisher, R. (2008). **Política comercial estratégica en el mercado aéreo chileno**. Documento de Trabajo N° 246-2008. Centro de Economía Aplicada – Universidad de Chile.
- Gallardo, José; Vásquez, Arturo y Luis Bendezú (2005). **La problemática de los precios de los combustibles**. Documento de Trabajo N° 11, Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.
- García Belaúnde, Domingo (1997). **Los inicios del constitucionalismo peruano (1821-1842)**. En *Pensamiento Constitucional*. Año IV N° 4.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2012). **Precios de referencia y banda de precios de los combustibles**. División de Gas Natural. Osinergmin. Lima, Perú.
- Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (2011). **El mercado del GLP en el Perú: problemática y propuestas de solución**. Documento de Trabajo N° 2011-001. Osinergmin. Lima, Perú.
- Gómez, Darío R., John D. Watterson, Branca B. Americano, Chia Ha, Gregg Marland, Emmanuel Matsika, Lemmy Nenge Namayanga, Balgis Osman-Elasha, John D. Kalenga Saka, Karen Treanton (2006) **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible en http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- Grupo Macroconsult (2008). **Fundamentos económicos de determinación de precios internos de los combustibles**. Informe de consultoría. Lima: Grupo Macroconsult.
- Hamilton, James D. (2000). **What is an Oil Shock**. NBER Working Paper 7755.
- Hamilton, J. (2009). **Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-2008**. *Brookings Papers on Economic Activity*, 40 (1): 215-283.
- Hannesson, R. (1998). *Petroleum Economics: Issues and strategies of Oil and Natural Gas production*. London: Quorum Books.
- Hausman, Jerry A. (1981). **Exact Consumer's Surplus and Deadweight Loss**. *American Economic Review*, 71(4): 662-676. Setiembre.
- Hotelling, H. (1931). **The Economics of Exhaustible Resources**. *Journal of Political Economy*, 39(2): 137-175.
- Layard, R; Glaister, S; (1994). **Cost-benefit analysis**. Cambridge, UK: Cambridge University Press, pp. 1-56.
- Leffler, William L. (2000) *Petroleum refining in a nontechnical language*. 3rd. Ed. Tulsa: Pennwell.
- Linares, Cristina y Díaz, Julio (2008). **¿Qué son las PM2,5 y cómo afectan a nuestra salud?** *El Ecologista*, 58: 46-49. Disponible en <http://www.ecologistasenaccion.org/article17842.html>
- Mankiw, Gregory N. (2007). *Principles of Economics*. 4th. ed. Mason, Ohio: Thomson Higher Education.
- Masera, O.R., Saatkamp B.D., y D.M. Kammen (2000). **From linear fuel switching to multiple cooking strategies: a critique and alternative to the energy ladder model**. *World Development*, 28: 2083–2103.
- Ministerio de Energía y Minas (2012). **Balance Nacional de Energía**. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas (2014). **Plan Energético Nacional 2014-2025**. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas (2015). **Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2014**. Dirección General de Hidrocarburos. Lima, Perú.
- Miras, P. (2010). **El futuro de las reservas estratégicas de petróleo y de los protocolos de emergencia**. *Cuadernos de Energía*. Madrid: Club Español de la Energía - Garrigues – Deloitte, 29 (Octubre): 29-34.
- Mondino, Pedro N. (1977). **Los contratos de servicio en la industria petrolera latinoamericana**. En *Derecho de la integración*. Banco Interamericano de Desarrollo, Instituto para la Integración de América Latina. Vol. 10, N° 24, p. 39–93, marzo.
- Noriega Calmet, Fernando (1962). **Historia del petróleo en el Perú**. Facultad de Petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería. Disponible en <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/Historia%20del%20Petroleo%20Peru.pdf>
- Odría Amoretti, Manuel A. (1953). **Mensaje del Presidente Constitucional del Perú ante el Congreso Nacional**. Disponible en <http://www4.congreso.gob.pe/museo/mensajes/Mensaje-1953.pdf>
- Ojeda, J. (2015) **Osinergmin y la metrología legal a los combustibles (2003-2014)**. Informe N° 20-2015-JOL-OR. Mimeo.
- Osinergmin (2013). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2012*.
- Osinergmin (2014). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2013*.
- Osinergmin (2015). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2014*. Mimeo.
- Peltzman, Sam (2000). **Prices rises faster than they fall**. *The Journal of Political Economy*, 108 (3): 466-502.
- Pérez-Reyes, Raúl y Arturo Vásquez (2006). **La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: la comercialización del GLP envasado**. Documento de Trabajo N° 21. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima. Perú.
- Petroperú (2014). **Refinería Talara celebra aniversario recordando sus logros**. Julio. Disponible en <http://www.petroperu.com.pe/pmrt/refineria-talara-celebra-aniversario-recordando-sus-logros/>
- Petroperú (2014). **Un momento histórico para la refinería de Talara**. En *Gente con Energía*. Edición Especial. Lima, Perú. Julio.
- Perupetro (2015). **Informe de Actividades**. Junio. Disponible en <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/bd7fab1f-c402-40d4-8c23-451c58e18aed/2015-06+Informe+Mensual+de+Actividades.pdf?MOD=AJPRES&CACHEID=bd7fab1f-c402-40d4-8c23-451c58e18aed>
- Programa Canon (2009). **Manual de gestión del canon**. Corporación Financiera Internacional (ICF). Lima, Perú.
- Rodríguez, Nicolás (CEPAL) (2012). *Análisis de la reducción del azufre en el combustible diésel en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua*. México, D.F: Naciones Unidas.
- Saavedra, Mariela (2011). **Estudio de impacto económico de la metrología legal en la Argentina**. En Karl-Christian Göthner, Sebastián Rovira (Compiladores). *Impacto de la infraestructura de la calidad en América Latina*. Cepal. Marzo de 2011. Santiago de Chile.
- Sánchez, Fernando y Vargas, Alejandro (2005). *La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*. Santiago de Chile: CEPAL – División de Recursos Naturales e Infraestructura, Naciones Unidas.
- Schmalensee, Richard (2012). **Economics of Energy Demand**. Notas de clase del curso Energy Decisions Markets and Policies. Disponible en <http://ocw.mit.edu/courses/sloan-school-of-management/15-031j-energy-decisions-markets-and-policies-spring-2012/lecture-notes/>
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2006). *Estudio de evaluación socioeconómica del proyecto integral de calidad de combustibles 'Reducción de azufre en gasolinas y diésel'*. México, D.F.: Instituto Nacional de Ecología.
- Sociedad Peruana de Hidrocarburos (2014). *Libro blanco de los hidrocarburos*. Lima.
- Stiglitz, Joseph E. (1976). **Monopoly and the rate of extraction of exhaustible resources**. *American Economic Review*, 66(4): 655-661.
- Stiglitz, Joseph (1987). **The Causes and Consequences of the Dependence of Quality on Price**. *Journal of Economic Literature*, 25(1): 1-48.
- Stiglitz, Josep E. (2003). *La economía del sector público*. Tercera Edición, Antoni Bosch: Barcelona.
- Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y García, Raúl (Editores) (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. Osinergmin. Lima-Perú.
- Távara, José y Arturo Vásquez (2008). **La industria del petróleo en el Perú: contexto regional, condiciones de competencia y asimetría en las variaciones de los precios de los combustibles**. Proyecto de distribución mayorista y minorista de hidrocarburos en el Perú. Indecopi. Lima. Perú.
- Tirole, Jean (1990). *La teoría de la organización industrial*. Barcelona: Editorial Ariel.

- Universidad Nacional de Ingeniería (2006). *Determinación de las curvas características de velocidad y carga de motores de combustión interna con diferentes muestras de combustibles*. Lima, Perú.
- U.S. Energy Information Administration (2012). **What Are Natural Gas Liquids and how Are They Used?** Disponible en <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5930>.
- U.S. Energy Information Administration (2014) **International Energy Outlook 2014**. Disponible en <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>
- Vásquez, Arturo (2005a). *La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: el segmento upstream del sector petrolero*. Documento de Trabajo N° 8. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima. Perú.
- Vásquez, Arturo (2005b). **Price Response Asymmetry in Domestic Wholesale and Retail Diesel Markets in Peru**. *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* N° 1. Indecopi. Lima. Perú.
- Vásquez, Arturo (2005c). **La demanda agregada de combustibles líquidos**. Documento de Trabajo N° 12. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.
- Vásquez, Arturo (2006a). **La organización económica de la industria de hidrocarburos en el Perú: el mercado del gas licuado de petróleo**. *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* N° 3. Indecopi. Lima. Perú.
- Vásquez, Arturo (2006b). **Sistemas de sanciones por daños ambientales para la fiscalización de la industria de hidrocarburos en el Perú**. Documento de Trabajo N° 20. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.
- Vásquez, Arturo (2006c). **El valor de la vida estadística y sus aplicaciones a la fiscalización de la industria de hidrocarburos**. Documento de Trabajo N° 18. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima. Perú.
- Vásquez, Arturo; Gallardo, José; Bendezú, Luis; Salvador, Julio y Fidel Amésquita (2004). **La informalidad y sus manifestaciones en la comercialización de combustibles líquidos en el Perú**. Documento de Trabajo N° 15. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima. Perú.
- Vásquez, Arturo y Gallardo, José (2006). **Sistemas de supervisión y esquemas de sanciones para el sector hidrocarburos**. Documento de Trabajo N° 10. Oficina de Estudios Económicos. Osinergmin. Lima, Perú.
- Vásquez, A. y E. Balistreri (2010). **The marginal cost of public funds of mineral and energy taxes in Peru**. *Resources Policy*, 35(4): 257–264.
- Vásquez, A.; de la Cruz, R.; Coello, F. (2015). **Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Hidrocarburos**, Año 4 – Número 5. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin – Perú.
- Villar, Jorge (2009). **Eliminación del mayor impacto ambiental de los campos petroleros**. Osinergmin. Lima, Perú.
- Widman, Richard (2004). **La vida útil del motor de su auto, camioneta, camión u otro motor de combustión interna – lubricación**. Santa Cruz, Bolivia: Widman International SRL. Disponible en <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/bo8.pdf>
- Zimmermann, J. (2008). **Canon y regalías: distribución y uso en los gobiernos subnacionales**. Documento 2, Programa Gobernabilidad e Inclusión GTZ. Lima, Perú.



°C.	Grados Centígrados.	Cmg.	Costo Marginal.
1ª.	Primera.	CO.	Monóxido de Carbono.
2D.	2 Dimensiones.	Comaru.	Consejo Machiguenga del Río Urubamba.
3D.	3 Dimensiones.	CNPC.	China National Petroleum Company.
56-EF-1.	Estación de Filtrado.	Cores.	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
56-ERP-1.	Estación Reguladora de Presión.	COV.	Costo de Operación Vehicular.
AA.HH.	Asentamientos Humanos.	CO2.	Dióxido de Carbono.
Aidesep.	Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana.	D2.	Diésel 2.
AIG.	Adelanto de Ingresos Garantizados.	DBX.	Diésel con X% de Biodiésel 100. Por ejemplo DB5.
ANPs.	Áreas Naturales Protegidas.	D.L.	Decreto Ley o Decreto Legislativo.
APPs.	Asociaciones Público-Privadas.	DP.	Defensoría del Pueblo.
B/C.	Beneficio – Costo.	D.S.	Decreto Supremo.
BCRP.	Banco Central de Reserva del Perú.	D.U.	Decreto de Urgencia.
BLS.	Bariles.	DGAAE.	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos.
Bls/persona.	Bariles por Persona.	DGH.	Dirección General de Hidrocarburos.
BP.	Banda de Precios.	DM.	Destilados Medios.
BTU.	British Thermal Units o Unidades Térmicas Británicas.	DMIN.	Distribuidor Minorista.
CAG.	Certificación Ambiental Global.	EDE.	Empresa de Distribución Eléctrica.
Capex.	Capital expenditures, Inversión en Bienes de Capital.	EE.UU.	Estados Unidos.
CART.	Central Asháninka del Río Tambo.	EIA.	Estudio de Impacto Ambiental.
CC.NN.	Comunidad(es) Nativa(s).	EIA-d.	Estudios de Impacto Ambiental Detallados.
CD.	Consumidor Directo.	Enaho.	Encuesta Nacional de Hogares.
CEPAL.	Comisión Económica para América Latina y El Caribe.	ERCUE.	Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía.
CES.	Criterios Específicos de Sanción.	ERM.	Estación de Regulación y Medida.
CL.	Combustibles Líquidos.	EUA.	European Union Allowances.
		EVP(s).	Establecimiento(s) de Venta al Público.
		E&E.	Exploración y Explotación.
		FA.	Factor de Aportación.
		FC.	Factor de Compensación.
		FCC.	Sección de Recuperación de Gases.
		Feconbu.	Federación de Comunidades Nativas del Bajo Ucayali.

Glosario

FED.	Sistema de la Reserva Federal de Estados Unidos.	Hidrocarburos.	Los hidrocarburos, como el petróleo y el GN, son una mezcla de compuestos orgánicos de carbono e hidrógeno en estado gaseoso, líquido o sólido que se forma en depósitos subterráneos de roca sedimentaria a alta presión y se hallan mezclados con otros elementos, por lo que deben ser procesados para poder comercializarse.
FEED.	Front, End, Engineering and Design.	ICSID.	International Centre for Settlement of Investment Disputes.
FEPC.	Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo.	IEA.	International Energy Agency.
FISE.	Fondo de Inclusión Social Energético.	IFO.	Petróleo de Uso Marino.
FOB.	Free on Board.	IGA.	Ingresos Garantizados Anuales.
Fonafe.	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.	IGV.	Impuesto General a las Ventas.
GXX.	Gasolina de XX Octanos.	IMg.	Ingreso Marginal.
G-84 (G84).	Gasolina 84 Octanos.	Indecopi.	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.
G-90 (G90).	Gasolina 90 Octanos.	INEI.	Instituto Nacional de Estadística e Informática.
GA.	Bloque Gasolinas.	IPC.	International Petroleum Company Limited.
GART.	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.	IPCC.	Intergovernmental Panel on Climate Change.
GDP	Gases del Pacífico S.A.C.	IPE.	International Petroleum Exchange of London.
GEI.	Gases de Efecto Invernadero.	IR.	Impuesto a la Renta.
GFGN.	Gerencia de Fiscalización de Gas Natural.	IRA(s).	Infección(es) Respiratoria(s) Aguda(s).
GFHL.	Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos.	ISC.	Impuesto Selectivo al Consumo.
GLP.	Gas Licuado de Petróleo.	ITF.	Informe Técnico Favorable.
GLP-E.	Gas Licuado de Petróleo Envasado.	ITINTEC.	Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y de Normas Técnicas.
GLP-G.	Gas Licuado de Petróleo a Granel.	JARU.	Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios.
GMP.	Graña y Montero Petrolera.	Kg.	Kilogramo.
GN.	Gas Natural.	KJ.	Kilojoule.
GNC.	Gas Natural Comprimido.	Km.	Kilómetros.
GNL.	Gas Natural Licuefactado.	Km ² .	Kilómetros Cuadrados.
GNV.	Gas Natural Vehicular.	Kwh.	Kilowatt Hora.
GPM.	Galones por Minuto.	Latam.	Región Latinoamericana, Latinoamérica.
H2.	Bloque Hidrógeno.	Lb/hr.	Libras por Hora.
H2S.	Ácido Sulfídrico.	LGN.	Líquidos de Gas Natural.
Hab.	Habitantes.	LI.	Límite Inferior.
Has.	Hectáreas.	LOH.	Ley Orgánica de Hidrocarburos.
HDS.	Hidrodesulfuración.	LS.	Límite Superior.
HPS.	Sistema de Bombeo Horizontal (Horizontal Pumping System).		

m ² .	Metros Cuadrados.	NYMEX.	New York Mercantile Exchange.
m ³ .	Metros Cúbicos.	O. Reg.	Organismo Regulador.
MB.	Mil(es de) Barriles.	OCDE.	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
MBLS.	Miles de Barriles.	Oct.	Octanos.
MBPD.	Miles de Barriles por Día.	ODPK.	Organización de Desarrollo de los Pueblos Kakintes.
MC.	Ministerio de Cultura.	OEE.	Oficina de Estudios Económicos.
MEF.	Ministerio de Economía y Finanzas.	OEFA.	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.
MEGC.	Modelo de Equilibrio General Computable.	OFFS.	Bloque Offsites.
MEM.	Ministerio de Energía y Minas.	OIT.	Organización Internacional del Trabajo.
mgpm.	Mil Galones por Minuto.	Olade.	Organización Latinoamericana de Energía.
MGO.	Gasóleo Marino.	ONDS.	Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad.
MIGA.	Multilateral Investment Guarantee Agency.	OPDH.	Otros Productos Derivados de Hidrocarburos.
Minam.	Ministerio del Ambiente.	OPEP.	Organización de los Países Exportadores de Petróleo.
MKg.	Miles de Kilogramos.	OPEX.	Operating Expenditure, Gastos de Operación.
MMBLS.	Millones de Barriles.	OR.	Oficinas Regionales.
MMBD.	Millones de Barriles por Día.	ORAU.	Organización Regional AIDESEP Ucayali.
MMBTU/hr.	Millón de Unidades Térmicas Británicas por Hora.	Orpio.	Organización Regional de Pueblos Indígenas del Oriente.
MMMBLS.	Miles de Millones de Barriles.	OSAS.	Obstructive Sleep Apneas.
MMMU\$	Miles de Millones de Dólares Americanos	Osinergmin.	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
MMPCD.	Millones de Pies Cúbicos al Día.	Oxl.	Obras por Impuestos.
MMSCFD.	Millones de Pies Cúbicos Estándar al Día.	PAS.	Procedimiento Administrativo Sancionador.
MMSTB.	Millones de Barriles de Petróleo Fiscalizado a Condiciones Estándar.	PCM.	Presidencia del Consejo de Ministros.
MMUS\$.	Millones de Dólares Americanos.	P.P.	Planta de Procesamiento.
MRE.	Ministerio de Relaciones Exteriores.	PBI.	Producto Bruto Interno.
MTPE.	Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.	PDJ.	Procedimiento de Declaración Jurada.
MUS\$.	Miles de Dólares Americanos.	Perupetro.	Perupetro S.A.
MVP.	Medidor Volumétrico Patrón.	Petroperú.	Petróleos del Perú.
MW.	Megawatts.	PGP.	Procesadora de Gas Pariñas.
MYPES.	Medianas y Pequeñas Empresas.	PI.	Petróleo Industrial.
N2O.	Óxido Nitroso.	PM.	Partículas Suspendidas (Particulate Matter).
NOx.	Óxidos de Nitrógeno.	PMRT.	Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara.
		POC.	Puesta en Operación Comercial.

pp.	Punto Porcentual.	TGP.	Transportadora de Gas del Perú.
PPE.	Precio Paridad de Exportación.	TIC.	Tecnologías de la Información y Comunicación.
PPI.	Precio Paridad de Importación.	TJ.	Terajoule.
ppm.	Partes por Millón.	TMH.	Toneladas Métricas por Hora.
PR.	Precios de Referencia.	TMPD.	Toneladas Métricas por Día.
Proinversión.	Agencia de Promoción de la Inversión Privada.	TRSSTL.	Tarifa de Transporte Adicional.
Prom.	Promedio.	TSD.	Tasa Social de Descuento.
psi.	Libras por Pulgada Cuadrada.	TUO.	Texto Único Ordenado.
RCD.	Resolución de Consejo Directivo.	U20 / U-20.	Unidad de Hidrotratamiento e Hidrogenación Selectiva de Nafta.
Relapasa.	Refinería La Pampilla S.A.	U-24.	Unidad de Visbreaking.
Reniec.	Registro Nacional de Identificación y Estado Civil.	U25.	Unidad de Isomerización de Nafta Ligera.
RLP21.	Proyecto de adecuación a nuevas especificaciones de combustibles de la refinería La Pampilla.	U26 / U-26.	Unidad de Hidrodesulfuración de Gasóleos.
RON.	Research Octane Number.	U27.	Unidad de Reformado de Nafta Pesada.
R.M.	Resolución Ministerial.	U53 / U-53.	Unidad de Regeneración de Aminas y Recuperación de Azufre.
RTKKN.	Reserva Territorial Kugapakori, Nahua, Nanti y otros.	U58.	Unidad de Hidrógeno.
scfd.	Pies cúbicos Estándar por Día (siglas en inglés).	U-62.	Edificio que alberga la subestación eléctrica y los armarios de los sistemas de control y seguridad asociados.
SCOP.	Sistema de Control de Órdenes de Pedido.	UDP.	Unidad de Destilación Primaria.
SEIN.	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	UE.	Unión Europea.
Senace.	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles.	USGC.	United States Geological Survey.
Sernanp.	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas.	US\$.	Dólares Americanos.
SIMEX.	Singapore International Monetary Exchange.	U.S.	United States.
Sinanpe.	Sistema Nacional de Áreas Protegidas por el Estado.	VAB.	Valor Agregado Bruto.
Sinefa.	Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.	VB.	Visbreaking.
SISE.	Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos.	VE.	Variación Equivalente.
Sisfoh.	Sistema de Focalización de Hogares.	VRAEM.	Valle del río Apurímac, Ene y Mantaro.
SO2.	Dióxido de Azufre.	WTI.	West Texas Intermediate.
SOx.	Óxidos de Azufre.	YPFB.	Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia.
SPH.	Sociedad Peruana de Hidrocarburos.		
STL.	Sistema de Transporte de Líquidos.		
Sunafil.	Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral.		
Sunat.	Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria.		
Tastem.	Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería.		





Semblanza

Alta Dirección de Osinergmin

En el año 2014, la Alta Dirección de Osinergmin acordó poner a disposición de la ciudadanía una serie libros que explicaran, a los diferentes grupos de interés, las características tecnológicas, la organización industrial y de mercado, así como la regulación y supervisión de los sectores de energía y minería bajo el ámbito de competencia de Osinergmin. Para lograr este objetivo, los libros se redactaron pensando no solo en investigadores, profesionales interesados en los sectores minero-energéticos y servidores públicos, sino también en la ciudadanía en general, por lo cual se utilizó un lenguaje sencillo, didáctico, muy ilustrativo y accesible.

La colección de libros **Las industrias de la energía y minería en el Perú** se constituye en el cuerpo del conocimiento (*body of knowledge*) sobre la economía y regulación de los sectores supervisados por Osinergmin. Esperamos que esta colección contribuya a la difusión del saber alcanzado en torno a estas industrias tan importantes para el desarrollo de la economía peruana. Presentamos aquí una semblanza de la Alta Dirección de Osinergmin, la cual hizo posible la realización de esta colección.

CONSEJO DIRECTIVO

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Editor de la Serie



El ingeniero Jesús Tamayo Pacheco es el actual Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha sido Miembro Colegiado del Tribunal de Solución de Controversias en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran) y de diversos Cuerpos Colegiados Ad hoc de Osinergmin. Ha ocupado varios cargos públicos de alta dirección en el sector público. Asimismo, ha sido Jefe del Área Técnica del Fondo Italo-Peruano, así como director de Osinergmin y Ositran. Jesús Tamayo es ingeniero mecánico electricista, graduado de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Realizó una maestría en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y cuenta con un diplomado en la especialidad de Administración del Programa Avanzado de Administración de Empresas de la Universidad ESAN.

Ing. Carlos Barreda Tamayo



El ingeniero Carlos Barreda Tamayo es el actual Vice-Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado en cargos de responsabilidad gerencial en temas regulatorios, económicos y técnicos en Telefónica del Perú y el Organismo de Supervisión de la Inversión en Telecomunicaciones (Osiptel). Ha sido docente de posgrado en materia de regulación económica en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y en la Universidad de Lima. Se desempeña como consultor en temas de responsabilidad social, estrategia corporativa y regulación. Carlos Barreda es ingeniero economista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Magíster en Administración (MBA) de la Universidad del Pacífico. Posee una especialización en Estudios Avanzados de Regulación de la Escuela de Negocios Eli Broad, de la Universidad de Michigan.

Ing. César Sánchez Modena



El ingeniero César Sánchez Modena es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado como Director Académico en la Escuela de Posgrado de la Universidad del Pacífico, además de ser docente y coordinador de las maestrías y programas de Gestión Pública, Regulación y Gestión de la Inversión Social de la Escuela. Asimismo, ha ocupado los puestos de Vice-Presidente y Miembro del Consejo Directivo de Ositran. En el sector privado ha sido funcionario de Southern Perú Limited y de SGS del Perú. Es consultor en temas relacionados al análisis de riesgo financiero, investigación, gestión y evaluación de proyectos de inversión para empresas, organismos internacionales (Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, Unión Europea) y públicos. César Sánchez es Magíster en Economía de la Universidad de Georgetown (Estados Unidos), con especialización en políticas sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales (Ilades) de Chile. Es Magíster en Administración de la Universidad del Pacífico e Ingeniero Industrial de la Universidad de Lima.

Eco. Fénix Suto Fujita



El economista Fénix Suto Fujita es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha asumido cargos en la administración pública como Asesor Financiero de la Dirección General de Concesiones en Transportes en el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) y Economista de la Gerencia de Supervisión en Ositrán. Es consultor en temas económicos, financieros y regulatorios tanto en entidades públicas como privadas, tales como el Instituto de Regulación y Finanzas de ESAN, la Universidad ESAN, así como de manera independiente. Es actualmente profesor de Finanzas de la Universidad ESAN. Fénix Suto es Licenciado en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y es MBA de la Universidad ESAN, con especialización en Finanzas.

ALTA GERENCIA

Ing. Julio Salvador Jácome, DBA



Editor de la Serie

El ingeniero Julio Salvador Jácome es Gerente General de Osinergmin. Ha tenido a su cargo la Jefatura de Planeamiento de la empresa de transmisión eléctrica Etecen. Asimismo, se ha desempeñado como Asesor de la Alta Dirección en el Ministerio de Energía y Minas y fue Director de la empresa de distribución eléctrica SEAL de Arequipa. Inició su carrera en Osinergmin en 2001 como supervisor de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Posteriormente, se desempeñó como Jefe de Planeamiento y Control. En 2002 ocupó el cargo de Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y desde 2007 hasta 2012 asumió el cargo de Gerente de Fiscalización de Gas Natural. Es actualmente profesor principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Julio Salvador es ingeniero mecánico electricista de la UNI con estudios de maestría en Ingeniería de Sistemas en esa misma universidad, MBA de la Universidad ESAN y Doctor (DBA) en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad ESADE/Ramón Llull de España.

Eco. Arturo L. Vásquez Cordano, Ph.D.



Editor General en Jefe de la Serie

El economista Arturo Vásquez Cordano es Gerente de Estudios Económico de Osinergmin. Ha trabajado como analista e investigador para una serie de instituciones, tales como el Ministerio de Agricultura y el Grupo de Análisis para el Desarrollo (Grade). Ha sido también consultor de diferentes instituciones como el Banco Central de Reserva del Perú, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), las Naciones Unidas (ONU) y la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua del Uruguay (Ursea). Ha sido profesor en la Universidad de Ciencias Aplicadas (UPC), la Universidad ESAN y la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Inició su carrera en Osinergmin en 2003, ocupando la posición de Especialista Económico de la Oficina de Estudios Económicos. Desde 2013 se desempeña como Vice-Presidente y Comisionado de la Comisión de Libre Competencia de Indecopi. Asimismo, es actualmente Profesor de Economía Minera y de Investigación de Operaciones en la Escuela de Postgrado GĒRENS, así como Profesor de Economía del Departamento de Economía de la PUCP. Arturo Vásquez es Licenciado en Economía de la PUCP, Magíster (M.Sc.) en Economía Minera y Doctor (Ph.D.) en Economía de la Minería y Energía, graduado de la Escuela de Minas de Colorado (Colorado School of Mines, Estados Unidos).



Osinergmin

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 219 3400 anexo 1057

www.osinergmin.gob.pe

ISBN: 978-612-46124-5-9

9 786124 612459