

UNIVERSIDAD ESAN



Propuesta de gestión de existencias de combustibles líquidos en el Perú

**Tesis presentada para cumplir con uno de los requisitos para la obtención
del grado académico de Maestro en Gestión de la Energías por:**

Heber Daniel Castillo Rojas

Liliana Esperanza Diaz Diaz

Juan César Hidalgo Alemán

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía 2016 – 1

Lima, 5 de abril de 2019

Esta tesis

Propuesta de gestión de existencias de combustibles líquidos en el Perú

Ha sido aprobada

.....
Sergio Bravo Orellana (Jurado)

.....
Fidel Amésquita Cubillas (Jurado)

.....
Edwin Quintanilla Acosta (Asesor)

Universidad ESAN

2019

A Sandra y Abigail, por su amor y apoyo incondicional.

Heber Daniel Castillo Rojas

A mis padres, por su amor, apoyo y soporte constante.

Liliana Esperanza Diaz Diaz

A Joaquín y Lucía, por transmitirme la energía necesaria para sacar adelante este
proyecto.

Juan César Hidalgo Alemán

ÍNDICE

CAPITULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Problema de investigación	1
1.2. Pregunta de investigación	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos.....	2
1.4. Alcances y Limitaciones	3
1.4.1. Alcances	3
1.4.2. Limitaciones.....	3
1.5. Justificación y contribución	3
1.5.1. Justificación	3
1.5.2. Contribución.....	4
1.6. Metodología utilizada	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO CONCEPTUAL.....	6
2.1. Existencias de combustibles líquidos.....	6
2.2. Marco Legal de las existencias de combustibles.....	6
2.3. Hidrocarburos líquidos en el Perú.....	7
2.3.1. Suministro de combustibles líquidos	10
2.3.2. Cadena de suministro de GLP.....	13
2.4. Infraestructura de almacenamiento en el Perú	14
2.5. Seguridad energética y sistemas de gestión de existencias	15
2.5.1. Seguridad energética	15
2.5.2. Sistemas de gestión de existencias.....	17
2.6. Política de inventarios mínimos en el Perú.....	19
2.7. Sistema de gestión de existencias en otros países.....	23
2.7.1. Experiencia de España en Gestión de Existencias	25
2.8. Facilidades esenciales	28
CAPÍTULO III.....	32
3. ANÁLISIS DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES EN EL PERÚ.....	32
3.1. Análisis de la demanda de combustibles líquidos.....	33
3.1.1. Demanda por sectores económicos	35
3.1.2. Demanda por tipo de combustible.....	35
3.1.3. Demanda por departamento	38
3.2. Análisis de la oferta de combustibles líquidos	40
3.2.1. Producción por combustible.....	40
3.2.2. Plantas de abastecimiento de hidrocarburos líquidos.....	45
3.3. Balanza comercial de combustibles líquidos	47
3.4. Proyección del mercado de combustibles líquidos	50
3.4.1. Proyección de la demanda de combustibles líquidos	50
CAPÍTULO IV	60

4.	DETERMINACIÓN DE INFRAESTRUCTURA REQUERIDA	60
4.1.	Análisis de Riesgos	60
4.1.1.	Identificación de Riesgos	61
4.1.2.	Evaluación de los Riesgos.....	69
4.1.3.	Respuesta al Riesgo	71
4.1.4.	Otros aspectos que influyen en el abastecimiento.....	73
4.2.	Análisis de infraestructura.....	78
4.2.1.	Metodología para el cálculo de infraestructura óptima.....	78
4.2.2.	Simulación del comportamiento de inventario de los combustibles	82
4.2.3.	Análisis de la conveniencia de la normativa vigente de existencias	84
4.2.4.	Proyección de infraestructura para diésel y GLP	85
CAPÍTULO V		88
5.	PROPUESTA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE EXISTENCIAS DE COMBUSTIBLES	88
5.1.	Precisiones a la Política Nacional de Existencias	90
5.1.1.	Incorporación del inventario de crudo y líquidos de gas natural como existencias equivalentes	90
5.1.2.	Eliminación de la obligación de mantener existencias medias	92
5.1.3.	Modificar las consideraciones para el cálculo de existencias.	92
5.1.4.	Eliminar la duplicidad de la obligación de existencias para la misma demanda	93
5.1.5.	Incrementar la confiabilidad de la información del mercado de combustibles.....	95
5.2.	Selección del Sistema de Gestión de Existencias.....	96
5.3.	Asociaciones Público Privadas (APP)	98
5.3.1.	Marco Legal Peruano	99
5.3.2.	Proceso para la elaboración de una APP de iniciativa Estatal	99
5.3.3.	Formulación del proyecto	102
CAPÍTULO VII.....		119
6.	CONCLUSIONES	119
ANEXOS.....		122
	Anexo 1: Gráficos adicionales para el análisis de mercado	122
	Anexo 2: Información histórica para el análisis de demanda.....	127
	Anexo 3: Resultado de proyecciones	132
	Anexo 4: Tiempo de transporte en importaciones de combustibles.....	136
BIBLIOGRAFIA.....		138

Índice de tablas

Tabla 1: Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2016.....	9
Tabla 2: Consumo Final de los derivados de hidrocarburos por sectores económicos 2016 (MB).....	10
Tabla 3: Agentes que almacenan combustibles	14
Tabla 4: Almacenamiento por departamento	15
Tabla 5: Políticas Vigentes en Materia de Almacenamiento en Países Seleccionados.....	24
Tabla 6: Distribución de Plantas de Abastecimiento de Combustibles Líquidos	45
Tabla 7: Variables Macroeconómicas.....	50
Tabla 8: Estadísticos de las Variables Macroeconómicas.....	51
Tabla 9: Iteraciones para Determinar el Escenario Optimista de las Variables Macroeconómicas.	52
Tabla 10: Proporción de las Tasas de Crecimiento de las Variables Macroeconómicas	54
Tabla 11: Escenarios de las Variables Macroeconómicas	55
Tabla 12: Regresión Múltiple para Proyectar el Crecimiento de Los combustibles Líquidos.	56
Tabla 13: Tasa de Crecimiento de Los Combustibles Líquidos por Escenario	57
Tabla 14: Máximo número de días de cierre de puerto.....	65
Tabla 15: Fallas del Ducto de Camisea.....	66
Tabla 17: Criterio para evaluar la Probabilidad de ocurrencia de riesgos.....	70
Tabla 18: Criterio para evaluar el Impacto de los riesgos.....	70
Tabla 19: Categorías y escalas de evaluación del nivel de riesgo.....	71
Tabla 20: Evaluación de Riesgos.....	71
Tabla 21: Capacidad de procesamiento de hidrocarburos.....	73
Tabla 22: Capacidad de almacenamiento en Plantas de ventas	74
Tabla 23: Incidencia de las importaciones en la demanda nacional de combustibles (Año 2017)	75
Tabla 24: Procedencia de las importaciones de Diesel para el año 2018.....	77
Tabla 25: Procedencia de las importaciones de GLP para el año 2018	77
Tabla 26: Procedencia de las importaciones de petróleo crudo para el año 2018.....	78
Tabla 27: Comportamiento de la demanda de Diésel 2013 - 2017	79
Tabla 28: Comportamiento de la demanda de GLP 2013 - 2017.....	79
Tabla 29: Estacionalidad del Diésel y GLP (promedios de los años 2013 al 2017)	80
Tabla 30: Capacidad de Almacenamiento en Refinerías o Plantas de Procesamiento.....	91
Tabla 31: Demanda Proyectada para Diésel y GLP.....	107
Tabla 32: Demanda Proyectada por Zona para Diésel y GLP	107
Tabla 33: Proyección de Infraestructura para el Mantenimiento de Existencias de Diésel y GLP (MB)	107
Tabla 34: Proyección de Ingresos (MMUSD)	109
Tabla 35: Precio Unitario para para la construcción de una planta de diésel.....	110
Tabla 36: Precio Unitario para para la construcción de una planta de GLP	110
Tabla 37: Estimación de inversión para Diésel y GLP (MMUSD).....	110
Tabla 38: Estimación de inversión en combustibles (MMUSD)	111
Tabla 39: Costos de Operación y Mantenimiento (MMUSD).....	111
Tabla 40: Datos para Evaluación Económica y Financiera.....	112

Índice de gráficas

Gráfica 1: Producción fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos (MBPD)	9
Gráfica 2: Demanda de Combustibles Líquidos a Noviembre 2018.....	11
Gráfica 3: Producción Nacional de GLP 2018 (MBPD).....	13
Gráfica 4: Inventarios mínimos de hidrocarburo en días de consumo interno.....	24
Gráfica 5: Obligación de mantenimiento de existencias	27
Gráfica 6: Consumo Final de Energía Secundaria (en MBPD)	32
Gráfica 7: Consumo Final de Energía por Fuentes - 2016.....	33
Gráfica 8: Demanda de combustibles líquidos (MB).....	33
Gráfica 9: Participación de los combustibles líquidos en la demanda nacional.....	34
Gráfica 10: Consumo Final de los Derivados de Hidrocarburos - Año 2016	35
Gráfica 11: Demanda de Diésel (MBPD)	36
Gráfica 12: Demanda de Gasolina (MBPD)	37
Gráfica 13: Demanda de GLP (MBPD).....	38
Gráfica 14: Consumo de Combustibles por Departamentos	39
Gráfica 15: Producción de combustibles líquidos (MB).....	41
Gráfica 16: Distribución de la producción de combustible líquidos.....	41
Gráfica 17: Producción por Refinería	42
Gráfica 18: Producción de Diésel (MBPD)	43
Gráfica 19: Producción de Gasolina (MBPD)	44
Gráfica 20: Producción de GLP (MBPD).....	44
Gráfica 21: Exportación de Hidrocarburos Líquidos (MB)	48
Gráfica 22: Balanza Comercial de GLP.....	50
Gráfica 23: Comportamiento de las tasas de crecimiento	53
Gráfica 24: Escenarios de Crecimiento del PBI.....	55
Gráfica 25: Escenarios de Crecimiento del PBI Per-Cápita.....	56
Gráfica 26: Escenario de Crecimientos de los Combustibles Líquidos	57
Gráfica 27: Escenarios de Crecimiento de los Combustibles Líquidos	58
Gráfica 28: Escenarios de crecimiento del Diésel.....	58
Gráfica 29: Escenarios de Crecimiento del GLP	59
Gráfica 30: Demanda 2010 - 2017: 41%.....	61
Gráfica 31: Cierre de Puertos (2002 – 2017)	63
Gráfica 32: Porcentaje de días perdidos por cierre de puertos.....	64
Gráfica 33: LGN procesado en planta de fraccionamiento de Pisco – Febrero 2018	67
Gráfica 34: Comportamiento de la demanda diaria de Diésel y GLP	81
Gráfica 35: Modelo para cálculo de infraestructura óptima.....	82
Gráfica 36: Comportamiento del inventario - 5 días mínimo y 15 días en promedio	82
Gráfica 37: Comportamiento del inventario - 10 días mínimo y 15 días en promedio	83
Gráfica 38: Comportamiento del inventario - 15 días mínimo	83
Gráfica 39: Proyección Infraestructura para Diésel (2019 -2030).....	84
Gráfica 40: Comparación de Infraestructura.....	85
Gráfica 41: Proyección de infraestructura requerida para diésel	86
Gráfica 42: Proyección de infraestructura requerida para GLP	86
Gráfica 43: Infraestructura incremental necesaria	87
Gráfica 44: Cargos calculados para los combustibles.....	117
Gráfica 45: Impacto del cargo en el precio final de los combustibles	117

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Cadena de valor del petróleo y sus derivados	8
Ilustración 2: Cadena de valor del gas natural y líquidos de gas natural	8
Ilustración 3: Flujo Comercial del GLP 2014	14
Ilustración 4: Definición de Seguridad Energética - AIE	16
Ilustración 5: Agencias en Países Europeos	28
Ilustración 6: Mapa del consumo de combustibles en el Perú	40
Ilustración 7: Capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos en refinerías	46
Ilustración 8: Plantas de Almacenamiento de GLP	47
Ilustración 9: Balanza Comercial de Combustibles Líquidos (MB)	48
Ilustración 10: Balanza Comercial de Diesel (MB)	49
Ilustración 11: Mapa de puertos para el abastecimiento de combustibles líquidos	62
Ilustración 12: Sismos con mayor magnitud sucedidos en el Perú	69
Ilustración 13: Metodología de Análisis de Riesgos Cualitativo	69
Ilustración 14: Obligación de existencias - actual	94
Ilustración 15: Obligación de existencias - propuestas	95
Ilustración 16: Sistema de gestión actual	96
Ilustración 17: Propuesta de sistema de gestión	97
Ilustración 18: Fases, Documentos y Actores de la APP	100

HEBER DANIEL CASTILLO ROJAS

Ingeniero Industrial colegiado, con amplia experiencia en planeamiento y control de proyectos en la industria de la ingeniería, construcción y energía renovable (EPC, EPCM). Certificado como PMP®, con especialidad en Finanzas Corporativas y Gestión de Proyectos bajo el enfoque del PMI, conocimientos en Lean Construction. Nivel intermedio de Inglés.

EXPERIENCIA LABORAL

ENEL DISTRIBUCIÓN S.A. Feb. 2019 - actualidad
Ejecutivo de Negocios B2G

Elaborar plan comercial para la administración pública, así como dar seguimiento a potenciales clientes y la implementación de nuevos productos y soluciones energéticas.

ENGIE SERVICE S.A. Ago. 2017 – Feb. 2019
Jefe de Proyectos Fotovoltaicos

Liderar la ejecución de todos los proyectos de energía renovable con sistemas fotovoltaicos de la empresa, dentro de los alcances, costos y tiempos establecidos de acuerdo con las especificaciones estipuladas en los contratos con los clientes; así como la administración, operación y mantenimiento de las concesiones de sistemas fotovoltaicos domiciliarios Off Grid en zonas rurales.

GRUPO TDM – NORTE RENOVABLES Jul. 2016 – Ago.2017
Jefe de Control de Proyectos

Control de presupuestos (costos y flujo de caja) de los proyectos en ejecución.
Estandarizar los procesos de control de costos y flujo de caja logrando obtener informes diarios con información actualizada.
Gestión de contratos y valorizaciones con clientes y proveedores.
Planificar y controlar los cronogramas y avances de los proyectos con la finalidad de cumplir con los tiempos de entrega.
Elaborar los documentos finales y liquidación para la entrega de los proyectos.

JACOBS – CH2M HILL Abr. 2015 – Jun. 2016
Ingeniero de Planeamiento y Control de Proyectos

Implementar una herramienta automatizada de reporte diario pasando de utilizar 6 horas por día a utilizar 2 horas por día.
Incrementar en 60% la productividad de los equipos de trabajo a través de la implementación de campamentos volantes, una mejor distribución de estos y mediante incentivos de producción al personal de obra.
Control de costos, avance y productividad del proyecto de 2 megaproyectos ambientales en los lotes petroleros de Pluspetrol Norte (Lotes 1AB o Lote 192 y Lote 8)
Realizar el planeamiento del proyecto y distribución de los equipos de trabajo en campo con la finalidad de seguir la ruta crítica del cronograma y lograr un mejor rendimiento en el proyecto.

GRAÑA Y MONTERO – GyM Ago. 2011 – Mar. 2015
Ingeniero de Planeamiento y Control de Proyectos
Mejorar la eficiencia en todos los proyectos implementados.

Implementar el modelo de Gestión de Proyectos de la empresa, teniendo en cuenta las mejores prácticas de gestión para el control de costos, avance y productividad de los proyectos.

Estandarizar el control de productividad de equipos (maquinaria pesada) a nivel toda la empresa

Mejorar la productividad en un 20% del proyecto Cerro del Águila debido al estudio de procesos en obras subterráneas y a la implementación de una herramienta de medición de tiempos y productividad.

Participar en proyectos construcción de líneas de gas natural, centrales hidroeléctricas, edificaciones y obras civiles.

FORMACIÓN PROFESIONAL

UNIVERSIDAD ESAN
Maestría en Gestión de la Energía

Nov. 2016 – Ene. 2019

DHARMA CONSULTING
Diplomado en Gestión de Proyectos

Set. 2014 – Feb. 2015

UNIVERSIDAD ESAN
Diplomado en Internacional en Finanzas Corporativas

Jun. – Oct. 2012

UNIVERSIDAD NACIONAL DE TRUJILLO
Ingeniero Industrial

2006 – 2011

LILIANA ESPERANZA DIAZ DIAZ

Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú, con 10 años de experiencia en asesoramiento legal de proyectos de inversión del sector minero energético, incluyendo materia ambiental. Habilidades de negociación y solución de conflictos, capacidad para trabajar en equipo y bajo presión. Nivel intermedio de inglés.

EXPERIENCIA LABORAL

ACTIVOS MINEROS S.A.C. Set. 2018 - actualidad

Abogada Senior

Absolución de consultas legales a diferentes áreas de la empresa, en particular a la Gerencia de Operaciones y de Inversión Privada, en temas vinculados a los proyectos de remediación ambiental del sector minero encargados por el Estado, APPs, contrataciones con el estado, entre otros.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Jun. – Set. 2017

Asesora Legal de la Dirección General de Electricidad

Asesoramiento legal a la Dirección General de Electricidad respecto a procedimientos administrativos y/o controversias derivados de los expedientes relacionados a las actividades eléctricas.

FONAFE Abr. 2015 – Abr. 2017

Ejecutiva de Asuntos Legales de Empresas de la Corporación

Ejecutiva Legal a cargo de las cinco empresas de generación eléctrica del Estado y representante de FONAFE ante la JGA de cada una de ellas. Entre las funciones encomendadas, se brindó asesoramiento a la Alta Dirección de FONAFE, a las áreas del centro corporativo y a las empresas bajo el ámbito de FONAFE en temas relacionados a las actividades de las empresas y la interacción de estas con los sistemas administrativos del Estado.

OEFA Ene. - Oct. 2014

Tercera Fiscalizadora del Área de Energía

Encargada de dirigir el equipo de analistas legales para la revisión de expedientes de procedimientos administrativos sancionadores iniciados contra empresas del subsector electricidad, lo cual implicó labores de coordinación entre la Dirección de Supervisión y el Tribunal de Fiscalización Ambiental.

ESTUDIO RUBIO LEGUÍA NORMAND Y ASOCIADOS Jun. - Dic. 2013

Abogada Asociada del Área de Energía

Asesoramiento a empresas del sector energético en temas relacionados al otorgamiento de derechos para la ejecución de proyectos energéticos, así como asesoramiento para participar en la 3ra. Subasta de Suministro con Recursos Energéticos Renovables al SEIN y la 1ra. Subasta con recursos energéticos renovables a áreas no conectadas, convocadas por el Estado. Asimismo, entre los logros obtenidos, se brindó asesoramiento a FONAFE en la negociación de modificación de los Contratos de Suministros suscritos entre empresas distribuidoras del Estado y Empresa de Generación Eléctrica Cheves, lo cual trajo un beneficio sustancial para el cliente.

OEFA Feb. – Abr. 2013
Analista Legal
Elaboración de proyectos de resoluciones de inicio de procedimientos administrativos sancionadores y/o de sanción a empresas del sector eléctrico.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Mar. 2010 – Feb. 2013
Abogada Asistente de la Dirección General de Electricidad
Asesoramiento legal relacionado al marco jurídico del subsector electricidad, incluyendo la promoción de Energías Renovables. Entre las tareas encomendadas se realizaron las coordinaciones con PROINVERSIÓN para la suscripción de contratos de concesión, de inversión y de estabilidad jurídica entre el MINEM y PROINVERSIÓN con empresas adjudicatarias de los procesos de licitación de proyectos eléctricos; se elaboraron informes legales relacionados a derechos eléctricos y se emitieron pronunciamientos sobre proyectos de ley remitidos por el congreso de la república.

ADA ALEGRE CONSULTORES S.A.C. Nov. 2008 – Feb. 2010
Abogada
Asesoramiento en materia ambiental para empresas industriales, mineras, energéticas y de construcción. Elaboración de matrices de requisitos legales en materia ambiental, de salud y de seguridad en el trabajo; así como apoyo en consultorías en materia ambiental a diferentes entidades del Estado.

ELECTROANDES S.A. Abr. – Jul. 2007
Asistente Legal
Absolución de consultas para el levantamiento de observaciones en EIAs, participación en los proyectos de remediación del lago Chinchaycocha y en la organización de las audiencias públicas con las comunidades campesinas afectadas. Apoyo en los procedimientos administrativos seguidos ante el Ministerio de Energía y Minas y el OSINERGMIN. Elaboración y revisión de contratos: obras, locación de servicios, suministro de energía, arrendamiento, servidumbre, etc.

FORMACIÓN PROFESIONAL

UNIVERSIDAD ESAN Nov. 2016 – Ene. 2019
Maestría en Gestión de la Energía

UNIVERSIDAD ESAN Ago. – Nov. 2012
Diploma en Especialización en Gestión Ambiental para el Sector Energético

UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS May. – Jul. 2009
Diploma en Derecho de la Minería y Medio Ambiente

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ 1999 – 2005
Derecho

JUAN CÉSAR HIDALGO ALEMÁN

Ingeniero Mecánico Electricista con 14 años de experiencia en la ejecución y gestión de proyectos del sector hidrocarburos, relacionados a sistemas de transporte por ductos y almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gas natural.

EXPERIENCIA LABORAL

PETROPERÚ S.A. Feb. 2018 – Actualidad
Jefe Unidad Gestión

Gestionar el cumplimiento de los presupuestos de inversiones y operativos requeridos para el desarrollo de la Modernización del Oleoducto Nor Peruano y monitorear el desarrollo de los proyectos de Ingeniería. Brindar el soporte administrativo a la sub gerencia y jefaturas técnicas en el desarrollo de proyectos de ingeniería.

PETROPERÚ S.A. Ene. 2016 – Ene. 2018
Supervisor de Ductos y Estaciones

Ejecutar los proyectos de Ingeniería incluidos en los Presupuestos de Inversión y de Gastos Operativos alineados a la Modernización del Oleoducto Nor Peruano. Brindar la asesoría que la Gerencia Oleoducto y Sub Gerencia Modernización ONP requieran en las diferentes ramas de la Ingeniería.

PROINVERSIÓN PERÚ Set. 2013 – Dic. 2015
Asesor Técnico

Responsable de la asesoría técnica para la Dirección de Promoción de la Inversiones y los Comités Especiales Pro Seguridad Energética y Pro Conectividad en los Procesos de Promoción de la Inversión Privada de Proyectos de Seguridad Energética e Hidrocarburos encargados por el Ministerio de Energía y Minas.

PETROPERÚ S.A. Ene. 2006 – Ago. 2013
Supervisor de Proyectos y Estudios

Ejecutar los proyectos de Ingeniería incluidos en los Presupuestos de Inversión y de Gastos Operativos. Brindar la asesoría que la Operación requiera en las diferentes ramas de la Ingeniería. Gestionar y supervisar los servicios técnicos proporcionados por terceros a la Operación en materia de Ingeniería de Proyectos en las Estaciones de Bombeo del Oleoducto Nor Peruano.

FORMACIÓN PROFESIONAL

UNIVERSIDAD ESAN Nov. 2016 – Ene. 2019
Maestría en Gestión de la Energía

UNIVERSIDAD ESAN Ago. 2015 – Feb. 2016
Programa de Gestión en Hidrocarburos

UNIVERSIDAD DE PIURA (UDEP) May. 2012 – Ago. 2012
Diplomado en Automatización Industrial

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ Diplomatura de Estudio Inspector de Soldadura	Oct. 2010 – Mar. 2011
UNIVERSIDAD DE PIURA (UDEP) Diplomado en Gerencia de Proyectos - PMI	Jul. 2010 – Nov. 2010
UNIVERSIDAD DE PIURA (UDEP) Programa Ingeniería Mecánico-Eléctrica	Mar. 2000 – Dic. 2004

RESUMEN EJECUTIVO

Grado: Maestro en Gestión de la Energía

Título de la tesis: Propuesta de gestión de existencias de combustibles líquidos en el Perú

Autores: Castillo Rojas, Heber Daniel
Díaz Díaz, Liliana Esperanza
Hidalgo Alemán, Juan César

Resumen:

El Perú tiene una política de seguridad energética relacionada a las existencias de combustibles líquidos, la cual establece que la obligación de mantener existencias mínimas y promedio de combustibles líquidos equivalentes a cinco y quince días de sus ventas, respectivamente, recae íntegramente en los agentes privados: Productores y Distribuidores Mayoristas. Sin embargo, existe una falta de infraestructura de almacenamiento que permita cubrir el abastecimiento en caso de emergencias.

En este contexto, se ha realizado la presente investigación con la finalidad de plantear una propuesta de gestión de existencias de combustibles líquidos que permita afrontar los riesgos de desabastecimiento existentes. Para ello, se plantean los siguientes objetivos:

- Evaluar el comportamiento del mercado de hidrocarburos líquidos en el Perú.
- Analizar los requerimientos normativos respecto a la obligación de existencias de los combustibles líquidos y de seguridad energética nacional.
- Revisar la gestión de existencias de combustibles en otros países.
- Evaluar los riesgos que podrían generar un desabastecimiento de combustibles líquidos en el Perú
- Determinar las existencias necesarias para garantizar la seguridad energética en el Perú.
- Evaluar la participación del Estado en la implementación de existencias como parte de su política de seguridad energética.
- Plantear modificaciones normativas necesarias para la implementación de un nuevo sistema de gestión de combustibles líquidos.
- Determinar un sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos apropiado para Perú.

Para el desarrollo de la investigación, se han revisado diferentes fuentes bibliográficas, como son los documentos oficiales emitidos por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Ministerio de Energía y Minas (MINEM), entre otros. Asimismo, se han realizado visitas a entidades como la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), MINEM, OSINERGMIN, PetroPerú y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) de España.

A fin de verificar si los días de mantenimiento de existencias de combustibles líquidos exigidos a los Productores y Distribuidores Mayoristas es la más conveniente para el país, se ha realizado un análisis del mercado de los combustibles líquidos. También se ha realizado la identificación, evaluación y respuesta a los riesgos de desabastecimiento, para finalmente realizar la estimación de la infraestructura requerida para existencias para un horizonte de veinte años.

Como resultado del análisis efectuado, se han identificado riesgos que podrían afectar el abastecimiento de combustibles al mercado nacional, interrumpiendo el despacho por un lapso de 20 días, por lo que el país requeriría esa misma cantidad de días de existencias mínimas para atenuar dichos riesgos, cuya cobertura debería ser asumida tanto por los agentes obligados como por el Estado. Al respecto, se plantea incrementar la obligación de los agentes privados de cinco a ocho días mínimo de existencias y eliminar la obligación de quince días promedio. Los doce días mínimos restantes, serían asegurados por el Estado.

En este sentido, se propone cambiar la política actual de existencias, a fin de que el Estado asuma la responsabilidad de mantener doce días de existencias que complemente los ocho días mínimos que correspondería a los agentes privados. Para ello, este sistema de gestión deberá considerar lo siguiente:

- Incorporación del inventario de crudo y líquidos de gas natural como existencias equivalentes.
- Eliminación de la obligación de mantener existencias medias.
- Modificar las consideraciones para el cálculo de existencias.
- Eliminación de la duplicidad de la obligación de existencias para la misma demanda.
- Incorporación de todas las fuentes de abastecimiento del mercado.
- Incremento de la confiabilidad de la información del mercado de combustibles.
- Promoción del desarrollo de infraestructura de almacenamiento de existencias de forma descentralizada.
- Sinceramiento del costo de mantener existencias.

- Participación del Estado en el mantenimiento de existencias como parte de la política pública de seguridad energética.

Este nuevo sistema implicaría el desarrollo de cambios normativos que, a fin de fortalecer la seguridad energética, debería ser realizado mediante la emisión de una norma con rango de ley y no mediante Decreto Supremo como ocurre en la actualidad.

En línea con la práctica institucional del Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la generación de infraestructura de almacenamiento de existencias que le correspondería asegurar al Estado sería promovida mediante una Asociación Público Privada (APP), en el cual se encargue a un privado la construcción, operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento, así como la gestión de las existencias requeridas para garantizar la seguridad energética nacional.

Finalmente, se debe enfatizar que el proyecto de infraestructura de almacenamiento de combustibles líquidos no implica una participación financiera del Estado, por tratarse de un proyecto autosostenible cuyos costos estarían asegurados por la demanda.

PROPUESTA DE GESTIÓN DE EXISTENCIAS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN EL PERÚ

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Problema de investigación

La normatividad vigente establece como obligación de los Productores y Distribuidores Mayoristas con capacidad de almacenamiento propia o contratada, de mantener en las Plantas de Abastecimiento de la misma ciudad o área, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince días calendario de su Despacho Promedio en cada ciudad o área de los últimos seis meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias y, en cada Planta de Abastecimiento, una existencia mínima de cinco días calendario del Despacho Promedio en dicha Planta.

Esto quiere decir que una empresa comercializadora debe preocuparse por mantener un volumen de combustible como existencias, sobre el cual está impedido de comercializar, lo cual resulta contradictorio con los principios de la oferta y la demanda planteados en el artículo 77 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM.

Sin embargo, existe un serio problema de déficit de infraestructura para el mantenimiento de existencias de combustibles líquidos en general, siendo el caso del Gas Licuado de Petróleo (GLP) el que genera mayor preocupación, debido a que la obligación de mantener existencias se encuentra suspendido desde el año 2015.

Además de ello, se han dado casos en los cuales el abastecimiento oportuno de combustibles líquidos se ha visto restringido por oleajes anómalos, quedándose los distribuidores mayoristas sin stock de combustible y sólo con la reserva mínima que les obliga la normatividad vigente. Es decir, han existido ocasiones en las que el comercializador se ha visto obligado a dejar de vender (abastecer) a clientes para no caer en una infracción a la norma que pueda llevarlo a ser sujeto de una sanción

administrativa, sea esta de índole pecuniario o no pecuniario, por parte del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Por otro lado, al ser esta obligación de los Distribuidores Mayoristas, no se conoce el costo de mantener existencias, el cual es añadido en el precio de venta final a los usuarios, esto les permitiría generar ganancias sobre esta exigencia en detrimento de los consumidores.

Cabe indicar que, si bien la norma tiene como objetivo el mantenimiento de un stock mínimo de combustible como existencias, esto no garantiza el abastecimiento al consumidor final, pues estas existencias se encuentran centralizadas en muy pocos puntos del país, siendo el más grande la Provincia Constitucional del Callao.

1.2. Pregunta de investigación

Al analizar el problema de investigación, surge la siguiente interrogante:

¿Qué tipo de sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos mejoraría la seguridad energética del Perú?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Proponer un sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos para mejorar la seguridad energética del Perú, garantizando el abastecimiento del mercado de manera oportuna, suficiente, continua, de calidad y con precios competitivos ante eventualidades que afecten el suministro de estos productos.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Evaluar el comportamiento del mercado de hidrocarburos líquidos en el Perú.
- Analizar la normativa vigente respecto a la obligación de existencias de los combustibles líquidos y de seguridad energética nacional.
- Revisar la gestión de existencias de combustibles en otros países.
- Evaluar los riesgos que podrían generar un desabastecimiento de combustibles líquidos en el Perú

- Determinar las existencias necesarias para garantizar la seguridad energética en el Perú.
- Evaluar la participación del Estado en la implementación de existencias como parte de su política de seguridad energética.
- Plantear modificaciones normativas necesarias para la implementación de un nuevo sistema de gestión de combustibles líquidos.
- Determinar un sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos apropiado para el Perú.

1.4. Alcances y Limitaciones

1.4.1. Alcances

El estudio abarcará un análisis de los riesgos que afectan o podrían afectar el abastecimiento de combustibles líquidos en el país, a fin de determinar la infraestructura que sería necesaria implementar para cubrir el nivel de riesgo aceptable para el país, y proponer un nuevo modelo de gestión de existencias que garantice la seguridad energética.

1.4.2. Limitaciones

- Falta de información histórica de los inventarios (o existencias) de combustibles líquidos detallada por agente.
- Dificultades en la obtención de información que debiera ser manejada por las entidades públicas responsables de la regulación de existencias de combustibles líquidos.
- Inexistencia de información clara y de carácter público del costo de almacenamiento de existencias de combustibles líquidos que es trasladado al usuario final.

1.5. Justificación y contribución

1.5.1. Justificación

El actual sistema de gestión de inventarios no ha generado incentivos para la construcción de nueva infraestructura de almacenamiento que acompañe el crecimiento sostenido de la demanda y el cumplimiento de la normativa vigente. Es así como, para

el caso del GLP, la infraestructura de almacenamiento de existencias no ha crecido en los últimos veinte años, estando en la actualidad suspendida la obligación de mantener existencias de dicho combustible.

Para el desarrollo de la investigación, se evaluará la información pública del mercado de combustibles líquidos del Perú, tales como: ventas, producción, balanza comercial, entre otros; a fin de determinar y proponer el volumen de existencias que garantice el abastecimiento adecuado en todo el país y a cada sector económico (industria, transporte, electricidad, etc.).

1.5.2. Contribución

Mediante la presente tesis se busca contribuir de la siguiente manera:

- Determinar la cantidad de días de existencias de combustibles líquidos que sean necesarios para garantizar la seguridad energética en el Perú, a partir de la identificación y análisis de eventos y riesgos que han provocado o podrían provocar un desabastecimiento de este producto en el país.
- Calcular la infraestructura de almacenamiento necesaria para cubrir la demanda comercial de combustibles líquidos y la cantidad de días de reserva de estos, así como el monto de inversión para su implementación, operación y mantenimiento.
- Determinar si el Estado debe asumir la responsabilidad de garantizar parte o la totalidad del volumen de reserva de hidrocarburos líquidos a nivel nacional. Así como determinar la pertinencia de la participación de empresas privadas en dicho rol.
- Proponer un sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos, con la finalidad de asegurar que su abastecimiento, en las diversas actividades económicas, sea de forma continua, en la cantidad y calidad que sean requeridas conforme a su producción y a precios acordes al mercado.
- Evaluar la factibilidad y el impacto de la implementación de un sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos.
- Plantear las modificaciones normativas necesarias para la implementación del sistema de gestión de existencias de combustibles líquidos.

1.6. Metodología utilizada

Para el desarrollo de la tesis se utilizará el método descriptivo y de análisis de fuentes de información pública, así como de aquellas conseguidas a través de las empresas e instituciones nacionales y extranjeras.

CAPÍTULO II

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1. Existencias de combustibles líquidos

De conformidad con el numeral 3.6 de la Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 204-2011-OS/CD, Procedimiento de Supervisión del Cumplimiento de la Existencia Media Mensual Mínima y de la Existencia Mínima de Combustibles Líquidos, la “Existencia” es el volumen de combustible líquido existente dentro de los tanques de almacenamiento de una Planta de Abastecimiento o en los Tanques de Productos Certificados para su comercialización de las Refinerías o Plantas de Procesamiento.

Ahondando en dicha definición, se puede decir que las existencias de combustibles líquidos consisten en el almacenamiento de un volumen de combustibles líquidos, ya sea por parte del Estado o por empresas privadas, para su utilización sólo y exclusivamente en caso de emergencias; de tal manera que se garantice en dichos casos el abastecimiento del mercado de modo oportuno, continuo y a precio competitivo, durante el período que dure la emergencia. En el caso del Perú, este tema es fundamental, debido a que vivimos en un país que importa la mayor parte de petróleo que procesa y gran parte de combustibles que consume.

2.2. Marco Legal de las existencias de combustibles

El marco legal vigente que regula la gestión de existencias de combustibles líquidos en el Perú está conformado por:

- Decreto Supremo N° 052-93-EM, Reglamento de seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos.
- Decreto Supremo N° 030-98-EM, Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 03 de agosto de 1998¹.

¹ De conformidad con el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 045-2001-EM publicado el 22 de julio de 2001, se mantiene vigente las disposiciones contenidas en esta norma, en tanto no se oponga al Reglamento aprobado por el Decreto Supremo mencionado.

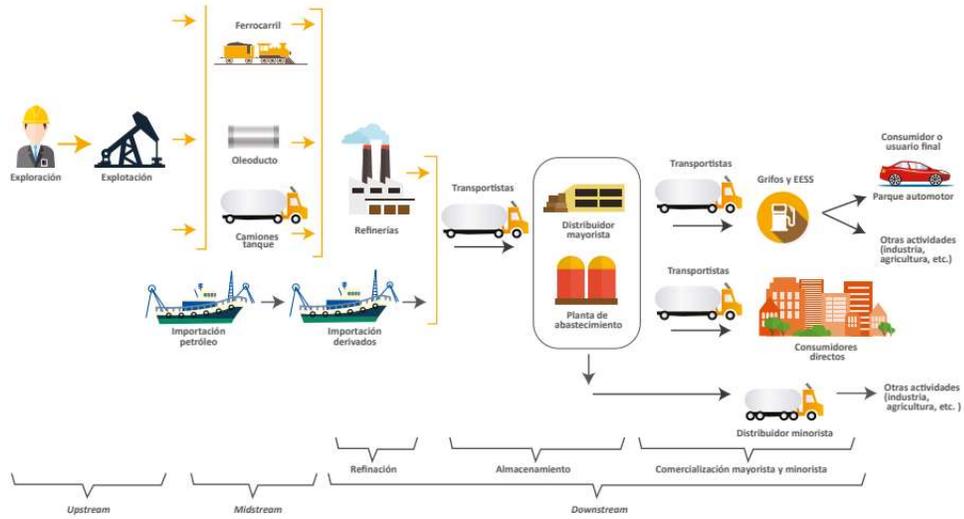
- Decreto Supremo N° 045-2001-EM, Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 22 de julio de 2001.
- Decreto Supremo N° 01-94-EM, Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, que regula en su artículo 8° el manejo de existencias para el GLP.
- Ley N° 29852 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, mediante la cual se creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos que permitirá dotar de infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético.
- Ley N° 29970 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 005-2014-EM, mediante la cual se afianza la seguridad energética.

2.3. Hidrocarburos líquidos en el Perú

Los hidrocarburos líquidos, petróleo y sus derivados y líquidos de gas natural (LGN), tienen una cadena de valor que está dividida en tres segmentos: el upstream, el midstream y el downstream.

El último segmento (downstream) va desde la refinación o fraccionamiento del hidrocarburo y su transformación en los diferentes combustibles, el transporte y almacenamiento de estos últimos, hasta su comercialización mayorista y minorista. En la siguiente ilustración se puede observar todo el recorrido del petróleo desde la exploración hasta el usuario o consumidor final (Tamayo, Salvador, Vásquez, & De La Cruz, 2015).

Ilustración 1: Cadena de valor del petróleo y sus derivados



Fuente: OSINERGMIN

Asimismo, en la siguiente ilustración se puede observar la transformación de los líquidos de gas natural en combustibles, posterior a su separación del gas natural.

Ilustración 2: Cadena de valor del gas natural y líquidos de gas natural



Fuente: OSINERGMIN

Considerando la secuencia descrita en las cadenas de valor, iniciaremos indicando que de acuerdo con el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2016, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), y basado en la información declarada por las operadoras en los informes de reservas y en criterios técnicos económicos definidos por la Dirección General de Hidrocarburos, en el Perú se tienen las siguientes reservas de hidrocarburos líquidos (Ministerio de Energía y Minas, 2016):

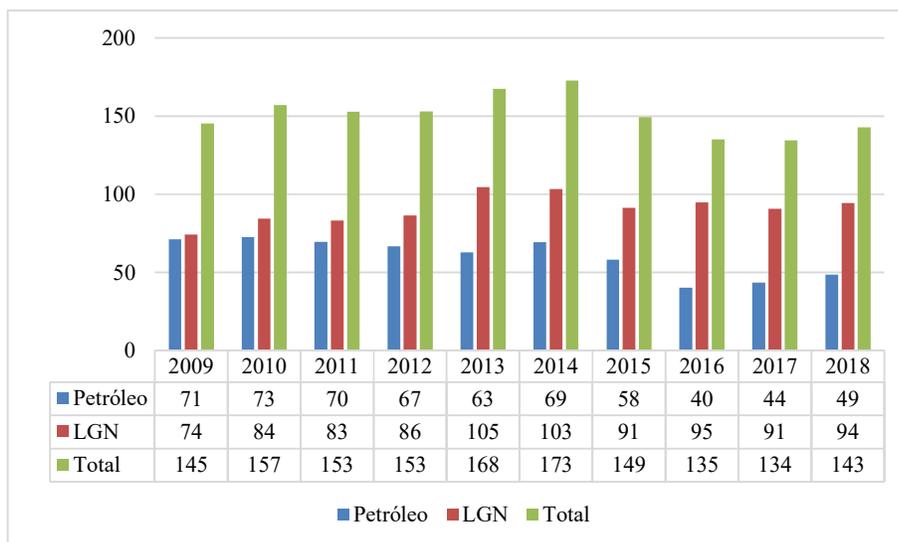
Tabla 1: Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2016

Tipo de Hidrocarburo	Probadas	Probables	Posibles
Petróleo	434.9	255.2	235.8
Líquidos de Gas Natural	789.7	112.6	76.3
TOTAL, MMSTB	1,224.6	367.7	312.1

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

La producción de petróleo ha declinado en los últimos cinco años, principalmente por la falta de nuevos proyectos de desarrollo en el país y por el desplome del precio de petróleo crudo a nivel internacional. Asimismo, los líquidos de gas natural a pesar de haber tenido un crecimiento sostenido hasta el 2013, han comenzado su declinación, tal como se puede observar en la siguiente gráfica:

Gráfica 1: Producción fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos (MBPD)



Fuente: Perupetro
Elaboración: Propia

El mercado peruano consume combustibles derivados del petróleo o líquidos de gas natural, ya sea de la producción nacional en las distintas refinerías o planta de procesamiento o de la importación de los combustibles. Es así como, en el 2016 se tuvo un consumo de los derivados de hidrocarburos de aproximadamente 13,630,000 m³, sin considerar el gas natural distribuido.

Tabla 2: Consumo Final de los derivados de hidrocarburos por sectores económicos 2016 (MB)

Sectores Económicos	GLP	Gasohol	Gasolina Motor	Jet	Diesel DB5	Petróleo Industrial	Gas Natural Distribuido	Total
Transporte	5,736	12,536	1,981	7,296	34,474	1,258	4,227	67,509
Residencial	9,101	-	-	-	-	-	497	9,598
Industrial	4,302	-	-	-	2,642	321	7,523	14,787
Mínero Metalúrgico	-	-	-	-	1,189	-	-	1,189
Público	13	1,635	258	509	-	-	-	2,415
Pesquería	6	208	31	-	365	-	-	610
Comercial	843	-	-	-	591	-	138	1,572
Agropecuario y Agroindustrial	13	101	19	-	308	-	-	440
Consumo Final Energético	20,014	14,479	2,289	7,806	39,569	1,579	12,385	98,121

Fuente: Balance Nacional Energético 2016 - Ministerio de Energía y Minas

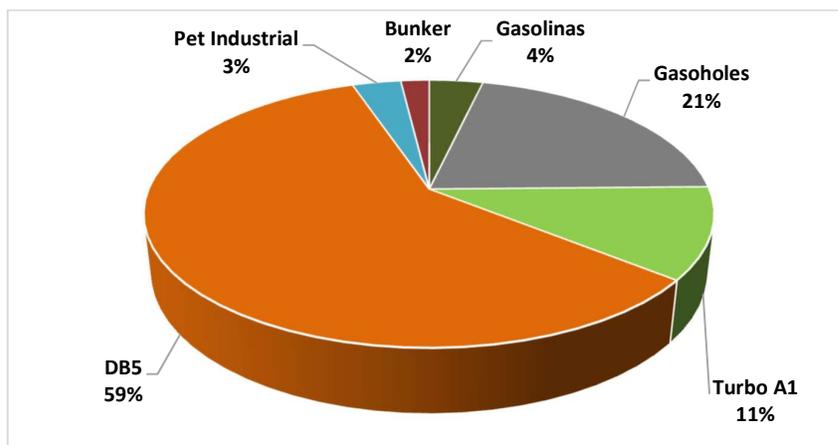
Elaboración: Propia

2.3.1. Suministro de combustibles líquidos

La comercialización de combustibles líquidos en el Perú se realiza de acuerdo con lo establecido en el Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 045-2001-EM.

Los combustibles líquidos que se comercializan en el Perú se listan a continuación junto con su participación en el mercado:

Gráfica 2: Demanda de Combustibles Líquidos a Noviembre 2018



Fuente: OSINERGMIN – SCOP, SPIC

Como se puede observar de la ilustración anterior, los principales combustibles son el Diesel B5, la Gasolina y el Gasohol, los mismos que tienen las siguientes especificaciones en concordancia con las Normas Técnicas Peruanas vigentes:

- **Diesel B5 S-50:** es la mezcla que contiene un volumen de 5 % de Biodiesel B100 y el restante de Diesel N° 2, con un contenido máximo de 50 partes por millón de azufre².
- **Gasolina:** está constituida por una mezcla de hidrocarburos saturados, olefinas, naftenos y aromáticos, en el rango aprox. de C₅ a C₁₂³.
- **Gasohol:** es la mezcla que contiene un volumen de 7.8 % de Alcohol Carburante y el restante de Gasolina⁴.

Los Agentes de la cadena de comercialización de Combustibles Líquidos que tienen como obligación registrar la información de sus transacciones comerciales en las plataformas informáticas de OSINERGMIN, son:

² NTP 321.003:2017

³ NTP 321.102:2017

⁴ Artículo 4 del Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2007-EM

- **Refinerías:** Instalación industrial, en la cual el Petróleo, Gasolina Natural u otras fuentes de Hidrocarburos son convertidos en Combustibles Líquidos⁵.
- **Plantas de Abastecimiento:** Instalación en un bien inmueble donde se realizan operaciones de recepción, almacenamiento, transferencia, agregado de aditivos y despacho de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos⁶.
- **Distribuidores Mayoristas:** Persona jurídica que adquiere en el país o importa grandes volúmenes de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, con el fin de comercializarlos a Consumidores Directos, Consumidores Directos con Instalaciones Móviles, Comercializador de Combustibles de Aviación, Comercializador de Combustibles para Embarcaciones, otros Distribuidores Mayoristas, Distribuidores Minoristas y Establecimientos de Venta al Público de Combustibles⁷.
- **Consumidores Directos:** persona que adquiere en el país o importa Combustibles u Otros Productos Derivados de Hidrocarburos para uso propio y exclusivo en sus actividades y que cuenta con instalaciones para recibir y almacenar los referidos productos con capacidad mínima de 1 m³ (264.17 gl)⁸.
- **Grifos o Establecimientos de Venta al Público de Combustibles:** también llamado Grifo o estación de servicios a través de surtidores o dispensadores exclusivamente⁹.
- **Distribuidores Minoristas:** persona que utilizando un medio de transporte (camión cisterna o camión tanque) adquiere del Distribuidor Mayorista: diesel, petróleos industriales u Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos para comercializarlos a Grifos Rurales, Consumidores Directos, Consumidores Directos con Instalaciones Móviles y usuarios finales¹⁰.
- **Transportistas:** Es la persona que se dedica al transporte de Combustibles Líquidos o de Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, mediante camiones

⁵ Numeral 32 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

⁶ Numeral 30 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

⁷ Numeral 7 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

⁸ Numeral 6 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

⁹ Numeral 16 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

¹⁰ Numeral 09 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

tanque o camiones cisterna, barcazas, chatas o buques-tanque. Está prohibido de comercializar Combustibles Líquidos u Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos con terceros¹¹.

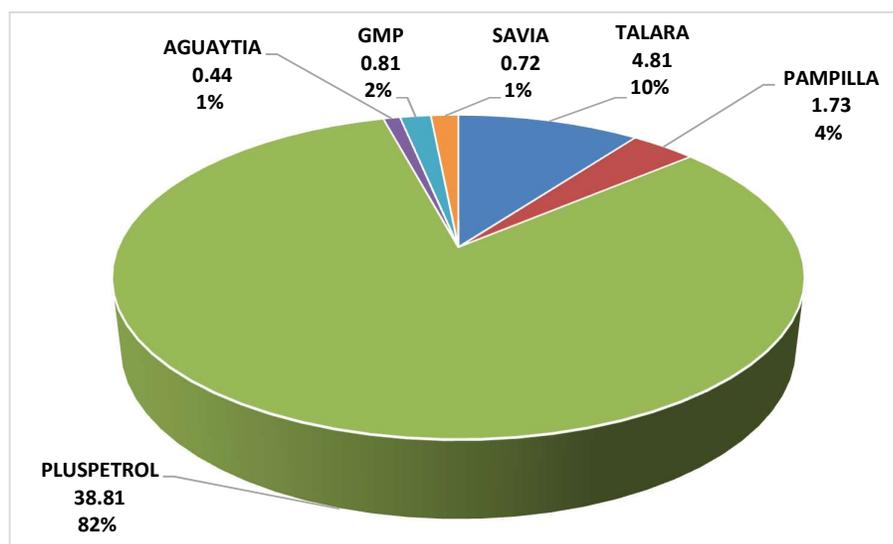
2.3.2. Cadena de suministro de GLP

La comercialización de GLP en el Perú se realiza de acuerdo con lo establecido en el “Reglamento para la Comercialización del Gas Licuado de Petróleo”, aprobado mediante Decreto Supremo N° 01-94-EM.

El GLP es la mezcla de gases condensables provenientes de los líquidos del gas natural o del petróleo crudo. Los componentes del GLP que son gaseosos a temperatura y presión ambiental son fáciles de condensar. Prácticamente, se puede indicar que el GLP es una mezcla de propano y butano.

La producción de GLP en el Perú se encuentra centralizada en la empresa Pluspetrol, quien tenía aproximadamente el 82% de la producción total al 2018. Adicionalmente, se tiene la producción de las dos principales refinerías del país, y las plantas de procesamiento de líquidos de gas natural de menor envergadura.

Gráfica 3: Producción Nacional de GLP 2018 (MBPD)

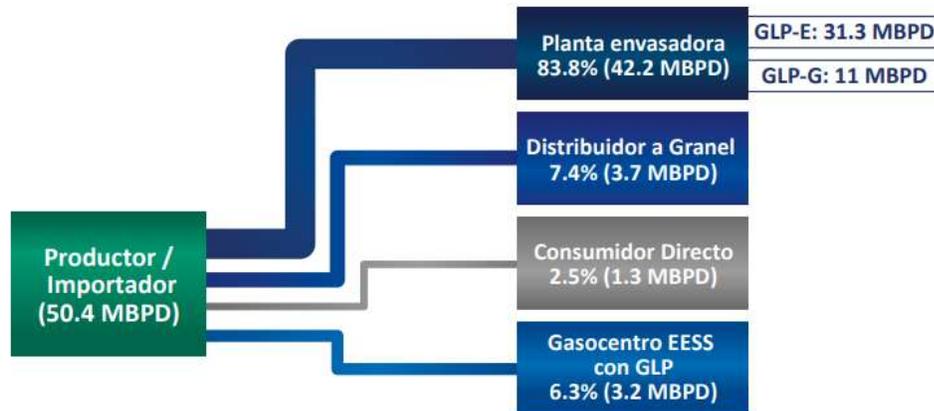


Fuente: Estadísticas Ministerio de Energía y Minas

¹¹ Numeral 35 del Artículo 2 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM.

Esta producción de GLP es complementada con importaciones, lo cual permite cubrir la demanda total nacional. Toda esta oferta de GLP se distribuye a las distintas plantas envasadoras, consumidores directos y estaciones de servicio (gasocentros) que cuenten con dispensadores de GLP.

Ilustración 3: Flujo Comercial del GLP 2014



Fuente: OSINERGMIN – SCOP

2.4. Infraestructura de almacenamiento en el Perú

Los combustibles líquidos se encuentran almacenados en tanques dentro de plantas de abastecimiento (planta de venta, almacenamiento o terminal), donde se recepciona, transfiere, agrega aditivos y despacha combustibles líquidos. También se almacenan en refinerías y plantas de procesamiento de hidrocarburos.

Tabla 3: Agentes que almacenan combustibles

Descripción	Cantidad
Plantas de Abastecimiento	24
Refinerías	5
Plantas de Procesamiento	3

Fuente: Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN

Tabla 4: Almacenamiento por departamento

Departamento	Cantidad
Amazonas	1
Ancash	1
Arequipa	1
Cusco	1
Ica	2
La libertad	1
Lambayeque	1
Lima	11
Loreto	2
Moquegua	1
Piura	5
Puno	1
San Martín	1
Ucayali	3
Total	32

Fuente: Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN

Las plantas de abastecimiento tienden a ubicarse cerca de las refinerías, plantas de fraccionamiento y de los centros de demanda (Tamayo, Salvador, Vásquez, & De La Cruz, 2015).

2.5. Seguridad energética y sistemas de gestión de existencias

2.5.1. Seguridad energética

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), “la seguridad energética es definida como la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible” (International Energy Agency - EIA, 2014, pág. 13). Este concepto abarca dos dimensiones:

- Dimensión de largo plazo: referida principalmente a las inversiones oportunas destinada a asegurar el suministro de energía en consonancia con la evolución económica y las necesidades medioambientales sostenibles.

- Dimensión de corto plazo: se centra en la capacidad del sistema de energía para reaccionar rápidamente ante cambios repentinos dentro del equilibrio de la oferta y la demanda (International Energy Agency - EIA, 2014).

Conforme a lo anterior, la seguridad energética está vinculada a la implementación de mecanismos destinados a contrarrestar los impactos económicos y sociales negativos que se podrían generar ante la falta de suministro de energía o ante la presencia de precios no competitivos o volátiles.

Ilustración 4: Definición de Seguridad Energética - AIE



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Las existencias estratégicas de hidrocarburos se constituyen como la política de seguridad energética más utilizada a nivel internacional, ya que permite una reacción rápida del mercado ante emergencias.

La política de existencias se originó a raíz de la llamada “primera crisis del petróleo” en 1973, la cual puso de manifiesto la necesidad de aquellos países con dependencia externa de petróleo, de adoptar medidas que redujeran su vulnerabilidad a través del almacenamiento de reservas de hidrocarburos y/o combustibles, así como la creación de protocolos para su utilización.

Como respuesta a esta crisis, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) crea en 1974, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), organismo independiente cuyo objetivo es garantizar la seguridad de suministro energético en sus países miembros, los cuales se encuentran comprometidos al

mantenimiento de existencias de hidrocarburos, equivalentes a un mínimo de 90 días de importaciones netas (Tamayo, Salvador, Vásquez, & De La Cruz, 2015).

Por otro lado, la crisis del petróleo también originó la creación de agencias encargadas de gestionar las reservas estratégicas de petróleo. Tal fue el caso de la British Oil National Corporation creada en 1976 en el Reino Unido¹², y el organismo Erdölbevorratungsverband en Alemania creado en 1978. Posteriormente, en 1994 se crea la Corporación de Reservas Estratégicas (CORES), con la finalidad de garantizar la seguridad de suministro de hidrocarburos en España mediante el mantenimiento de reservas de productos petrolíferos y el control de las existencias que mantiene la industria en lo referente a productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural (Miras Salamanca, 2010).

2.5.2. Sistemas de gestión de existencias

La adopción de un determinado sistema de almacenamiento de existencias de hidrocarburos dependerá de los factores socioeconómicos y geopolíticos de cada país, así como de los objetivos estratégicos destinados a consolidar su autonomía energética (International Energy Agency - EIA, 2014).

Al respecto, la AIE señala que “existen tres enfoques para garantizar que los niveles de existencias cumplan con los requisitos mínimos: a) Industria; b) Gubernamental; y c) Agencia. Algunos países utilizan sólo una categoría de acciones para cumplir con la obligación mínima; la mayoría de los países utilizan una combinación de categorías” (International Energy Agency - EIA, 2014, pág. 30).

a) Almacenamiento de la industria

Se trata de una medida de seguridad energética que consiste en regular el almacenamiento de existencias de hidrocarburos por parte de los agentes privados del mercado.

¹² En 1975 la compañía se creó originalmente como un organismo de propiedad pública con el objetivo de mantener niveles adecuados de suministro de petróleo. Sin embargo, en 1982 fue transferido a la nueva compañía, Britoil, y finalmente en 1988, la compañía fue comprada por British Petroleum. (Miras Salamanca, 2010)

En el caso de los países de la OCDE que han adoptado esta política de seguridad energética, se obliga a las empresas, tales como importadores, refinadores, proveedores de productos o mayoristas, a tener un número mínimo de días de existencias, el cual se establece en función a la participación de las importaciones de petróleo de la empresa o su participación en las ventas en el mercado nacional (International Energy Agency - EIA, 2014).

En este sentido, mediante el sistema de almacenamiento de la industria, el Estado obliga a los agentes privados del mercado a reservar dentro de los productos que comercializan a diario, un volumen mínimo de hidrocarburos crudo y/o combustibles líquidos en sus almacenes, a fin de que estos puedan ser usados en caso de desabastecimiento, garantizando así el suministro de energía de forma continua y a precio competitivo.

b) Almacenamiento gubernamental

Mediante este sistema, “el Estado financia el almacenamiento de las existencias a través del presupuesto del gobierno central y se mantienen exclusivamente para emergencias” (International Energy Agency - EIA, 2014, pág. 31).

De este modo, el Estado asume la responsabilidad de adquirir los hidrocarburos y/o combustibles líquidos que se almacenarán como parte de su política de seguridad energética, ya sea a través de la construcción o arrendamiento directo de la infraestructura de almacenamiento, o mediante un proceso de concesión, mediante el cual se encargará a un tercero la construcción o almacenamiento o administración de las existencias en nombre del Estado (Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos de México, 2017).

Cabe indicar, que estas existencias se almacenan de forma independiente a los combustibles comercializados en el mercado y sólo podrán ser utilizados en casos de emergencia, debidamente declarada por el propio Estado a causa de interrupción o reducción en el suministro. Para ello, el Estado deberá contar con un protocolo que contemple la manera en que se abordará dicha emergencia, es decir, como y cuanto de existencias se liberarán para garantizar un adecuado, oportuno y continuo

abastecimiento del mercado (Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos de México, 2017).

c) Almacenamiento de la agencia

Consiste en el acuerdo realizado entre el Estado y una agencia independiente, mediante el cual el primero le encarga al segundo la responsabilidad de mantener la totalidad o parte de la obligación de existencias. La estructura y las condiciones del acuerdo con la agencia pueden variar de un país a otro, pero en todos los casos se encuentran regulados por la normatividad correspondiente (International Energy Agency - EIA, 2014). Es decir, al igual que en el caso anterior, también se trata de un sistema de almacenamiento de carácter estatal.

Cabe indicar que, conforme a lo señalado por la AIE, en los últimos años, se ha incrementado el número de países que optan por tomar acciones de tipo gubernamental para el mantenimiento de existencias, a fin de responder de forma inmediata ante la ocurrencia de una emergencia (International Energy Agency - EIA, 2014).

2.6. Política de existencias en el Perú

En el caso del Perú, las existencias de combustibles líquidos se encuentran regulados en los Decretos Supremos N° 030-98-EM y 045-2001-EM.

Al respecto, el artículo 6 del Decreto Supremo N° 030-98-EM señala expresamente lo siguiente:

Artículo 6.- Los Distribuidores Mayoristas con capacidad de almacenamiento propia o contratada tienen la obligación de mantener en total, en las Plantas de Abastecimiento de la misma ciudad o área, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince (15) días calendario de su Despacho Promedio en dicha ciudad o área de los últimos seis (6) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias y en cada Planta de Abastecimiento una existencia mínima de cinco (5) días calendario del Despacho Promedio en dicha Planta. Para ambos casos se sobreentiende que las existencias se consideran netas descontando fondos.

Un Distribuidor Mayorista que tenga varias Plantas cercanas bajo su administración, en la misma ciudad o área, podrá sumar los volúmenes de cada combustible para cumplir con la existencia media mensual mínima.

Las Refinerías que cuenten con Plantas de Abastecimiento propias, ubicadas en la misma ciudad o área y que se constituyan como Distribuidores Mayoristas de todo o parte de su producción, incluirán como parte de su existencia media mensual el volumen del producto certificado que tengan dentro de las instalaciones de las mismas Refinerías.

El MEM, mediante Resolución Ministerial está facultado a autorizar única y exclusivamente a entidades del Estado Peruano a adquirir parte o toda la reserva que representa la referida existencia media mensual fijando el plazo de duración de dicha adquisición. El precio de venta de los combustibles será el precio de venta al público que tenga el Distribuidor Mayorista de acuerdo a sus prácticas comerciales. En este caso los Distribuidores Mayoristas no serán pasibles de sanción alguna por no mantener la referida existencia media durante el plazo de vigencia de la citada autorización.

Asimismo, el artículo 43 del Decreto Supremo N° 045-2001-EM, señala lo siguiente:

Artículo 43.- Existencia de Combustibles

Únicamente los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento propia o contratada deberán mantener en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince (15) días calendario de su Despacho promedio de los últimos seis (6) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias y en cada Planta de Abastecimiento una existencia mínima de cinco (5) días calendario del Despacho promedio en dicha Planta. Para ambos casos se sobreentiende que las existencias se considerarán netas descontando fondos.

Los Productores y Distribuidores Mayoristas que almacenen volúmenes de combustibles para efectos de lo establecido en el párrafo anterior en varias Plantas de Abastecimiento en la misma ciudad o área podrán sumar los volúmenes de cada combustible para cumplir con la existencia media mensual mínima. Para estos efectos, y sin perjuicio de la existencia de otras ciudades o áreas según pueda corresponder, entiéndase que están ubicadas en una misma ciudad, las Plantas de Abastecimiento localizadas en la Provincia de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao.

De conformidad a lo anterior, el Perú mantiene una política de “Almacenamiento de la Industria” según la clasificación de la OCDE. Así, la normatividad vigente establece como obligación de los productores y distribuidores mayoristas con capacidad de almacenamiento propia o contratada, mantener en las plantas de abastecimiento de la misma ciudad o área, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince días calendario de su despacho promedio en cada ciudad o área de los últimos seis meses calendario anterior al mes del cálculo de las

existencias y en cada planta de abastecimiento una existencia mínima de cinco días calendario del Despacho Promedio en dicha Planta.

En este sentido, la política peruana de existencias establece la obligación de mantener existencias para todos los combustibles líquidos a los productores y distribuidores mayoristas, así como las plantas de almacenamiento, con base en el promedio diario del volumen de ventas en los últimos seis meses. Así, esta política aplica a los inventarios comerciales de refinados, lo cual contrasta con las políticas de otros países desarrollados cuya política se basa en el almacenamiento de reservas estratégicas de petróleo crudo (Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos de México, 2017).

Respecto a las existencias de GLP, el artículo 8 del Decreto Supremo N° 01-94-EM, indica lo siguiente:

Artículo 8.- Todos los agentes que realicen ventas de GLP a partir de una Planta de Abastecimiento y que cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada en la referida Planta, están obligados a mantener una existencia media de dicho producto equivalente a quince (15) días de despacho, al mercado nacional, promedio de los últimos seis (06) meses, así como mantener en ella, en todo momento del día, una existencia mínima de GLP almacenado equivalente a cinco (05) días de despacho promedio de los últimos seis (06) meses.

Los Productores podrán incluir como parte de sus existencias, el volumen del GLP que tengan almacenado en su Planta de Producción de GLP y en las Plantas de Abastecimiento aledañas o adyacentes, de ser el caso.

Todos los agentes que almacenen volúmenes de GLP para efectos de lo establecido en el primer párrafo del presente artículo en varias Plantas de Abastecimiento en la misma región podrán sumar los volúmenes del referido producto para cumplir con las existencias de GLP. Para estos efectos, las Plantas de Abastecimiento localizadas en la Provincia de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao, se considerarán ubicadas dentro de una misma región.

Para los fines de aplicación del presente artículo, se considerará como despacho a toda salida física de GLP de la Planta de Abastecimiento, ordenada por quien tenga contratada la capacidad de almacenamiento con el Operador de Planta de Abastecimiento o aquellas salidas físicas ordenadas por los Productores u Operadores de Planta de Abastecimiento, que se efectúen desde las Plantas de Abastecimiento de su propiedad u operadas por los mismos. Las transferencias de GLP entre Plantas de Abastecimiento, efectuadas por una misma empresa, no serán consideradas como despacho.

Se podrá disponer de las existencias señaladas en los párrafos anteriores, en los casos donde la Dirección General de Hidrocarburos, de oficio o por comunicación de parte, declare la existencia de una situación que afecte el abastecimiento de

GLP. Para el caso de comunicaciones de terceros, éstos deberán presentar la documentación necesaria que sustente tal situación.

Al respecto, se debe precisar que actualmente la aplicación del Artículo 8° del Decreto Supremo N° 01-94-EM, referida a las existencias de GLP, se encuentra exonerada del cumplimiento debido a la falta de capacidad de almacenamiento y a retrasos en el desarrollo de los proyectos de adecuación para el almacenamiento de GLP por parte de los agentes obligados¹³.

Adicionalmente a las normas indicadas, la seguridad de suministro se complementa con la Ley N° 29852 y su Reglamento, que contemplan el desarrollo de proyectos de infraestructura, consistentes en proyectos de transporte y distribución por ductos o almacenamientos estratégicos.

De acuerdo con el artículo 4 del Reglamento de la Ley del Sistema de Seguridad Energética (SISE), aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, estos proyectos de infraestructura deberán ser priorizados por el MINEM y sometidos posteriormente a procesos de promoción de la inversión privada conducidos por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN), de conformidad a la normativa vigente.

La forma de financiamiento de los proyectos de transporte y distribución por ductos o almacenamientos estratégicos, serán cubiertos con el Cargo Tarifario SISE, el cual deberá ser recaudado por los productores e importadores que realizan la venta primaria, quienes a su vez deberán transferir mensualmente a los titulares de concesión el monto recaudado.

¹³ Al respecto, el artículo 2 del Decreto Supremo N° 015-2015-EM, señala lo siguiente:

Artículo 2.- Adecuación ante falta de capacidad de almacenamiento de GLP

En caso los agentes obligados no cuenten con la capacidad de almacenamiento propia o contratada necesaria que les permita cumplir con las existencias de GLP, a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma, podrán acogerse a un plazo de adecuación que será determinado por el OSINERGMIN para cada agente que realice ventas de GLP a partir de una Planta de Abastecimiento, debiendo cumplir con los requisitos y plazos que establezca la referida entidad. El OSINERGMIN, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario, establecerá el procedimiento correspondiente.

Sin perjuicio de ello, los agentes obligados que no cuenten con capacidad de almacenamiento en Plantas de Abastecimiento, en un plazo que no excederá de diez (10) días calendario, deberán presentar para aprobación del OSINERGMIN medidas alternativas, a implementarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, tales como almacenamiento flotante o fijo, que garanticen el cumplimiento de la obligación contenida en el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM. Estas medidas se encontrarán vigentes hasta la culminación del plazo de adecuación aprobado por el OSINERGMIN, según lo indicado en el párrafo anterior.

2.7. Sistema de gestión de existencias en otros países

A nivel internacional, los países que son integrantes de la AIE y de la Unión Europea y tienen políticas de almacenamiento de existencias y/o reservas estratégicas para garantizar un abastecimiento eficiente a nivel nacional de los combustibles. De esta manera, cada país implementa estas exigencias de acuerdo con sus políticas internas que normalmente son manejadas por un ministerio.

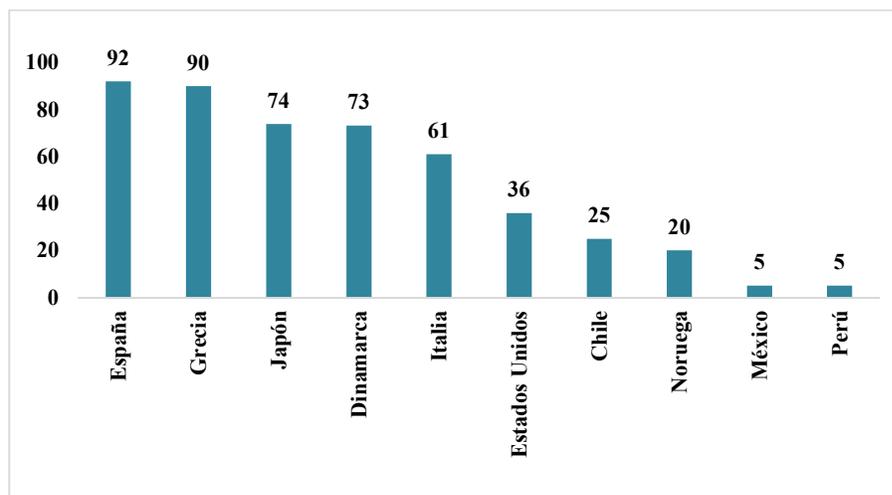
En el caso de los miembros de la AIE, cada uno de los países importadores netos de petróleo tiene la obligación de mantener un nivel mínimo de reservas que equivalen a no menos de 90 días de importaciones netas de petróleo crudo o productos equivalentes observadas en el año calendario anterior. La AIE no especifica el tipo de hidrocarburos con el que se deben constituir dichas reservas, por lo que éstas pueden incluir: petróleo crudo, líquidos del gas natural y productos refinados (Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos de México, 2017).

La AIE, en su publicación *Energy Supply Security: Emergency Response of IEA Countries 2014*, da una explicación de los lineamientos generales para el cálculo de las reservas de emergencia, considerando los 90 días de importaciones netas señaladas:

La obligación de almacenamiento mínimo de la AIE se basa en importaciones netas de todo el petróleo, incluyendo tanto productos primarios (como el petróleo crudo y líquidos de gas natural [LGN]) y productos refinados. No cubre la nafta y los volúmenes de petróleo utilizadas como búnkeres marinos internacionales. El compromiso de 90 días de cada país de la AIE se basa en un promedio diario neto de las importaciones del año calendario anterior. Este compromiso puede cumplirse a través de las existencias retenidas exclusivamente para propósitos de emergencia y las reservas retenidas para su uso comercial o de operación, incluidas las existencias en las refinerías, instalaciones portuarias y en camiones cisterna en los puertos. La obligación especifica varios tipos de reservas que no se pueden contar hacia el compromiso, incluyendo acciones militares, los volúmenes en camiones cisterna en el mar, en las tuberías, en las estaciones de servicio o cantidades en poder de los consumidores finales. Tampoco incluye el petróleo crudo aún no producido (International Energy Agency - EIA, 2014, pág. 30).

A continuación, se presentan los inventarios de hidrocarburos de los países miembros de la AIE, los cuales se caracterizan por tener mayor dependencia de importación de petróleo crudo.

Gráfica 4: Inventarios mínimos de hidrocarburo en días de consumo interno



Fuente: Agencia Internacional de la Energía
Elaboración: Propia

Asimismo, en el siguiente cuadro se resume las políticas de algunos países seleccionados:

Tabla 5: Políticas Vigentes en Materia de Almacenamiento en Países Seleccionados

País	Obligación	Sujeto obligado
Países miembros de la AIE	90 días del promedio diario de importaciones netas de petróleo en el último año.	Depende de cada país.
Estados Unidos	90 días del promedio diario de importaciones netas de petróleo (reservas estratégicas)	Gobierno
Japón	- 70 días de petróleo del promedio de importaciones, ventas o producción del último año. - 4 días de consumo interno de productos petroleros. - 50 días del promedio de importaciones diarias de GLP.	Importadores Refinerías Distribuidores
Miembros de la Unión Europea	- 90 días del promedio diario de importaciones netas de petróleo. - 61 días del promedio diario del consumo interno de petróleo. - 30 días del promedio diario de consumo interno de petrolíferos.	Depende de cada país.
España	- 92 días de las ventas o consumos en los últimos 12 meses de petrolíferos	Operadores del mercado. Los 92 días de obligación es mediante

País	Obligación	Sujeto obligado
	- 20 días de las ventas o consumos en los últimos 12 meses de GLP en existencias.	CORES (42 días) y la industria (50 días).
Reino Unido	- Refinerías; 67.5 días de sus ventas en el último año. - Importadores: 58 días.	Refinerías Importadores
Grecia	90 días del promedio diario de importaciones netas de petróleo.	Importadores Grandes usuarios
Italia	- 90 días del promedio diario de importaciones netas o 61 días del promedio diario de consumo interno. - 30% de las reservas obligatorias debe constar de los siguientes productos petrolíferos: gasolina, diésel, combustóleo y turbosina.	Suministradores de petrolíferos
Noruega	- El sector privado: 20 días de sus ventas en el mercado interno, con obligación de liberar las existencias a petición del gobierno, en caso de producirse una situación de déficit de suministro. - 40% de la reserva debe corresponder a: gasolina, destilados intermedios y combustibles pesados, y el resto para petróleo crudo.	Comercializadores Importadores
Dinamarca	Privados: 73.2 días de consumo.	Sector privado (Agencia)
México	5, 8-10, 10-15 días de ventas a estaciones de servicio o usuarios finales en 2020, 2022 y 2025, respectivamente.	Comercializadores y distribuidores.

Fuente: SENER, con información de la AIE, Departamento de Energía de los Estados Unidos; Consejo de la Unión Europea; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España; y el Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón. (Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos de México, 2017).

Como bien indica la AIE, cada país tiene sus propias políticas internas y es responsable de implementarlas y cumplir con el almacenamiento de las reservas mínimas de emergencia.

2.7.1. Experiencia de España en Gestión de Existencias

Como parte de la metodología de investigación para el desarrollo de la presente tesis, se realizó una visita a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) en sus oficinas de la ciudad de Madrid, España.

El CORES fue creado en el año 1995 por el Gobierno Español a fin de delegar la responsabilidad de gestionar las reservas estratégicas de hidrocarburos, existencias de combustibles y de gas natural.

Al respecto, conforme a lo señalado en la página web de dicha Agencia, el CORES es el responsable de mantener las existencias mínimas de hidrocarburos y del control de existencias de la industria y gas natural, a fin de garantizar la seguridad de suministro en caso de crisis de abastecimiento y como fuente de información del sector. Las obligaciones de mantenimiento de existencias se reparten entre CORES y la Industria, y todos sus miembros están obligados al mantenimiento de existencias y a soportar financieramente las actividades de CORES en función de sus ventas en el mercado nacional. (Corporación de Reservas de Estrategias de Productos Petrolíferos, s.f.)

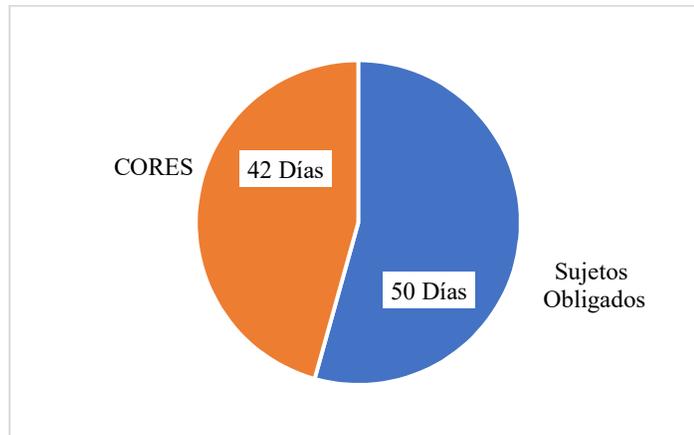
El Gobierno Español, mediante Real Decreto 1716/2004, reguló la obligación del mantenimiento de existencias, la diversificación de abastecimiento de gas natural y CORES, señalando en su artículo 2 que la obligación de mantenimiento de existencias que deberán mantener, en todo momento, es de en 92 días de sus ventas o consumos en los 12 meses anteriores.

Asimismo, el artículo 7 establece los sujetos que están obligados al mantenimiento de existencias de seguridad de hidrocarburos líquidos son:

- a) Los operadores al por mayor de productos petrolíferos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas y/o consumos a otros operadores al por mayor.
- b) Las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, en la parte de sus ventas y/o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor o por otros distribuidores al por menor.
- c) Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor, o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.

En el artículo 14 se establece que se constituirán existencias estratégicas que computarán a favor de cada uno de los sujetos obligados por al menos 42 días del total. También se indica que el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá modificar dicho número de días en función de la evolución del mercado y de la disponibilidad de infraestructura.

Gráfica 5: Obligación de mantenimiento de existencias

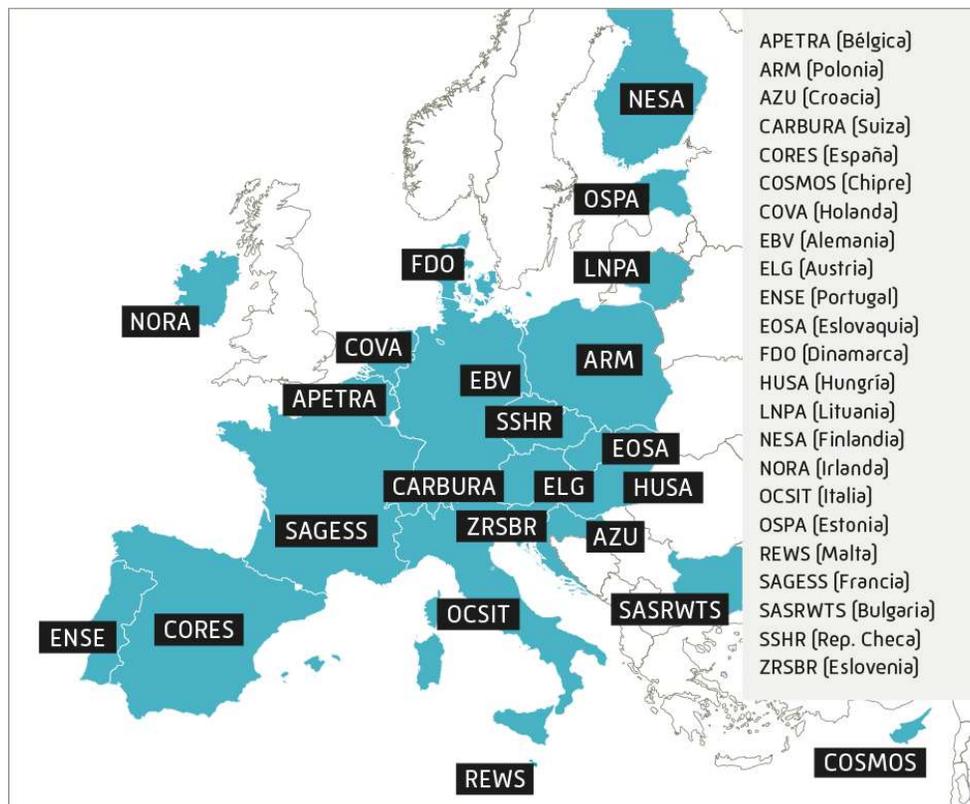


Fuente: Presentación Institucional CORES

En los artículos 25 y 26 se establece que las existencias, serán financiadas por los sujetos obligados definidos, mediante el pago de una cuota unitaria planteada anualmente por el CORES y aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Dicha cuota se determinará en función de todos los costes previstos para la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias, la dotación a la reserva financiera, así como del coste de las demás actividades del CORES relacionadas con los productos petrolíferos.

Cabe señalar que, este modelo de gestión de existencias utilizado en España, a través de una agencia de mantenimiento de existencias de seguridad, es empleado en la mayoría de los países europeos.

Ilustración 5: Agencias en Países Europeos



Fuente: Presentación Institucional CORES

2.8. Facilidades esenciales

El concepto de “facilidades esenciales” ha tenido su desarrollo a inicios del siglo XX mediante la jurisprudencia estadounidense y europea de casos vinculados a la negativa de acceso o de contratar por parte de una empresa dominante en un mercado determinado.

Esta doctrina es aplicada por primera vez en los Estados Unidos en el caso *United States v. Terminal Railroad Association* en 1912, en el cual, si bien no se hace una mención expresa al término “facilidad esencial”, sienta las bases para impedir o imposibilitar a aquel que ejerce una posición de dominio sobre un mercado, negar el acceso a un tercero a utilizar aquella infraestructura considerada como esencial para ejercer su actividad económica¹⁴.

¹⁴ Al respecto, en el caso *United States v. Terminal Railroad Association*, la Suprema Corte de los Estados Unidos, afirmó que la conducta realizada por un grupo de empresas ferrocarrileras propietarias de puentes, transbordadores, terminales y otros, en la zona

A partir de esa primera aproximación, se han desarrollado una serie de casos tanto en los Estados Unidos como en la Unión Europea en los cuales se han ido estableciendo poco a poco las condiciones bajo las cuales nos encontraríamos frente a una “facilidad esencial”. Tal es el caso *MCI Communic. Corp. v. AT&T* (1983) en el cual se aplicó por primera vez la Prueba MCI, que establece los cuatro elementos que deben concurrir para determinar la aplicación de la doctrina de las facilidades esenciales (OECD, 2010):

- Control del activo por parte del monopolista;
- Los competidores no tienen posibilidad de duplicar la facilidad esencial a un costo razonable;
- Negar a un competidor el acceso a la facilidad; y
- Factibilidad de ofrecimiento de la facilidad a los competidores. (OECD, 2010, pág. 6)

Pero quizás, el caso hito para la determinar cuándo debe aplicarse la doctrina de las “facilidades esenciales” ha sido el caso *Verizon Communication Inc v. Law Offices of Curtis Trinko* (2004), en la cual se limita su aplicación en aquellos casos en que existe regulación sectorial específica en donde se dota al regulador de poderes efectivos de sanción frente al incumplimiento de esta.

A partir de las jurisprudencias señaladas y de aquellas esgrimidas en el marco de la justicia europea, existen autores que han intentado definir lo que es una “facilidad esencial”.

DIEZ CANSECO en su artículo “Teoría del Cuello de Botella: Las Facilidades Esenciales”, cita a diversos autores para llegar a obtener una definición de “facilidades esenciales”. Así, señala que Hovenkamp define a las “facilidades esenciales del siguiente modo:

Una empresa con posición de dominio que controla un activo que califica como “esencial” puede tener el deber de compartir esta facilidad con un competidor. Exactamente, qué constituye una facilidad esencial no queda claro, pero se refiere a cierto tipo de activo productivo que es esencial para la operación de un negocio y que no puede ser duplicado. De esta forma, la negativa de compartir la facilidad le debe conceder al dueño de los activos un monopolio; lo que quiere decir que la facilidad debe servir para un uso compartido en un específico mercado relevante correctamente definido (Diez Canseco Núñez, 2012, pág. 79).

de St. Louis, para evitar que empresas competidoras ofrecieran servicios de transporte de tren en la región constituía un intento concertado por monopolizar el mercado de transporte ferroviario en St. Louis, en violación de la Sección 1 de la Ley Sherman. Por lo que se les exigió otorgar el acceso a terceros o, de lo contrario, que se deshicieran de la infraestructura esencial (OECD, 2010, pág. 4).

Asimismo, citando a autores como Jones y Sufrin, señala que las facilidades esenciales son “la idea central de la doctrina de las facilidades esenciales, es que se trata de un activo cuya propiedad o control pertenece a una empresa con posición de dominio cuyo acceso es requisito indispensable para que otros usuarios tengan la posibilidad de proveer el producto o servicio a sus clientes” (Diez Canseco Núñez, 2012, pág. 79).

Por otro lado, organismos internacionales como la OCDE han realizado estudios respecto a la aplicación de la doctrina de las facilidades esenciales y las define como aquel servicio cuya prestación es más difícil sin acceso a una infraestructura esencial, y que el propietario monopolista de esta infraestructura encontraría más rentable imponer un aumento de precio significativo para el acceso a ésta. (OECD, 2010).

En este sentido, la doctrina de las facilidades esenciales busca limitar la ambigua e impredecible figura de la negativa a contratar, debiendo concurrir para su configuración los siguientes requisitos (Diez Canseco Núñez, 2012):

- Esencialidad y no duplicación: Debe tratarse de un activo que califique como esencial o singular y que su duplicación sea impracticable o irracionalmente costosa.
- Poder monopolístico sobre la facilidad: Conforme a este requisito, la empresa propietaria del activo y/o infraestructura debe tener una posición de dominio en el mercado en el cual ésta se desarrolla.
- Exceso de capacidad: Es decir, debe existir un exceso de capacidad, de tal manera que el acceso que se conceda a la competencia no perjudique a los propietarios del activo y/o infraestructura.

En el caso del Perú, ésta doctrina tuvo su ingreso a nuestro sistema a inicios de la década de los 90, mediante el proceso de liberación de la economía y la promulgación de dispositivos legales que buscaban garantizar la iniciativa privada, la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica. La premisa de dichos dispositivos era atraer inversionistas privados a nuestra industria nacional, los cuales

exigirían eventualmente tener acceso a determinadas “facilidades esenciales” (Diez Canseco Núñez, 2012).

Respecto a los mecanismos de negociación para acceder a una facilidad esencial, conforme a nuestro marco legal, estos pueden ejercerse a través de los organismos reguladores como: OSINERGMIN, OSITRAN, OSIPTEL y SUNASS; o recurriendo al agente de la competencia: INDECOPI, dependiendo del caso.

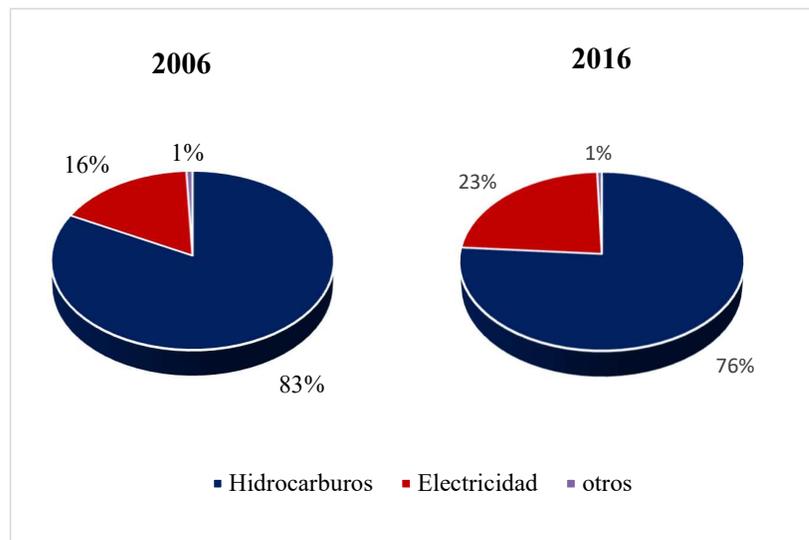
CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES EN EL PERÚ

En los últimos 10 años, los hidrocarburos han representado la principal fuente de energía de desarrollo de nuestra economía, permitiendo un crecimiento sostenido de sectores como transporte, industria, comercio, residencial y generación eléctrica.

Conforme se observa en el gráfico siguiente, los hidrocarburos han representado sólo en el año 2016 el 76% del consumo final, porcentaje que no dista del 74% observado en el 2007.

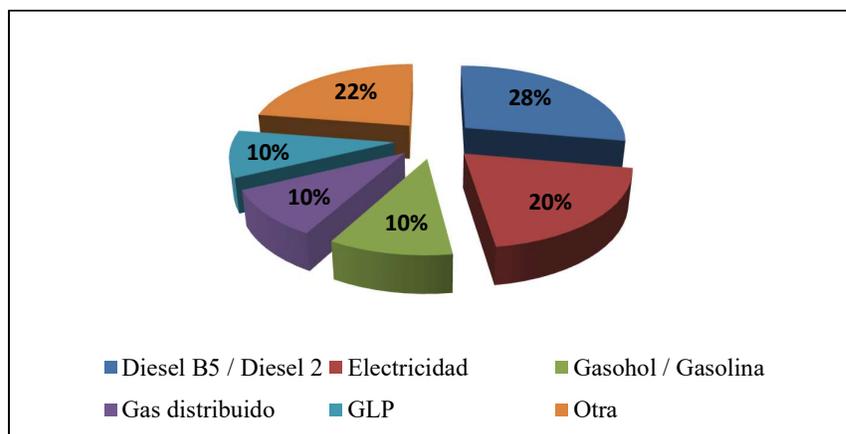
Gráfica 6: Consumo Final de Energía Secundaria (en MBPD)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM
Elaboración: Propia

Asimismo, en la siguiente gráfica se puede observar que el diésel junto con las gasolinas y el GLP son fuentes principales en el consumo del país, representando casi el 50% del consumo final de energía.

Gráfica 7: Consumo Final de Energía por Fuentes - 2016



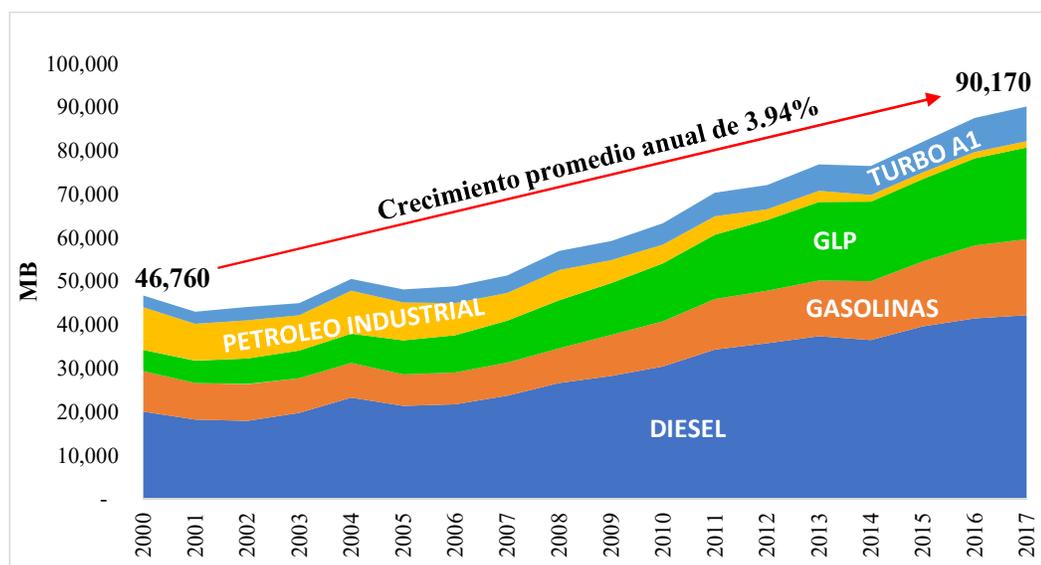
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM

Elaboración: Propia

3.1. Análisis de la demanda de combustibles líquidos

Desde el 2000 al 2017, los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos han tenido un crecimiento sostenido de 3.94% anual en promedio, esto representa un crecimiento del 93% en este periodo de tiempo para los combustibles líquidos derivados del petróleo.

Gráfica 8: Demanda de combustibles líquidos (MB)



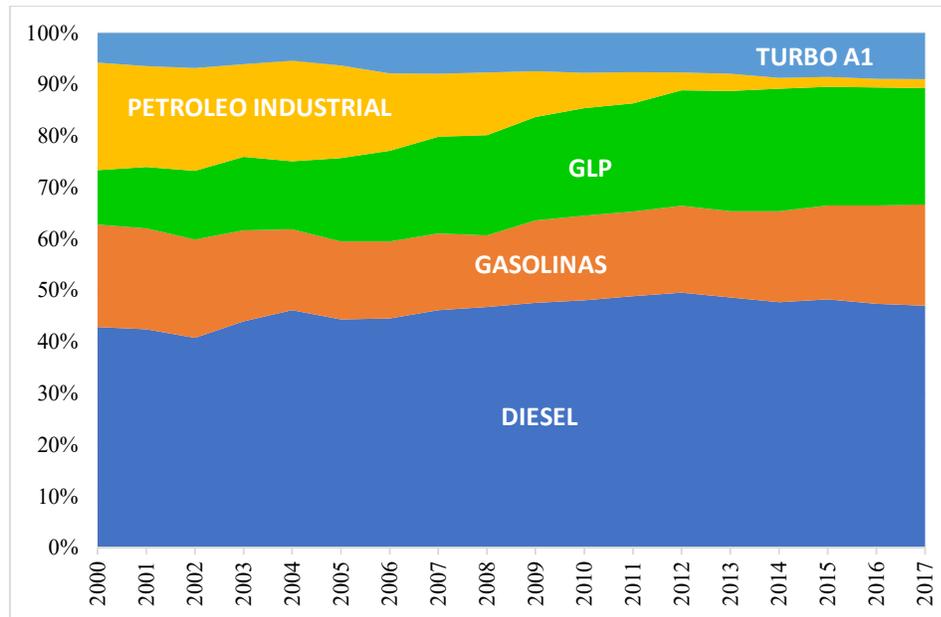
Fuente: Ministerio de Energía y Minas / OSINERGMIN.

Elaboración: Propia

Como se observa en la gráfica anterior, el consumo de todos los combustibles se ha incrementado, a excepción del petróleo industrial que ha reducido su consumo.

Asimismo, se observa un punto de inflexión en el año 2004 que coincide con el inicio de la producción de los líquidos de gas natural del proyecto de Camisea, de donde se obtiene propano, butano, nafta y diésel.

Gráfica 9: Participación de los combustibles líquidos en la demanda nacional



Fuente: Ministerio de Energía y Minas / OSINERGMIN.
Elaboración: Propia

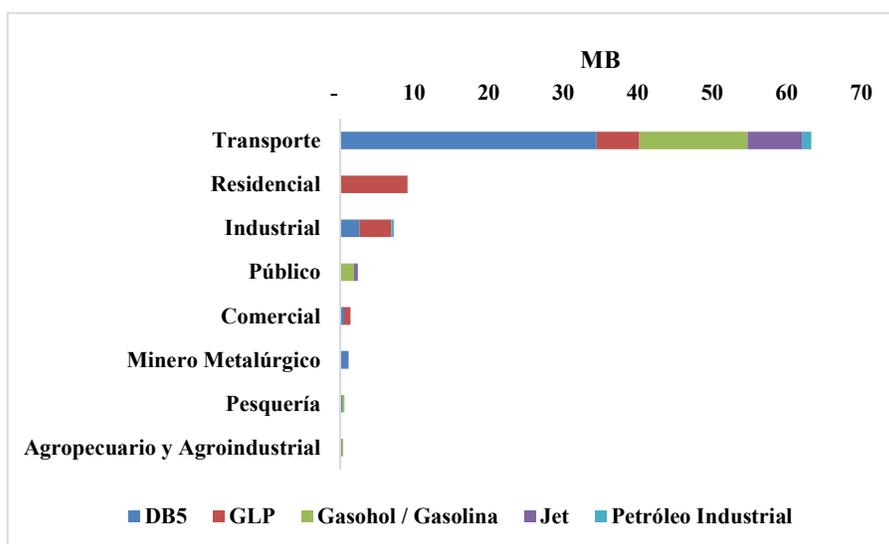
El diésel es el combustible de mayor consumo en el país, el cual ha mantenido un ritmo de crecimiento constante, en este periodo este combustible ha crecido un 108%, lo cual representa más del doble de la demanda registrada en el año 2000, alcanzando un crecimiento promedio de 4.20% anual (Tamayo, Salvador, Vásquez, & De La Cruz, 2015).

El GLP es el combustible de mayor crecimiento en los últimos años, pasando de tener una participación del mercado en el año 2000 del 10% a tener una participación del mercado de un 23% en el año 2017. Así mismo, el diésel aumentó su participación en un 8% en el mismo periodo, pasando de 39% en el año 2000 a un 46% en el año 2017.

3.1.1. Demanda por sectores económicos

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía del año 2016, el principal demandante de los derivados de hidrocarburos, sin considerar el gas distribuido, fue el sector transporte con 74%, seguido del sector residencial con 11%.

Gráfica 10: Consumo Final de los Derivados de Hidrocarburos - Año 2016



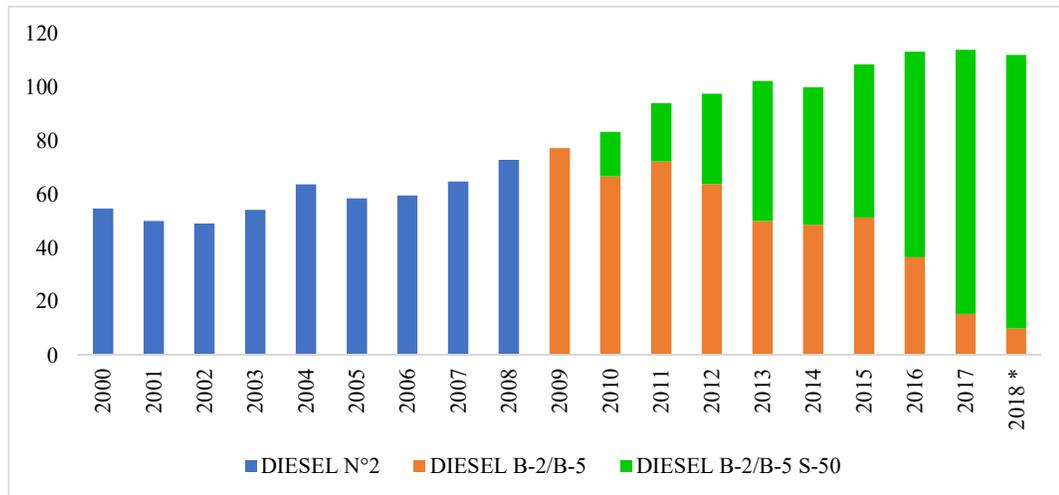
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM

3.1.2. Demanda por tipo de combustible

a) **Diésel:** es el combustible más consumido en el país, siendo su principal demandante el sector transporte. A partir del 2009, debido a regulaciones normativas se comenzó a mezclar el diésel N° 2 con un porcentaje de biocombustibles a base de palma aceitera y soya. Es así como, se inició con una exigencia de mezclar un volumen de 2% para luego pasar a 5%, con lo cual se tenían Diesel B2 y Diesel B5, respectivamente. Inmediatamente, se incorpora una legislación que limita el contenido de Azufre (S) en los combustibles a 50 ppm.

Esta obligación se viene incorporando de manera progresiva en todo el territorio nacional, teniendo a junio del 2018 que el 75% del país ya es abastecido con combustible con un máximo de 50 ppm. Estos cambios normativos, que han generado un incremento en el costo del diésel, no han mermado su crecimiento, por el contrario, ha sido sostenido manteniéndose con el 50%.

Gráfica 11: Demanda de Diésel (MBPD)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN

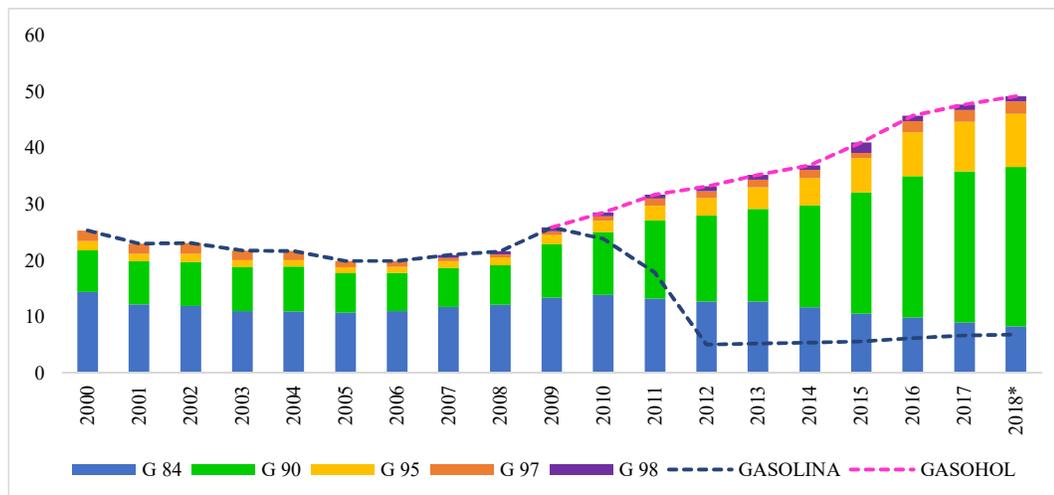
Elaboración: Propia

b) **Gasolinas:** Este combustible también ha tenido un crecimiento en la última década, motivado principalmente por el incremento del parque automotor en aproximadamente el 80%.

De forma similar al diésel, este combustible ha tenido la obligación de limitar la cantidad de azufre en su contenido a 50 ppm.

Como se puede observar en el gráfico, a partir del 2009, se inicia la comercialización de las gasolinas con 7.8% de alcohol carburante denominándose como gasoholes, exceptuándose a la Amazonía del país de esta obligación.

Gráfica 12: Demanda de Gasolina (MBPD)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN

Elaboración: Propia

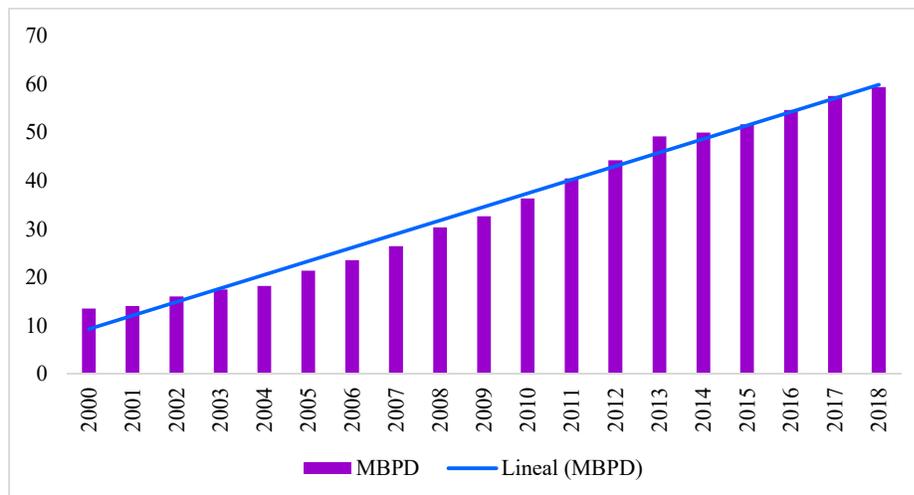
En la gráfica anterior, también se puede observar que la gasolina/gasohol que predomina es la de 90 octanos, la cual ha tenido un crecimiento de 130% desde el 2009. De manera similar, dicha tendencia de crecimiento se ha reflejado en las otras gasolinas/gasohol de alto octanaje de 95 y 97, las cuales han crecido en 54% y 11%, respectivamente. Por el contrario, la gasolina de 84 octanos ha caído en un 35% en su consumo en los últimos 10 años, a causa de la renovación del parque automotor en el Perú.

c) **GLP:** A partir del 2005, es el segundo combustible más consumido en el Perú, debido al inicio del funcionamiento de la planta de fraccionamiento de Pisco, que permitió el incremento de la producción de dicho combustible. El consumo de GLP es incluso superior al de las gasolinas¹⁵, teniendo una alta importancia en el sector residencial, en tanto se calcula que alrededor de 8 millones hogares lo utilizan como fuente de energía (Andina Agencia Peruana de Noticias, 2018)

Es de indicar que, desde el año 2004 la demanda de GLP ha tenido un 8.8% de crecimiento promedio anual; es decir, su consumo ha crecido más del doble en los últimos 15 años (en total 225%).

¹⁵ El consumo de GLP es 20% más al de las gasolinas.

Gráfica 13: Demanda de GLP (MBPD)



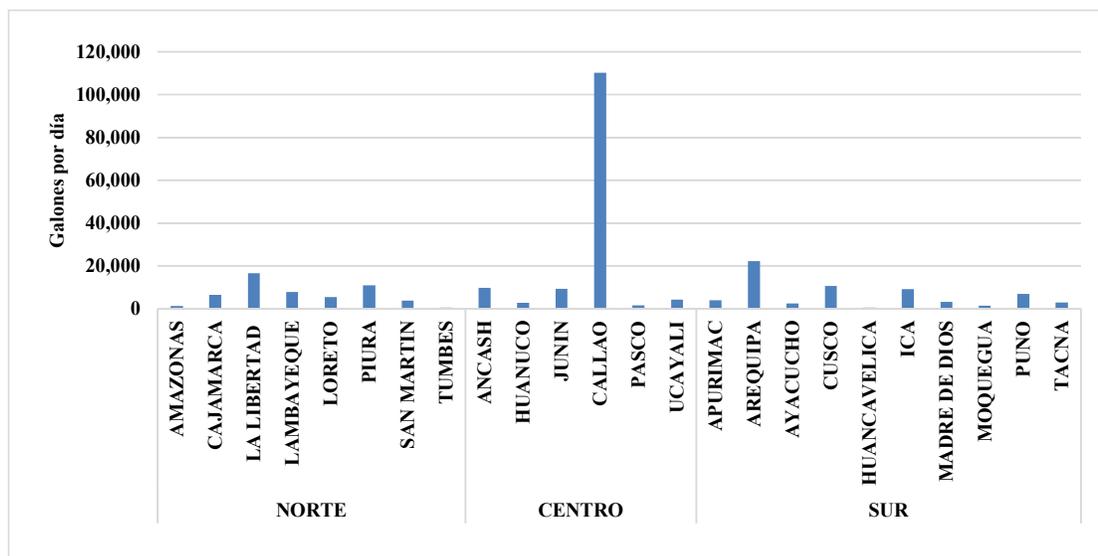
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Este crecimiento ha sido sostenido debido a que la política del Estado de masificar el gas natural no ha tenido los efectos esperados por no haberse desarrollado la infraestructura necesaria para la distribución de dicho combustible. Es por ello, que ha prevalecido las conversiones a GLP en el sector vehicular, y el uso del “balón de gas” en el sector residencial.

3.1.3. Demanda por departamento

En la siguiente gráfica se muestra la demanda de combustibles líquidos por departamento, siendo lima el departamento con mayor consumo, alcanzando un 43% de la demanda nacional, le sigue Arequipa con un 9% y La Libertad con un 7%

Gráfica 14: Consumo de Combustibles por Departamentos



Fuente: OSINERGMIN

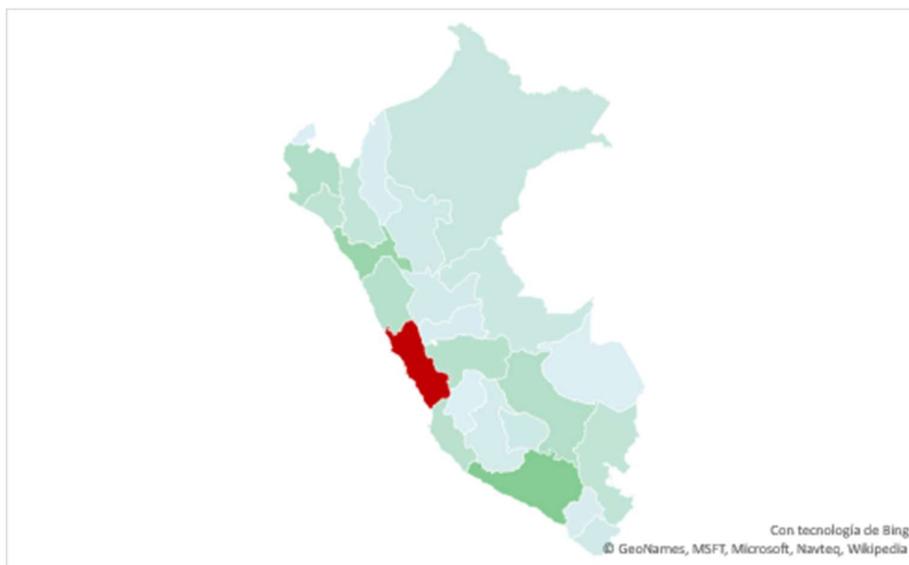
Elaboración: Propia

En lo que corresponde a la zona Norte, en La Libertad se concentraría una demanda del 31%, le sigue Piura con 21% y Lambayeque con 15%.

En la zona centro, el 80% de la demanda está concentrada en el departamento de Lima, mientras que Ancash y Junín tienen una demanda de 7% cada una.

Para la zona sur, Arequipa tendría la mayor concentración con un 35% de la demanda, le sigue Cusco con un 17%, Ica con un 14% y Puno con 11%.

Ilustración 6: Mapa del consumo de combustibles en el Perú



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

3.2. Análisis de la oferta de combustibles líquidos

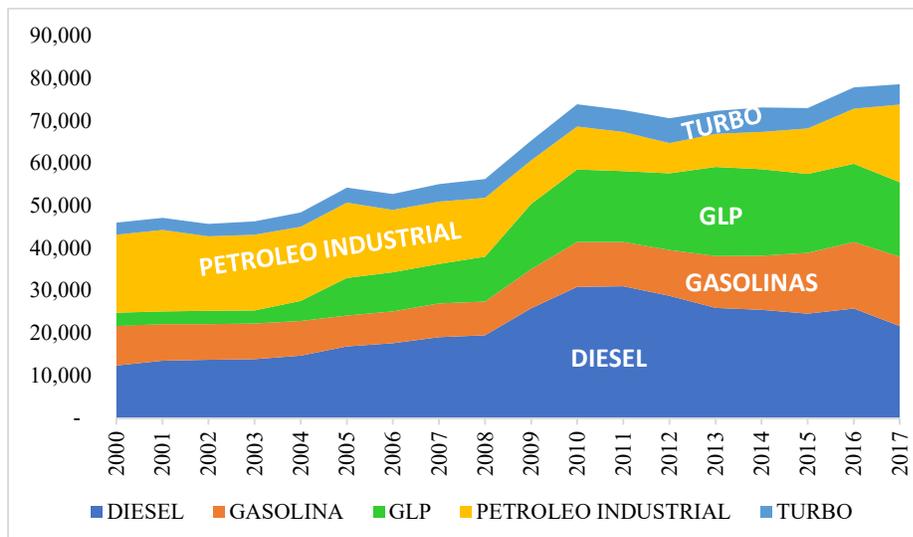
3.2.1. Producción por combustible

Desde el año 2000, el crecimiento promedio anual de la producción de combustibles líquidos ha sido de 3.2%, el cual es menor al crecimiento de la demanda (3.7%). Los combustibles que más se han producido en los últimos 10 años han sido el diésel y el GLP.

Una de las causas de este crecimiento de la producción de combustibles líquidos ha sido el aumento de la producción en la refinería de Conchán, el cual se incrementó en un 104% entre el año 2008 y 2009. Asimismo, en el año 2010, la refinería Talara y Pampilla aumentaron su producción en 17% aproximadamente.

Por otro lado, en cuanto al GLP, entre los años 2008 y 2010, la producción nacional aumentó en 62%.

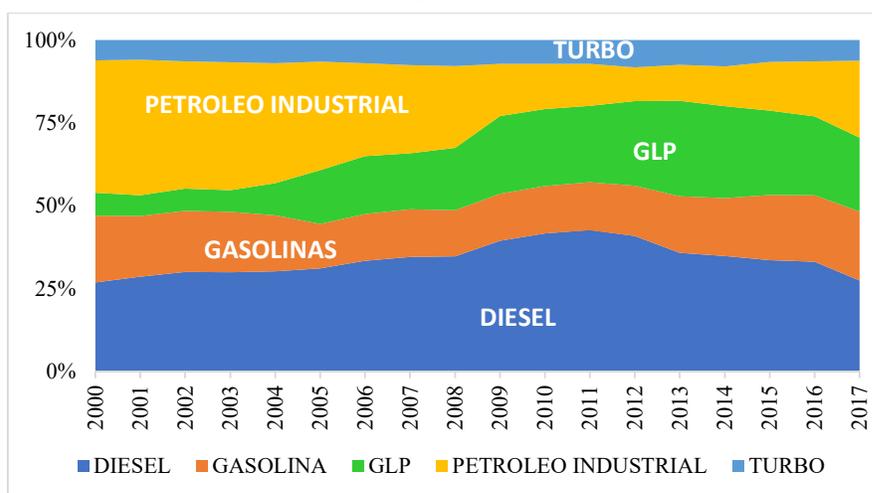
Gráfica 15: Producción de combustibles líquidos (MB)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Respecto a la distribución de la producción de los combustibles líquidos, esta ha ido variando a través de los años. Hasta el año 2005 el petróleo industrial era el combustible que más se producía en el Perú; sin embargo, a partir del 2006 fue desplazado por el diésel. Asimismo, hasta el 2004 el tercer combustible que más se producía era la gasolina, que fue desplazada posteriormente por el GLP en el año 2005, debido al ingreso de Camisea.

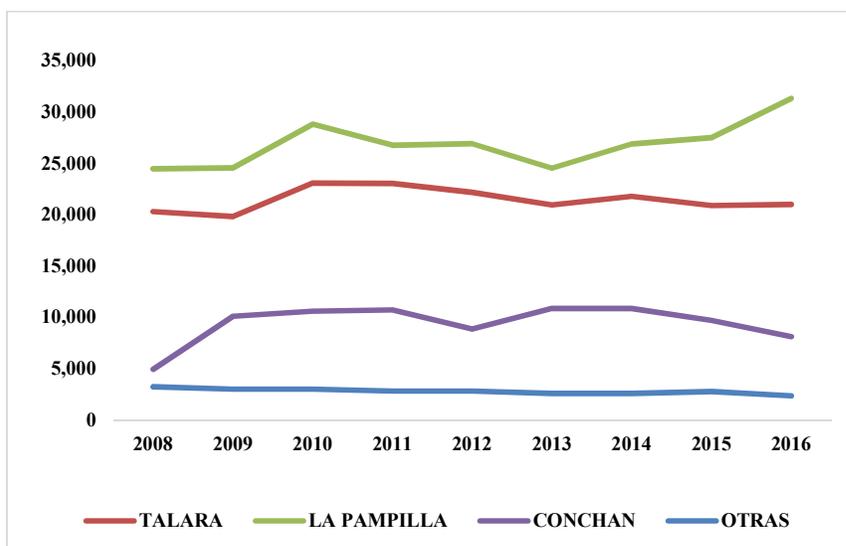
Gráfica 16: Distribución de la producción de combustible líquidos



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

La refinera que más produce en el Perú es la de Pampilla, ubicada en el departamento de Lima, que actualmente produce el 50% de la producción de hidrocarburos líquidos a nivel nacional. Le sigue la refinera de Talara, ubicada en el departamento de Piura, esta producción representa el 33% de la producción nacional. Las otras refineras como Conchán, Iquitos, Pucallpa y El Milagro; producen el 17% de la oferta nacional.

Gráfica 17: Producción por Refinería



Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

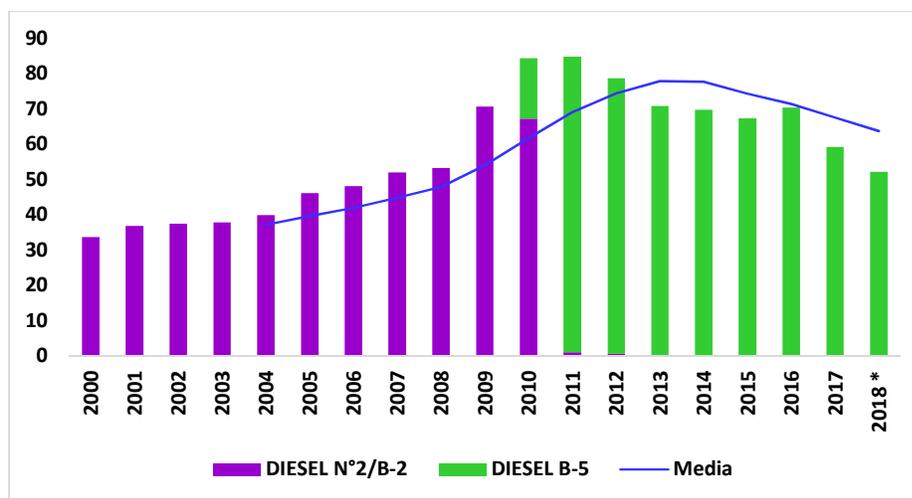
En cuanto a la producción nacional de diésel, es de indicar que es el combustible líquido que más se produce a nivel nacional, representando el 27% en el año 2017. Sin embargo, es de señalar que este combustible, desde el año 2012, su producción ha venido disminuyendo, tal y como se aprecia en la gráfica siguiente, donde se observa una reducción en la producción del 30% al 2017.

Por otro lado, el diésel B-2 se produjo hasta el año 2010, año en el que fue desplazado por el diésel B-5, el cual tiene menos concentración de azufre. Asimismo, al año 2017, la producción de diésel B-5 S5016 ha sido del 79%.

¹⁶ Este tipo de diésel contiene 50 ppm de azufre.

Además, la cobertura de la producción del diésel nacional alcanza sólo el 51% de la demanda nacional al 2017.

Gráfica 18: Producción de Diésel (MBPD)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

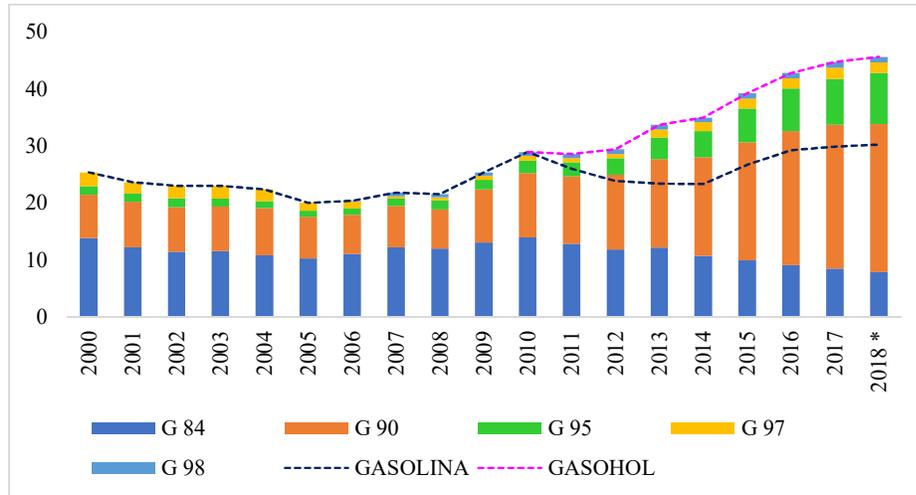
La producción de gasolinas/gasoholes entre el 2010 y el 2017 ha crecido un 54%. Entre las gasolinas/gasoholes que más han crecido en producción a nivel nacional han sido las de 95, 97 y 90 octanos, con crecimiento de 263%, 132% y 124%, respectivamente en el mencionado periodo.

En la actualidad, la gasolina/gasohol que más se produce es la de 90 octanos, con una producción del 57% de la producción total, le sigue la gasolina de 95 y 84 octanos con 20% y 17%, respectivamente.

A partir del año 2011, se dio inicio a la producción de gasoholes a nivel nacional, empezando con un 9% de la producción total de las gasolinas/gasoholes. Este combustible ha ido creciendo aceleradamente a una ratio promedio de 29% anual, alcanzando actualmente una producción del 34% de las gasolinas/gasoholes.

Cabe indicar que, la cobertura de la producción de gasolinas/gasoholes a nivel nacional alcanza el 94% de la demanda nacional al 2017.

Gráfica 19: Producción de Gasolina (MBPD)

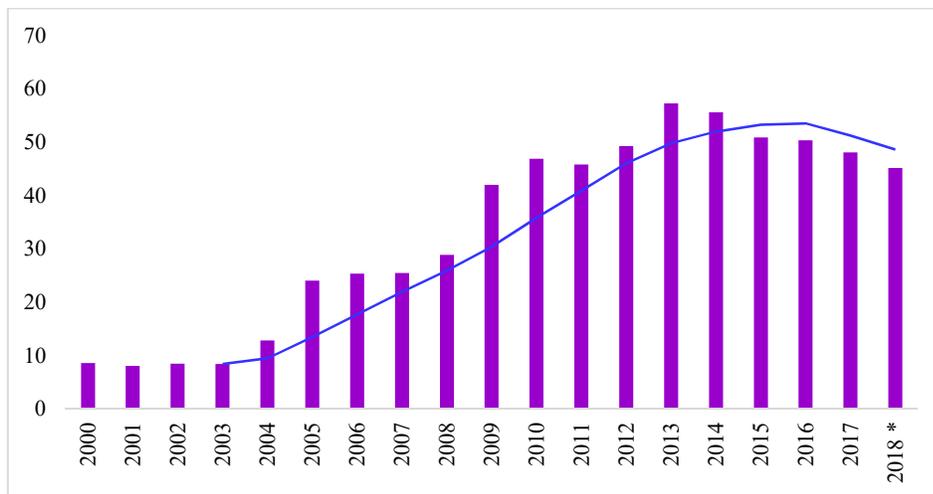


Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Desde el 2004, con el ingreso de Camisea, hasta el año 2013, la producción de GLP creció más de tres veces, lo cual representó un 346% en dicho periodo. Después del 2013, la producción de este combustible ha venido decreciendo, representando una caída promedio anual del 4.3%, que al 2017 acumula una caída total del 16%.

Asimismo, la cobertura de la producción de GLP a nivel nacional alcanza el 83% de la demanda nacional al 2017.

Gráfica 20: Producción de GLP (MBPD)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

3.2.2. Plantas de abastecimiento de hidrocarburos líquidos

El 56% de las plantas de abastecimiento de hidrocarburos líquidos se encuentran en la zona centro del país¹⁷, constituyendo sólo el departamento de Lima el 50% del total.

En el norte del país se tiene el 16% de las plantas de distribución, mientras que en el sur alcanza a un 28%.

Los departamentos que más plantas de distribución tienen en la zona norte son: Lambayeque y La Libertad; con un total de 11%. Mientras que en el sur, el departamento que más concentración de plantas tiene es Arequipa con un 18%.

Cabe indicar que, los departamentos que no tienen plantas de abastecimiento son: Tumbes, Cajamarca, Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica, Ayacucho y Apurímac.

Tabla 6: Distribución de Plantas de Abastecimiento de Combustibles Líquidos

Zona	Departamento	MB	%
Norte	Lambayeque	401	6%
	La Libertad	286	5%
	Loreto	155	3%
	Piura	79	1%
	Amazonas	45	1%
	San Martín	11	0%
Centro	Callao	3,093	50%
	Ancash	313	5%
	Ucayali	48	1%
Sur	Arequipa	1,117	18%
	Ica	333	5%
	Moquegua	187	3%
	Cusco	64	1%
	Puno	44	1%
	Madre de Dios	1	0%
	Tacna	1	0%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

¹⁷ Para efectos de la presente tesis, se ha dividido el territorio nacional en tres zonas: i) norte (Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad, Loreto, Cajamarca, Amazonas y San Martín); ii) centro (Ancash, Lima, Huánuco, Pasco, Junín y Ucayali) y; iii) sur (Ica, Huancavelica, Ayacucho, Apurímac, Arequipa, Moquegua, Tacna, Cusco, Puno y Madre de Dios).

En la actualidad, tenemos cinco refinéras en funcionamiento, las cuales son: Talara, Iquitos, Pucallpa, La Pampilla y Conchán.

El 63% de almacenamiento de combustibles en las refinéras se encuentra en el departamento de Lima, seguido por Piura con un 31%, Loreto con 4% y Ucayali con 2%.

Ilustración 7: Capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos en refinéras



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Con relación a las plantas de almacenamiento de GLP, éstas se encuentran ubicadas en dos departamentos del país: Lima y Piura; siendo el primero el que mayor concentración presenta con un 77%, mientras que Piura tiene el 23% restante.

Ilustración 8: Plantas de Almacenamiento de GLP



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

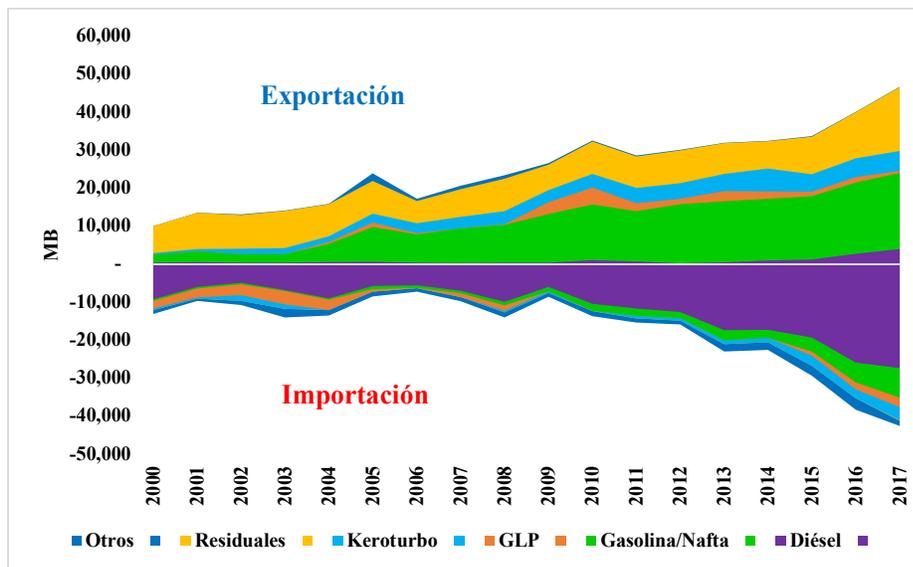
3.3. Balanza comercial de combustibles líquidos

En los últimos años tanto las exportaciones como las importaciones de combustibles líquidos han venido creciendo.

Desde el año 2000 hasta el 2017, las exportaciones han crecido 367% (un crecimiento promedio anual de 9.5%), estas exportaciones son debido al superávit de combustibles residuales, que en el año 2017 representaron el 36% de las exportaciones, y las gasolinas/naftas que representaron un 43% para el mismo año, este gran volumen exportaciones de gasolinas/naftas es debido a la exportación de gasolina natural que realiza la empresa Pluspetrol que equivale a un 76% de las exportaciones de este producto, el otro 24% representan exportaciones de naftas realizadas por las empresas Repsol y Petroperú.

En el periodo indicado en el párrafo anterior, las importaciones de combustibles líquidos crecieron un 224% (7.2% de crecimiento promedio anual), como se aprecia en la siguiente gráfica, el producto que más se importa en la actualidad es el diésel, que para el año 2017, representó el 64% de las importaciones. El segundo producto que más se importa son las gasolinas/naftas, dentro de esta clasificación las naftas representan aproximadamente el 90%, mientras que las gasolinas para motor y aviación solo representan el 10% aproximadamente.

Gráfica 21: Exportación de Hidrocarburos Líquidos (MB)



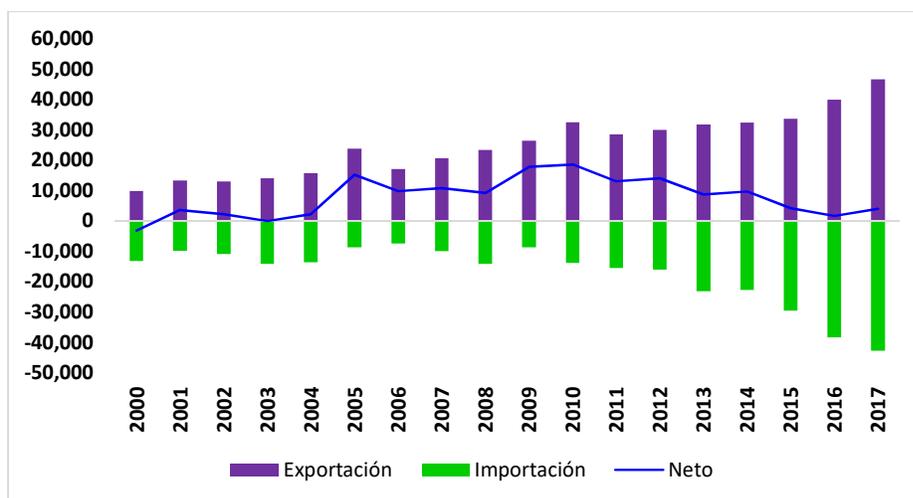
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Nota: No se considera petróleo crudo, LNG, ni GN

Como se aprecia en la siguiente gráfica, la balanza comercial de derivados de petróleo siempre ha tenido un superávit desde el año 2001, pero desde el año 2011 este superávit ha venido decreciendo debido al incremento de las importaciones de diésel, al año 2017 el superávit fue de 4.0 MMB.

Ilustración 9: Balanza Comercial de Combustibles Líquidos (MB)



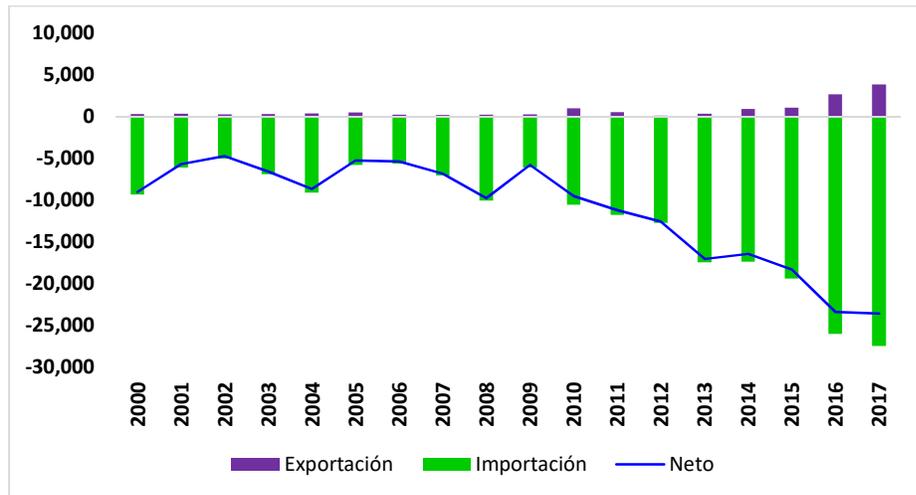
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Nota: No se considera petróleo crudo, LNG, ni GN

En la siguiente gráfica podemos apreciar el comportamiento de la balanza comercial del diésel, del cual podemos explicar que para el año 2017 las importaciones de este producto representaron aproximadamente 3 veces las realizadas en el 2000, esto significa un crecimiento promedio anual de 6.6%, dentro de esta clasificación, el producto que más se importa en la actualidad es el diésel B2 con 50ppm, que representa el 90% aproximadamente, en este mismo año, el déficit de este producto alcanzó los 23.6 MMB.

Ilustración 10: Balanza Comercial de Diesel (MB)

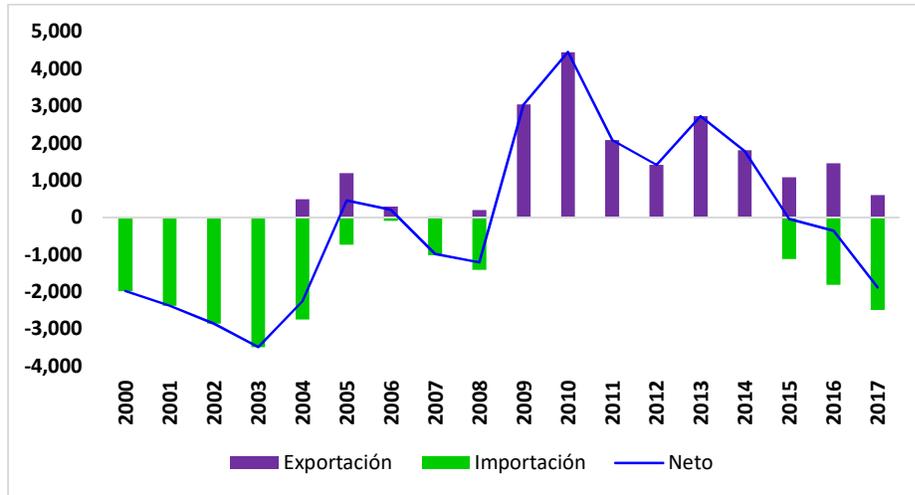


Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

En lo que concierne a la balanza comercial de GLP, y tal como se aprecia en el siguiente gráfico, ha tenido un comportamiento diferente a cualquiera de los otros combustibles líquidos debido al ingreso de Camisea, que durante los años 2009 y 2014 solo se realizaron exportaciones de este producto.

Debido a la disminución en la producción y al incremento de la demanda de este producto, que hemos explicado anteriormente, desde el año 2015 se ha empezado a importar nuevamente, alcanzando un déficit de 1.9 MMB en el año 2017.

Gráfica 22: Balanza Comercial de GLP



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN

Elaboración: Propia

3.4. Proyección del mercado de combustibles líquidos

3.4.1. Proyección de la demanda de combustibles líquidos

Para estimar la proyección de la demanda de combustibles líquidos, se han analizado el comportamiento de estos con variables macroeconómicas, que se indican en el siguiente cuadro:

Tabla 7: Variables Macroeconómicas

Ítem	Variable Macroeconómica	Sigla
1	PBI	PBI
2	Minería-Hidrocarburos	MH
3	Servicios	Srv
4	Consumo Final Privado	CFP
5	Población Total	Pob
6	PBI Per-Cápita	PBI PC
7	Consumo Per-Cápita	Cns PC

Elaboración: Propia

Antes de seleccionar estas 7 variables se usó la metodología de regresión múltiple, para ello, se realizaron varias iteraciones con la finalidad de tener un máximo R^2 ajustado (variable que mide el nivel de correlación entre la variable dependiente con las variables independientes) y una mínima probabilidad de error para cada variable independiente seleccionada (variable macroeconómica). Inicialmente se partieron con 20 variables macroeconómicas y después de varias iteraciones, considerando el criterio

descrito en líneas anteriores, se obtuvieron estas 7 variables las cuales describen de una mejor manera el comportamiento de la demanda de los combustibles líquidos.

Para la determinación de estadísticos de estas variables, se analizaron datos de 27 años (del año 1991 hasta el 2017), obteniéndose los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8: Estadísticos de las Variables Macroeconómicas

Estadística	PBI	Minería-Hidro.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita
Desviación Estándar	2.81%	3.74%	2.99%	3.09%	0.30%	2.88%	3.19%
Media (Moderado)	4.47%	4.59%	4.67%	4.11%	1.40%	3.05%	2.68%
Probabilidad	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%
Z inferior	-0.674	-0.674	-0.674	-0.674	-0.674	-0.674	-0.674
Z Superior	0.674	0.674	0.674	0.674	0.674	0.674	0.674
Límite Inferior (Pesimista)	2.58%	2.06%	2.65%	2.03%	1.20%	1.11%	0.53%
Límite Superior (Optimista)	6.37%	7.11%	6.69%	6.19%	1.60%	5.00%	4.83%

Fuente: INEI / BCRP

Elaboración: Propia

De la tabla anterior, podemos inferir que el límite superior sería el escenario optimista para las proyecciones futuras, pero esto solo se cumpliría en el caso se suponga que todos los siguientes años de proyección serían optimistas; sin embargo, no es correcto señalar tal escenario, ya que es imposible que llegue a pasar debido a que el crecimiento es variable. Esto quiere decir que, en algunos años el crecimiento puede estar dentro de un escenario pesimista, otros años dentro de un escenario moderado y en otros dentro de un escenario optimista.

Con la premisa explicada anteriormente y considerando el comportamiento del crecimiento de los años anteriores, se realizó 5 mil iteraciones para cada variable, con la finalidad de obtener el escenario optimista para la proyección de los próximos 20 años, los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 9: Iteraciones para Determinar el Escenario Optimista de las Variables Macroeconómicas.

Descripción	PBI	Minería-Hidroc.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita
Número de iteraciones	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Desviación Estándar (D)	97	20	61	55	0	2	1
Media (M)	1,273	182	783	783	42	30	19
Probabilidad certeza	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Límite Superior = M + 2D	1,397	207	861	853	42	32	20
Límite Inferior = M - 2D	1,149	157	705	713	41	27	17
Valor Año Base 2017	515	72	320	328	32	16	10
Máximo Crecimiento	171%	189%	169%	160%	33%	101%	96%
Máximo Crecimiento anual optimista	5.1%	5.4%	5.1%	4.9%	1.4%	3.5%	3.4%

Fuente: INEI / BCRP
Elaboración: Propia

Para el cálculo del escenario pesimista y moderado se partió del supuesto que la distribución de los crecimientos cumple una distribución normal estándar, para ello se calculó la cantidad de desviaciones estándar (z) que separa la media de cada escenario, considerando para el escenario pesimista una probabilidad del 25% mientras que para el moderado se consideró una probabilidad del 50%.

$$z \sim N(0,1)$$

Con este supuesto y debido a que estamos calculando tasas de crecimiento, se usó la parte donde calcula “ z ” de la fórmula de Black-Scholes con la finalidad de estimar el valor de cada variable en los siguientes años.

$$z = \frac{\ln \frac{S}{K} + \left[r - \frac{\sigma^2}{2} \right] t}{\sigma \sqrt{t}}$$

Donde:

t = tiempo en años

r = límite inferior para el pesimista y media para el moderado.

σ = desviación estándar.

K = valor de la variable en el tiempo t

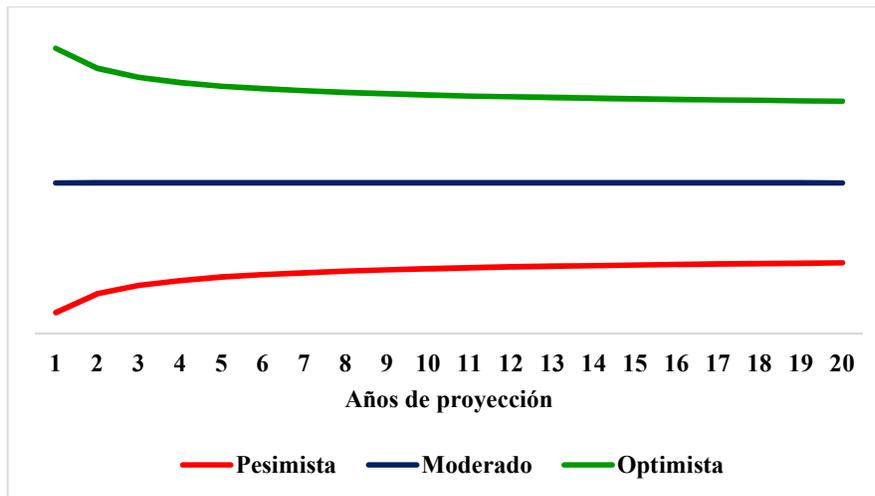
S = valor de la variable en el tiempo t=0

Con la ecuación anterior y conociendo el valor z según las probabilidades indicadas en líneas anteriores se encuentra el valor de la variable en el tiempo t.

$$K = e^{-z\sigma\sqrt{t} + \left[r - \frac{\sigma^2}{2}\right]t + \ln(S)}$$

Con la fórmula anterior se obtuvo el siguiente comportamiento de las tasas de crecimiento según sus escenarios:

Gráfica 23: Comportamiento de las tasas de crecimiento



Fuente: INEI / BCRP
Elaboración: Propia

Como se explicó en líneas anteriores, fue necesario realizar un ajuste al escenario optimista de acuerdo con el comportamiento de los años anteriores, con este ajuste obteniendo el escenario pesimista y moderado, también explicado en líneas anteriores, es necesario realizar un ajuste al escenario moderado. Para realizar este ajuste se utilizó la distribución de las tasas de crecimiento que se indica en la siguiente tabla:

Tabla 10: Proporción de las Tasas de Crecimiento de las Variables Macroeconómicas

Distribución	PBI	Minería-Hidro.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita
% Crecimientos Bajos (B)	27%	31%	15%	15%	42%	27%	15%
% Crecimientos Medios (M)	42%	35%	54%	58%	23%	46%	58%
% Crecimientos Altos (A)	31%	35%	31%	27%	35%	27%	27%

Fuente: INEI / BCRP

Elaboración: Propia

Con la información anterior se obtuvo un crecimiento moderado ajustado con la siguiente fórmula:

$$C_{Ma} = C_{Oa} * A + C_M * M + C_P * B$$

Donde:

C_{Ma} = Crecimiento moderado ajustado

C_{Oa} = Crecimiento optimista ajustado

C_M = Crecimiento moderado

C_P = Crecimiento pesimista

A = % Crecimientos altos

M = % Crecimientos medios

B = % Crecimientos bajos

De acuerdo con los ajustes considerados y a los escenarios descritos se obtuvieron los crecimientos para cada variable macroeconómica que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11: Escenarios de las Variables Macroeconómicas

Variable Macroeconómica	Sigla	Crecimiento		
		Pesimista	Moderado	Optimista
PBI	PBI	2.22%	4.09%	5.12%
Minería-Hidrocarburos	MH	1.55%	3.96%	5.45%
Servicios	Srv	2.27%	4.46%	5.07%
Consumo Final Privado	CFP	1.62%	3.96%	4.89%
Población Total	Pob	1.17%	1.32%	1.45%
PBI Per-Cápita	PBI PC	0.72%	2.25%	3.55%
Consumo Per-Cápita	Cns PC	0.09%	2.47%	3.43%

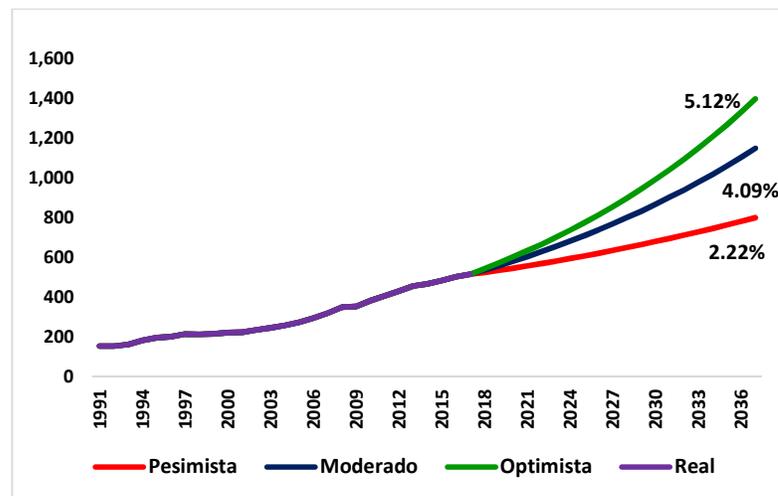
Fuente: INEI / BCRP

Elaboración: Propia

Las Variables macroeconómicas que participan en todas las proyecciones de los combustibles líquidos, son el PBI y el PBI Per Cápita.

Por un lado, el PBI, tal como se muestra en la siguiente figura, tendría los siguientes crecimientos para los próximos años: 2.22% en el escenario pesimista, 4.09% en el moderado y 5.12% en el mejor escenario.

Gráfica 24: Escenarios de Crecimiento del PBI

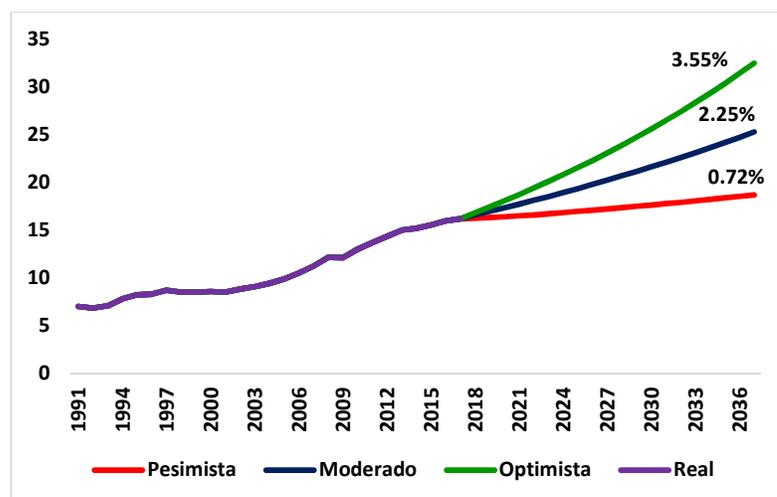


Fuente: INEI / BCRP

Elaboración: Propia

Por otro lado, el PBI Per Cápita, tal como se muestra en la siguiente figura, tendría los siguientes crecimientos para los próximos años: 0.72% en el escenario pesimista, 2.25% en el moderado y 3.55% en el mejor escenario.

Gráfica 25: Escenarios de Crecimiento del PBI Per-Cápita



Fuente: INEI / BCRP

Elaboración: Propia

En función al análisis de las variables macroeconómicas, se han generado correlaciones, mediante regresiones múltiples, para determinar la proyección de la demanda de los combustibles líquidos.

El resultado de estas regresiones múltiples se aprecia en el siguiente cuadro donde se muestran las ecuaciones para cada tipo de combustible y el R² Ajustado:

Tabla 12: Regresión Múltiple para Proyectar el Crecimiento de Los combustibles Líquidos.

Combustible	Ecuación	R ² Ajustado
Combustibles	= 101.23 - 2.012PBI + 4.582CFP + 33.512PBI PC - 83.792Cns PC	97.7%
Diesel	= 10.64 - 0.171PBI + 0.737CFP + 4.680PBI PC - 12.048Cns PC	98.1%
Gasolinas	= 7.70 + 0.050PBI + 0.638PBI PC	96.4%
GLP	= -15.61 + 0.151PBI - 0.474PBI PC	99.9%
Turbo	= -1.59 + 0.042PBI + 0.035PBI PC	98.8%

Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En el cuadro siguiente podemos observar que, el combustible que más crecimiento tendría en los siguientes años sería el GLP, con una proyección moderada de 5.08% y una optimista de 6.3%. Los combustibles que le siguen son el turbo y el diesel con una

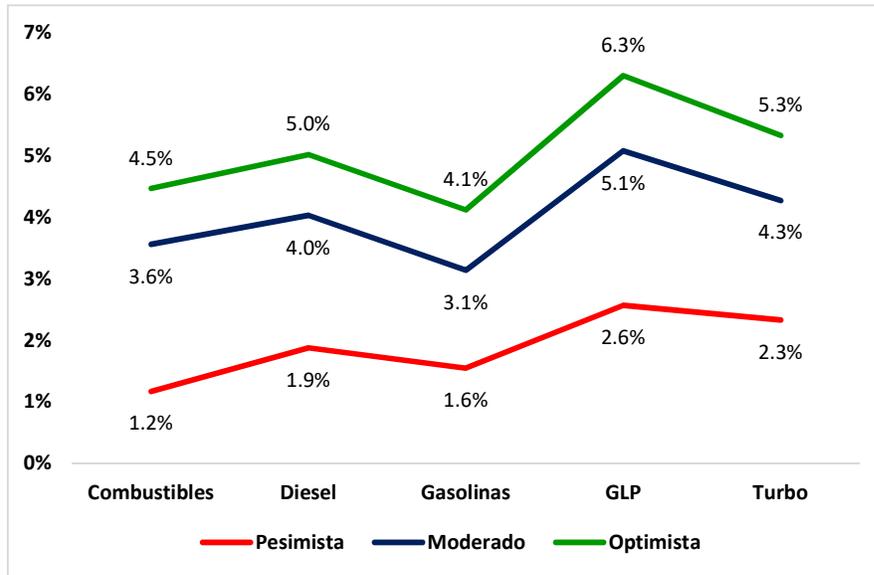
proyección de crecimiento moderado de 4.27% y 4.03%, respectivamente. Mientras que el combustible que menos crecimiento tendría en los siguientes años serían las gasolinas con un crecimiento moderado del 3.14% y un optimista de 4.12%.

Tabla 13: Tasa de Crecimiento de Los Combustibles Líquidos por Escenario

Hidrocarburos	Crecimiento		
	Pesimista	Moderado	Optimista
Combustibles	1.17%	3.56%	4.47%
Diesel	1.88%	4.03%	5.02%
Gasolinas	1.55%	3.14%	4.12%
GLP	2.57%	5.08%	6.30%
Turbo	2.33%	4.27%	5.33%

Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

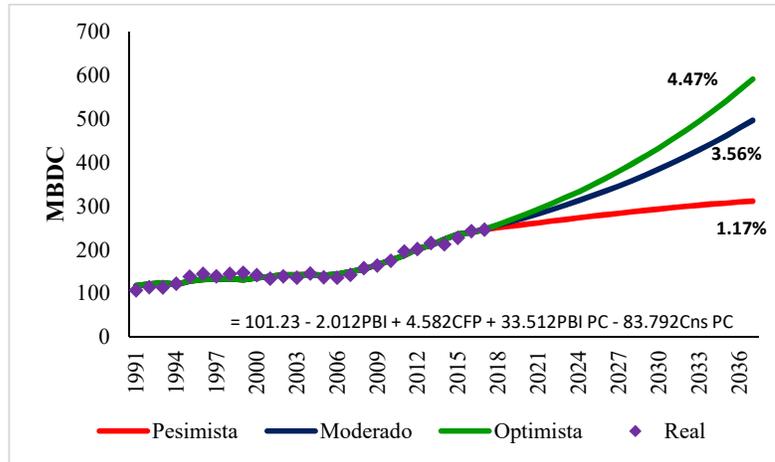
Gráfica 26: Escenario de Crecimientos de los Combustibles Líquidos



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Las variables macroeconómicas que explican el crecimiento total de los combustibles líquidos son: el PBI, el consumo final privado, el PBI per cápita y el consumo per cápita. Según esto, se estima que los combustibles líquidos crezcan como mínimo en los siguientes años 1.17%, 3.56% como proyección moderada, y 4.47% en un escenario optimista.

Gráfica 27: Escenarios de Crecimiento de los Combustibles Líquidos

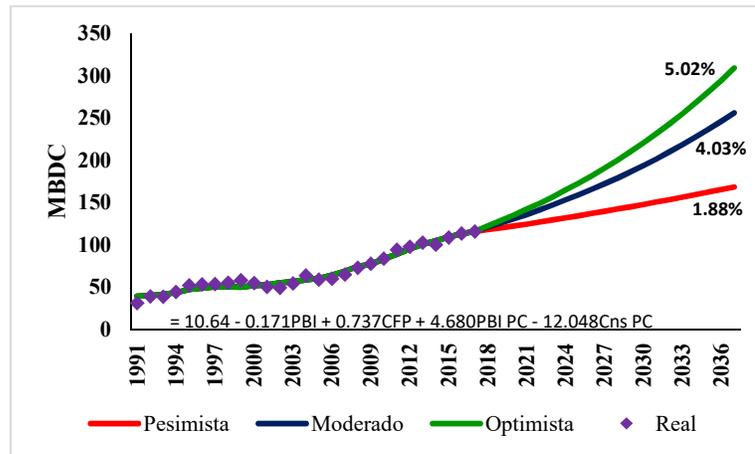


Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Las variables macroeconómicas que explican el crecimiento del diésel son las mismas variables que explican el total de combustibles líquidos explicados líneas anteriores.

Conforme a ello, se estima para los siguientes años una proyección pesimista de 1.88%, 4.03% como crecimiento moderado y 5.02% en el mejor de los escenarios.

Gráfica 28: Escenarios de crecimiento del Diésel



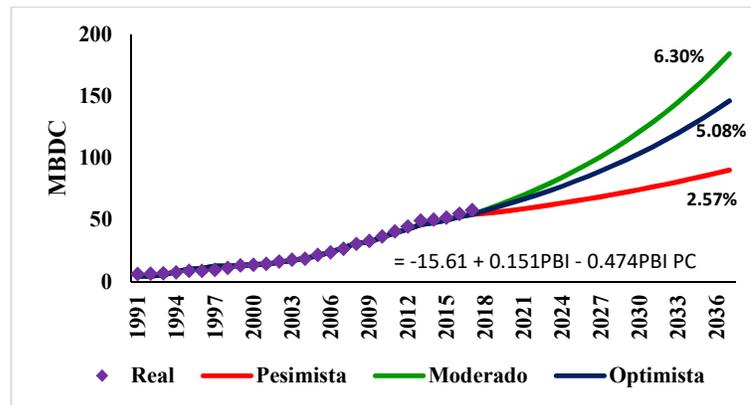
Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Para la elaboración de las proyecciones del GLP, se ha realizado un ajuste en función al comportamiento de crecimiento de este combustible entre los años 2012 y

2017. Esto debido a que entre los años 2004 y 2011 se observaron picos elevados de crecimiento que distorsionarían las proyecciones futuras.

Con el ajuste indicado en el párrafo anterior, las variables económicas que reflejan el comportamiento de la demanda del GLP son el PBI y el PBI per cápita. Las cuales nos arrojan las siguientes proyecciones: 2.57% como crecimiento en un escenario pesimista, 5.08% en un escenario moderado y 6.30% en una situación óptima.

Gráfica 29: Escenarios de Crecimiento del GLP



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
 Elaboración: Propia

CAPÍTULO IV

4. DETERMINACIÓN DE INFRAESTRUCTURA REQUERIDA

4.1. Análisis de Riesgos

A fin de identificar los riesgos del mercado de combustibles líquidos en el país, se ha recopilado información estadística del MINEM, OSINERGMIN y la opinión de expertos del sector hidrocarburos, que nos permita conocer los eventos que pueden afectar desfavorablemente el abastecimiento de los distintos combustibles en todos los departamentos del país. Para esta etapa es imprescindible, no solo conocer los hechos ocurridos, sino lo que puede salir mal o considerar lo peor que puede suceder.

Según la metodología de análisis de riesgos, estos se pueden clasificar en estratégicos, operativos, financieros, regulatorios, tecnológicos y ambientales. Para nuestro análisis nos enfocaremos en los riesgos operativos, debido a que los demás riesgos son inherentes a las empresas privadas que desarrollan alguna actividad en la cadena de comercialización de combustibles líquidos.

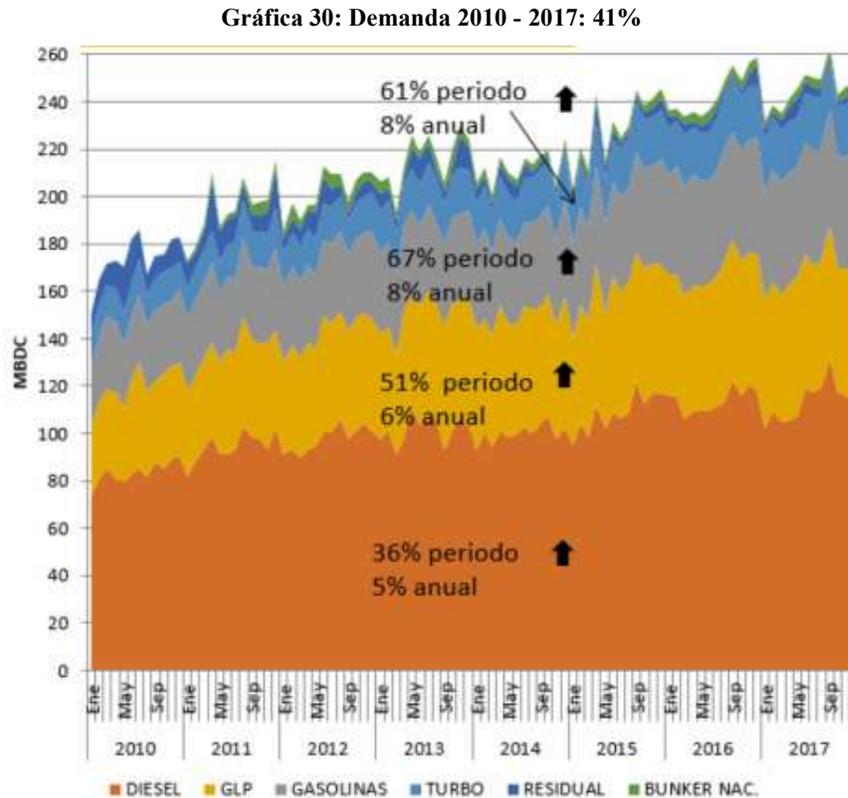
Los riesgos operativos comprenden todos los eventos que podrían o han interrumpido el abastecimiento de combustibles líquidos, afectando a una parte o a la totalidad de los consumidores. Estos riesgos afectan las operaciones que realizan los agentes, tales como: recepción, almacenamiento, transporte y despacho. Sin embargo, se debe precisar que, no es parte de este análisis los riesgos operativos específicos de cada agente, tales como: falla en la planificación que genere demora en el abastecimiento de un cliente, pérdida de producto en ruta transportado por cisternas o barcasas, entre otros.

Para cada uno de los riesgos, se deberá identificar sus causas e impactos que podrían tener en el abastecimiento al mercado nacional.

Luego se evaluará la probabilidad de la ocurrencia del evento, para lo cual se indicará si el mismo ha ocurrido en un periodo determinado de tiempo, así como el impacto generado, estableciendo los días de interrupción del abastecimiento.

4.1.1. Identificación de Riesgos

La demanda de combustibles líquidos se incrementó en aproximadamente 41% en los últimos 8 años.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

En este contexto, de un consumo de constante y acelerado crecimiento, se han identificado los siguientes riesgos:

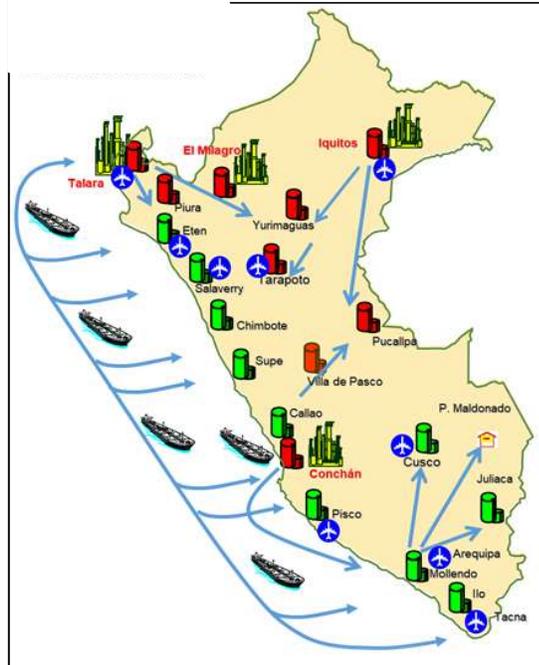
- **R1: Cierre de puertos**

En el Perú, uno de los principales eslabones de la cadena de suministro de combustibles es el transporte marítimo de la materia prima (petróleo crudo) para la refinación, así como de los productos terminados.

Estas operaciones tienen como principal problema el cierre de puertos por causas meteorológicas (oleajes anómalos), que causa retrasos en la atención de los buques y por ende en la reprogramación de las actividades no solo en el puerto del problema sino en los otros puertos que están dentro de la ruta programada. Asimismo, cada uno de

estos eventos puede generar costos operativos adicionales por sobrestadías de los buques, que finalmente se trasladan al precio final de los combustibles.

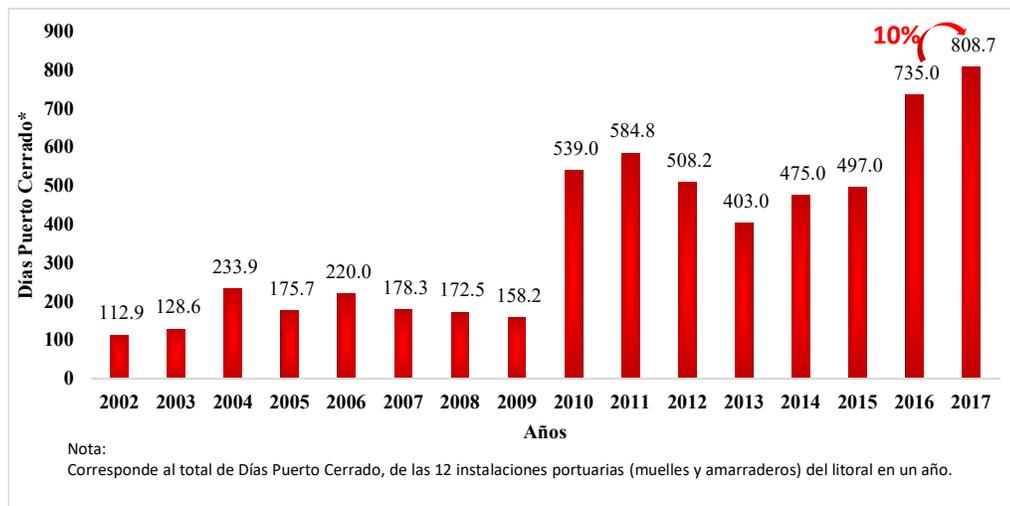
Ilustración 11: Mapa de puertos para el abastecimiento de combustibles líquidos



Fuente: Petroperú

Esta logística mediante el transporte marítimo utiliza 12 instalaciones portuarias (puertos y amaraderos) a lo largo de la costa peruana, los cuales han registrado cierres debido principalmente a oleajes anómalos. Estos cierres portuarios se han incrementado a lo largo de los últimos 16 años, conforme al gráfico siguiente:

Gráfica 31: Cierre de Puertos (2002 – 2017)



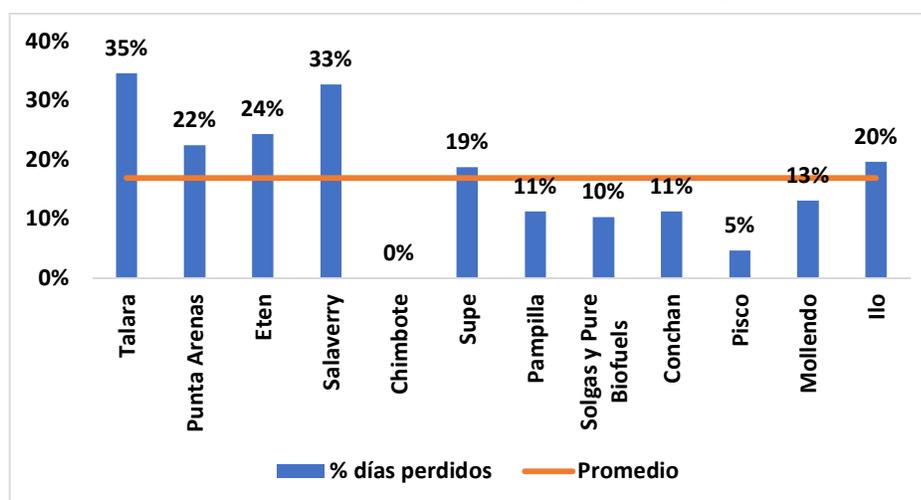
Fuente: DICAPI

Elaboración: Petroperú

En el 2002, los cierres de puertos no significaban un riesgo para el abastecimiento de combustibles, considerando que sólo alcanzaron un acumulado de 113 días puerto cerrado. Esta situación ha cambiado significativamente en los últimos años, teniendo un registro para el año 2017 de 809 días puertos cerrados.

Los puertos que más días de cierre han tenido son: el puerto de Talara con 35%, Salaverry con 33%, Eten con 24% y Punta Arenas con 22%. Todos estos puertos se encuentran en la zona norte del país, mientras que los puertos que se encuentra en el centro del país han tenido como máximo 11% de días perdidos por cierre de puertos. Ver la siguiente gráfica:

Gráfica 32: Porcentaje de días perdidos por cierre de puertos



Fuente: DICAPI
Elaboración: Propia

En el primer semestre del 2018 se han registrado cierres de puertos en las 12 instalaciones portuarias, siendo los eventos más significativos los siguientes:

- El muelle de carga líquida de la Refinería Talara estuvo cerrado en 2 ocasiones por **8 días consecutivos** del 19 al 26 de enero y del 18 al 25 de abril.
- El Terminal Multiboya de Eten estuvo cerrado por **5 días consecutivos** del 29 de enero al 02 de febrero. Asimismo, estuvo cerrado por **6 días consecutivos** del 03 al 08 de marzo.
- El Terminal Multiboya de Salaverry estuvo cerrado por **8 días consecutivos** del 15 al 22 de marzo. Asimismo, estuvo cerrado por **9 días consecutivos** del 27 de marzo al 04 de abril.
- El Terminal Multiboya de Ilo estuvo cerrado por **6 días consecutivos** del 15 al 20 de marzo.
- Los terminales de la Zona Norte A (Pampilla), Zona Norte B (Solgas y Pure Biofuels) y Zona Sur (Conchán) estuvieron cerrados por **5 días consecutivos** del 18 al 24 de marzo.

En el mismo periodo, se tuvieron 6 días consecutivos con 7 puertos cerrados en promedio teniendo una disponibilidad del 41.6% de los 12 terminales durante estos días.

A continuación, se detalla la máxima cantidad de días consecutivos que han estado cerradas cada una de las instalaciones portuarias:

Tabla 14: Máximo número de días de cierre de puerto

Item	Puerto	Días máximo de cierre
1	Muelle Carga Liquida Talara	8
2	Terminal Multi Boyas Punta Arenas	5
3	Terminal Multiboyas Eten	6
4	Terminal Multiboyas Salaverry	9
5	Terminal Multiboyas Chimbote	0
6	Puerto Supe	4
7	Zona Norte A (Pampilla)	4
8	Zona Norte B (Solgas y Pure Biofuels)	4
9	Zona Sur (Multiboyas Conchán)	5
10	Terminal Multiboyas Pisco	3
11	Terminal Multiboyas Mollendo	5
12	Terminal Multiboyas Ilo	6

Fuente: DICAPI

Este problema se intensifica debido a que los terminales no cuentan con infraestructura que permitan operar con olas de mayor tamaño, tales como las monoboyas. Cabe señalar que, Repsol tiene previsto instalar esta tecnología en el puerto de la refinería La Pampilla en el 2019, lo cual le permitirá operar con olas de hasta 3.5 metros¹⁸, a diferencia de las monoboyas que solo trabajan hasta 2.5 metros.

- **R2: Fallas del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural**

El sistema de transporte de Camisea, es una de las principales infraestructuras del país, debido a que abastece de gas natural a las centrales térmicas que generan el 50% de la electricidad y de líquidos de gas natural a la Planta de Fraccionamiento de Pisco que produce el 85% del GLP que consume el país.

¹⁸ https://www.repsol.pe/imagenes/repsolporpe/es/NP29112018_monoboya_la_pampilla_tcm76-141828.pdf

Este ducto que recorre las tres regiones naturales del país, atraviesa zonas geotécnicamente inestables y de materiales agresivos para el acero del cual están fabricadas las tuberías, es por ello que, dicho sistema ha presentado 13 fallas.

Tabla 15: Fallas del Ducto de Camisea

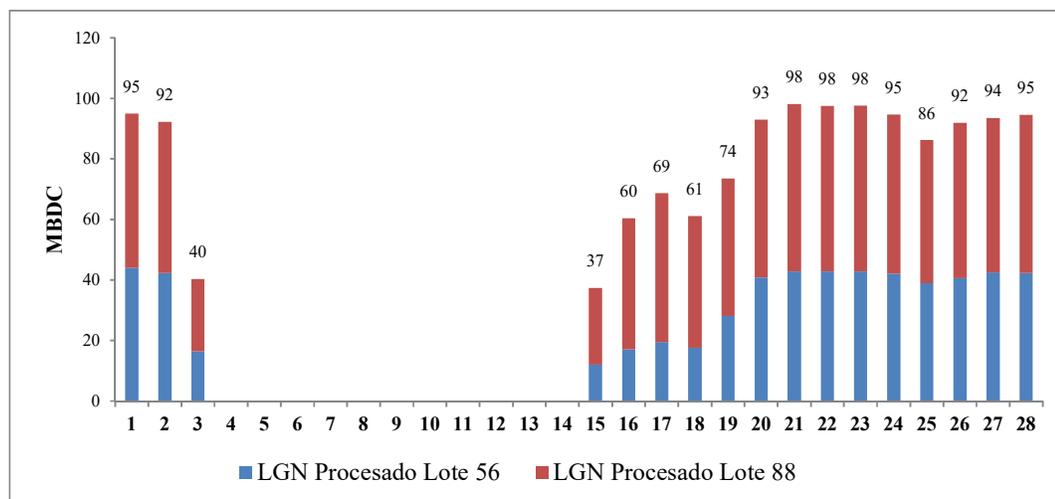
Ítem	Fecha de la falla	Fecha de Reposición	Días para reposición	Ubicación KP	Causa de Falla
1	22/12/2004	1/01/2005	10 días	8+800	Sobre esfuerzos de flexión por hundimiento y desplazamiento del suelo
2	29/08/2005	1/09/2005	3 días	222+500	Presencia de hidrógeno en la soldadura
3	16/09/2005	19/09/2005	3 días	200+700	Desplazamiento del talud superior del DdV
4	24/11/2005			50+900	Abolladura durante la etapa constructiva
5	4/03/2006			125+950	Desplazamiento de terreno
6	2/04/2007	6/04/2007	4 días	125+487	
7	22/02/2011			91+150	Movimiento del suelo saturado
8	12/03/2012			56+436	Desplazamiento del suelo saturado
9	11/10/2012			307+007	Perforaciones a la tubería
10	11/06/2014	15/06/2014	4 días	409+564	Perforaciones a la tubería
11	30/04/2015	6/05/2015	6 días	183+644	Falla geotécnica
12	19/01/2016	27/01/2016	8 días	56+565	Falla geotécnica
13	3/02/2018	15/02/2018	12 días	8+900	Falla geotécnica

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

El último evento ocurrido en la tubería del sistema de transporte, ocurrió en febrero de 2018, el cual registró 12 días de paralización del transporte de líquidos de gas natural, según reporte de OSINERGMIN, siendo el evento con mayor tiempo de reposición del servicio, durante este periodo no se pudo abastecer a la planta de fraccionamiento de Pisco de su materia prima (Líquidos de Gas Natural - LGN), obligando a la empresa Pluspetrol a paralizar sus operaciones durante la misma cantidad de días que tomó reponer la falla del ducto y por ende la producción de GLP, Nafta y diesel, tal como se aprecia en el siguiente gráfico.

Gráfica 33: LGN procesado en planta de fraccionamiento de Pisco – Febrero 2018



Fuente: OSINERGMIN

Tal como se aprecia en la tabla anterior, la principal causa de paralización del transporte de líquidos de gas natural es la ocurrencia de fallas geotécnicas. Este tipo de fallas, a pesar de los planes de mantenimiento que se implementen, no podrán ser eliminadas debido a la complejidad de su causa. Estas fallas se pueden deber a movimientos telúricos, lluvias intensas o simplemente movimientos propios de las formaciones geológicas, tales como la cordillera de los Andes, para ello, las empresas, como TGP, ejecutan trabajos de estabilización de terrenos y monitoreos de los desplazamientos de suelos en zonas de alto riesgos geotécnicos.

Por lo tanto, este tipo de falla será un riesgo permanente en la operación del sistema de transporte de Camisea, el cual podría generar un desabastecimiento de la planta de fraccionamiento de Pisco, teniendo que utilizar el volumen de reserva de líquidos de gas natural.

Adicionalmente, debemos indicar que no solo podrían ocurrir fallas en el sistema de transporte, sino también en las plantas de separación de Malvinas, estaciones de compresión y planta de fraccionamiento de Pisco. Un evento en cualquiera de estas infraestructuras, las cuales no cuentan con un sistema de redundancia, tomarían un largo periodo de restablecimiento debido a la complejidad de los sistemas que las conforman, generando un desabastecimiento fuerte en GLP.

- **R3: Fenómenos naturales**

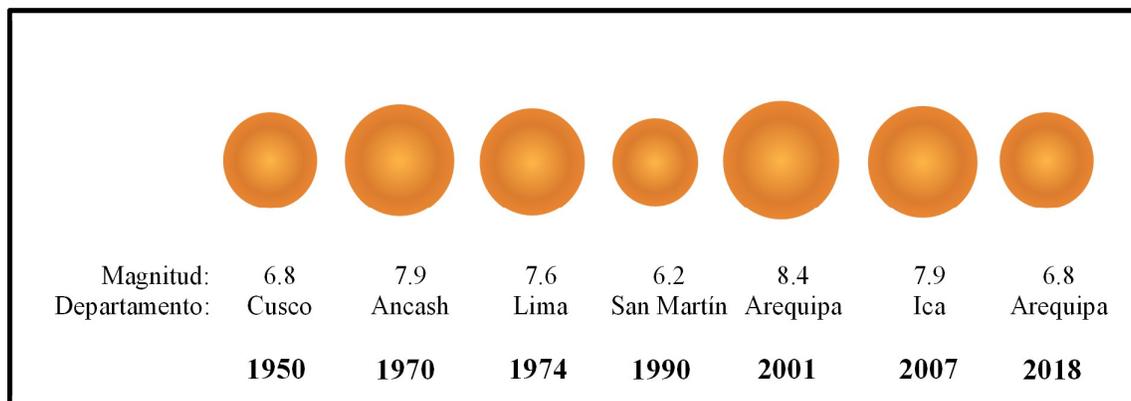
El Perú sufre de manera frecuente las consecuencias de los siguientes fenómenos naturales:

- **El Fenómeno de El Niño:** el cual se caracteriza por intensas lluvias que a su vez generan desplazamientos de terrenos que afectan infraestructura del sector hidrocarburos y especialmente a la cadena de suministro de combustibles. En muchos casos se tiene interrupción del transporte terrestre de los combustibles debido a los cierres de las carreteras por tramos afectados, lo cual genera desabastecimiento en algunos departamentos del país. Al respecto, los registros del SENAMHI señalan lo siguiente:

Durante el siglo XX y hasta antes de El Niño extraordinario de 1997/98, ocurrieron unos 25 episodios El Niño de diferente intensidad. Las referencias bibliográficas indican que los eventos El Niño de 1891 y 1925, fueron eventos de intensidad comparable a los de 1982/83 y 1997/98. En lo que va del siglo XXI, de acuerdo al índice ONI (Oceanic Niño Index) de la NOAA, se han presentado cuatro episodios El Niño en el Pacífico central: dos de intensidad débil (años 2004/05 y 2006/07) y dos de intensidad moderada (años 2002/03 y 2009/10) (SENAMHI, 2014).

- **Sismos:** El Perú se encuentra localizado en el "Círculo de Fuego del Océano Pacífico" lo que convierte a nuestro país en una zona de alto potencial sísmico. Este Círculo de Fuego del Océano Pacífico, concentra el 85% de la actividad sísmica mundial. Asimismo, se resalta que dos placas afectan nuestra costa: la de Nazca y la Continental y su fricción provoca el fenómeno. Estos fenómenos podrían afectar no solo la infraestructura vial por donde se transportan los combustibles hacia las zonas de demanda, si no que podría afectar a las refinerías o plantas de procesamiento, lo cual interrumpiría la producción de combustibles y por ende obligaría a realizar una mayor importación de éstos, con los riesgos externos propios de una importación (Dávila, 2018).

Ilustración 12: Sismos con mayor magnitud sucedidos en el Perú



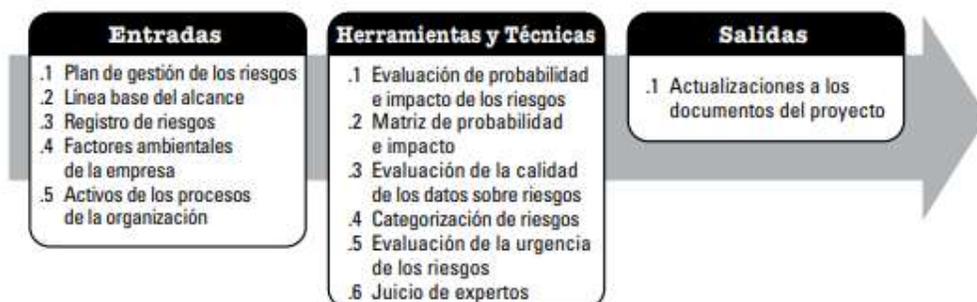
Fuente: Instituto Geofísico del Perú
Elaboración: Propia

4.1.2. Evaluación de los Riesgos

Para realizar la clasificación y priorización de los riesgos antes descritos y que podrían afectar el abastecimiento de combustible o petróleo crudo, se realizó una evaluación de riesgos cualitativa, para lo cual se siguió parte de la metodología de Gestión de Riesgos planteada en el Project Management Body of Knowledge (PMBOK). Para esta evaluación se consideró la técnica de evaluación de probabilidad e impacto de los riesgos contenidos en el apartado 11.3 “Realizar el análisis cualitativo de riesgos”.

El PMBOK contempla la asignación de valores para la probabilidad e impacto de acuerdo a una escala acordada o definida en el Plan de Gestión de Riesgos. Estas escalas pueden ser de carácter numérico o simples escalas de bajo, medio o alto. (Project Management Institute, 2013)

Ilustración 13: Metodología de Análisis de Riesgos Cualitativo



Fuente: PMBOK

Probabilidad (P): Posibilidad de que ocurra un evento dado.

Impacto (I): Efecto de un evento si este ocurre.

Para la evaluación se ha establecido la siguiente escala para categorizar los riesgos:

Tabla 16: Criterio para evaluar la Probabilidad de ocurrencia de riesgos

1	2	3	4	5
Muy bajo	Bajo	Moderado	Alto	Muy Alto
No ha ocurrido o ha ocurrido hace más de 5 años o es prácticamente imposible que ocurra el próximo año	Ha ocurrido en los últimos 5 años o es poco probable que ocurra el próximo año	Ha ocurrido en los últimos 3 años o es posible que ocurra el próximo año	Ha ocurrido una vez en el último año o es bastante probable que ocurra el próximo año	Ha ocurrido más de una vez en el último año u ocurrirá con alto nivel de certeza el próximo año

Elaboración: Propia

Tabla 17: Criterio para evaluar el Impacto de los riesgos

1	2	3	4	5
Insignificante	Leve	Moderado	Grave	Catastrófico
Interrupción del suministro total o parcial menor a 1 día	Interrupción del suministro total o parcial entre 1 y 5 días	Interrupción del suministro total o parcial entre 5 y 10 días	Interrupción del suministro total o parcial entre 10 y 15 días	Interrupción del suministro total o parcial mayor a 15 días

Elaboración: Propia

De acuerdo a la metodología del PMBOK, para determinar el nivel del riesgo, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Nivel de Riesgo (PxI)} = \text{Probabilidad (P)} \times \text{Impacto (I)}$$

Considerando que para evaluar la probabilidad y el impacto se utiliza una escala del 1 a 5, la matriz de riesgo tomaría valores de 1 a 25, por lo que el nivel de riesgo se categorizaría de la siguiente manera:

Tabla 18: Categorías y escalas de evaluación del nivel de riesgo

Nivel de Riesgo	Categoría	Acciones
20-25	Inaceptable	Se requiere acción inmediata
12-16	Importante	Se requiere priorizar atención
4-10	Moderado	Deben ser administrados con procedimientos de control
1-4	Aceptable	Requieren monitoreo para ver si el riesgo aumenta

Elaboración: Propia

Para realizar la evaluación de riesgos se ha tomado en cuenta la información de OSINERGMIN, del MINEM, entre otras entidades del Estado y la opinión de expertos del sector hidrocarburos, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 19: Evaluación de Riesgos

Nº	Riesgo	Probabilidad (P)	Impacto (I)	PxI	Categoría
R1	Cierre de puertos	5	3	15	Importante
R2	Fallas del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural	4	3	12	Importante
R3	Fenómenos naturales	3	5	15	Importante

Elaboración: Propia

4.1.3. Respuesta al Riesgo

Para los tres riesgos identificamos con un nivel de riesgo “Importante”, se determinará la cantidad de días de existencias que requeriría el país para mitigar o reducir el riesgo de desabastecimiento de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos al mercado nacional.

De acuerdo a lo descrito en la identificación de riesgos, cada uno de estos eventos generaría los siguientes días de desabastecimiento:

- **R1: Cierre de puertos**

Se consideran 6 días para todos los combustibles líquidos, debido a que en la estadística recopilada se ha identificado 6 días consecutivos, en los cuales estuvieron 7 puertos principales, en promedio, cerrados para el abastecimiento de combustibles.

- **R2: Fallas del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural**

Se consideran 12 días para el GLP, debido a que la planta de fraccionamiento de Pisco dejó de procesar LGN como consecuencia del último evento (falla) ocurrido en el sistema de transporte que suspendió el servicio durante 12 días.

- **R3: Fenómenos naturales**

Se considera 14 días para todos los combustibles líquidos, debido a que sería el tiempo necesario para realizar una importación de emergencia, considerando 2 días para la gestión de la compra y 12 días¹⁹ para el transporte marítimo desde Estados Unidos²⁰, para cubrir daños en refinerías o plantas de procesamiento, ocasionados por el fenómeno del niño o un sismo de gran magnitud. Asimismo, daños a la infraestructura vial que no permita transportar los combustibles hacia la demanda en todo el territorio nacional.

Los riesgos descritos en los párrafos anteriores no necesariamente ocurrirían de manera independiente sino, por el contrario, podrían darse de manera simultánea o secuencial, siendo este último el peor escenario que se podría tener para el abastecimiento de combustibles en el país. En ese sentido, las secuencias más probables serían las siguientes:

- **R2 + R1**

En este caso, estaríamos frente a una falla en el sistema de transporte de líquidos de gas natural de Camisea a causa de un fenómeno geotécnico. Una vez repuesto el servicio de transporte cabe la posibilidad que se presenten oleajes anómalos que podrían impedir la atención de buques tanques en los puertos, con lo cual se tendría un desabastecimiento de 18 días.

- **R3 + R1**

En este caso, estaríamos frente a un posible daño en la infraestructura de una refinería o planta de procesamiento como consecuencia de un fenómeno natural: sismo

¹⁹ Para la determinación del tiempo de transporte se utilizó la moda de 54 importaciones de combustibles realizadas en el 2018 desde Estados Unidos.

²⁰ Se considera este país por ser la principal fuente de importación y con mayor confiabilidad de suministro.

de gran magnitud o fenómeno de El Niño, lo cual interrumpiría el abastecimiento por un número de días que no se podría determinar, sin embargo, la solución inmediata sería la importación de emergencia de combustibles, lo cual demandaría, por lo menos, 14 días. A este riesgo podría aunarse oleajes anómalos que podrían impedir la atención de buques tanques que transportan los combustibles adquiridos de emergencia en el extranjero, lo cual por la estadística revisada podría ascender a 6 días, con lo cual se concluiría que serían necesarios 20 días para poder abastecer nuevamente el mercado en caso de la ocurrencia de manera secuencial de estos riesgos.

Como se puede observar, la segunda secuencia de riesgos generaría el mayor tiempo de desabastecido del mercado de combustibles, por lo que sería recomendable que el Estado asuma una política pública de seguridad energética, la cual permita asegurar que se tiene la cantidad mínima de existencias para cubrir dichos riesgos, eso significaría contar con 20 días mínimos de existencias de combustibles.

4.1.4. Otros aspectos que influyen en el abastecimiento

- **No incremento de la capacidad de procesamiento de petróleo**

En los últimos años, el desarrollo de infraestructura para el procesamiento de hidrocarburos no ha ido a la par con el crecimiento de la demanda de los combustibles. En la siguiente tabla se indica la capacidad de procesamiento de las refinerías de la empresa estatal Petroperú y de las demás plantas de las empresas privadas en el 2010 y 2018, observándose que la capacidad de procesamiento nacional se ha mantenido en 220 MBD.

Tabla 20: Capacidad de procesamiento de hidrocarburos

Capacidad (MBD)	2010	2018
Petroperú	94.5	94.5
Privados	125.5	125.5
Total	220.0	220.0

Fuente: MINEM

Cabe señalar que, el Proyecto “Modernización de la Refinería Talara” que viene ejecutando Petroperú, incrementará en 14% la infraestructura de procesamiento, al pasar de 65 a 95 MBD; sin embargo, de acuerdo a lo estimado por dicha empresa, en el 2021 se tendría una mayor producción de combustibles: duplicando el diésel y elevando

20% las de gasolinas. Este volumen adicional ingresaría al mercado nacional, permitiendo una mayor independencia respecto a factores externos.

El elevado costo de inversión que se requiere para la construcción de una nueva planta de procesamiento y el interés de las empresas privadas en incursionar, por el contrario, en importación de productos terminados, ha producido una falta de incentivos para incrementar este tipo de infraestructura. Esto ha traído como consecuencia, que el país tenga una alta dependencia de las importaciones de combustibles y, por ende, deba incorporar los riesgos externos que podrían limitar o bloquear el abastecimiento.

- **No incremento de la capacidad de almacenamiento**

La capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos en las distintas plantas de venta o abastecimiento, sólo se ha incrementado en 20%, pasando de 3.4 en el 2010 a 4.1 millones de barriles en el 2017.

Tabla 21: Capacidad de almacenamiento en Plantas de ventas

Capacidad (MMB)	2010	2017
Plantas de Venta (*)	3.4	4.1

Fuente: OSINERGMIN

En el 2018, la empresa estatal Petroperú inició la construcción de la planta del Nuevo Terminal Ilo, que reemplazará al actual Terminal Ilo (capacidad de almacenamiento de 210 MB), e incorporará al mercado, en su primera etapa, solo una capacidad adicional de 83 MB, para los distintos combustibles. Esta planta solo incrementaría en 2% la capacidad de almacenamiento disponible, lo cual no sería suficiente considerando el crecimiento de la demanda en los últimos años. Además, se debe resaltar que no cuenta con almacenamiento de GLP.

La capacidad de almacenamiento de GLP en la zona de mayor de demanda ha tenido un déficit significativo, registrándose en los últimos 3 años que en promedio el 25% de los inventarios se viene almacenando en buques tanques. Incluso con este almacenamiento flotante, los agentes obligados a mantener existencias y medias, solo tienen como una capacidad para atender 7 días de la demanda.

La política de seguridad energética actual del país delega la responsabilidad de almacenamiento a las empresas que comercializan los combustibles. Esto genera que

las inversiones en nueva infraestructura se evalúen desde el punto de vista comercial, ocasionando un déficit en el almacenamiento para las existencias requeridas en caso de emergencia. Esto sumado a que no existe un agente únicamente logístico que brinde servicios a los comercializadores y que sí tenga el incentivo para acompañar el crecimiento de la demanda con mayor infraestructura.

- **Importaciones poco confiables o muy concentradas**

Gran parte de los combustibles líquidos derivados de petróleo provienen de fuentes externas y transadas en mercados internacionales como commodities que incorporan un riesgo en el suministro de combustibles por problemas internacionales.

De acuerdo con la información estadística del MINEM, para el periodo 2017 el 65% de la demanda nacional de combustibles corresponde a importaciones, ya sea por importación de productos terminados (combustibles) o petróleo crudo para ser procesado en las refinerías nacionales.

Cabe señalar que, el 82% de la demanda nacional de combustibles líquidos derivados del petróleo crudo, sin considerar el GLP, depende directa o indirectamente de las importaciones.

Tabla 22: Incidencia de las importaciones en la demanda nacional de combustibles (Año 2017)

Descripción	GLP (MB)	Combustibles (MB)	Total (MB)
Demanda (A)	21,011	70,346	91,357
Importaciones de combustibles (B)	2,492	40,131	42,622
Importación de crudo (C)			45,736
Producción con crudo importado (D: C x 96%)		43,907	43,907
Exportaciones (E)	608	26,539	27,147
Demanda abastecida mediante recursos nacionales (F: A-B-D+E)	19,127	12,848	31,975
Demanda abastecida mediante recursos importados (G: D-F)	1,884	57,498	59,382
Incidencia de las importaciones en la demanda (H: G/A%)	9%	82%	65%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas / OSINERGMIN

Elaboración: Propia

La organización Freedom House en su informe Freedom in the World 2019 sobre derechos políticos y libertades civiles, califica a los países dando una puntuación del 1 al 7 para las dos materias antes indicadas, donde 1 representa el mayor grado y 7 el

menor grado de libertad, al promedio de estas calificaciones se le conoce como Freedom Rating y esta cifra determina el estado de libertad de un país según tres categorías: Libre (1.0 a 2.5), Parcialmente Libre (2.5 a 5.0) No Libre (5.0 a 7.0) (House, Freedom, 2019).

El Institute for 21st. Century Energy utiliza el indicador mencionado en el párrafo anterior para valorar la confiabilidad y la seguridad de sus reservas y producción para la economía mundial.

El Herfindahl-Hirschman Index (HHI) es una medida estadística de concentración, este puede ser usado en una variedad de contextos por ejemplo en concentración de ingresos, hogares y también en concentración de mercados (HeinOnline):

En particular, el IHH indica los niveles de concentración bajo los siguientes criterios:

- a) Si $HHI < 10\%$, el mercado no está concentrado ($10\% = 1.000 = 0,1$).
- b) Si $10\% < HHI < 18\%$ y la variación del HHI es menor a 1%, el mercado está poco concentrado, indicando que una fusión implicaría un pequeño aumento en la posibilidad de tener mayor poder de mercado. ($18\% = 1.800 = 0,18$ y $1\% = 100 = 0,01$).
- c) Si $HHI > 18\%$ y la variación del HHI es menor a 0,5%, el mercado está concentrado. ($0,5\% = 50 = 0,005$) (Universidad de Nariño - Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas, 2013).

Los indicadores antes mencionados ayudaran a medir la libertad del suministro y la concentración que tendría el Perú en el mercado para las importaciones de derivados de petróleo crudo o para la misma importación de petróleo crudo.

En el caso del diésel, para el año 2018, el 97% de las importaciones provienen de Estados Unidos, esto representa el 80% del consumo nacional de este combustible, si bien existe una alta concentración del mercado de importaciones para este combustible ($HHI = 9342$), el indicador de libertad de suministro (1.54) nos indica que las fuentes de importación provienen de un mercado altamente confiable y seguro, disminuyendo el riesgo de suministro debido a la alta concentración.

Tabla 23: Procedencia de las importaciones de Diesel para el año 2018

País	%	Freedom Rating	Libertad de suministro	HHI
CHINA	1%	6.50	0.07	1
JAPÓN	2%	1.00	0.02	5
ESTADOS UNIDOS	97%	1.50	1.45	9,335
TOTAL			1.54	9,342

Fuente: SUNAT/Aduanet

Elaboración: Propia

En lo que corresponde a las importaciones de GLP, estas representan el 9% aproximadamente de la demanda nacional, por lo que los riesgos de suministro no serían tan relevantes ante problemas en el mercado exterior. Pero, debido a que cada año la importación de este combustible va aumentando, es necesario analizar estos dos indicadores. En ese sentido, en la siguiente tabla se puede observar que la concentración de las fuentes de importación tiene un HHI de 3,823, lo que representa una concentración elevada, teniendo a Estados Unidos con una participación del 58% en las importaciones de este combustible, pero el indicador de libertad de suministro (1.83) nos indica que las fuentes de importación son confiables y seguras por lo que disminuiría el riesgo de suministro.

Tabla 24: Procedencia de las importaciones de GLP para el año 2018

País	%	Freedom Rating	Libertad de suministro	HHI
ARGENTINA	11%	2.00	0.22	125
BOLIVIA	11%	3.00	0.34	130
CHILE	9%	1.00	0.09	90
REPÚBLICA DOMINICANA	10%	3.00	0.29	95
ESTADOS UNIDOS	58%	1.50	0.87	3,383
TOTAL			1.83	3,823

Fuente: SUNAT/Aduanet

Elaboración: Propia

Gran parte de los combustibles que se consumen en el Perú son producto de los procesos de refinación de petróleo crudo importado, esto hace que el Perú recurra a mercados externos para la adquisición de este producto. Según la siguiente tabla, se muestra un HHI de 3,422, lo cual indica una alta concentración de las fuentes de importación para el petróleo crudo, siendo Ecuador el de mayor participación en este mercado con un 55% y con un Freedom Rating de 3.0, que indica que este país es

parcialmente confiable. Además, la libertad de suministro, considerando todas las fuentes de importación, arroja un valor de 2.68 que indica que las fuentes que tiene el Perú para la importación de este producto son parcialmente confiables y seguras, incrementando así el riesgo de suministro.

Tabla 25: Procedencia de las importaciones de petróleo crudo para el año 2018

País	%	Freedom Rating	Libertad de suministro	HHI
BAHAMAS	4%	1.00	0.04	20
COLOMBIA	5%	3.00	0.16	28
ECUADOR	55%	3.00	1.64	3,004
NIGERIA	2%	4.00	0.09	5
PANAMA	7%	2.00	0.15	56
SANTA LUCÍA	2%	1.00	0.02	3
ARABIA SAUDITA	2%	7.00	0.17	6
TRINIDAD Y TOBAGO	17%	2.00	0.33	276
ESTADOS UNIDOS	5%	1.50	0.07	23
TOTAL			2.68	3,422

Fuente: SUNAT/Aduanet

Elaboración: Propia

Como se puede apreciar en los párrafos anteriores, el Perú depende principalmente de 2 países, Estados Unidos, para el caso de productos terminados, y Ecuador para el petróleo crudo. Pese a que Estados Unidos tiene una alta confiabilidad de suministro, es un riesgo elevado depender casi en su totalidad de este país, pues podrían ocurrir eventos internacionales (que no han ocurrido hasta el momento) que podrían afectar el abastecimiento de combustibles desde esta fuente. Por otro lado, Ecuador, de acuerdo a su calificación, es un país con poca confiabilidad de suministro debido a su inestabilidad política, esto sumado a que representa el 55% de las importaciones de petróleo crudo, constituye un alto riesgo al abastecimiento de este producto.

4.2. Análisis de infraestructura

4.2.1. Metodología para el cálculo de infraestructura óptima

Para el cálculo de la infraestructura óptima, tanto para el diésel como para GLP, se siguió la siguiente metodología:

a) Análisis del comportamiento mensual de los combustibles en los últimos 5 años.

En las siguientes tablas se muestra la data histórica de la demanda de diésel y GLP en el periodo 2013 al 2017.

Tabla 26: Comportamiento de la demanda de Diésel 2013 - 2017

Año	Estacionalidad de diésel en MBDC													Desv. Estándar
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom.	
2017	105.0	111.3	105.5	109.6	113.1	120.8	115.0	121.9	130.6	121.4	119.8	115.4	115.8	7.48
2016	108.5	110.5	104.4	114.6	106.6	108.2	111.9	111.8	115.5	112.0	119.3	121.3	112.0	4.99
2015	94.2	98.8	96.5	105.7	101.1	104.4	103.5	105.5	115.4	110.4	111.7	112.6	105.0	6.65
2014	91.2	96.9	91.6	96.4	98.1	97.2	98.0	98.3	100.6	102.2	97.1	98.5	97.2	3.14
2013	96.5	96.2	91.1	98.2	100.4	100.6	100.6	102.2	96.4	100.4	107.9	100.8	99.3	4.09
Prom.	99.1	102.7	97.8	104.9	103.9	106.2	105.8	107.9	111.7	109.3	111.1	109.7	105.8	5.27
%	7.95%	7.44%	7.85%	8.15%	8.33%	8.25%	8.49%	8.66%	8.67%	8.77%	8.63%	8.80%		

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tabla 27: Comportamiento de la demanda de GLP 2013 - 2017

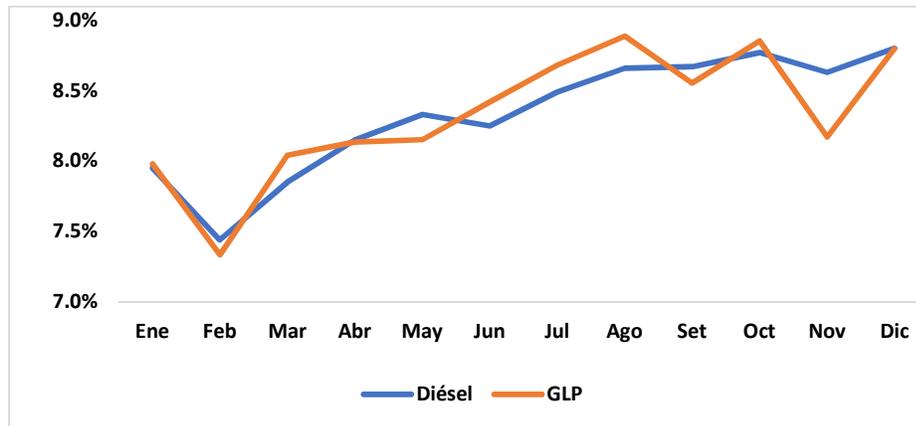
Año	Estacionalidad de GLP en MBDC													Des. Estándar
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom.	
2017	54.0	54.6	53.8	57.0	56.5	61.1	57.5	61.5	58.2	58.2	58.4	60.1	57.6	2.57
2016	50.3	51.8	51.8	52.9	53.1	55.0	57.6	58.7	57.7	56.4	56.3	56.6	54.9	2.78
2015	50.3	51.2	51.9	54.7	44.7	57.0	54.2	53.3	54.4	56.6	47.4	53.9	52.4	3.64
2014	49.3	49.9	50.3	49.4	51.2	49.8	52.0	51.6	53.6	53.1	50.3	53.0	51.1	1.51
2013	44.9	45.6	42.8	48.0	48.5	48.2	49.3	51.8	51.6	51.7	50.8	50.7	48.6	2.94
Prom.	49.7	50.6	50.1	52.4	50.8	54.2	54.1	55.4	55.1	55.2	52.6	54.8	52.9	2.69
%	7.98%	7.33%	8.04%	8.13%	8.15%	8.42%	8.68%	8.89%	8.55%	8.85%	8.17%	8.80%		

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En la gráfica siguiente se visualiza que el consumo del GLP tiene similar comportamiento que el diésel, diferenciándose significativamente en el mes de noviembre, donde se observa que el consumo de GLP disminuye. Así mismo, podemos observar que existe una estacionalidad de menor consumo en el mes de febrero y una de mayor consumo en el mes de diciembre.

Tabla 28: Estacionalidad del Diésel y GLP (promedios de los años 2013 al 2017)



Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

- b) Simulación del promedio diario del consumo de diésel y GLP de los últimos 6 meses para cada año proyectado

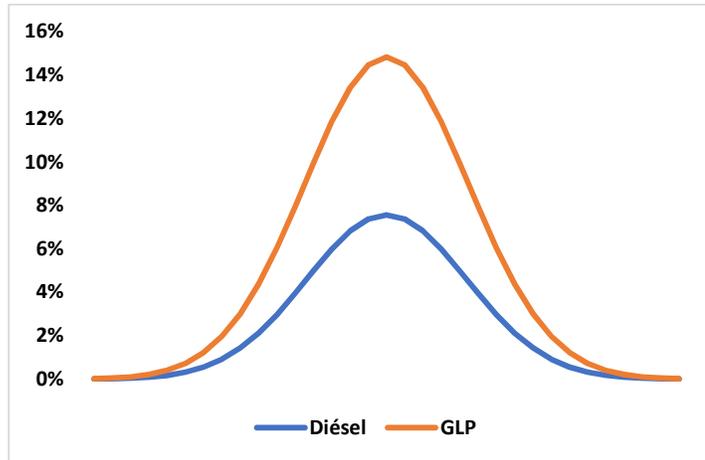
La demanda proyectada para cada año futuro se distribuye mensualmente de acuerdo a la estacionalidad obtenida en el literal precedente, a partir de esta distribución se determina el promedio de los últimos 6 meses para cada mes.

- c) Selección del máximo valor obtenido en la simulación.

Se selecciona el máximo promedio para cada uno de los años proyectados.

- d) Determinar el comportamiento diario de la demanda mediante la distribución normal estándar.

Gráfica 34: Comportamiento de la demanda diaria de Diésel y GLP



Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

e) Simulación de infraestructura óptima

Con la demanda diaria simulada, teniendo en cuenta el promedio diario mensual y el número de días para la reposición de los combustibles, se realizó el cálculo de infraestructura óptima para cada año proyectado utilizando la herramienta Solver de Microsoft Excel, cuyo modelo detallamos a continuación:

Variables: volumen de reposición para cada mes.

Para evitar complejidad en el modelo se consideró el mismo volumen para todas las reposiciones que se realicen en un mes determinado.

Objetivo: Minimizar el máximo inventario mensual.

Restricción 1: promedio de inventario mensual mayor o igual a 15 veces el promedio de demanda diario de los últimos 6 meses.

Restricción 2: mínimo inventario final diario mayor o igual a 5 veces el promedio diario de los últimos 6 meses.

A continuación, se muestran los resultados de una iteración del modelo:

Gráfica 35: Modelo para cálculo de infraestructura óptima

Descripción	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Reposición	1,772	1,897	1,570	1,997	1,904	1,664	2,076	1,829	2,051	1,963	2,004	1,963
15 días	2,885	2,873	2,869	2,825	2,824	2,810	2,814	2,845	2,869	2,932	2,952	2,986
Promedio inv final	2,885	2,974	2,869	2,825	3,009	2,810	2,814	2,845	2,876	2,932	2,977	2,986
Restricción 1	0	102	0	0	185	0	0	0	7	0	25	0
5 días	962	958	956	942	941	938	948	956	977	984	995	995
Mínimo inv final	2,046	2,105	1,812	1,944	2,134	1,734	1,914	1,876	1,932	2,036	2,029	2,092
Restricción 2	1,084	1,148	855	1,002	1,193	796	966	920	954	1,052	1,034	1,097
N° de reposiciones	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Volumen de reposición	3,545	3,795	3,140	3,994	3,808	3,328	4,152	3,659	4,102	3,927	4,009	3,927
Máximo inventario	3,717	3,889	3,679	3,831	3,924	3,716	3,865	3,770	3,839	3,867	3,905	3,924
Infraestructura óptima	4,100	4,300	4,050	4,250	4,350	4,100	4,300	4,150	4,250	4,300	4,300	4,350

Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN

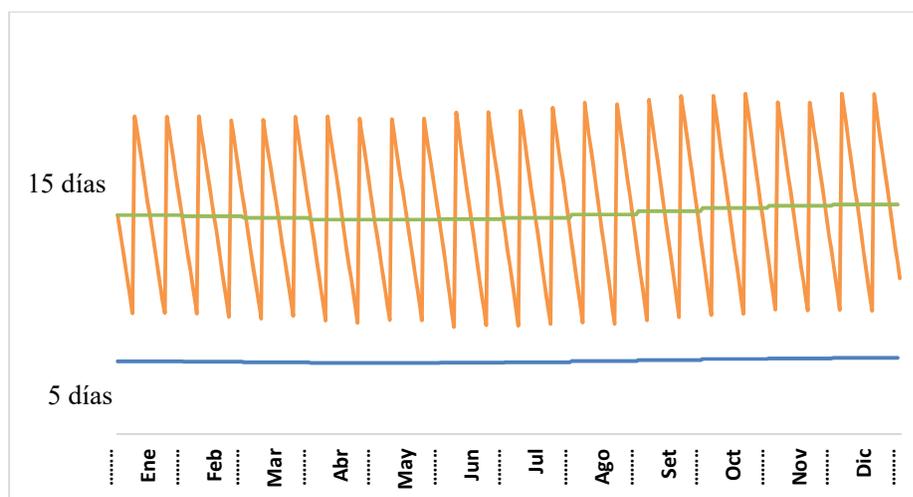
Elaboración: Propia

4.2.2. Simulación del comportamiento de inventario de los combustibles

Utilizando la metodología descrita en el punto anterior, se simularon escenarios de 5, 10 y 15 días mínimos de inventario y considerando reposiciones de 7, 10 y 15 días.

A continuación, se muestran el comportamiento de las siguientes simulaciones:

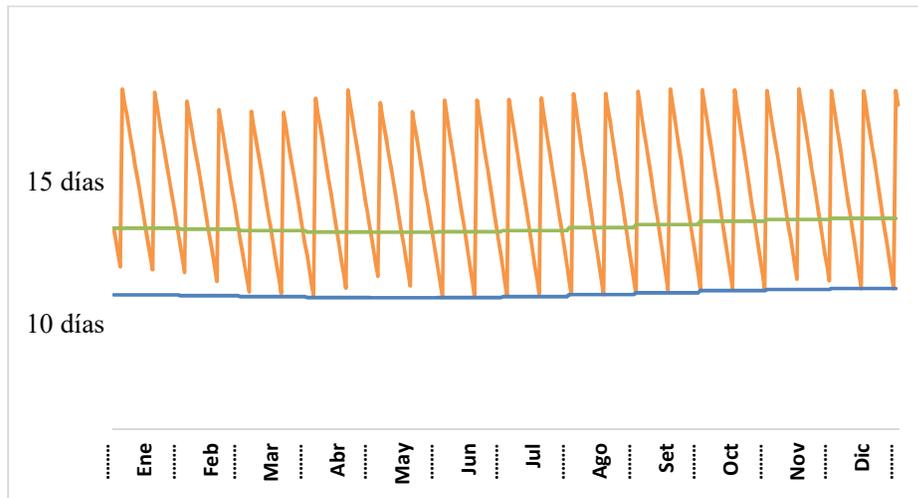
Gráfica 36: Comportamiento del inventario - 5 días mínimo y 15 días en promedio



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN

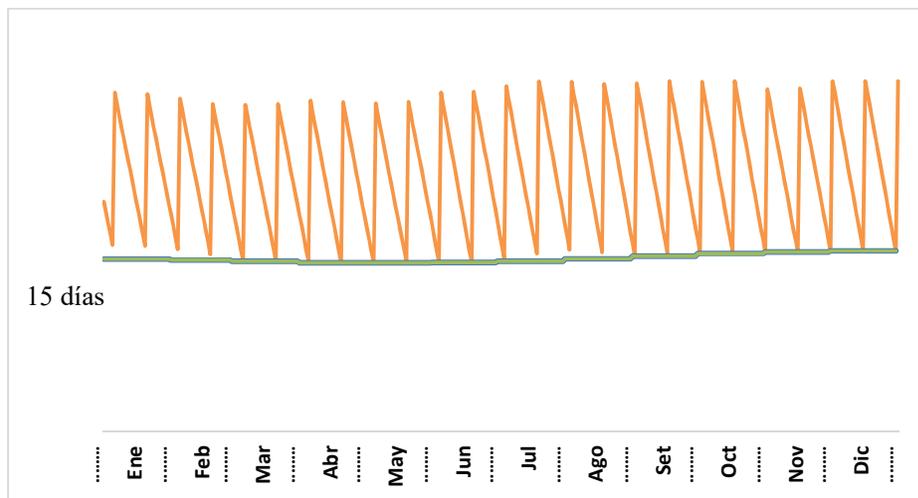
Elaboración: Propia

Gráfica 37: Comportamiento del inventario - 10 días mínimo y 15 días en promedio



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Gráfica 38: Comportamiento del inventario - 15 días mínimo



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

En la primera gráfica se observa que el nivel más bajo del comportamiento del inventario de combustible para cumplir la obligación normativa de 15 días promedio, está por encima del inventario de 5 días mínimos. Ello nos permite señalar que los días mínimos indicados en la norma podrían ser superiores a los 5 días, sin afectar la operación comercial de los agentes.

Al equiparar la cantidad de días mínimos con los días promedio de inventario, tal como se aprecia en la gráfica anterior, se visualiza el comportamiento de las operaciones netamente comerciales y por ende se determina su infraestructura de almacenamiento.

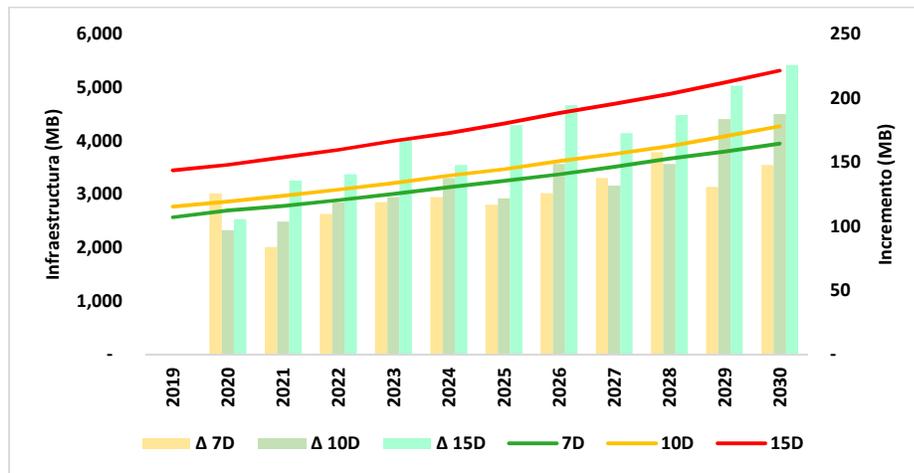
4.2.3. Análisis de la conveniencia de la normativa vigente de existencias

En base a la proyección de la demanda, se calcula la proyección de infraestructura para el diésel hasta el año 2030.

Según el análisis, a mayor tiempo de reposición es necesario una mayor infraestructura debido a que se debe tener mayor almacenamiento para cubrir tanto la parte comercial como el volumen de existencias derivadas de una obligación normativa. Por otro lado, te permite optimizar los procesos logísticos tanto en la compra como en el transporte.

Por ejemplo, para poder pasar de una reposición de 7 a 10 días, es necesario tener una infraestructura adicional de 7%; así mismo, para pasar de 10 a 15 días en reposiciones, es necesario tener 24% de infraestructura adicional.

Gráfica 39: Proyección Infraestructura para Diésel (2019 -2030)

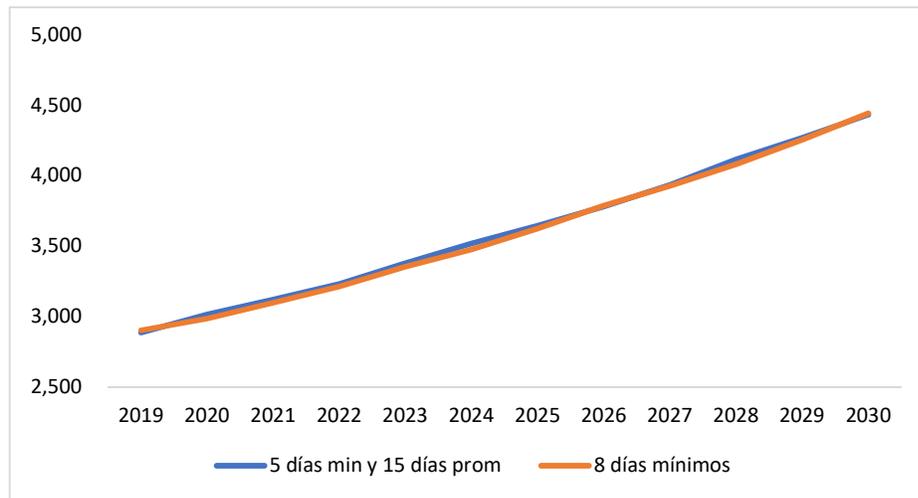


Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Con la finalidad de analizar la conveniencia de la obligación normativa de mantener 15 días promedio de inventarios, se han realizado iteraciones en el “Modelo para cálculo de infraestructura óptima”, considerando sólo días mínimos de inventario sin considerar

días promedio; encontrando que la infraestructura de almacenamiento para un requerimiento de 8 días mínimos de inventario sería equivalente a la necesaria para el cumplimiento de la obligación vigente de 5 días mínimos y 15 días en promedio, lo cual, es aplicable tanto al diésel como para el GLP.

Gráfica 40: Comparación de Infraestructura



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

En ese sentido, considerando que la práctica internacional es mantener existencias mínimas y no promedio y, teniendo en cuenta el análisis anterior, una opción es realizar un cambio normativo que elimine la obligación de los 15 días promedio de inventario e incremente de 5 a 8 los días mínimos de inventario a cargo de los agentes privados.

Este cambio permitiría tener una mayor confiabilidad debido a que la obligación de los 15 días promedio no asegura que todos los días se cuente con dicho volumen de inventario, incluso se podría llegar a tener solamente 5 días o un valor cercano de inventario. Por el contrario, los 3 días adicionales le permitiría al país contar con 8 días de inventario mínimo que le proporcionaría mayor seguridad energética, al ser un volumen tangible para las emergencias.

4.2.4. Proyección de infraestructura para diésel y GLP

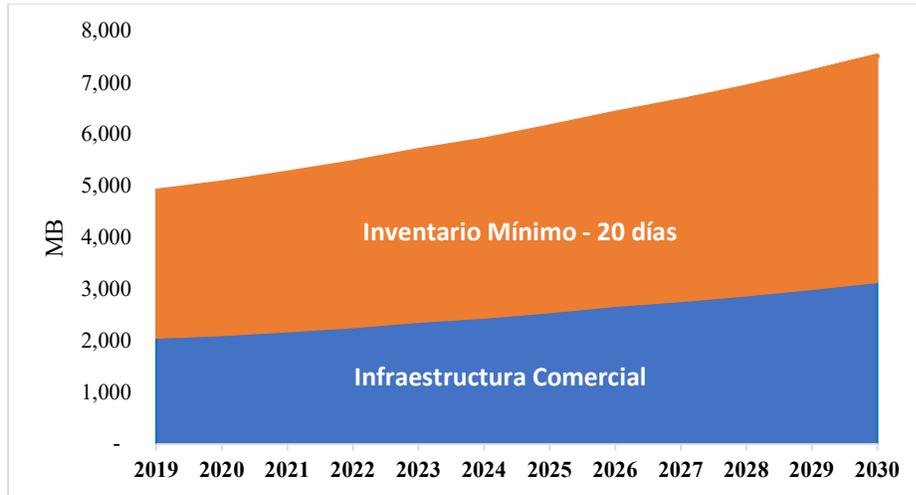
Para realizar la proyección de la infraestructura se ha tomado en cuenta:

- Crecimiento moderado de la demanda en base a lo explicado en el Capítulo III.

- 20 días mínimos de inventarios para cubrir los riesgos analizados en el numeral 4.1.
- Volumen útil de almacenamiento de 90% para el diésel y 85% para GLP.

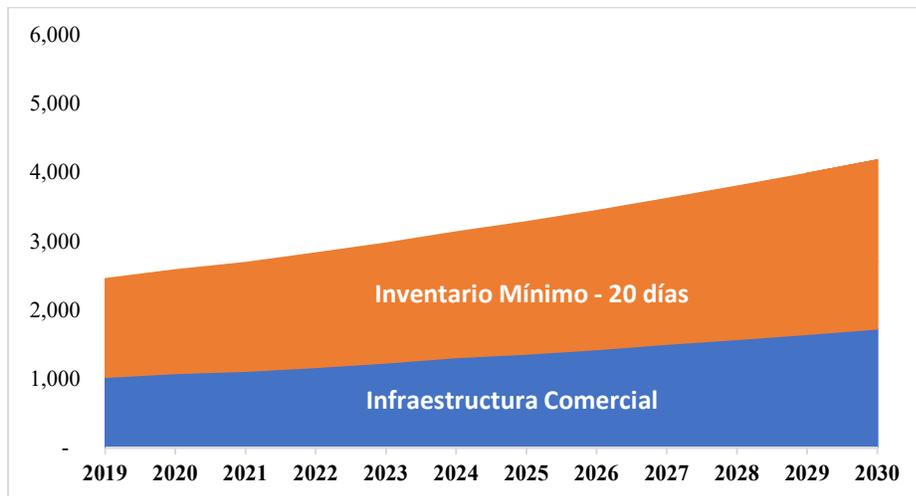
Estas consideraciones se han introducido en el modelo para el cálculo de infraestructura óptima arrojando el siguiente resultado:

Gráfica 41: Proyección de infraestructura requerida para diésel



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

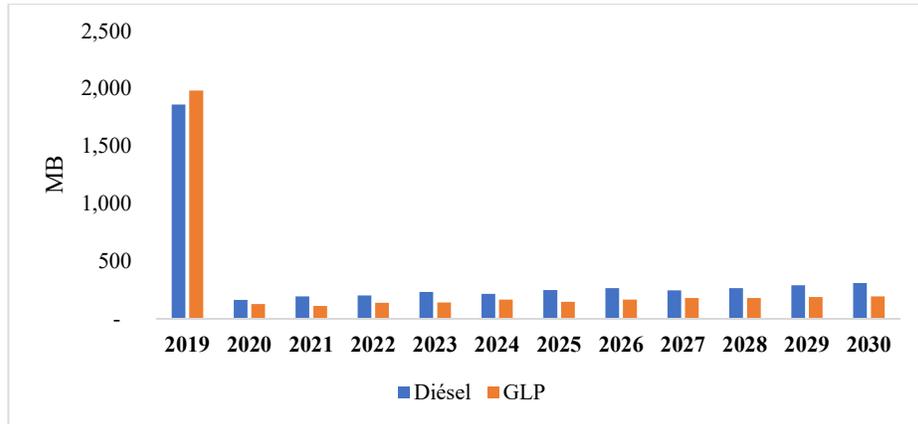
Gráfica 42: Proyección de infraestructura requerida para GLP



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Bajo esta propuesta, se calcula el déficit de infraestructura tanto comercial como de seguridad energética que se debería cubrir para asegurar el abastecimiento hasta el año 2030.

Gráfica 43: Infraestructura incremental necesaria



Fuente: INEI / BCRP / MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Como se puede observar en el gráfico anterior, el déficit inicial que generaría la implementación de una nueva política de seguridad energética de 20 días de existencias en caso de emergencia, sería aproximadamente 2 millones de barriles tanto para el diésel como para GLP, lo cual sería complicado efectuar de manera inmediata.

Por lo tanto, es necesario que se plantee un nuevo sistema de gestión de existencias que permita mitigar los riesgos que causarían desabastecimiento de diésel y GLP en el país.

CAPÍTULO V

5. PROPUESTA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE EXISTENCIAS DE COMBUSTIBLES

El actual contexto del sistema de existencias está constituido por los productores y distribuidores mayoristas, obligados a mantener existencias mínimas y promedio equivalentes a 5 y 15 días de sus ventas, respectivamente. Sin embargo, dicha obligación se encuentra exonerada para los productores y distribuidores de GLP por contar con menor capacidad de almacenamiento, pese a que dicho combustible es el segundo de mayor comercialización a nivel nacional, teniendo principal demanda en el sector doméstico y vehicular.

Asimismo, conforme a lo analizado en el capítulo anterior, la obligación de las existencias promedio no genera la seguridad energética que el país necesita, pues provoca que los inventarios se encuentren por encima y debajo de dicho valor, siendo ésta última situación la más crítica al no llegar a la cantidad de combustible que se requeriría ante un evento de emergencia que amerite el uso de existencias.

Además de ello, se ha identificado la duplicidad de la obligación, en tanto que una misma demanda de combustibles puede ser objeto de mantenimiento de existencias en más de una oportunidad, es decir, el productor y el distribuidor mayoristas tendrían la obligación de mantener esas mismas existencias los días que así lo establece la normatividad actual para cada uno de ellos.

Por otro lado, las refinerías y plantas de procesamiento (productores) cuentan con inventarios de hidrocarburos (crudo o líquidos de gas natural) que incrementan la seguridad energética y que, sin embargo, no son considerados para el cálculo de las existencias como sí ocurre en otros países.

Respecto a los agentes obligados, no se contempla a los consumidores directos, quienes pueden optar por la importación directa de los combustibles sin necesidad de abastecerse de los productores o distribuidores mayoristas. Este sería el caso de las empresas mineras e industrias que podrían autoabastecerse de forma directa y que no se

considerarían en el cálculo de las existencias. Sin embargo, ante una emergencia, estas empresas válidamente podrían recurrir al mercado local e incluso al uso de existencias.

En consideración a lo expuesto, la presente tesis plantea como propuesta modificar la política de existencias actual e implementar un nuevo sistema que simplifique la gestión de las existencias, en el cual se considere lo siguiente:

- a) Incorporación del inventario de crudo y líquidos de gas natural como existencias equivalentes.
- b) Eliminación de la obligación de mantener existencias medias.
- c) Modificar las consideraciones para el cálculo de existencias.
- d) Eliminación de la duplicidad de la obligación de existencias para la misma demanda.
- e) Incorporación de todas las fuentes de abastecimiento del mercado.
- f) Incremento de la confiabilidad de la información del mercado de combustibles.
- g) Promoción del desarrollo de infraestructura de almacenamiento de existencias de forma descentralizada.
- h) Sinceramiento del costo de mantener existencias.
- i) Participación del Estado en el mantenimiento de existencias como parte de la política pública de seguridad energética.

Este nuevo sistema implicaría el desarrollo de cambios normativos que, a fin de fortalecer la seguridad energética, debería ser realizado mediante la emisión de una norma con rango de ley y no mediante Decreto Supremo como ocurre en la actualidad.

Asimismo, la generación de infraestructura de almacenamiento de existencias podría promoverse mediante una Asociación Público Privada (APP), en el cual el Estado encargue a un privado la construcción, operación y mantenimiento de tanques

de almacenamiento, así como la gestión de las existencias requeridas para garantizar la seguridad energética nacional. De este modo, el Estado aseguraría, pero no gestionaría las existencias de combustibles líquidos, recogiendo una práctica institucional del OCDE. Dicho proyecto sería autosostenible, por cuando sus costos estarían cubiertos por la demanda, evitando así la participación financiera del Estado.

5.1. Precisiones a la Política de Existencias

Consideramos que la política de existencias debe ser fortalecida mediante el desarrollo de una nueva normativa, cuya finalidad sea garantizar un oportuno y continuo abastecimiento en caso de emergencias.

En este sentido, bajo el contexto actual del debate legislativo para la promulgación de una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, se debería incorporar dentro de la misma un capítulo referido específicamente a las existencias como parte de la política de seguridad Energética, en la cual se establezca un mayor involucramiento del Estado y la corrección de las deficiencias que el actual sistema adolece.

5.1.1. Incorporación del inventario de crudo y líquidos de gas natural como existencias equivalentes

Conforme se señaló en el Capítulo 2, la Resolución de Consejo Directivo N° 204-2011-OS/CD define a las existencias como el “Volumen de Combustible Líquidos existente dentro de los tanques de almacenamiento de una Planta de Abastecimiento o en los Tanques de Productos Certificados para su comercialización de las Refinerías o Plantas de Procesamiento”.

Sin embargo, las refinerías y plantas de procesamiento, es decir los productores, mantienen un volumen mínimo de inventarios de su materia prima con la finalidad de garantizar su operación, por un número de días durante los cuales deben efectuarse la reposición. Dicha materia prima, que permitirá generar combustibles líquidos en un futuro inmediato, no es considerada como parte del cálculo de las existencias que podrían ser utilizadas en caso de una emergencia, como por ejemplo el cierre de los puertos por anomalías marítimas.

En el cuadro siguiente, el volumen de almacenamiento de crudo de cada uno de los productores:

Tabla 29: Capacidad de Almacenamiento en Refinerías o Plantas de Procesamiento

Refinerías o Plantas de Procesamiento	Capacidad (MB)
Refinería Pampilla	2,248.0
Refinería Talara	992.0
Refinería Conchán	260.0
Refinería Selva	217.5
Refinería Pucallpa	134.5
Capacidad total petróleo crudo	3,851
Planta de Fraccionamiento Pisco	50
Capacidad total LGN	50

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

La propuesta consiste en que los productores puedan justificar parte de su obligación de mantener existencias con los inventarios de crudos, considerando que su transformación en combustible líquidos no depara un tiempo considerable y, pueden ser una fuente de abastecimiento oportuna para el mercado ante la presencia de eventos que pongan en riesgo la continuidad de los sectores económicos del país.

En este sentido, considerando que el volumen mínimo de crudo que almacenan las refinerías equivale aproximadamente a 06 días de la capacidad de procesamiento, se propone modificar la definición de existencias contemplada en la normativa vigente, a fin que los productores puedan justificar parte de sus obligaciones de existencias.

En caso de la Refinería Talara, esta tiene una capacidad para procesar petróleo crudo de 65 MBD y de los cuales produce aproximadamente 21 MBD, lo cual representa un 32% de su producción total. Con el proyecto de modernización de la Refinería Talara, se incrementará su capacidad de procesamiento de petróleo crudo a 95 MBD, estimándose una producción de 44.3 MBD, mejorando su factor de convertibilidad a 47% aproximadamente.

Con esto, se plantea que los productores puedan justificar un máximo de 02 días de sus ventas de combustibles, con un volumen equivalente de petróleo crudo almacenado como inventario en sus instalaciones, el cual será fiscalizado por OSINERGMIN en adición a los volúmenes de productos terminados.

5.1.2. Eliminación de la obligación de mantener existencias medias

De acuerdo a lo analizado en el capítulo anterior, se ha podido determinar en las simulaciones del comportamiento del mercado de combustibles (diésel y GLP) que la infraestructura de almacenamiento para un requerimiento de 8 días mínimos de inventarios es equivalente a la necesaria para el cumplimiento de la obligación vigente de mantener existencias de 15 días en promedio.

En ese sentido, se propone incrementar de 5 a 8 los días mínimos de inventario a cargo de los agentes privados, a fin de eliminar la obligación de los 15 días promedio de inventario, debido a que no asegura que todos los días se cuente con dicho volumen de inventario, incluso se podría llegar a tener solamente 5 días.

Con ello, se estaría incrementando de manera tangible la seguridad energética, al contar con los 3 días adicionales de existencias para ser empleadas en caso de emergencias.

Cabe indicar que, este cambio no significaría mayor inversión a los agentes que tienen almacenamiento, toda vez que las simulaciones se han realizado con la misma capacidad de almacenamiento existente. Por el contrario, les daría mayor flexibilidad operativa al no tener que mantener en algunos días del mes un alto inventario con el objeto de alcanzar el promedio a fin de mes. Asimismo, se simplificaría la fiscalización por parte de OSINERGMIN en tanto sólo tendría que controlar que todos los días los agentes obligados mantengan el volumen mínimo de 8 días.

5.1.3. Modificar las consideraciones para el cálculo de existencias.

Para el cálculo de las existencias, la normativa actual considera el despacho promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en evaluación, lo cual significa que OSINERGMIN tiene que fiscalizar de manera mensual dicho cálculo para validar el cumplimiento de esta obligación. Realizar esta práctica, con la frecuencia indicada, no le da un valor agregado a la seguridad energética debido a que la variación de la demanda de mes a mes no es muy significativa, por el contrario, genera una carga administrativa al ente fiscalizador.

En ese sentido, para el cálculo de existencias, se propone considerar el despacho promedio diario del año fiscal anterior, lo cual sería constante para la fiscalización del año en curso, simplificando así los procesos de control.

En el caso en que un agente obligado inicie su actividad o no hubiera consumido o realizado ningún despacho de combustibles líquidos en el año inmediatamente anterior, se propone que los promedios de despacho con arreglo a los cuales deban cumplir sus obligaciones sean sustituidos durante los primeros 12 meses de actividad por una estimación razonada de despachos, que deberá ser aprobada por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

5.1.4. Eliminar la duplicidad de la obligación de existencias para la misma demanda

De conformidad con la normatividad actual, los agentes obligados de mantener existencias son los productores y los distribuidores mayoristas. Sin embargo, el sistema no ha previsto que cuando los combustibles son transferidos del productor al distribuidor mayorista, obliga a ambos agentes a mantener existencias, es decir, que una misma demanda genera la duplicidad de la obligación.

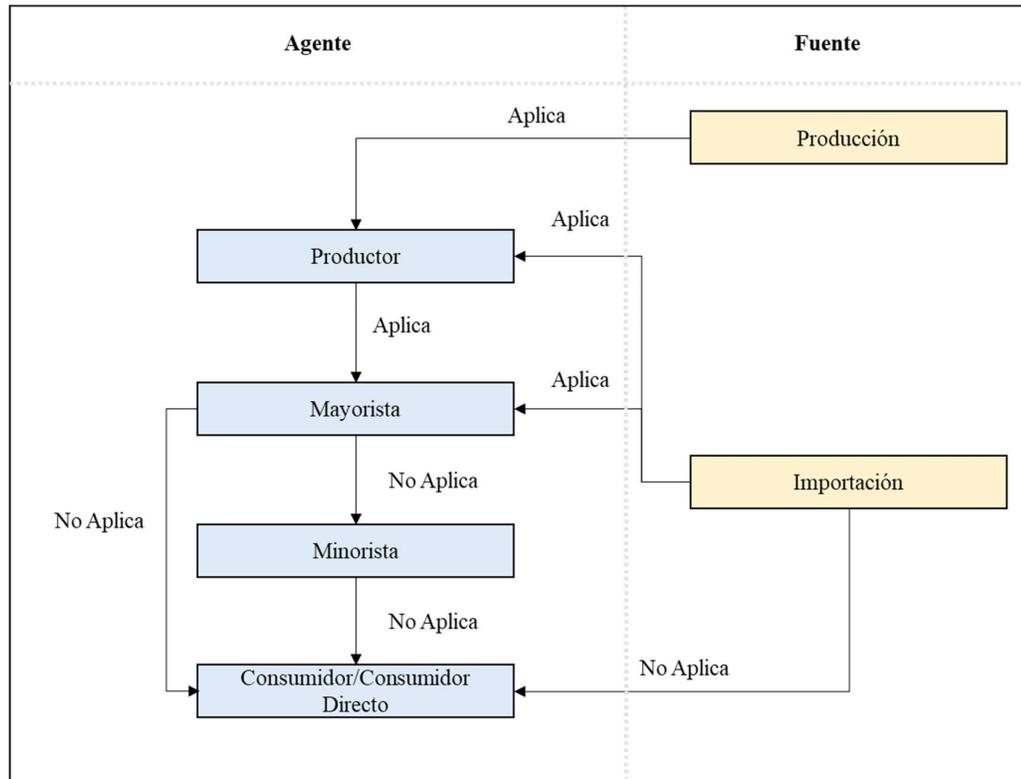
A fin de eliminar esta duplicidad, se propone modificar la definición de los agentes obligados, de tal manera que abarque a todo aquel que introduzca combustibles en el mercado. Así, consideramos que deberían estar obligados a mantener, en todo momento, existencias de seguridad de combustibles líquidos, los siguientes agentes:

- Los productores o importadores de combustibles líquidos, excluyendo las ventas y/o consumos a otros productores o importadores.
- Los distribuidores mayoristas, en la parte de sus ventas y/o consumos en el mercado nacional no suministrado por los productores y/o importadores o por otros distribuidores mayoristas.
- Los consumidores directos, en la parte de su consumo no suministrado por productores y/o importadores o por distribuidores mayoristas.

Cabe señalar que, los distribuidores minoristas no forman parte de esta propuesta debido a que solo pueden comprar los combustibles líquidos a los distribuidores mayoristas.

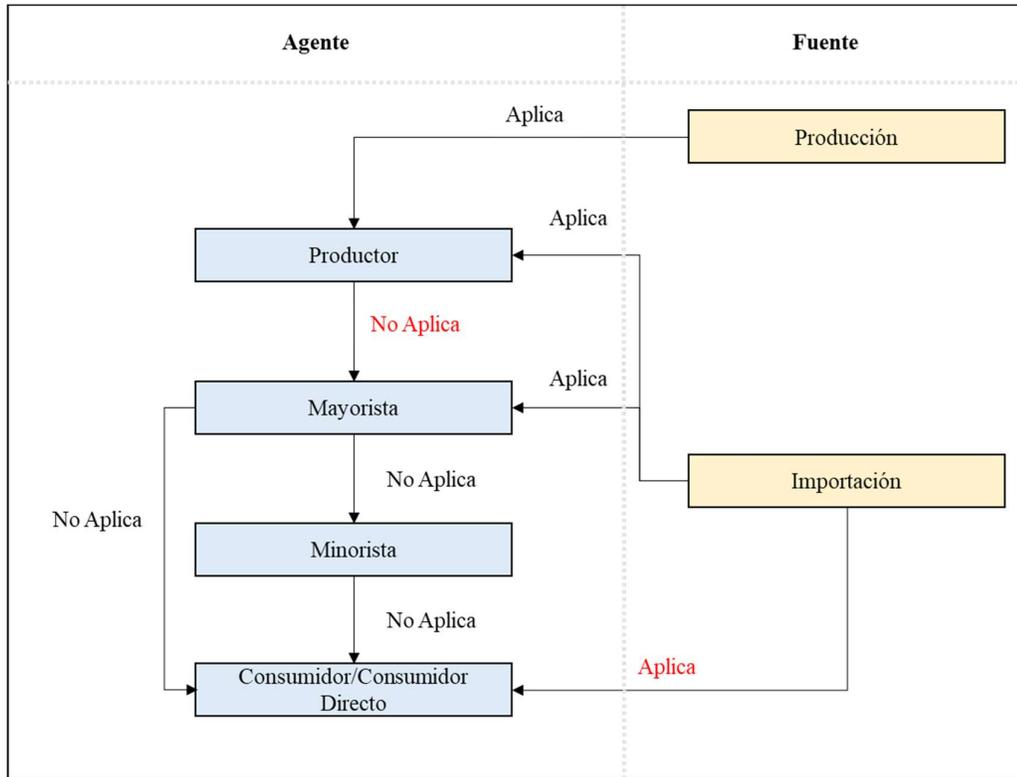
Con este planteamiento se aseguraría un sistema de existencias más eficiente que incluya a todas las fuentes de abastecimiento del mercado, y en el cual la demanda genere sólo una obligación al agente que realice la introducción del combustible en el mercado a través de la producción o importación.

Ilustración 14: Obligación de existencias - actual



Elaboración: Propia

Ilustración 15: Obligación de existencias - propuestas



Elaboración: Propia

5.1.5. Incrementar la confiabilidad de la información del mercado de combustibles.

En la actualidad, OSINERGMIN cuenta con las prerrogativas normativas para el mejor ejercicio de sus funciones de supervisión y fiscalización, pudiendo solicitar información relativa al stock de existencias tanto a productores como a distribuidores mayoristas; sin embargo, pese a que OSINERGMIN tiene una base de datos respecto a esta materia, no se constituye como un centro estadístico de referencia de carácter nacional, pudiéndolo ser.

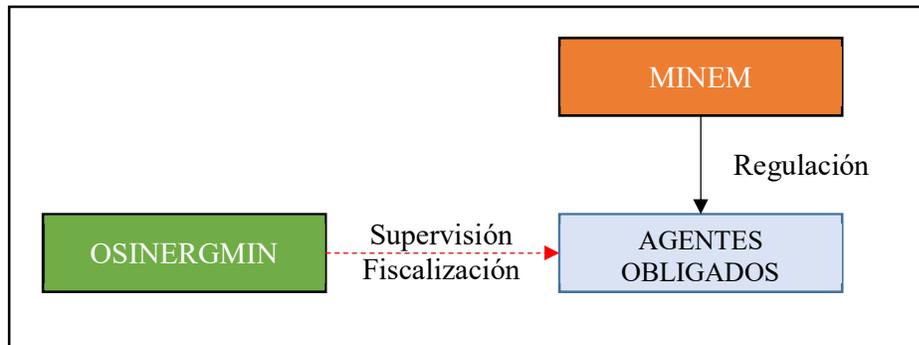
Siendo así, consideramos que, a fin de que se cuente con información actualizada sobre el stock de existencias de hidrocarburos líquidos, OSINERGMIN bien podría constituirse en un referente de información del sector, contribuyendo con la aportación de estadísticas nacionales de carácter oficial, que constantemente se encuentre actualizado y que sea de fácil acceso a cualquier ciudadano.

Un ejemplo de esto lo constituye el CORES en España, que además de tener la responsabilidad de mantener las existencias de productos petrolíferos, GLP y gas natural, es el encargado de proveer de información al sector mediante estadísticas y datos oficiales²¹.

5.2. Selección del Sistema de Gestión de Existencias

El actual sistema de existencias regula que el mantenimiento es obligación de los agentes privados del mercado, productores y distribuidores mayoristas; cumpliendo el Estado las funciones de regulación, supervisión y fiscalización.

Ilustración 16: Sistema de gestión actual



Elaboración: Propia

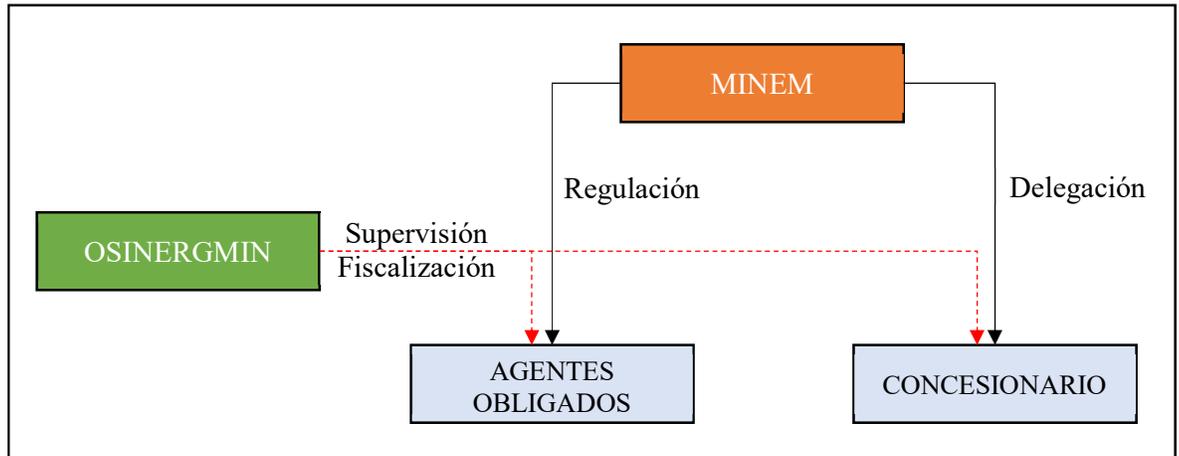
Sin embargo, considerando que dicho sistema actualmente no funciona dentro de parámetros ideales y, teniendo en cuenta que el mantenimiento de existencias forma parte de la política de seguridad energética a cargo del Estado, resulta necesario un mayor involucramiento de éste en la provisión de existencias que garanticen la continuidad de las actividades económicas aún en situaciones de emergencia.

Dicho involucramiento puede gestarse a través de un proceso de concesión, mediante el cual el Estado encargue a un tercero la construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de existencias; o mediante la creación de una “Agencia”, en la cual el Estado delegue la responsabilidad de mantener parte de la obligación de existencias.

²¹ En: <https://www.cores.es/es/cores/actividades>

De las opciones señaladas, consideramos que la más factible de implementar es el de la Concesión, mediante un proceso de Asociación Público Privada (APP), en tanto no implicaría la creación de una nueva entidad que necesariamente requeriría la provisión de fondos públicos para su implementación.

Ilustración 17: Propuesta de sistema de gestión



Elaboración: Propia

Esta propuesta no implica la eliminación de la obligación recaída en los productores y distribuidores mayores, sino un mayor involucramiento del Estado en el mantenimiento de las existencias como parte de la política de seguridad energética nacional bajo su responsabilidad, de tal manera que el sistema esté conformado por aquellas existencias mantenidas por los privados y las mantenidas en nombre del Estado, es decir un sistema de almacenamiento mixto: industria-gubernamental.

Por lo tanto, al requerirse 20 días de existencias para atenuar los riesgos identificados, la responsabilidad del Estado deberá estar destinada a mantener 12 días de existencias a fin de complementar la obligación de los agentes privados de mantener 8 días mínimos de existencias.

Además, esta opción permite que los costos de la seguridad energética, es decir los costos de mantener existencias mínimas, sean transparentes debido a que sería de conocimiento público la propuesta del concesionario, así como la determinación de la retribución que será calculada por OSINERGMIN para la recuperación de la inversión y los gastos de operación y mantenimiento.

5.3. Asociaciones Público Privadas (APP)

Con la finalidad que el Estado tenga la infraestructura y producto correspondiente a 12 días de existencias deberá realizar una planificación de la implementación, para incrementar de manera progresiva esta infraestructura hasta alcanzar la totalidad requerida sin generar un impacto negativo en el mercado, reflejado en los precios de los combustibles líquidos.

El mecanismo seleccionado para la provisión de dicha infraestructura es la APP, la cual es definida por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) como el “(...) conjunto de acuerdos entre entidades públicas y privadas, en los que las primeras delegan a las segundas la realización de una serie de actividades tradicionalmente ejecutadas y/o financiadas por el Estado. En estos acuerdos debe existir una adecuada distribución de riesgos entre las partes.” (BID, 2016, pág. 26).

La principal finalidad de las APP es cerrar la brecha de infraestructura y de servicios públicos existente, la cual implica una limitación para el crecimiento y la competitividad del país, pues ante la falta o escasez de servicios de infraestructura no se logra satisfacer la totalidad de la demanda, provocando con ello la poca o nula calidad del servicio brindado.

Dicha brecha de infraestructura y de servicio público tiene como principal causa el déficit fiscal, por lo que el aumento del nivel de inversión solo podría lograrse mediante una combinación de mayor eficiencia en el planeamiento y en la licitación de proyectos, y el aprovechamiento de nuevas modalidades de financiamiento (BID, 2016, pág. 6).

Conforme a lo anterior, las APP constituyen mecanismos alternativos para la provisión de infraestructura de carácter público y son definidas por nuestra legislación como modalidades de participación de la inversión privada, en las que se incorpora experiencia, conocimientos, equipos, tecnología, y se distribuyen riesgos y recursos, preferentemente privados, con el objeto de crear, desarrollar, mejorar, operar o mantener infraestructura pública y/o proveer servicios públicos bajo los mecanismos contractuales permitidos por el marco legal vigente. Asimismo, a través de las APP

puede darse la prestación de **servicios vinculados a la infraestructura pública y/o servicios públicos** que requiere brindar el Estado²².

Cabe indicar que, en los contratos de APP resultan aplicables los principios de “valor por dinero” y “adecuada distribución de riesgos”, de tal manera que las entidades públicas que participan de los proyectos de APP buscan la combinación óptima entre los costos y la calidad del servicio ofrecido a los usuarios; asimismo, los riesgos deben ser asignados a aquella parte con mayor capacidad para administrarlos²³.

5.3.1. Marco Legal Peruano

El actual marco legal vigente sobre APP se encuentra conformado por:

- Decreto Legislativo N° 1362, Decreto Legislativo que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos.
- Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, aprobado por Decreto Supremo N° 240-2018-EF.

5.3.2. Proceso para la elaboración de una APP de iniciativa Estatal

Las APP pueden elaborarse a partir de una iniciativa estatal o privada. Para el caso en específico de la materia en investigación, nos enfocaremos en el primero, es decir en una APP de iniciativa estatal. Así, de conformidad con el numeral 30.1 del artículo 30 del Decreto Legislativo 1362, las fases de una APP, cualquiera sea su clasificación u origen, son las siguientes: Planeamiento y Programación, Formulación, Estructuración, Transacción y Ejecución Contractual.

²² Numeral 20.2 del Artículo 20 del Decreto Legislativo 1362.

²³ Numeral 4.2 del Artículo 4 del Decreto Legislativo 1362.

Ilustración 18: Fases, Documentos y Actores de la APP



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

a) Fase de Planeamiento y Programación

Esta primera fase comprende la planificación de los proyectos y de los compromisos, firmes o contingentes, correspondientes a APP. Dicha planificación se articula con la Programación Multianual de Inversiones y se materializa en el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas (IMIAPP)²⁴, elaborado por cada entidad pública titular del proyecto, que tiene como finalidad identificar los potenciales proyectos de APP a ser incorporados al proceso de promoción en los siguientes 3 años a su elaboración. Dicho informe tiene una vigencia de 3 años contados a partir de su aprobación²⁵.

El IMIAPP y sus modificaciones y actualizaciones, son aprobadas mediante Resolución Ministerial del sector, Acuerdo de Consejo Regional, Acuerdo de Concejo Municipal o resolución del titular de la entidad pública titular habilitada mediante ley expresa, según corresponda.

De la revisión de los informes multianuales de inversiones en APP del Ministerio de Energía y Minas, correspondientes a los años 2016 y 2017, no se observa ningún proyecto referido al almacenamiento de existencias de hidrocarburos líquidos en general. Sólo existe un proyecto potencial para APP denominado “Proyecto Instalación

²⁴ Artículo 31 del Decreto Legislativo 1362.

²⁵ Numeral 40.2 del Reglamento del Decreto Legislativo 1362.

de Infraestructura de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética” incorporado en los Informes Multianuales del 2016 y 2017, y que a la fecha no ha sido desarrollado por PROINVERSIÓN. Además, en los referidos informes, se menciona el proyecto “Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao” que incluye infraestructura de inventarios de seguridad en estado de Licitación. Sin embargo, ninguno de los proyectos mencionados figura en la página web de PROINVERSIÓN, como proyectos encargados, convocados o por convocar. Para mayor precisión, el segundo proyecto figura como cancelado en la página web de PROINVERSIÓN, desde abril de 2018.

En este sentido, el planteamiento de la tesis es incorporar un proyecto de almacenamiento de hidrocarburos líquidos como reserva energética dentro del Informe Multianual del Ministerio de Energía y Minas, con la finalidad de que esta sea convocada y adjudicada por PROINVERSIÓN.

b) Formulación

Esta fase comprende la realización de los estudios técnicos del proyecto y la estructuración preliminar de la APP en el Informe de Evaluación.

Con la finalidad de: i) definir si es técnica, económica y legalmente conveniente desarrollar el proyecto como APP, ii) estructurar el proyecto y detectar contingencias significativas que pudieran retrasar el proceso de promoción, vinculadas principalmente a aspectos legales, financieros y técnicos, iii) delimitar competencias de gestión de la entidad pública, se plantea la siguiente información que formaría parte del Informe de Evaluación que permitirá la incorporación del proyecto al proceso de promoción.

c) Estructuración de la APP

De acuerdo con la normativa, la fase de estructuración comprende el diseño del proyecto como APP, incluida su estructuración económico-financiera, mecanismo de retribución en caso corresponda, asignación de riesgos y diseño del contrato. La estructuración está a cargo del Organismo Promotor de la Inversión Privada, en coordinación con la entidad pública titular del proyecto, con el organismo regulador, de

corresponder, y con el Ministerio de Economía y Finanzas. Esta fase culmina con la publicación de la versión inicial del Contrato.

d) Fase de Transacción

La fase de Transacción comprende la apertura al mercado del proyecto. El Organismo Promotor de la Inversión Privada elabora la versión final del contrato y solicita las opiniones e informes previos²⁶, recibe y evalúa los comentarios de los postores y determina el mecanismo de adjudicación aplicable, el cual puede ser licitación pública, concurso de proyectos integrales u otros mecanismos competitivos. La fase de Transacción culmina con la suscripción del contrato.

e) Fase de Ejecución Contractual

De conformidad con el Decreto Legislativo N° 1362, la fase de Ejecución Contractual comprende el periodo de vigencia del contrato de APP, bajo responsabilidad de la entidad pública titular del proyecto. Asimismo, comprende el seguimiento y supervisión de las obligaciones contractuales. La fase de Ejecución Contractual culmina con la caducidad del respectivo contrato.

5.3.3. Formulación del proyecto

Con la finalidad de poder elaborar el Informe de Evaluación, a continuación, se propone los siguientes lineamientos:

a) Descripción del proyecto

Nombre del proyecto: Sistema de Almacenamiento de Existencias de GLP y Diésel para el Mercado Nacional.

²⁶ Respecto a las opiniones e informes previos requeridos se encuentran, conforme al numeral 55.1 del artículo 55 del Reglamento del Decreto Legislativo 1362:

1. La opinión favorable de la entidad pública titular del proyecto en el marco de sus competencias, incluyendo la verificación del cumplimiento de las normas del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones según corresponda,
2. La opinión no vinculante del organismo regulador, de corresponder,
3. La opinión previa favorable del MEF, y
4. El informe previo no vinculante de la Contraloría General de la República, el cual se solicita en la oportunidad y sobre las materias reguladas en el párrafo 55.6 del artículo 55.

Entidad Competente: Ministerio de Energía y Minas

Antecedentes: Mediante Decreto Supremo 005-2014-EM, “Reglamento de la Ley N° 29970”, publicado el 07 de febrero de 2014, se determinó que el desarrollo de infraestructura para afianzar el suministro de combustibles líquidos y GLP será conducido por el estado a través de procesos de promoción de la inversión de seguridad energética²⁷.

Área de Influencia: La construcción de almacenamiento se realizará de tal forma que la seguridad energética esté garantizada en todo el territorio nacional.

Objetivos del proyecto:

- Garantizar el continuo abastecimiento de los combustibles Diésel y GLP al Mercado Nacional, evitando la interrupción ante situaciones de emergencia.
- Poner a disposición de los agentes obligados infraestructura de almacenamiento para que puedan almacenar el volumen de diésel y GLP correspondientes a sus obligaciones de existencias.

Clasificación del proyecto: Este proyecto se clasifica como autosostenible debido a que no requiere cofinanciamiento ni una garantía financiera por parte del Estado, debido a que la demanda de combustibles garantizará los ingresos.

Importancia y consistencia del proyecto: Este proyecto tiene consistencia con las prioridades nacionales debido a que el Estado ha creado el sistema de seguridad energética para dotar de instalaciones de almacenamiento consideradas como estratégicas para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.

Diagnóstico de la provisión actual: Los combustibles correspondientes a las existencias mínimas y medias y su infraestructura de almacenamiento correspondiente están a cargo de los agentes obligados, los cuales son empresa

²⁷ Artículo 18 del Decreto Supremo N°005-2014-EM “Aprueban el Reglamento de la Ley 29970 en lo referido al Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos”

privadas tales como los productores y distribuidores mayoristas. La demanda de existencias ha sido establecida como una obligación en la normativa vigente.

b) Evaluación técnica del proyecto

Análisis técnico del proyecto: El desarrollo de este proyecto contempla el diseño, Construcción, Financiamiento, Operación, Mantenimiento y transferencia al término de la concesión de un sistema de almacenamiento de existencias.

Este sistema estará conformado por al menos 3 plantas de abastecimiento de diésel y GLP, las cuales estarán ubicadas en las tres zonas del país (norte, centro y sur). El concesionario deberá realizar una evaluación del comportamiento de los puertos, por ejemplo, número de cierres por oleajes anómalos y la altura sobre el nivel del mar de los terrenos, así como la determinación de la ubicación de las principales demandas con la finalidad de sustentar la ubicación de las nuevas plantas de almacenamiento.

Estas plantas tendrán:

- Zona de almacenamiento con tanques verticales para diésel y esféricos para GLP con una capacidad para mantener existencias que acompañen la demanda.
- Infraestructura marítima para la recepción y despacho desde buques tanques, con un diseño que minimice los cierres de puertos, tal como el uso de una monoboya, calado más profundos para el acoderamiento de los buques de gran capacidad.
- Infraestructura para la recepción y despacho desde camiones cisternas, que cuenten con accesos apropiados para su atención.
- Zona adecuada para el aparcamiento de camiones cisternas.
- Sistema de monitoreo de niveles de tanques y flujos de recepción y despacho; el mismo que deberá tener un enlace con las centrales de información del OSINERGMIN.

Para la ejecución del proyecto, se recomienda el uso de terrenos de propiedad de Petroperú, empresa estatal que podría suscribir un contrato de superficie con la

adjudicataria del proceso de licitación por el mismo tiempo de duración del contrato de concesión. Para tal caso, la entidad promotora (MINEM) deberá contemplar en el Informe de Evaluación la disposición de los terrenos para el desarrollo del proyecto, de conformidad con el numeral 30.3 del artículo 30 del Decreto Legislativo 1362, e instruir posteriormente a Petroperú a la suscripción del o de los contratos de superficie que sean necesarios. Sin perjuicio de ello, es de precisar que el concesionario podría considerar el uso de terrenos diferentes a los propuestos por la entidad promotora, bajo riesgo y responsabilidad de la adquisición y saneamiento de los mismos.

Los terrenos seleccionados deberán contemplar las expansiones futuras a fin de acompañar el crecimiento de la demanda, además se debe considerar un área de amortiguamiento con la finalidad de salvaguardar la seguridad de la infraestructura y posible cercanía con las comunidades.

El diseño y construcción de las plantas deberán contemplar lo establecido en las normas técnicas nacionales e internacionales tales como el Reglamento Nacional de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos y la norma Internacional API 650.

La operación de estas plantas deberá considerar la rotación periódica de los productos con la finalidad de evitar su deterioro, formación de gomas y parafinas, oxidación, estratificación, ente otros.

Evaluación de alternativas: Partiendo del hecho que el país requiere mayor capacidad de almacenamiento de existencias para salvaguardar el abastecimiento de combustibles al mercado nacional, los operadores de las refinerías, plantas de procesamiento y plantas de abastecimiento existentes deberán incrementar la cantidad de tanques de diésel y GLP de manera progresiva hasta cubrir la obligación de mantener 20 días mínimos.

Análisis preliminar de los niveles de servicio: El concesionario deberá de asegurar la implementación del plan de crecimiento de infraestructura y su producto asociado para poder cumplir con la cantidad de días equivalentes de existencias, lo

cual, deberá realizar en concordancia con los estándares internacionales de diseño y construcción.

Este plan contempla la construcción inicial de una capacidad de almacenamiento para 4 días de la demanda nacional, así como un incremento en el año cuatro y otro en el año ocho de la concesión, llegando a alcanzar los 8 y 12 días de la demanda nacional respectivamente. El volumen para estas etapas será determinado por OSINERGMIN por lo menos con 2 años de anticipación al año requerido.

El concesionario deberá asegurar que las existencias se encuentren a la entera disposición en caso ocurra alguna emergencia en el mercado nacional que afecte el normal abastecimiento.

Las facilidades de despacho deberán estar diseñadas y construidas para un flujo el cual permita entregar los combustibles a los usuarios en la misma cantidad de días de almacenamiento que tenga obligado en dicho momento. Este despacho deberá realizarse de acuerdo al procedimiento de priorización que establezca el Ministerio de Energía y Minas, el cual deberá contemplar la forma y plazos en que los agentes que reciban las existencias repongan las mismas cantidades al concesionario, caso contrario se apliquen penalidades por incumplimiento correspondientes.

c) Análisis de brechas de recursos

Análisis de la demanda: Como se señaló en el capítulo anterior, el mercado de combustibles tiene riesgos operativos que genera que los usuarios demanden una seguridad en el abastecimiento del mercado. En ese sentido, los consumidores de combustibles líquidos demandan un servicio de mantenimiento de existencias.

Por lo tanto, de acuerdo a la evaluación del mercado de combustibles, realizada en el Capítulo III, la proyección de la demanda de diésel y GLP para el periodo de concesión es la siguiente:

Tabla 30: Demanda Proyectada para Diésel y GLP

Combustible	Demanda Proyectada (MBDC)					
	2021	2025	2029	2033	2037	2041
Diésel	136	159	186	218	256	300
GLP	67	81	99	120	146	178

Elaboración: Propia

Tabla 31: Demanda Proyectada por Zona para Diésel y GLP

Combustible	Zona	Demanda Proyectada (MBDC)					
		2021	2025	2029	2033	2037	2041
Diésel	Zona Norte	29	33	39	46	54	63
	Zona Centro	73	86	101	118	138	162
	Zona Sur	34	40	47	55	64	75
	Total	136	159	186	218	256	300
GLP	Zona Norte	14	17	21	25	31	37
	Zona Centro	36	44	53	65	79	96
	Zona Sur	17	20	25	30	37	44
	Total	67	81	99	120	146	178

Elaboración: Propia

En función a la demanda proyectada de combustibles, se ha determinado la demanda del servicio de mantenimiento de existencias la misma que se muestra a continuación:

Tabla 32: Proyección de Infraestructura para el Mantenimiento de Existencias de Diésel y GLP (MB)

Año	Diésel			GLP		
	Producto	Infraestructura incremental	Infraestructura proyectada	Producto	Infraestructura incremental	Infraestructura proyectada
2021	0	673	673	0	355	355
2022	598		673	306		355
2023	622		673	322		355
2024	647		673	338		355
2025	673	903	1,576	355	509	864
2026	1,400		1,576	745		864
2027	1,456		1,576	783		864
2028	1,515		1,576	822		864
2029	1,576	1,194	2,771	864	713	1,577
2030	2,460		2,771	1,361		1,577
2031	2,559		2,771	1,429		1,577

Año	Diésel			GLP		
	Producto	Infraestructura incremental	Infraestructura proyectada	Producto	Infraestructura incremental	Infraestructura proyectada
2032	2,663		2,771	1,501		1,577
2033	2,771	478	3,248	1,577	342	1,919
2034	2,883		3,248	1,656		1,919
2035	3,000		3,248	1,740		1,919
2036	3,122		3,248	1,827		1,919
2037	3,248	561	3,810	1,919	417	2,336
2038	3,380		3,810	2,016		2,336
2039	3,518		3,810	2,118		2,336
2040	3,661		3,810	2,224		2,336
2041	3,810		3,810	2,336		2,336

Elaboración: Propia

Proyección anual de los ingresos: El concesionario percibirá los ingresos necesarios para cubrir la inversión en infraestructura, los costos de los combustibles y los gastos de operación y mantenimiento, en este sentido y en función a la proyección explicada en el párrafo anterior se deberán tener los siguientes ingresos:

Tabla 33: Proyección de Ingresos (MMUSD)

Año	Diésel	GLP	Total
2022	62	66	128
2023	64	69	133
2024	66	71	137
2025	69	73	142
2026	71	76	147
2027	73	79	152
2028	76	82	158
2029	79	84	163
2030	82	87	169
2031	85	91	175
2032	88	94	182
2033	91	97	188
2034	94	101	195
2035	98	105	203
2036	102	109	211
2037	105	113	218
2038	109	117	226
2039	113	122	235
2040	118	126	245
2041	122	131	253

Elaboración: Propia

Estimación de inversión y costos de operación y mantenimiento:

Para determinar la inversión de las plantas de abastecimiento se ha tomado en cuenta:

- Ratio para la construcción de un tanque de acuerdo a Richardson Construction Estimating Standars.
- Ratio para la construcción de un tanque esférico de acuerdo a los montos de referencia de la última licitación realizada por la empresa Estatal del país.
- Ratios para la construcción de obras complementarias de acuerdo a las últimas plantas de abastecimiento en construcción.

Tabla 34: Precio Unitario para para la construcción de una planta de diésel

Descripción	PU (USD/BL)	%
Tanques de almacenamiento	63.00	57%
Trabajos Civiles	15.57	14%
Instalaciones electromecánicas	3.31	3%
Instalaciones marítimas	12.19	11%
Instalaciones de servicios	1.64	1%
Utilidad del contratista	11.13	10%
Supervisión	4.45	4%
Total	111.29	100%

Elaboración: Propia

Tabla 35: Precio Unitario para para la construcción de una planta de GLP

Descripción	PU (USD/BL)	%
Tanque	222.73	67%
Trabajos Civiles	47.67	14%
Instalaciones electromecánicas	10.13	3%
Instalaciones de servicios	5.03	2%
Utilidad de la contratista	33.24	10%
Supervisión	13.63	4%
Total	332.44	100%

Elaboración: Propia

Por lo tanto, considerando la proyección de infraestructura necesaria y los precios unitarios antes indicados, la inversión estimada del proyecto durante el periodo de concesión sería la siguiente:

Tabla 36: Estimación de inversión para Diésel y GLP (MMUSD)

Combustible	2021	2025	2029	2033	2037
Diésel	78	112	157	66	83
GLP	123	188	279	142	184
Total	202	299	436	209	267

Elaboración: Propia

Adicionalmente, el concesionario deberá considerar el costo de los combustibles necesarios para cubrir la obligación de mantener las existencias de manera progresiva y acompañando la demanda. Para ello se consideraron los precios de

lista de combustibles publicados por Petroperú para el mes de diciembre del 2018: 105.27 USD/Bl para diésel y 45.70 USD/Bl²⁸.

Tabla 37: Estimación de inversión en combustibles (MMUSD)

Combustible	2021	2025	2029	2033	2037
Diésel	64	81	103	14	17
GLP	14	19	25	4	5
Total	79	100	128	18	22

Elaboración: Propia

Los costos de operación y mantenimiento se han determinado en función a un porcentaje de los ingresos, el mismo que oscila entre 5 y 7%, considerándose para el presente análisis 6%.

Tabla 38: Costos de Operación y Mantenimiento (MMUSD)

Combustible	2022	2026	2030	2034	2038
Diésel	3.6	4.2	4.9	5.8	6.8
GLP	3.6	4.4	5.3	6.5	7.9
Total	7.2	8.6	10.2	12.3	14.7

Elaboración: Propia

Mecanismo de recuperación de las inversiones: De acuerdo a la definición de Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos establecida en la Ley 29852, este proyecto de almacenamiento de existencias formaría parte de dicho sistema al dotar de infraestructura para brindar seguridad al sistema energético, asegurando el abastecimiento de combustibles al país.

En ese sentido, el Ministerio de Energía y Minas deberá priorizar la ejecución de este proyecto mediante un Decreto Supremo, y posterior encargo a PROINVERSIÓN.

Por lo tanto, este proyecto tendrá el beneficio de recuperación de sus inversiones, así como gastos de operación y mantenimiento, a través del cargo tarifario SISE, el mismo que deberá ser aprobado por OSINERGMIN al igual que sus transferencias y liquidaciones correspondientes. Cabe señalar que, los montos antes mencionados,

²⁸ Tipo de cambio considerado: 3.33 PEN/USD

corresponde a la propuesta ganadora del concurso promocionado por PROINVERSIÓN.

Este esquema de retribución también será empleado para el reconocimiento de las inversiones incrementales que el concesionario deberá ejecutar en los años 4 y 8 de la concesión, así como, los gastos de operación y mantenimiento incrementales en los que incurrirá el concesionario a partir de la puesta en operación de esta infraestructura. En este caso, los montos serán verificados y validados al procedimiento determinado por OSINERGMIN.

Evaluación Económica y Financiera: Para la evaluación de este proyecto se ha tomado en cuenta el monto de inversión de la infraestructura y producto y los costos de operación y mantenimiento explicados en los párrafos precedentes. Así mismo, se ha considerado lo siguiente:

Tabla 39: Datos para Evaluación Económica y Financiera

Descripción	Dato
Periodo de concesión (años)	20
Impuesto a la Renta	29.5%
% de deuda	60.0%
Tasa de interés	6.0%
Plazo de endeudamiento(años)	10
Tasa de Actualización del Estado	12.0%
KOA	11.5%
WACC	7.1%
Inflación	1.5%
TC (sol/dólar)	3.33

Elaboración: Propia

El Costo de Oportunidad del Accionista (KOA) se ha estimado en función a los costos de oportunidad de empresas comercializadoras de hidrocarburos que oscila entre 10 y 12%, tomándose como referencia para esta evaluación un 11.5%.

Evaluación financiera para el sistema de gestión de diésel

Item	Descripción	días	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365		
		Nº de año	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20	20	20	20
		Dato/Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2041	2041	2041	2041
3	Ingresos (MMUSD)			-	-	47.3	48.9	50.7	52.3	54.2	56.1	58.3	60.2	62.4	64.6	67.2	69.5	72.1	74.8	77.8	80.5	83.5	86.7	90.3	93.5				
	Total Egresos Operativos			-	-	-2.8	-2.9	-3.0	-3.1	-3.3	-3.4	-3.5	-3.6	-3.7	-3.9	-4.0	-4.2	-4.3	-4.5	-4.7	-4.8	-5.0	-5.2	-5.4	-5.6				
5	EBITDA			-	-	44.5	46.0	47.7	49.2	50.9	52.7	54.8	56.6	58.6	60.8	63.2	65.3	67.7	70.3	73.1	75.7	78.5	81.5	84.9	87.9				
6	EBIT			-	-	35.9	37.4	39.1	40.6	31.2	33.0	35.0	36.8	23.2	25.3	35.6	38.5	34.3	36.8	50.8	53.4	47.9	50.9	69.9	57.3				
8	Flujo de caja Operativo			-	-	33.9	35.0	36.2	37.2	41.7	43.0	44.4	45.7	51.8	53.3	52.7	54.0	57.6	59.4	58.1	59.9	64.4	66.5	64.2	71.0				
	Total de inversiones		-	-7.8	-144.9	-2.7	-2.8	-3.0	-192.9	-6.5	-6.8	-7.1	-259.4	-11.8	-12.4	-13.0	-80.2	-14.4	-15.2	-15.9	-99.7	-17.6	-18.6	-19.5	448.6				
	Flujo de IGV		-	-	-25.7	25.7	-	-	-34.7	34.7	-	-	-46.7	46.7	-	-	-14.4	14.4	-	-	-17.9	17.9	-	-	-				
11	Flujo de caja Económico		-	-7.8	-170.6	56.9	32.1	33.2	-190.4	70.0	36.2	37.3	-260.4	86.7	40.9	39.6	-40.6	57.6	44.2	42.2	-57.7	64.7	47.9	44.8	519.6				
12	Servicio de Deuda Neto																												
	Desembolso Deuda				87.0	-	-	-	115.7	-	-	-	156.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
	Amortización Deuda				-	-6.6	-7.0	-7.4	-7.9	-17.1	-18.1	-19.2	-20.4	-33.5	-35.5	-25.8	-27.3	-29.0	-30.7	-16.8	-17.8	-18.9	-20.0	0	0				
	Intereses * (1 - t)				-	-3.7	-3.4	-3.1	-2.8	-7.4	-6.6	-5.9	-5.0	-10.8	-9.4	-7.9	-6.8	-5.6	-4.4	-3.1	-2.4	-1.6	-0.8	0	0				
	Servicio de Deuda Neto		-	-	87.0	-10.3	-10.4	-10.5	105.1	-24.5	-24.8	-25.1	130.8	-44.3	-44.8	-33.7	-34.1	-34.6	-35.1	-19.9	-20.2	-20.5	-20.9	0	0				
13	Flujo de Caja Financiero		-	-7.8	-83.6	46.6	21.7	22.7	-85.3	45.5	11.4	12.2	-129.6	42.4	-4.0	6.0	-74.8	23.0	9.1	22.3	-77.9	44.1	27.1	44.8	519.6				
	TIRf	9.83%																											
	VANf	44,014																											
14	Deuda																												
	Monto de deuda				87.0				115.7				156.2																
	Cuota de deuda				11.8				15.7				21.2																
	Saldo Inicial					87.0	80.4	73.4	66.0	173.8	156.7	138.6	119.4	255.2	221.8	186.3	160.5	133.2	104.3	73.6	56.7	38.9	20.0	0	0				
	Intereses					5.2	4.8	4.4	4.0	10.4	9.4	8.3	7.2	15.3	13.3	11.2	9.6	8.0	6.3	4.4	3.4	2.3	1.2	0	0				
	Amortización					6.6	7.0	7.4	7.9	17.1	18.1	19.2	20.4	33.5	35.5	25.8	27.3	29.0	30.7	16.8	17.8	18.9	20.0	0	0				
	Saldo Final					80.4	73.4	66.0	58.1	156.7	138.6	119.4	99.0	221.8	186.3	160.5	133.2	104.3	73.6	56.7	38.9	20.0	0	0	0				

Evaluación económica para el sistema de gestión de GLP

Item	Descripción	días Nº de año Dato/Año	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2041
1	Demanda (MBDC)					292	302	312	323	335	346	359	372	385	399	414	429	445	462	479	497	516	535	556	577	
	Demanda (MBLS)			-	-	106,620	110,241	114,339	117,983	122,116	126,433	131,300	135,646	140,559	145,685	151,447	156,612	162,432	168,497	175,302	181,419	188,293	195,454	203,473	210,693	
2	RPI (USD/BL)			0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	0.502	
3	Ingresos (MMUSD)			-	-	53.5	55.3	57.4	59.2	61.3	63.4	65.9	68.1	70.5	73.1	76.0	78.6	81.5	84.5	88.0	91.0	94.5	98.1	102.1	105.7	
4	Egresos Operativos																									
	Operación y Mantenimiento	5%		-	-	-2.7	-2.8	-2.9	-3.0	-3.1	-3.2	-3.3	-3.4	-3.5	-3.7	-3.8	-3.9	-4.1	-4.2	-4.4	-4.6	-4.7	-4.9	-5.1	-5.3	
	Gastos Administrativos	1%		-	-	-0.5	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.9	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-1.1	
	Total Egresos Operativos			-	-	-3.2	-3.3	-3.4	-3.6	-3.7	-3.8	-4.0	-4.1	-4.2	-4.4	-4.6	-4.7	-4.9	-5.1	-5.3	-5.5	-5.7	-5.9	-6.1	-6.3	
5	EBITDA			-	-	50.3	52.0	53.9	55.6	57.6	59.6	61.9	64.0	66.3	68.7	71.4	73.9	76.6	79.5	82.7	85.6	88.8	92.2	96.0	99.4	
	Depreciación	10		-	-	-12.3	-12.3	-12.3	-12.3	-31.1	-31.1	-31.1	-31.1	-59.0	-59.0	-46.7	-46.7	-60.9	-60.9	-42.2	-42.2	-60.5	-60.5	-32.6	-60.5	
	Amortización	10		-	-	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	
6	EBIT			-	-	37.3	39.0	41.0	42.7	25.9	27.9	30.2	32.2	6.6	9.0	24.1	27.2	15.7	18.5	40.5	43.4	28.3	31.6	63.3	38.8	
	Impuesto a la Renta			-	-	-11.0	-11.5	-12.1	-12.6	-7.6	-8.2	-8.9	-9.5	-2.0	-2.7	-7.1	-8.0	-4.6	-5.5	-12.0	-12.8	-8.3	-9.3	-18.7	-11.5	
7	Net Income			-	-	26.3	27.5	28.9	30.1	18.2	19.7	21.3	22.7	4.7	6.4	17.0	19.1	11.0	13.1	28.6	30.6	19.9	22.3	44.7	27.4	
	Depreciación			-	-	12.3	12.3	12.3	12.3	31.1	31.1	31.1	31.1	59.0	59.0	46.7	46.7	60.9	60.9	42.2	42.2	60.5	60.5	32.6	60.5	
	Amortización			-	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
8	Flujo de caja Operativo			-	-	39.3	40.5	41.8	43.0	50.0	51.4	53.0	54.5	64.3	66.0	64.3	65.9	72.0	74.0	70.7	72.8	80.5	82.8	77.3	87.9	
9	Inversiones																									
	Tanaje			-	-	355	-	-	-	509	-	-	-	713	-	-	-	342	-	-	-	417	-	-	-	
	Gastos Pre-Operativos	5.00%		-6.2																						
	Costo unitario (USD/BL)	332.44	337.43	342.49	347.62	352.84	358.13	363.50	368.96	374.49	380.11	385.81	391.60	397.47	403.43	409.48	415.63	421.86	428.19	434.61	441.13	447.75	454.46	461.28	468.20	
	Capex	1.50%		-	-	-123.4	-	-	-	-187.8	-	-	-	-279.3	-	-	-	-142.3	-	-	-	-183.9	-	-	-	
	Combustible almacenado			-	-	306	322	338	355	745	783	822	864	1,361	1,429	1,501	1,577	1,656	1,740	1,827	1,919	2,016	2,118	2,224	2,336	
	Combustible incremental			-	-	306	15	16	17	391	38	39	41	497	69	72	76	79	83	88	92	97	102	107	112	
	Precio de combustible (USD/BL)	1.00%	46	46	47	47	48	48	49	49	49	50	50	51	51	52	53	53	54	54	55	55	56	56	56	
	Inversión en combustible			-	-	-14.3	-0.7	-0.8	-0.8	-18.9	-1.8	-2.0	-2.1	-25.1	-3.5	-3.7	-3.9	-4.2	-4.4	-4.7	-5.0	-5.3	-5.6	-5.9	-6.3	
	Valor final del combustible																								119.0	
	Capital de Trabajo	5%		-	-	-2.7	-2.8	-2.9	-3.0	-3.1	-3.2	-3.3	-3.4	-3.5	-3.7	-3.8	-3.9	-4.1	-4.2	-4.4	-4.6	-4.7	-4.9	-5.1	-5.3	
	Capital de Trabajo Incremental			-	-	-2.7	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	5.3	
	Total de inversiones			-	-6.2	-140.3	-0.8	-0.9	-0.9	-206.8	-1.9	-2.1	-2.2	-304.5	-3.6	-3.9	-4.1	-146.6	-4.6	-4.9	-5.1	-189.3	-5.8	-6.1	-6.5	124.3
10	IGV																									
	Egresos en IGV de la inversión			-	-	-24.8				-37.2				-54.8			-26.4				-34.0					
	Devolución anticipada del IGV			-	-	24.8				37.2				54.8			26.4				34.0					
	Flujo de IGV			-	-	-24.8	24.8	-	-	-37.2	37.2	-	-	-54.8	54.8	-	-	-26.4	26.4	-	-	-34.0	34.0	-	-	
11	Flujo de caja Económico			-	-6.2	-165.1	63.2	39.6	40.9	-201.0	85.2	49.3	50.8	-304.9	115.5	62.2	60.3	-107.2	93.8	69.1	65.6	-150.6	108.7	76.7	70.8	212.2
	TIRe	6.80%																								

Se ha realizado la evaluación económica con el objetivo que la TIR antes de impuestos sea equivalente a la Tasa de Actualización del Estado (12%), con la finalidad de determinar los ingresos requeridos por el concesionario para recuperar la inversión y los costos de operación y mantenimiento, y que definirán los cargos que se deberán asignar a los combustibles.

Gráfica 44: Cargos calculados para los combustibles

Descripción	Diésel	GLP	Total
USD/Barril	0.524	0.592	1.116
USD/Galón	0.012	0.014	0.027
PEN/Galón	0.042	0.047	0.088

Elaboración: Propia

El cargo que deberán pagar todos los usuarios del mercado de combustibles para incrementar la seguridad del abastecimiento será de 8.8 céntimos de sol por galón, el mismo que se aplicaría a todos los tipos de combustibles, teniendo el siguiente impacto por el incremento en el precio final de los combustibles:

Gráfica 45: Impacto del cargo en el precio final de los combustibles

Producto	Precio Consumidor final (PEN/GLN)	Cargo con IGV	%
Gasohol 90	11.3	0.088	0.78%
Gasohol 95	12.2	0.088	0.73%
Diésel	12.3	0.088	0.72%
GLP Automotriz	6.05	0.088	1.46%
GLP Envasado	6.88	0.088	1.29%

Elaboración: Propia

Como se puede observar, para el caso de las gasoholes y diésel no habría mayor impacto debido a que el incremento sería como máximo de 0.78%, sin embargo, para el caso del GLP se tendría un incremento de 1.29% y 1.46% para el envasado y automotriz respectivamente. En el caso del GLP envasado de uso doméstico (10 kg) el cual tiene un precio promedio de 34 soles, el incremento sería de 43.7 céntimos de sol.

Considerando que este análisis ha tenido como resultado una TIR financiera mayor a 10%, se espera que los inversionistas propongan un costo de servicio por debajo del planteado en el presente estudio, con lo cual se tendría un cargo inferior y por ende un impacto menos significativo.

CAPÍTULO VII

6. CONCLUSIONES

- En el Perú, la demanda de combustibles líquidos ha tenido un crecimiento sostenido en los últimos 15 años, centrada principalmente en los sectores económicos de transporte y residencial, siendo el diésel y el GLP los combustibles de mayor consumo.
- La obligación actual de existencias exigida a los agentes privados no tiene una base técnica para la determinación de los días necesarios de almacenamiento, contempla días medios que no aseguran inventarios permanentes en caso de emergencias y para el caso del GLP está exonerada de cumplimiento desde su emisión, lo que hace es necesario realizar precisiones a la normativa vigente.
- La política de seguridad energética de los países analizados obliga a los agentes privados a mantener las existencias de combustibles y en otros casos el Estado comparte dicha responsabilidad a través de una Agencia. Esta obligación considera un *número mínimo de días* en base a un análisis de los riesgos de su mercado y a los requerimientos exigidos por la AIE y la OCDE.
- Los principales riesgos que podrían generar un desabastecimiento del mercado de combustibles son: i) los cierres de puertos por oleajes anómalos que impiden la recepción o despacho de combustibles en las instalaciones portuarias; ii) fallas en los ductos o plantas del sistema de transporte del Camisea que interrumpirían el abastecimiento de líquidos gas natural a la Planta de Fraccionamiento de Pisco; y iii) fenómenos naturales como los sismos y el fenómeno de El Niño, los cuales podrían afectar la infraestructura vial e incluso la operatividad de las plantas de procesamiento y almacenamiento de combustibles.
- En caso la infraestructura de una refinería o planta de procesamiento sufra un daño como consecuencia de un fenómeno natural, se interrumpiría el abastecimiento por lo menos en el número de días equivalente a una importación de emergencia, lo cual sería un aproximado de 14 días. Si en adición a eso, no se puede atender los buques tanques con el producto de importación por oleajes anómalos, lo cual podría ascender a 6 días, se estaría ante un evento que

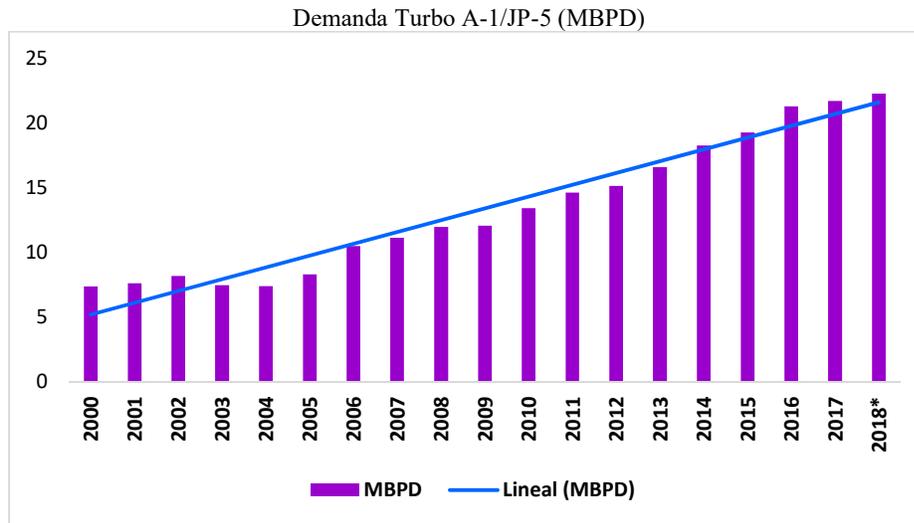
requeriría de 20 días mínimos de existencias para no interrumpir el abastecimiento del mercado.

- El Estado debería tener una política pública de seguridad energética que permita garantizar la cantidad mínima de existencias de combustibles para cubrir los riesgos del mercado, es decir 20 días mínimos, y no solo 5 días mínimos para el caso del diésel, como es la obligación actual y que viene fiscalizando OSINERGMIN.
- La política de seguridad energética referente a existencias de combustibles no ha promovido que los agentes privados desarrollen infraestructura de almacenamiento que acompañe el crecimiento de la demanda de combustibles. Por lo que, el Estado debería adoptar una nueva política en el cual se elimine la obligación de los 15 días promedio e incremente de 5 a 8 días mínimo de existencias a ser cubiertas por la industria. Asimismo, esta nueva política deberá involucrar al Estado en el mantenimiento de existencias, cubriendo los 12 días mínimos restantes, asegurando el abastecimiento en caso de emergencia y el sinceramiento del costo de la seguridad energética.
- De este modo, la política de existencias debería ser fortalecida incorporando la obligación en normas con rango de ley, con lineamientos que involucren al Estado y corrijan las actuales deficiencias, incorporando a todos los agentes con una obligación precisa que evite la duplicidad de existencias para una misma demanda y reforzando las funciones de OSINERGMIN, a fin de centralizar y uniformizar la información del mercado.
- Una intervención efectiva y transparente del Estado, como parte de la política de seguridad energética, se podría dar a través de la promoción de una APP, encargando el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y mantenimiento de parte de las existencias a un operador privado, el mismo que estaría supervisado por el MINEM y fiscalizado por el OSINERGMIN. Esto no exime a los agentes privados de su obligación de mantener un número mínimo de existencias que establezca el nuevo sistema de gestión.
- Con la adopción de este nuevo sistema, el Estado recogería una práctica institucional impartida por el OCDE: el Estado asegura, pero no gestiona.

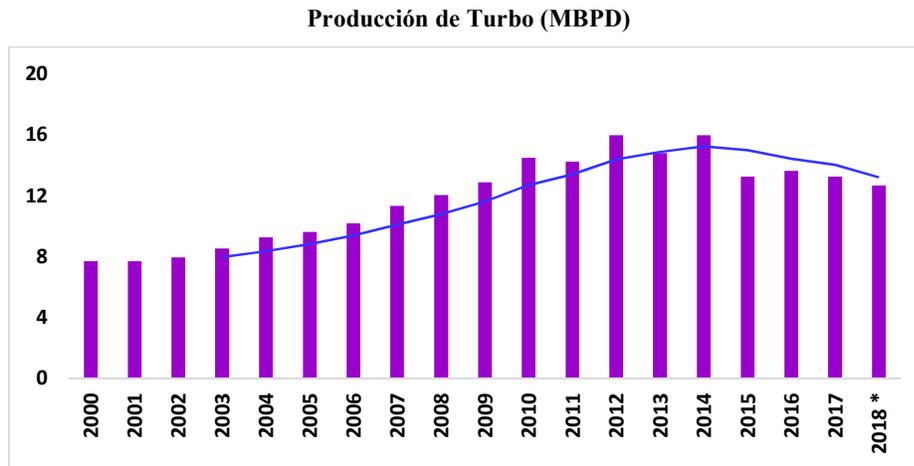
Asimismo, el proyecto planteado sería de carácter autosostenible, en tanto no implicaría un financiamiento por parte del Estado y sus costos estarían cubiertos por la demanda.

ANEXOS

Anexo 1: Gráficos adicionales para el análisis de mercado

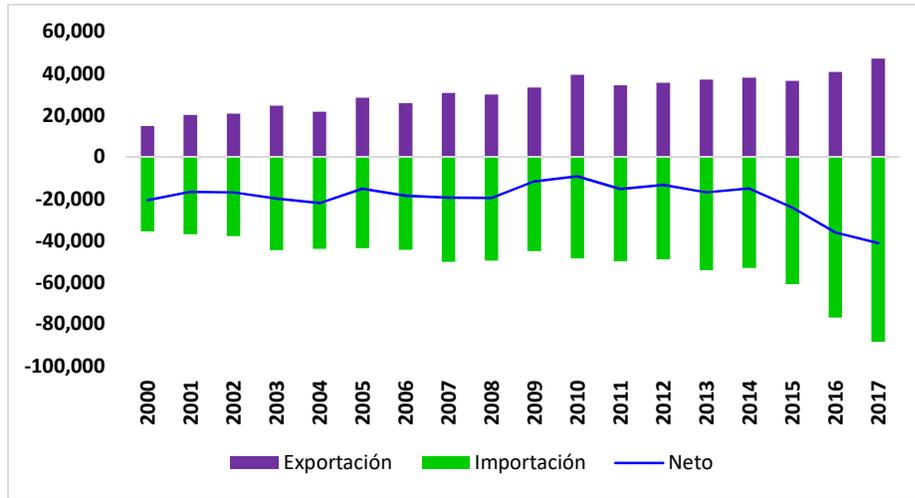


Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia



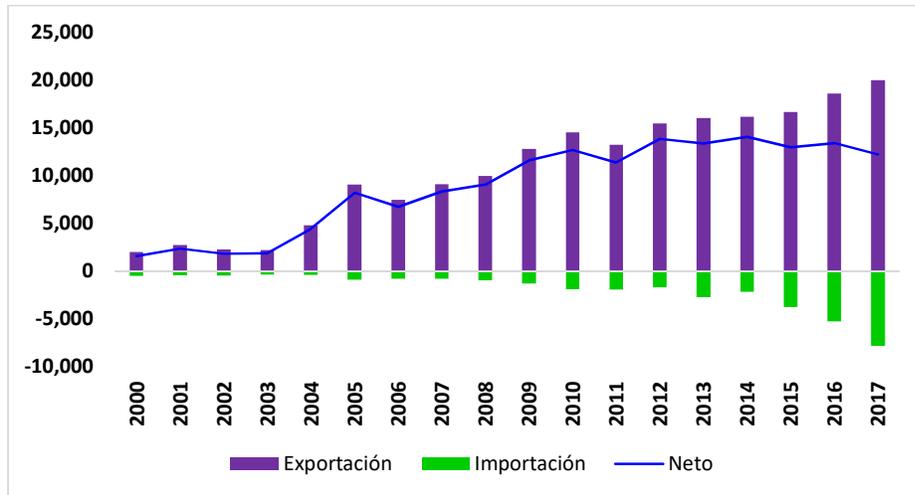
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Balanza Comercial de Hidrocarburos Líquidos sin NLG (MB)



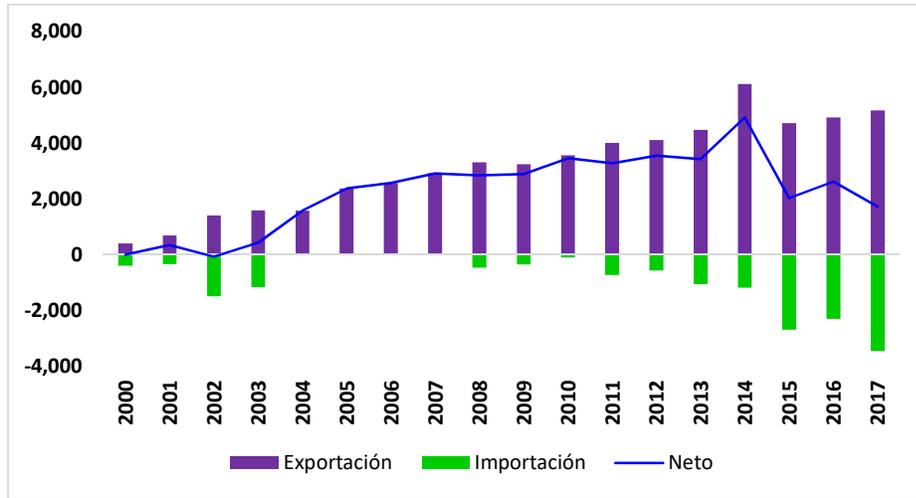
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Balanza Comercial de Gasolinas/Nafta (MB)



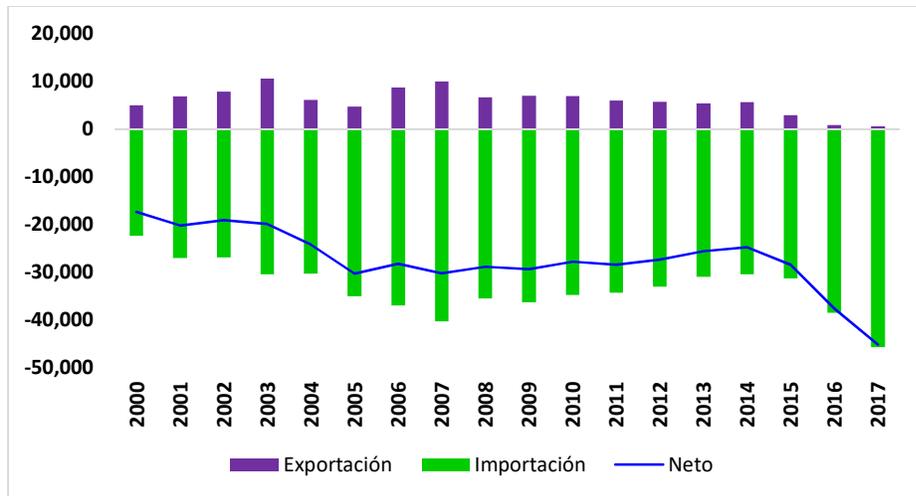
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Balanza Comercial de Keroturbo (MB)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Balanza Comercial de Petróleo Crudo (MB)



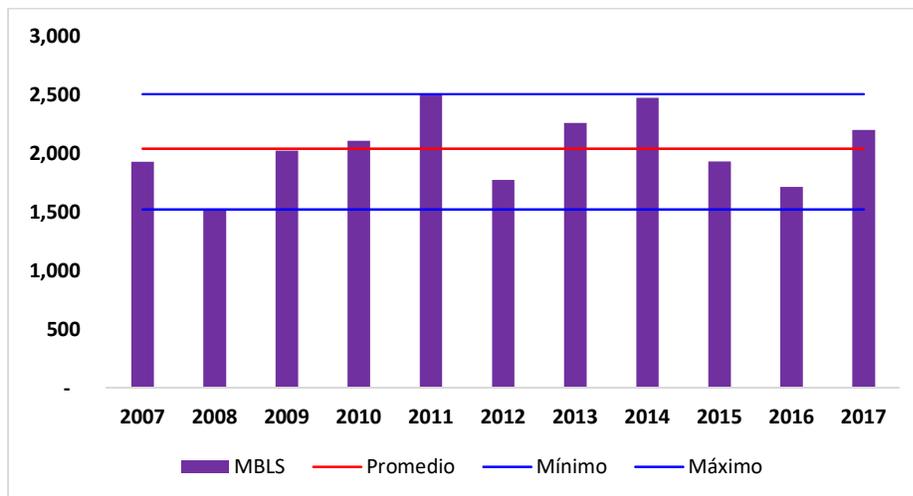
Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Mapa de Distribución de Plantas de Abastecimiento de Combustibles Líquidos



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Inventario de crudo en refinерías Inventario de Crudo en Refinería (MB)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Mapa de Ubicación Promedio de Distribución de Inventario de Crudos en Refinerías (2007 al 2017)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MINEM / OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Anexo 2: Información histórica para el análisis de demanda

Año	Demanda Histórica en MBDC				
	Combustibles	Diesel	Gasolinas	GLP	Turbo
1991	106.40	31.14	25.80	5.93	5.70
1992	113.84	39.01	25.69	6.26	5.73
1993	113.62	38.57	25.17	6.58	6.12
1994	121.64	44.22	26.01	7.45	6.65
1995	138.15	52.02	27.33	8.51	8.64
1996	144.16	53.13	28.72	8.72	9.72
1997	138.81	53.54	27.83	9.35	9.31
1998	144.60	55.14	27.72	11.06	9.05
1999	147.25	58.18	27.78	12.87	8.24
2000	141.72	54.80	25.42	13.55	7.37
2001	133.17	50.09	23.04	14.10	7.65
2002	138.49	49.25	23.15	16.06	8.16
2003	135.17	54.25	21.81	17.55	7.46
2004	145.21	63.74	21.75	18.28	7.37
2005	136.62	58.63	19.95	21.40	8.29
2006	135.71	59.64	19.98	23.60	10.47
2007	142.15	64.90	21.04	26.45	11.12
2008	157.07	72.91	21.67	30.35	11.98
2009	163.57	77.33	25.94	32.67	12.09
2010	174.40	83.44	28.56	36.32	13.45
2011	195.54	94.15	31.76	40.52	14.65
2012	200.98	97.73	33.19	44.27	15.18
2013	214.89	102.42	35.27	49.20	16.62
2014	212.31	100.10	37.00	49.98	18.32
2015	227.53	108.63	41.01	51.70	19.29
2016	242.63	113.36	45.83	54.70	21.33
2017	245.92	115.79	47.78	57.56	21.77

Fuente: OSINERGMIN / MINEM

Elaboración: Propia

Año	Producción Histórica en MB				
	Diésel	Gasolina	GLP	Petróleo Industrial	Turbo
2000	12,371	9,299	3,130	18,382	2,822
2001	13,476	8,646	2,945	19,256	2,807
2002	13,706	8,414	3,082	17,576	2,902
2003	13,866	8,408	3,065	17,836	3,115
2004	14,632	8,197	4,687	17,490	3,390
2005	16,846	7,321	8,780	17,766	3,509
2006	17,598	7,457	9,241	14,712	3,722
2007	19,018	7,979	9,280	14,669	4,144
2008	19,519	7,903	10,561	13,874	4,416

Año	Producción Histórica en MB				
	Diésel	Gasolina	GLP	Petróleo Industrial	Turbo
2009	25,819	9,271	15,338	10,263	4,703
2010	30,807	10,572	17,119	10,123	5,290
2011	30,979	10,443	16,731	9,207	5,200
2012	28,798	10,782	18,046	7,104	5,851
2013	25,884	12,318	20,901	7,836	5,408
2014	25,485	12,774	20,311	8,741	5,835
2015	24,568	14,318	18,587	10,685	4,848
2016	25,785	15,656	18,426	12,995	4,998
2017	21,626	16,318	17,543	18,307	4,847

Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

AÑO	Producción Histórica Por Refinerías en MB					
	TALARA	LA PAMPILLA	CONCHAN	IQUITOS	PUCALLPA	EL MILAGRO
2008	20,319	24,492	4,967	2,040	834	396
2009	19,833	24,582	10,128	1,965	762	312
2010	23,098	28,823	10,623	2,011	732	297
2011	23,059	26,795	10,737	1,951	711	184
2012	22,189	26,935	8,883	1,985	721	156
2013	20,959	24,555	10,889	1,872	617	132
2014	21,814	26,897	10,888	2,009	594	23
2015	20,892	27,512	9,733	2,218	570	5
2016	21,014	31,341	8,144	1,938	423	19

Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

Año	Histórico de Exportaciones en MBDC						
	Diésel	Gasolina/Nafta	GLP	Keroturbo	Petróleo	Residuales	Otros
2000	0.86	5.67		1.09	13.56	19.63	0.04
2001	1.13	7.59		1.90	18.70	26.13	0.03
2002	0.77	6.29		3.87	21.42	24.41	0.38
2003	0.88	6.19		4.35	28.90	26.96	0.22
2004	1.14	13.21	1.35	4.33	16.62	22.89	0.24
2005	1.46	24.91	3.27	6.52	12.90	23.65	5.49
2006	0.74	20.62	0.83	7.04	23.85	16.24	1.57
2007	0.56	25.04	0.10	8.00	27.39	20.04	2.78
2008	0.70	27.39	0.55	9.08	18.01	23.57	2.60
2009	0.76	35.25	8.34	8.89	19.08	18.24	1.13
2010	2.80	39.98	12.21	9.78	18.93	23.60	0.52
2011	1.56	36.40	5.72	10.98	16.29	23.00	0.49
2012	0.41	42.46	3.87	11.25	15.56	23.72	0.37
2013	1.07	44.11	7.48	12.29	14.68	22.13	0.17
2014	2.57	44.47	4.97	16.76	15.50	19.78	0.18
2015	3.08	45.77	2.95	12.93	7.96	26.89	0.61

Año	Histórico de Exportaciones en MBDC						
	Diésel	Gasolina/Nafta	GLP	Keroturbo	Petróleo	Residuales	Otros
2016	7.32	51.04	3.99	13.46	2.31	33.15	0.30
2017	10.61	54.92	1.67	14.19	1.57	46.13	0.20

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Elaboración: Propia

Año	Histórico de Importaciones en MBDC						
	Diésel	Gasolina/Nafta	GLP	Keroturbo	Petróleo	Residuales	Otros
2000	-25.42	-1.22	-5.41	-1.07	-60.99		-2.79
2001	-16.62	-1.03	-6.51	-0.95	-74.12		-1.69
2002	-13.63	-1.12	-7.84	-4.07	-73.79		-2.97
2003	-18.82	-0.88	-9.57	-3.17	-83.37		-6.26
2004	-24.76	-0.99	-7.51	0.00	-82.81		-3.77
2005	-15.81	-2.30	-2.02	0.00	-95.86		-3.49
2006	-15.31	-2.04	-0.25	-0.01	-101.22		-2.57
2007	-19.19	-2.05	-2.79	-0.02	-110.24		-2.88
2008	-27.34	-2.47	-3.85	-1.30	-96.93		-3.52
2009	-16.57	-3.37		-0.96	-99.53		-2.83
2010	-28.81	-5.04		-0.29	-95.18		-3.69
2011	-32.17	-5.13	0.00	-2.00	-94.09		-3.02
2012	-34.63	-4.45		-1.54	-90.34		-2.87
2013	-47.69	-7.31		-2.90	-84.91		-5.42
2014	-47.45	-5.78	-0.07	-3.27	-83.44		-5.36
2015	-53.10	-10.13	-3.07	-7.38	-85.83		-7.02
2016	-71.04	-14.23	-4.96	-6.31	-105.16		-8.24
2017	-75.14	-21.31	-6.83	-9.47	-125.30	-0.41	-3.62

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Elaboración: Propia

Año	Balanza Histórica en MBDC						
	Diésel	Gasolina/Nafta	GLP	Keroturbo	Petróleo	Residuales	Otros
2000	-24.56	4.46	-5.41	0.02	-47.43	19.63	-2.76
2001	-15.49	6.55	-6.51	0.95	-55.42	26.13	-1.66
2002	-12.86	5.17	-7.84	-0.20	-52.37	24.41	-2.58
2003	-17.94	5.31	-9.57	1.18	-54.48	26.96	-6.04
2004	-23.61	12.22	-6.16	4.33	-66.19	22.89	-3.53
2005	-14.36	22.61	1.26	6.51	-82.96	23.65	2.00
2006	-14.58	18.58	0.58	7.03	-77.36	16.24	-1.00
2007	-18.63	23.00	-2.69	7.98	-82.86	20.04	-0.10
2008	-26.63	24.92	-3.31	7.78	-78.92	23.57	-0.93

Año	Balanza Histórica en MBDC						
	Diésel	Gasolina/Nafta	GLP	Keroturbo	Petróleo	Residuales	Otros
2009	-15.81	31.88	8.34	7.92	-80.45	18.24	-1.70
2010	-26.01	34.94	12.21	9.48	-76.25	23.60	-3.16
2011	-30.61	31.27	5.72	8.97	-77.80	23.00	-2.53
2012	-34.21	38.01	3.87	9.71	-74.78	23.72	-2.50
2013	-46.62	36.80	7.48	9.39	-70.23	22.13	-5.25
2014	-44.88	38.70	4.90	13.49	-67.93	19.78	-5.18
2015	-50.02	35.65	-0.12	5.55	-77.86	26.89	-6.41
2016	-63.73	36.81	-0.97	7.16	-102.85	33.15	-7.93
2017	-64.53	33.61	-5.16	4.73	-123.74	45.72	-3.42

Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

Año	Histórico de Variables Macroeconómicas						
	PBI	Minería-Hidroc.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita
	(MMMS/)	(MMS/)	(MMS/)	(MMMS/)	(MMHab)	(MS/)	(MS/)
1991	154.85	20.39	91.98	116.44	22.18	6.98	5.25
1992	154.02	19.86	92.68	115.95	22.60	6.82	5.13
1993	162.09	21.48	96.01	120.46	23.01	7.04	5.24
1994	182.04	21.90	107.80	124.43	23.42	7.77	5.31
1995	195.54	22.53	116.82	136.28	23.84	8.20	5.72
1996	201.01	23.80	120.02	139.50	24.26	8.29	5.75
1997	214.03	25.72	127.53	144.56	24.68	8.67	5.86
1998	213.19	26.64	126.71	141.70	25.10	8.49	5.64
1999	216.38	29.18	127.22	139.67	25.52	8.48	5.47
2000	222.21	29.44	130.60	143.19	25.98	8.55	5.51
2001	223.58	32.36	129.80	144.63	26.37	8.48	5.49
2002	235.77	35.58	134.80	151.67	26.74	8.82	5.67
2003	245.59	36.99	141.16	155.49	27.10	9.06	5.74
2004	257.77	39.21	147.21	160.77	27.46	9.39	5.85
2005	273.97	43.24	155.00	166.65	27.81	9.85	5.99
2006	294.60	44.06	168.15	177.01	28.15	10.46	6.29
2007	319.69	45.89	183.24	192.32	28.48	11.22	6.75
2008	348.92	49.60	199.87	209.43	28.81	12.11	7.27
2009	352.58	50.08	205.42	215.86	29.13	12.10	7.41
2010	382.38	50.71	224.76	235.51	29.46	12.98	7.99
2011	407.05	51.04	241.28	252.47	29.80	13.66	8.47
2012	431.27	52.47	258.80	271.24	30.14	14.31	9.00
2013	456.45	55.03	274.46	286.79	30.48	14.98	9.41
2014	467.43	54.55	288.08	297.97	30.81	15.17	9.67
2015	482.89	59.72	300.06	309.83	31.15	15.50	9.95

Año	Histórico de Variables Macroeconómicas						
	PBI	Minería-Hidro.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita
	(MMMS/)	(MMS/)	(MMS/)	(MMMS/)	(MMHab)	(MS/)	(MS/)
2016	502.34	69.45	311.15	319.95	31.49	15.95	10.16
2017	514.73	71.66	319.97	328.01	31.83	16.17	10.31

Fuente: INEI / BCRP

Elaboración: Propia

Anexo 3: Resultado de proyecciones

Proyección de variables macroeconómicas																					
Año	Crecimiento Pesimista							Crecimiento Moderado							Crecimiento Optimista						
	PBI	Minería-Hidro.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita	PBI	Minería-Hidro.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita	PBI	Minería-Hidro.	Servicios	Consumo Final Privado	Población Total	PBI Per-Cápita	Consumo Per-Cápita
2018	523.8	72.3	325.7	331.7	32.2	16.2	10.3	535.7	74.5	334.3	341.1	32.2	16.6	10.6	542.9	75.9	337.3	345.3	32.3	16.8	10.7
2019	534.1	73.2	332.1	336.1	32.5	16.3	10.2	557.6	77.4	349.3	354.6	32.7	16.9	10.8	571.8	80.2	355.1	363.0	32.8	17.4	11.1
2020	545.0	74.2	339.1	340.9	32.9	16.4	10.2	580.4	80.5	364.9	368.7	33.1	17.3	11.1	601.8	84.7	373.6	381.3	33.3	18.1	11.5
2021	556.6	75.2	346.3	346.0	33.3	16.5	10.2	604.1	83.7	381.2	383.3	33.5	17.7	11.4	633.2	89.4	392.9	400.3	33.7	18.7	11.9
2022	568.6	76.3	354.0	351.4	33.7	16.6	10.2	628.8	87.0	398.2	398.5	34.0	18.1	11.6	665.9	94.4	413.0	420.1	34.2	19.4	12.3
2023	581.0	77.5	361.9	356.9	34.1	16.7	10.2	654.5	90.4	416.0	414.3	34.4	18.5	11.9	700.2	99.5	434.1	440.7	34.7	20.1	12.7
2024	593.9	78.7	370.0	362.7	34.5	16.8	10.2	681.3	94.0	434.5	430.7	34.9	18.9	12.2	736.0	105.0	456.1	462.3	35.2	20.8	13.2
2025	607.2	79.9	378.5	368.6	34.9	16.9	10.3	709.2	97.7	453.9	447.7	35.3	19.3	12.5	773.6	110.7	479.2	484.9	35.7	21.5	13.6
2026	620.9	81.2	387.2	374.7	35.3	17.1	10.3	738.2	101.6	474.1	465.4	35.8	19.8	12.8	813.0	116.7	503.4	508.5	36.3	22.3	14.1
2027	635.0	82.5	396.2	381.0	35.7	17.2	10.3	768.4	105.6	495.2	483.8	36.3	20.2	13.2	854.3	123.0	528.7	533.1	36.8	23.1	14.5
2028	649.5	83.8	405.4	387.4	36.1	17.3	10.3	799.9	109.8	517.3	502.9	36.8	20.7	13.5	897.7	129.6	555.3	559.0	37.3	23.9	15.0
2029	664.5	85.2	415.0	394.0	36.6	17.5	10.3	832.6	114.2	540.3	522.8	37.3	21.1	13.8	943.1	136.6	583.1	586.0	37.9	24.7	15.5
2030	679.8	86.6	424.7	400.7	37.0	17.6	10.3	866.7	118.7	564.4	543.5	37.7	21.6	14.2	990.8	143.9	612.3	614.2	38.4	25.6	16.1
2031	695.5	88.1	434.8	407.6	37.4	17.7	10.4	902.2	123.4	589.5	564.9	38.2	22.1	14.5	1040.8	151.6	642.9	643.8	39.0	26.5	16.6
2032	711.7	89.6	445.1	414.7	37.9	17.9	10.4	939.1	128.3	615.7	587.3	38.7	22.6	14.9	1093.2	159.7	675.0	674.8	39.5	27.4	17.2
2033	728.3	91.1	455.7	421.9	38.3	18.0	10.4	977.6	133.4	643.1	610.5	39.3	23.1	15.2	1148.2	168.3	708.6	707.2	40.1	28.3	17.7
2034	745.4	92.6	466.6	429.2	38.8	18.2	10.4	1017.6	138.7	671.7	634.6	39.8	23.6	15.6	1206.0	177.2	743.9	741.1	40.7	29.3	18.3
2035	762.8	94.2	477.8	436.8	39.2	18.3	10.4	1059.3	144.2	701.6	659.6	40.3	24.2	16.0	1266.6	186.7	781.0	776.6	41.2	30.3	18.9
2036	780.8	95.8	489.3	444.4	39.7	18.5	10.5	1102.7	149.9	732.8	685.7	40.8	24.7	16.4	1330.1	196.6	819.8	813.7	41.8	31.4	19.6
2037	799.2	97.5	501.1	452.3	40.2	18.7	10.5	1147.8	155.9	765.4	712.8	41.4	25.3	16.8	1396.9	207.1	860.5	852.7	42.4	32.5	20.2
2038	818.1	99.2	513.2	460.3	40.6	18.8	10.5	1194.8	162.1	799.4	740.9	41.9	25.8	17.2	1466.9	218.1	903.2	893.4	43.1	33.6	20.9
2039	837.4	100.9	525.6	468.4	41.1	19.0	10.5	1243.8	168.5	835.0	770.2	42.5	26.4	17.6	1540.3	229.6	948.0	936.0	43.7	34.8	21.6

Proyección de Combustibles (MBDC)															
Año	Crecimiento Pesimista					Crecimiento Moderado					Crecimiento Optimista				
	Combustibles	Diesel	Gasolinas	GLP	Turbo	Combustibles	Diesel	Gasolinas	GLP	Turbo	Combustibles	Diesel	Gasolinas	GLP	Turbo
2018	250.4	118.0	44.1	55.0	20.9	256.6	121.0	44.9	57.4	21.4	257.8	122.3	45.4	57.9	21.7
2019	254.1	120.1	44.6	56.2	21.3	264.9	125.8	46.2	60.3	22.3	269.0	128.6	47.2	61.8	22.9
2020	257.9	122.3	45.2	57.5	21.8	273.6	130.8	47.6	63.4	23.3	280.7	135.2	49.1	65.8	24.2
2021	261.8	124.6	45.9	58.9	22.2	282.6	136.0	49.0	66.6	24.3	292.9	142.1	51.1	70.0	25.5
2022	265.6	127.0	46.5	60.3	22.7	292.1	141.4	50.5	69.9	25.3	305.8	149.3	53.2	74.5	26.9
2023	269.4	129.4	47.2	61.9	23.3	302.0	147.1	52.0	73.4	26.4	319.2	156.8	55.3	79.2	28.4
2024	273.1	131.9	47.9	63.5	23.8	312.4	153.0	53.6	77.1	27.5	333.2	164.7	57.5	84.2	29.9
2025	276.7	134.5	48.7	65.1	24.4	323.2	159.1	55.3	81.0	28.7	348.0	172.9	59.9	89.5	31.5
2026	280.3	137.1	49.4	66.9	24.9	334.6	165.5	57.0	85.1	29.9	363.5	181.6	62.3	95.1	33.2
2027	283.7	139.7	50.2	68.7	25.5	346.4	172.2	58.8	89.4	31.2	379.7	190.6	64.9	101.1	34.9
2028	287.1	142.4	51.0	70.5	26.1	358.7	179.1	60.6	93.9	32.5	396.7	200.1	67.5	107.3	36.7
2029	290.3	145.1	51.9	72.4	26.8	371.6	186.3	62.5	98.6	33.9	414.5	210.1	70.3	114.0	38.7
2030	293.5	147.9	52.7	74.4	27.4	385.1	193.9	64.5	103.6	35.4	433.2	220.5	73.2	121.1	40.7
2031	296.5	150.7	53.6	76.4	28.1	399.1	201.7	66.6	108.8	36.9	452.8	231.5	76.3	128.6	42.8
2032	299.4	153.6	54.5	78.5	28.8	413.8	209.9	68.8	114.3	38.4	473.4	242.9	79.5	136.5	45.0
2033	302.1	156.5	55.4	80.7	29.5	429.1	218.4	71.0	120.0	40.1	494.9	255.0	82.8	145.0	47.4
2034	304.7	159.4	56.3	83.0	30.2	445.0	227.3	73.3	126.1	41.7	517.4	267.6	86.3	153.9	49.8
2035	307.2	162.4	57.3	85.3	30.9	461.6	236.5	75.7	132.4	43.5	541.0	280.8	90.0	163.4	52.4
2036	309.4	165.5	58.3	87.7	31.7	479.0	246.1	78.2	139.1	45.3	565.7	294.7	93.8	173.4	55.1
2037	311.5	168.5	59.3	90.1	32.4	497.0	256.1	80.8	146.1	47.2	591.6	309.2	97.8	184.1	57.9
2038	313.4	171.7	60.3	92.6	33.2	515.9	266.5	83.5	153.5	49.2	618.7	324.4	102.0	195.4	60.9
2039	315.2	174.8	61.4	95.2	34.1	535.5	277.3	86.3	161.2	51.3	647.1	340.4	106.4	207.4	64.0

Producto		Proyección de infraestructura																		
		Días		Infraestructura óptima (5D)			Infraestructura óptima (10D)			Infraestructura óptima (15D)			Infraestructura óptima para comercialización			Días mín. proy.	Infraestructura Comercial	Inventario Privado	Inventario Estado	Proyección Infraestructura del Estado
		Promedio 15 días		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI								
		Días mínimos		5	5	5	10	10	10	15	15	15								
Año	MBDC año anterior	7D	10D	15D	7D	10D	15D	7D	10D	15D	7D	10D	15D							
Diésel	2019	121	2,337	2,534	2,885	2,337	2,534	3,140	2,738	3,124	3,804	801	1,187	1,867	8	2,054	1,065	0	673	
	2020	126	2,453	2,615	3,013	2,453	2,615	3,236	2,868	3,237	3,925	854	1,223	1,911	8	2,102	1,107	0		
	2021	131	2,534	2,746	3,121	2,534	2,746	3,359	2,967	3,356	4,074	873	1,261	1,980	8	2,177	1,151	0		
	2022	136	2,627	2,834	3,229	2,627	2,834	3,488	3,089	3,490	4,229	911	1,312	2,051	12	2,256	1,197	598		
	2023	141	2,735	2,957	3,378	2,735	2,957	3,641	3,215	3,629	4,410	950	1,364	2,145	12	2,360	1,244	622	903	
	2024	147	2,855	3,067	3,517	2,855	3,067	3,776	3,344	3,782	4,573	988	1,426	2,217	12	2,439	1,294	647		
	2025	153	2,969	3,184	3,643	2,969	3,184	3,938	3,470	3,922	4,766	1,019	1,472	2,316	12	2,547	1,346	673		
	2026	159	3,075	3,319	3,780	3,075	3,319	4,116	3,608	4,087	4,975	1,060	1,539	2,426	16	2,669	1,400	1,400		
	2027	166	3,200	3,457	3,932	3,200	3,457	4,273	3,743	4,239	5,164	1,091	1,588	2,512	16	2,763	1,456	1,456	1,194	
	2028	172	3,355	3,587	4,114	3,355	3,587	4,443	3,899	4,408	5,367	1,141	1,649	2,609	16	2,870	1,515	1,515		
	2029	179	3,487	3,739	4,268	3,487	3,739	4,634	4,077	4,609	5,593	1,207	1,740	2,723	16	2,996	1,576	1,576		
	2030	186	3,597	3,893	4,431	3,597	3,893	4,839	4,242	4,816	5,834	1,257	1,830	2,849	20	3,133	1,640	2,460		
	2031	194													20		1,706	2,559	478	
	2032	202													20		1,775	2,663		
	2033	210													20		1,847	2,771		
	2034	218													20		1,922	2,883		
	2035	227													20		2,000	3,000	561	
	2036	236													20		2,081	3,122		
	2037	246													20		2,166	3,248		
	2038	256													20		2,254	3,380		
2039	266													20		2,345	3,518	355		
2040	277													20		2,441	3,661			
2041	289													20		2,540	3,810			
GLP	2019	57	1,122	1,212	1,374	1,122	1,212	1,509	1,316	1,500	1,821	385	569	890	8	1,024	529	0		
	2020	60	1,184	1,266	1,455	1,184	1,266	1,577	1,378	1,575	1,915	400	597	938	8	1,078	555	0		
	2021	63	1,240	1,345	1,518	1,240	1,345	1,668	1,446	1,658	1,995	419	631	968	8	1,114	583	0		
	2022	67	1,306	1,405	1,595	1,306	1,405	1,741	1,524	1,749	2,097	445	671	1,019	12	1,172	612	306		
	2023	70	1,370	1,478	1,675	1,370	1,478	1,830	1,602	1,823	2,203	469	690	1,070	12	1,230	643	322		

Producto		Proyección de infraestructura																		
		Días		Infraestructura óptima (5D)			Infraestructura óptima (10D)			Infraestructura óptima (15D)			Infraestructura óptima para comercialización			Días mín. proy.	Infraestructura Comercial	Inventario Privado	Inventario Estado	Proyección Infraestructura del Estado
		Promedio 15 días		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI					
		Días mínimos		5	5	5	10	10	10	15	15	15								
Año	MBDC año anterior	7D	10D	15D	7D	10D	15D	7D	10D	15D	7D	10D	15D							
2024	73	1,448	1,546	1,765	1,448	1,546	1,933	1,675	1,914	2,327	485	724	1,137	12	1,308	676	338	509		
2025	77	1,506	1,627	1,849	1,506	1,627	2,013	1,759	2,013	2,433	509	764	1,183	12	1,361	710	355			
2026	81	1,584	1,716	1,945	1,584	1,716	2,119	1,846	2,113	2,555	533	800	1,242	16	1,429	745	745			
2027	85	1,663	1,800	2,044	1,663	1,800	2,226	1,938	2,221	2,687	559	842	1,308	16	1,504	783	783			
2028	89	1,755	1,877	2,145	1,755	1,877	2,336	2,042	2,331	2,817	594	882	1,369	16	1,574	822	822			
2029	94	1,833	1,983	2,258	1,833	1,983	2,455	2,144	2,443	2,957	623	922	1,435	16	1,651	864	864	713		
2030	99	1,925	2,085	2,360	1,925	2,085	2,579	2,247	2,570	3,099	649	972	1,501	20	1,726	907	1,361	342		
2031	104													20	3,564	953	1,429			
2032	109													20	3,564	1,001	1,501			
2033	114													20	3,564	1,051	1,577			
2034	120													20	3,564	1,104	1,656			
2035	126													20	3,564	1,160	1,740			
2036	132													20	3,564	1,218	1,827			
2037	139													20	3,564	1,280	1,919		417	
2038	146													20	3,564	1,344	2,016			
2039	153													20	3,564	1,412	2,118			
2040	161													20	3,564	1,483	2,224			
2041	169													20	3,564	1,558	2,336			

Elaboración: Propia

Anexo 4: Tiempo de transporte en importaciones de combustibles

N° de Embarque	País de Origen	Días
ULSD-001-2018	USA	16
ULSD-004-2018	USA	13
ULSD-005-2018	USA	12
ULSD-007-2018	USA	10
ULSD-008-2018	USA	15
ULSD-009-2018	USA	17
ULSD-010-2018	USA	17
ULSD-011-2018	USA	16
ULSD-012-2018	USA	16
ULSD-013-2018	USA	18
ULSD-014-2018	USA	13
ULSD-015-2018	USA	12
ULSD-016-2018	USA	12
ULSD-017-2018	USA	13
ULSD-018-2018	USA	14
ULSD-019-2018	USA	12
ULSD-020-2018	USA	12
ULSD-021-2018	USA	13
ULSD-022-2018	USA	13
ULSD-023-2018	USA	12
ULSD-024-2018	USA	13
ULSD-025-2018	USA	13
ULSD-026-2018	USA	14
ULSD-027-2018	USA	15
ULSD-028-2018	USA	12
ULSD-029-2018	USA	12
ULSD-034-2018	USA	13
ULSD-035-2018	USA	12
ULSD-036-2018	USA	12
ULSD-037-2018	USA	14
ULSD-038-2018	USA	12
ULSD-039-2018	USA	12
ULSD-040-2018	USA	12
ULSD-041-2018	USA	15
ULSD-042-2018	USA	13
ULSD-043-2018	USA	11
ULSD-044-2018	USA	17
ULSD-045-2018	USA	15
ULSD-046-2018	USA	11
ULSD-047-2018	USA	16
ULSD-048-2018	USA	15

N° de Embarque	País de Origen	Días
ULSD-049-2018	USA	14
ULSD-050-2018	USA	13
ULSD-051-2018	USA	11
ULSD-052-2018	USA	18
ULSD-054-2018	USA	12
ULSD-055-2018	USA	13
ULSD-056-2018	USA	12
ULSD-057-2018	USA	12
ULSD-058-2018	USA	15
ULSD-059-2018	USA	12
ULSD-060-2018	USA	12
ULSD-061-2018	USA	14
ULSD-062-2018	USA	14
Promedio		13.5
Moda		12

Fuente: Petroperú

BIBLIOGRAFIA

- Andina Agencia Peruana de Noticias. (7 de Agosto de 2018). *Perú: 8 millones de hogares utilizan gas licuado como fuente de energía*. Recuperado el 18 de Setiembre de 2018, de <https://andina.pe/agencia/noticia-peru-8-millones-hogares-utilizan-gas-licuado-como-fuente-energia-720250.aspx>
- BID. (2016). *Asociaciones Público Privadas en Perú: Análisis del Nuevo Marco Legal. Módulo 2: El marco actual de Asociaciones Público Privadas en el Perú: definiciones, tipologías de proyecto y principios*. Lima. Recuperado el 30 de Noviembre de 2018, de <https://www.mef.gob.pe/es/inversion-privada-sp-21801/775-capacitacion/4609-asociaciones-publico-privadas-en-peru-analisis-del-nuevo-marco-legal>
- BID. (2016). *Asociaciones Público Privadas en Perú: Análisis del Nuevo Marco Legal. Módulo I: Rol de las Asociaciones Público Privadas en la Promoción de la Inversión Privada en el Perú*. Lima. Recuperado el 30 de Noviembre de 2018, de <https://www.mef.gob.pe/es/inversion-privada-sp-21801/775-capacitacion/4609-asociaciones-publico-privadas-en-peru-analisis-del-nuevo-marco-legal>
- Corporación de Reservas de Estrategias de Productos Petrolíferos. (s.f.). *CORES*. Obtenido de <https://www.cores.es/es/cores>
- Dávila, C. C. (2018). *¿Por qué ocurren los sismos en Perú y cómo prepararse?* Recuperado el 15 de Marzo de 2019, de <https://www.bbva.com/es/ocurrencias-sismos-peru-prevenirlos/>
- Diez Canseco Núñez, L. J. (2012). Teoría del Cuello de Botella: Las Facilidades Esenciales. *Themis - Revista de Derecho* 61.
- HeinOnline. (s.f.). *Herfindahl-Hirschman Index (HHI)*. Recuperado el 28 de Febrero de 2019, de <https://heinonline.org/HOL/LandingPage?handle=hein.journals/fedred79&div=37&id=&page=>
- House, Freedom. (2019). *Freedom in the World 2019*. Recuperado el 28 de Febrero de 2019, de <https://freedomhouse.org/report/methodology-freedom-world-2019>
- International Energy Agency - IEA. (2014). *Energy Supply Security: Emergency Response of IEA Countries*. París: OECD/EIA. Obtenido de <https://webstore.iea.org/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014>
- Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos*. Lima. Recuperado el 20 de Setiembre de 2018, de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/publicaciones/LR%202016.pdf>
- Miras Salamanca, P. (2010). El futuro de las reservas estratégicas de petróleo y de los protocolos de emergencia. (C. E.-G. Deloitte, Ed.) *Cuadernos de Energía*(29).
- OECD. (2010). *Sesión I: Principios de competencia en facilidades esenciales. Documento Base*. Obtenido de [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DAF/COMP/LACF\(2010\)10&docLanguage=Es](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=DAF/COMP/LACF(2010)10&docLanguage=Es)
- Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos de México. (2017). Ciudad de México. Obtenido de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507473&fecha=12/12/2017
- Project Management Institute. (2013). *Project Management Body of Knowledge (PMBOK)*. Project Management Institute. Obtenido de www.pmi.org
- SENAMHI. (2014). *El Fenómeno El Niño en el Perú*. Recuperado el 28 de Febrero de 2019, de <http://www.minam.gob.pe/fenomenodelnino/el-nino-en-el-peru-y-sus-caracteristicas/registro-historico-de-el-nino/>

- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & De La Cruz, R. (2015). *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país*. Lima: OSINERGMIN.
- Universidad de Nariño - Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas. (2013). *Revista TENDENCIAS, XIV(2)*.