

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DEL PERÚ**

**Escuela de Posgrado**



El problema de la sostenibilidad económica en el servicio de  
transporte de hidrocarburos líquidos del Oleoducto  
Norperuano: Propuesta de mejoras normativas

Tesis para obtener el grado académico de Maestra en Regulación de los  
Servicios Públicos que presenta:

***Marifé Martinelli Pinillos***

Asesor:

***Alfredo Juan Carlos Dammert Lira***

Lima, 2025

## Informe de Similitud

Yo, Alfredo Juan Carlos Dammert Lira, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis titulado: El problema de la sostenibilidad económica en el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos del Oleoducto Norperuano: Propuesta de mejoras normativas, de la autora Marifé Martinelli Pinillos, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 19%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software Turnitin el 26/09/2025.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha:

Lima, 29 de setiembre de 2025

Apellidos y nombres del asesor: <u>Dammert Lira, Alfredo Juan Carlos</u>	
DNI: 06480172	Firma 
ORCID: 0000-0003-1282-8457	

## Resumen

El Perú es altamente dependiente de las importaciones de combustibles líquidos. Dicha dependencia puede reducirse si los lotes petroleros de la selva norte del Perú incrementan su producción y los hidrocarburos explotados de dichos lotes pueden ser transportados y distribuidos a nivel nacional. Sin embargo, el principal y óptimo medio para transportar los hidrocarburos de la selva norte -el Oleoducto Norperuano- no garantiza su operación segura y continua por, entre otros factores, carecer de los ingresos necesarios para invertir en la infraestructura, ejecutar las labores de mantenimiento que requiere dicha infraestructura y, atender oportunamente las emergencias que se suscitan y afectan el ducto y/o otras instalaciones que conforman esta importante infraestructura.

En efecto, los ingresos recaudados por PETROPERÚ provenientes de la tarifa por la prestación del servicio de transporte de hidrocarburos líquidos del Oleoducto Norperuano son insuficientes para cubrir las inversiones que se requieren ejecutar para contar con una infraestructura que asegure la operación continua del servicio que presta, para cumplir con las disposiciones de seguridad establecidas en la regulación vigente, para enfrentar las contingencias derivadas de emergencias imprevistas causadas por hechos ajenos a PETROPERÚ e incluso para cubrir la totalidad de sus costos de operación y mantenimiento.

Considerando lo señalado, la presente tesis analiza si el marco regulatorio tarifario vigente aplicable al Oleoducto Norperuano permite generar los recursos suficientes para lograr su sostenibilidad económica, dadas las condiciones del mercado en el que opera, y se concluye que dicho marco regulatorio no lo permite, en concreto, por la baja demanda del servicio de transporte prestado por el Oleoducto Norperuano.

Identificada la problemática, para la propuesta de mejora del marco regulatorio aplicable al Oleoducto Norperuano, se efectúa un análisis del marco regulatorio tarifario aplicable a un sector cercano al que puede compararse, esto es el transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea. Como consecuencia de dicho análisis se extrapolan algunas figuras regulatorias y legales de dicho sector a la regulación del Oleoducto

Norperuano que podrían contribuir a permitir la sostenibilidad económica de dicha infraestructura.



## ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b> .....	V
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPITULO I: ASPECTOS RELEVANTES SOBRE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS. ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL</b> .....	5
<b>1. El desarrollo de los hidrocarburos en el Perú</b> .....	5
1.1. Los inicios de la explotación de hidrocarburos en el Perú. ....	6
1.2. La historia de las principales leyes que han regulado la industria de los hidrocarburos en el Perú. ....	7
1.3. Antecedentes de la regulación normativa del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos.....	13
1.4. Diseño institucional del sector hidrocarburos. ....	17
1.5. La cadena para el comercio de los hidrocarburos líquidos. ....	22
<b>2. Sobre PETROPERÚ y el ONP.</b> .....	26
2.1. Antecedentes de PETROPERÚ.....	27
2.2. Sobre el ONP y su relevancia para el país.....	35
2.3. Sobre la concesión del ONP.....	42
<b>3. Sobre la producción de hidrocarburos líquidos en la selva norte del Perú.</b> 44	
3.1. Contratos de Licencia de hidrocarburos en la selva norte. ....	44
3.2. Capacidad de producción de los lotes petroleros en la selva norte del Perú. 45	
3.3. Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos en la selva norte....	53
3.4. Estado de los lotes petroleros de la selva norte del Perú al 2023. ....	57
3.5. Razones que dificultan el crecimiento de la producción de hidrocarburos en la selva norte del Perú.....	61
<b>4. Potencial de transporte de hidrocarburos líquidos provenientes de lotes         del Ecuador</b> .....	68
<b>CAPÍTULO II: LA REGULACIÓN TARIFARIA APLICABLE AL ONP NO PERMITE SU SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA</b> .....	71

<b>1. La relevancia del ONP.</b> .....	72
<b>2. La regulación general de la remuneración de un concesionario de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos.</b> .....	74
<b>3. La regulación específica de la remuneración por el servicio prestado a través del ONP.</b> .....	76
<b>4. Análisis de la sostenibilidad actual del régimen de regulación tarifaria aplicable al ONP.</b> .....	79
<b>5. Demanda necesaria para la sostenibilidad económica del ONP.</b> .....	88
<b>6. Revisión del marco regulatorio de otro sector cercano que realiza transporte por ductos: transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea.</b> .....	93
6.1. Breves antecedentes del Proyecto Camisea.....	93
6.2. Revisión a la regulación tarifaria del servicio de transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea. ....	95
6.3. Identificación de figuras económicas y legales del servicio de transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea que podrían ser replicadas en el STHLD del ONP. ....	103
6.4. Revisión a la normativa del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos. ....	105
<b>CAPÍTULO III: PROPUESTAS DE CAMBIOS NORMATIVOS PARA LOGRAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA DEL ONP.</b> .....	109
<b>1. Propuesta de modificaciones normativas.</b> .....	109
1.1. Sobre el Proyecto de Ley. ....	111
1.2. Sobre el Proyecto de Reglamento. ....	118
<b>2. Propuesta de modificaciones al CdC ONP.</b> .....	127
<b>CONCLUSIONES</b> .....	131
<b>REFERENCIAS</b> .....	134

## Índice de Gráficos

<b>Gráfico 1: Círculo vicioso entre Demanda – Operación segura y continua ONP</b>	<b>....2</b>
<b>Gráfico 2: Cuadro histórico de leyes</b>	<b>.....8</b>
<b>Gráfico 3: Cuadro histórico de reglamentos de transporte</b>	<b>..... 14</b>
<b>Gráfico 4: Contratos de licencia en fase de explotación al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>.....21</b>
<b>Gráfico 5: Información financiera de PETROPERÚ en MMU\$ al 2023</b>	<b>.....31</b>
<b>Gráfico 6: Evolución entre los años 2016 y 2021 de las cantidades demandadas y ofertadas de Diesel en MBPD</b>	<b>.....37</b>
<b>Gráfico 7: Evolución entre los años 2016 y 2021 de las cantidades demandas y ofertadas de GLP en MBPD</b>	<b>.....37</b>
<b>Gráfico 8: Ilustración sobre los tramos del ONP</b>	<b>.....39</b>
<b>Gráfico 9: Contrato de licencia en fase de explotación en la selva norte del Perú al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>.....45</b>
<b>Gráfico 10: Reservas probadas de petróleo entre los años 2017 y 2023</b>	<b>.....48</b>
<b>Gráfico 11: Reservas Probadas Desarrolladas de Petróleo</b>	<b>.....49</b>
<b>Gráfico 12: Reservas Probadas No Desarrolladas de Petróleo</b>	<b>.....49</b>
<b>Gráfico 13: Reservas Probadas de Petróleo</b>	<b>.....50</b>
<b>Gráfico 14: Reservas Probables de Petróleo</b>	<b>.....50</b>
<b>Gráfico 15: Reservas Posibles de Petróleo</b>	<b>.....51</b>
<b>Gráfico 16: Evolución de la producción de hidrocarburos</b>	<b>.....53</b>
<b>Gráfico 17: Distribución producción fiscalizada de petróleo según zona geográfica</b>	<b>.....54</b>
<b>Gráfico 18: Producción promedio de petróleo fiscalizado por zona geográfica</b>	<b>...55</b>
<b>Gráfico 19: Evolución del monto de inversión en E&amp;E entre los años 2014 y 2023</b>	<b>56</b>
<b>Gráfico 20: Nota periodística sobre conflictos sociales en la Amazonía - área de influencia del ONP</b>	<b>.....63</b>
<b>Gráfico 21: Cantidad promedio de conflictos sociales por departamentos del Perú</b>	<b>.....64</b>
<b>Gráfico 22: Mapa de los lotes petroleros del norte del país</b>	<b>.....66</b>
<b>Gráfico 23: Imagen de nota periodística donde se evidencia que los lotes 86 y 87 del Ecuador limitan con la frontera con el Perú</b>	<b>.....70</b>
<b>Gráfico 24: Resumen de componentes tarifarios</b>	<b>.....76</b>
<b>Gráfico 25: Costo de transporte de hidrocarburos según tecnologías</b>	<b>.....82</b>
<b>Gráfico 26: Ilustración sobre los tramos del ONP</b>	<b>.....84</b>
<b>Gráfico 27: Volúmenes transportados en el año 2023 por el ONP en MBDC</b>	<b>.....89</b>

<b>Gráfico 28: Consumo promedio de gas natural del tercer trimestre 2023 y del tercer trimestre 2024 (en MMPCD).....</b>	<b>96</b>
<b>Gráfico 29: Explicación gráfica del mecanismo de la GRP .....</b>	<b>97</b>
<b>Gráfico 30: Funcionamiento de la GRP .....</b>	<b>102</b>
<b>Gráfico 31: Contingencias en el ONP entre los años 2014 y 2023 .....</b>	<b>105</b>
<b>Gráfico 32: Flujograma mecanismo de ingreso garantizado para el ONP .....</b>	<b>110</b>



## Índice de Tablas

<b>Tabla 1: Porcentaje de participación promedio de productos comercializados por PETROPERÚ en el país.....</b>	<b>30</b>
<b>Tabla 2: Reservas probadas de petróleo por Lote en fase de explotación al 2023.....</b>	<b>52</b>
<b>Tabla 3: Producción fiscalizada de hidrocarburos. ....</b>	<b>55</b>
<b>Tabla 4: Estadísticas de incidentes en el ONP entre los años 2014 y 2025 .....</b>	<b>62</b>
<b>Tabla 5: Resultados de las Tarifas Máximas por Tramos detallada.....</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 6: Resumen de los resultados de las Tarifas Máximas por Tramos. ....</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 7: Resultados de Tarifas Máximas por Tramos detallada considerando un escenario alternativo de mayor demanda .....</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 8: Resumen de resultados de Tarifas Máximas por Tramos considerando un escenario alternativo de mayor demanda .....</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 9: Resumen de las Tarifas Máximas y demandas consideradas para su determinación .....</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 10: Volúmenes de hidrocarburos líquidos transportados por el ONP entre noviembre 2023 y abril 2024 .....</b>	<b>91</b>

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación versa sobre la sostenibilidad económica de una de las infraestructuras más importantes del sector energético del Perú, calificada como Activo Crítico Nacional, esto es el Oleoducto Norperuano (en adelante, el “ONP”) que es actualmente operado por la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. (en adelante, “PETROPERÚ”).

A través del ONP PETROPERÚ presta el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos (en adelante, el “STHLD”) a los productores titulares de los lotes explotados en la selva norte del Perú e incluso tiene el potencial de prestar dicho servicio de transporte a empresas que explotan hidrocarburos líquidos en el vecino país del Ecuador, ya que existen grandes reservas de hidrocarburos en la frontera norte que, dada su ubicación, resulta más eficiente que sean transportados a través del ONP.

La hipótesis de la presente tesis es que las normas sobre regulación tarifaria aplicables al ONP, dada la demanda existente actual, no permiten a PETROPERÚ obtener los recursos necesarios para garantizar la operación segura y continua del ONP. Esta situación, impacta -entre otros factores- en una menor producción de los lotes petroleros de la selva norte porque los productores de dichos lotes no tienen la certeza de que los hidrocarburos que puedan explotar podrán ser transportados por el ONP hacia la costa del país para poder ser comercializados. Es decir, estamos ante un círculo que requiere romperse para aprovechar de manera eficiente nuestros recursos de hidrocarburos líquidos en la selva norte del Perú y esta tesis propone un mecanismo regulatorio tarifario que puede contribuir a romper este círculo en el que nos encontramos.

**Gráfico 1: Círculo vicioso entre Demanda – Operación segura y continua ONP**



Fuente: Elaboración propia.

El ONP es una infraestructura de los años 70's y requiere de importante inversión para actualizarse a los requerimientos legales y técnicos vigentes a la fecha; además, requiere contar con los recursos suficientes para operar y mantener la infraestructura de manera segura, evitando o reduciendo paralizaciones de la infraestructura y, por tanto, reduciendo las interrupciones del servicio de transporte. El ONP También enfrenta situaciones de emergencia causadas por hechos de terceros que afectan su infraestructura y PETROPERÚ no cuenta con los recursos suficientes para afrontar dichas situaciones que, muchas veces, ocasionan paralizaciones del STHLD.

Para analizar la hipótesis se ha empleado como fuentes, principalmente, la Memoria Institucional 2023 de Perupetro S.A. (en adelante, "PERUPETRO"), la Memoria Anual 2023 de Petroperú, el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante, "DGH") del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el "MINEM") e informes técnicos emitidos por PETROPERÚ y por el

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, “OSINERGMIN”) sobre las tarifas que corresponden que sean aplicadas por PETROPERÚ para prestar el servicio a través del ONP. En el desarrollo de la investigación se ha demostrado la hipótesis planteada a través de las fuentes utilizadas, esto es la insuficiencia de la normativa tarifaria vigente.

De la revisión efectuada a los problemas vinculados con la operación del ONP, la presente tesis se centra exclusivamente en el régimen tarifario aplicable y si éste permite o no la sostenibilidad económica del ONP. Si bien son materias importantes que también se sugiere sean analizadas con el fin de abordar todas las aristas relevantes para la eficiente operación del ONP, no es materia de esta investigación (i) el análisis de la gestión del ONP a cargo de PETROPERÚ, esto es si debería mantenerse a cargo de PETROPERÚ o si debería ser dada en concesión a una empresa privada o cualquier otra modalidad de gestión, (ii) ni el análisis de los conflictos de naturaleza social que suceden a lo largo del área de operación del ONP.

La tesis consta de tres capítulos:

- (i) El primer capítulo referido al marco teórico, que proporciona un panorama del desarrollo del sector hidrocarburos en el Perú, aterrizando en la creación de PETROPERÚ y detallando aspectos relevantes del ONP y de los lotes petroleros de la selva norte del Perú;
- (ii) el segundo capítulo que desarrolla el problema identificado y la hipótesis de la tesis, para lo cual se presenta una revisión de la regulación vigente para remunerar el sistema de transporte de hidrocarburos líquidos y de la regulación aplicable específicamente al ONP para determinar sus tarifas máximas y, se analiza la sostenibilidad de la regulación aplicable al ONP y se identifica y analiza cuál es la variable que actualmente está afectando las tarifas obtenidas que, al ser excesivamente altas, los usuarios del ONP no pueden pagar. En este capítulo se revisa también la normativa aplicable al sistema de transporte de gas natural por ductos (en adelante, “STGND”) del Proyecto Camisea, con el fin de identificar si existen posibles figuras económicas y legales que podrían ser extrapoladas al ONP que ayuden con su sostenibilidad económica; y,

- (iii) el tercer capítulo que contiene las propuestas normativas y propuestas de cambios al contrato de concesión del ONP, con el fin de hacer viable la sostenibilidad económica del ONP.

El Perú tiene un alto potencial de reservas de hidrocarburos para ser explotadas en la selva norte del Perú; sin embargo, dichas reservas no son aprovechadas por, entre otros, problemas en el transporte de hidrocarburos líquidos del ONP. Si no se tiene certeza de que se podrá transportar el hidrocarburo explotado, es preferible no explotarlo o reducir la explotación. Ante esta situación, los hidrocarburos líquidos consumidos por la demanda peruana provienen principalmente de importaciones. Solucionar el problema identificado en la presente tesis otorgará a los productores de los lotes petroleros de la selva norte la confianza de poder transportar los hidrocarburos líquidos que puedan explotar y, al incrementarse la demanda del servicio de transporte del ONP, dicha infraestructura ya no requerirá ser beneficiario de un mecanismo de ingreso garantizado como el que se propone en el capítulo III.

## **CAPITULO I: ASPECTOS RELEVANTES SOBRE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS. ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL**

El capítulo I, en la sección 1, nos introduce al mundo de los hidrocarburos en el Perú desde sus inicios para entender su evolución a lo largo del tiempo hasta nuestros días y entender que aún se mantienen las mismas necesidades para transportar los hidrocarburos líquidos de la selva norte del Perú.

Como se narra en este capítulo I, la empresa a cargo de operar el ONP es PETROPERÚ. Debido a ello, en el numeral 2 de este capítulo se realiza una descripción de dicha empresa para que se comprenda la situación de quién hoy se encuentra como titular y operador del ONP y, explicando la situación financiera de PETROPERÚ se comprenda cómo es que dicha empresa no tiene la capacidad financiera suficiente para invertir lo que se requiere para garantizar la continuidad y seguridad del ONP.

Este capítulo es fundamental porque contiene el sustento de por qué aún resulta importante contar con una infraestructura que preste el STHLD partiendo desde la selva norte hasta la costa del Perú, esto es por qué es importante contar con el ONP. Ciertamente, como se advertirá en el numeral 3 referido a la producción de hidrocarburos líquidos en la selva norte del Perú, existe un alto potencial a ser explotado en dicha zona del país; sin embargo, se presentan circunstancias que impiden a los productores explotar los hidrocarburos en mayores volúmenes. Una de estas circunstancias es la falta de garantía de contar con una infraestructura segura que pueda transportar los hidrocarburos líquidos de forma continua y con los estándares de calidad normativas y de la industria.

### **1. El desarrollo de los hidrocarburos en el Perú.**

En esta sección de la tesis se trata, en primer lugar, los antecedentes históricos de los hidrocarburos en el Perú, cuyos orígenes datan de 1863 en la costa norte

del país. En segundo lugar, se explica la evolución normativa de la regulación de los hidrocarburos en el Perú, que en un inicio era regulado conjuntamente con los recursos mineros. En tercer lugar, se presenta la evolución de la normativa de la regulación aplicable al transporte de hidrocarburos por ductos, incluyendo una revisión del tratamiento tarifario. En cuarto lugar, se identifica y describe brevemente quiénes son los actores relevantes en la industria de los hidrocarburos líquidos, en específico en lo que respecta al transporte de hidrocarburos por ductos. Finalmente, culmina esta sección con una descripción de cuáles son las actividades que se desarrollan en la comercialización de los hidrocarburos líquidos. Ello para centrarnos más adelante en la actividad que es materia de la tesis, que se circunscribe al transporte de hidrocarburos líquidos que realiza el ONP.

#### 1.1. Los inicios de la explotación de hidrocarburos en el Perú.

Castagnino (2010, p. 84) nos cuenta que el inicio de la actividad de explotación de hidrocarburos en el Perú se produjo con la perforación y explotación del primer pozo petrolero en el Perú en el año 1863 en Zorritos (costa norte), en un predio de la familia Lama. La compañía Peruvian Petroleum Company arrendó a la familia Lama el referido pozo y lo explotó convirtiéndose en la primera en extraer petróleo a escala industrial.

Como menciona PERUPETRO (2010, p. 7), posteriormente siguieron desarrollándose pozos en distintas zonas del país:

- (i) 1869: primer pozo de hidrocarburos en el yacimiento Negritos (Talara);
- (ii) 1939: primer pozo de hidrocarburos en el yacimiento de Agua Caliente (Selva Central);
- (iii) 1959: primer pozo *offshore* (costa norte); y,
- (iv) 1971: se encontró el yacimiento Corrientes en la selva.

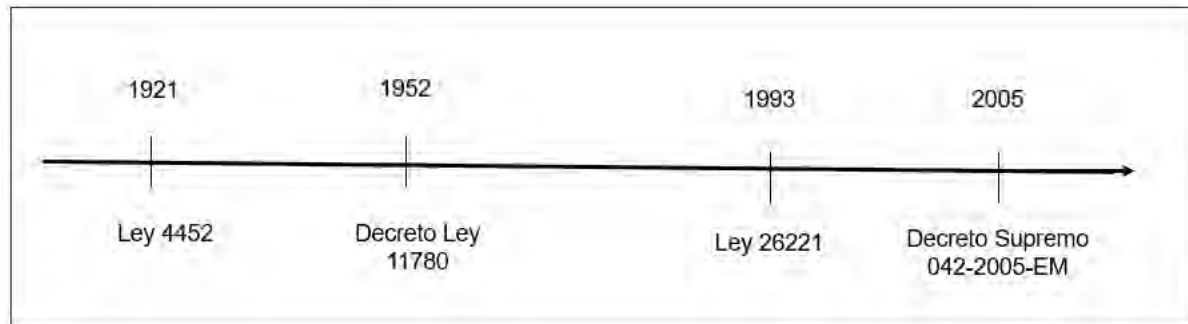
En 1977 inició la operación del ONP.

Según indica Castagnino (2010, p. 84), entre los años 1960 y 1970 es cuando se alcanza el mayor auge en la explotación de los hidrocarburos, asumiendo el rol principal la empresa International Petroleum Company, empresa petrolera filial de la Standard Oil de New Jersey, con sede en Toronto, Canadá. Dicha empresa explotó el yacimiento de La Brea y Pariñas ubicado en el departamento de Piura, entre otros más. En 1969 el presidente Juan Velazco Alvarado expropió los campos de hidrocarburos explotados por la International Petroleum Company y fueron entregados a la empresa estatal PETROPERÚ, quien abastecía completamente la demanda interna pues también contaba con la explotación de los yacimientos del norte y de la selva del país. Y, en 1983, la empresa Shell Prospecting and Development tras actividades exploratorias encontró un importante yacimiento de gas natural en la selva sur (el hoy conocido Lote 88 del Proyecto Camisea). Sin embargo, dicho lote no pudo ser explotado por Shell y en el año 2000 fue adjudicado por el Estado peruano, a través de una licitación pública internacional, al Consorcio integrado por Hunt Oil Company of Perú L.L.C., SK Corporation, Pluspetrol Perú Corporation e Hidrocarburos Andinos S.A.C.

1.2. La historia de las principales leyes que han regulado la industria de los hidrocarburos en el Perú.

Desde 1921 hasta la fecha contamos con tres leyes que han regulado específicamente la industria de los hidrocarburos. A continuación se presenta un cuadro con la referencia de estas tres leyes.

## Gráfico 2: Cuadro histórico de leyes



Fuente: Elaboración propia a partir de la Ley 4452, Decreto Ley 11780, Ley 26221 y el Decreto Supremo No. 042-2005-EM.

Cabe precisar que el Decreto Supremo No. 042-2005-EM es el Texto Único Ordenado de la Ley 26221, que recoge modificaciones y unifica la ley, por ello no se le debe contar como una ley adicional.

### 1.2.1. La Ley 4452.

Aprobada el 30 de diciembre de 1921 por el Congreso de la República y promulgada el 2 de enero de 1922. La Ley 4452 fue la primera ley que emitió el Perú sobre, específicamente, el sector hidrocarburos y estableció por primera vez que los yacimientos de hidrocarburos eran considerados como bienes de propiedad nacional. Asimismo, se facultó al Poder Ejecutivo para otorgar concesiones de lotes petroleros.

Cabe tener presente que la Constitución Política que regía en el Perú cuando se emitió la Ley 4452 era la del año 1920 (en adelante, la “Constitución de 1920”). De la revisión de la Constitución de 1920 se verifica que solo se regulaba la propiedad del recurso minero, mas no de los hidrocarburos. El artículo 42 de la Constitución de 1920 solo había alusión a la propiedad minera (no a los hidrocarburos) y disponía que pertenecía en toda su amplitud al Estado. Por ello,

es recién con la Ley 4452 que se declara que el Estado peruano es propietario sobre los hidrocarburos aún no explotados.

Un aspecto interesante que encontramos en la Ley 4452 es que admitía la posibilidad de reservar lotes a favor del Estado peruano. Así en el artículo 12 se establecía la potestad del Poder Ejecutivo para reservar en cada cuenca petrolífera de dos a más lotes, pudiendo realizar explotación directa. Dicha norma también limitaba que la exploración y explotación (en adelante, “E&E”) se concediese únicamente a empresas nacionales constituidas con capitales del país.

En adición, el artículo 16 de la Ley 4452 recogía el derecho del Estado peruano de expropiar las concesiones otorgadas, conforme se advierte del siguiente texto legal: “Siendo la industria petrolera de utilidad pública, son susceptibles de expropiación las concesiones ya otorgadas o que se otorguen, cuando lo requiera la seguridad del Estado.”

También esta ley estableció el pago de un canon anual de exploración y otro de explotación.

#### 1.2.2. El Decreto Ley 11780.

Este Decreto Ley, que tiene fuerza de ley, fue promulgado bajo el gobierno del Presidente Manuel Odría el 12 de marzo de 1952. Así fue como se aprobó la “Ley del Petróleo” y se derogó la Ley 4452. El artículo 1 reitera la propiedad del Estado peruano sobre los yacimientos de petróleo e hidrocarburos y, además, declara que son bienes imprescriptibles, esto es nadie podría reclamar su propiedad sobre la base de una posesión sobre los yacimientos durante un plazo prolongado.

La Constitución que regía en el Perú cuando se emitió el Decreto Ley 11780 fue la del año 1933 (en adelante, la “Constitución de 1933”). La Constitución de 1933 reconocía en el artículo 37 lo siguiente:

Las minas, tierras, bosques, aguas y en general todas las fuentes naturales de riqueza pertenecen al Estado, salvo los derechos legalmente adquiridos. La ley fijará las condiciones de su utilización por el Estado, o de su concesión, en propiedad o en usufructo, a los particulares.

Por tanto, cuando se emitió el Decreto Ley 11780 ya existía un reconocimiento constitucional, esto es en la norma de máxima jerarquía de nuestro ordenamiento jurídico, sobre la propiedad de las fuentes naturales de riqueza, como lo son los hidrocarburos, a favor del Estado peruano.

Ahora bien, el Decreto Ley 11780 establecía en su artículo 3 que se otorgaba al Estado peruano la potestad de realizar por sí mismo diversas actividades vinculadas con hidrocarburos y análogos: exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte y almacenamiento. Ello sin perjuicio de también poder otorgar concesiones a personas sean estas: naturales, jurídicas, sean estas nacionales como extranjeras.

Un aspecto relevante de este Decreto Ley 11780, para fines del presente trabajo, es que se regula por primera vez las concesiones de, entre otros, transporte de hidrocarburos. Concretamente, el artículo 75 del Decreto Ley 11780 indica lo siguiente:

El concesionario de explotación para ejercitar el derecho de manufacturar, refinar, transportar y almacenar que le otorga esta ley; y los que soliciten originariamente concesiones para efectuar cualquiera de estas operaciones, ocurrirán al Ministerio de Fomento, presentando los proyectos y planos de

las obras e instalaciones que se proponen ejecutar y la memoria descriptiva de las mismas.

Con relación a la retribución económica por tales servicios, el artículo 78 del Decreto Ley 11780 dispuso que las tarifas eran pactadas entre las partes, pudiendo participar el Ministro de Fomento solo en caso de desacuerdo.

Estas concesiones se otorgaban por cuarenta (40) años, prorrogables por otros cuarenta (40) años a solicitud del concesionario y siempre que hubiese cumplido sus obligaciones legales. Y, al término de las concesiones, el Estado peruano podía adquirir las plantas, refinerías, instalaciones, maquinarias y todos los implementos utilizados en dichas industrias, previo pago de su valor a tasación de peritos.

### 1.2.3. La Ley 26221.

El 29 de marzo de 1993, el Congreso Constituyente promulgó la hoy vigente Constitución Política del Perú (en adelante, la “Constitución de 1993”), que derogó la Constitución anterior de 1979 que reconocía -en su artículo 118- que los recursos naturales eran patrimonio de la Nación y, por tanto, pertenecían al Estado.

En la Constitución de 1993 se regula de manera genérica en el título III, capítulo II lo referido a los recursos naturales. Concretamente, el artículo 66 de dicho cuerpo legal establece lo siguiente:

Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento. Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal.

Sobre la base del citado artículo 66 de la Constitución de 1993, el 19 de agosto de 1993 el Presidente Alberto Fujimori promulgó la -hoy vigente- Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobada por la Ley 26221 (en adelante, la “LOH”). La LOH derogó el Decreto Ley 11780.

Un dato importante es que mediante la LOH se creó a la empresa Perupetro S.A. (en adelante, “PERUPETRO”), como una empresa estatal sujeta al régimen legal de derecho privado y perteneciente al sector energía. La LOH otorgó a PERUPETRO la función de suscribir los contratos de licencia para la E&E por parte de las empresas privadas.

En línea con lo establecido en la Constitución de 1993, el artículo 8 de la LOH reconoce que los hidrocarburos que se encuentran en los lotes petroleros son de propiedad del Estado. Sobre la base de este artículo, PERUPETRO asume la titularidad, esto es la propiedad, sobre los hidrocarburos que se extraigan y, por dicha condición puede celebrar Contratos de E&E o solo explotación de éstos. Suscritos los referidos contratos, la propiedad de los hidrocarburos extraídos son transferidos a los Contratistas.

Posteriormente, en octubre de 2005, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto Supremo No. 042-2005-EM, el cual aprobó el Texto Único Ordenado de la LOH, recogiendo las modificaciones efectuadas a dicha ley hasta tal fecha (en adelante, el “TUO de la LOH”).

La LOH, a diferencia de las anteriores leyes a las que nos hemos referido, busca promover el desarrollo de las actividades de hidrocarburos. En esa línea, la ley reconoce una serie de beneficios importantes a los Contratistas, siendo uno de los más importantes contar con estabilidad tributaria y la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos.

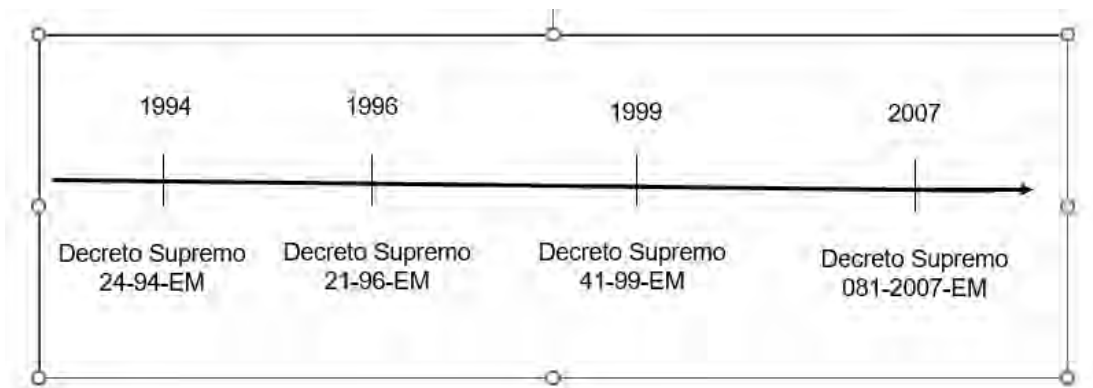
Específicamente, para el tema que ocupa esta tesis es relevante señalar que la LOH reconoce -en su artículo 72- que cualquier persona natural o jurídica, sea nacional o sea extranjera, puede realizar actividades de construcción, operación y mantenimiento de ductos para el transporte de Hidrocarburos. La regulación de esta materia la delega al MINEM.

1.3. Antecedentes de la regulación normativa del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos.

Conforme se indicó en el punto anterior, la regulación referida al transporte de hidrocarburos por ductos ha sido delegado por la LOH al MINEM. Resulta oportuno hacer un recuento de las principales reglamentaciones emitidas por el MINEM teniendo en consideración que la presente tesis se refiere a un ducto de transporte de hidrocarburos, esto es el ONP me referiré a continuación al marco normativo que ha regulado la infraestructura de transporte de hidrocarburos por ductos desde sus orígenes hasta la fecha.

Desde 1994 hasta la fecha contamos con cuatro reglamentaciones que regulan el transporte de hidrocarburos por ductos. A continuación se presenta un cuadro con la referencia de estos cuatro reglamentos.

**Gráfico 3: Cuadro histórico de reglamentos de transporte**



Fuente: Elaboración propia a partir del Decreto Supremo 24-94-EM, Decreto Supremo 021-96-EM, Decreto Supremo 41-99-EM y Decreto Supremo 081-2007-EM.

#### 1.3.1. Decreto Supremo 24-94-EM.

Atendiendo a la delegación reglamentaria efectuada por el artículo 72 de la LOH, el 2 de mayo de 1994 el MINEM aprobó el primer Reglamento para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos mediante Decreto Supremo 24-94-EM (en adelante, el “RT 94”). Es sobre la base de este reglamento que el Estado peruano otorga a PETROPERÚ la concesión definitiva para el transporte de hidrocarburos líquidos por el Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte.

El artículo 6 del RT 94 disponía que el título habilitante para poder transportar hidrocarburos por ductos (esto es, la concesión) era otorgado por plazo indefinido. Por ello, la concesión de PETROPERÚ sobre el ONP es por plazo indefinido.

En lo que respecta a las tarifas, el artículo 77 del RT 94 dispuso que las mismas se fijarían de conformidad con los procedimientos establecidos en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos,

el cual se aprobó mediante Decreto Supremo 25-94-EM (en adelante, el “R. Tarifas 94”).

### 1.3.2. Decreto Supremo 21-96-EM.

En 1996 se publicó el Decreto Supremo 021-96-EM, aprobándose el segundo Reglamento para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos (en adelante, el “RT. 96”) y derogándose el RT 94. Este nuevo reglamento también dispuso que la concesión definitiva se otorgaría por plazo indefinido y que las tarifas de transporte por Ductos se fijarían de acuerdo a los procedimientos establecidos en el R. Tarifas 94 y las normas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.

### 1.3.3. Decreto Supremo 041-99-EM.

En 1999 se emitió el Decreto Supremo 041-99-EM, mediante el cual se aprobó el tercer Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (en adelante, el “RT 99”) y se derogó el RT 96.

A partir del RT 99 la concesión ya no es por un plazo indefinido. Ciertamente, el artículo 7 del RT 99 disponía que la Concesión se otorgaría por un plazo fijo: no mayor de sesenta (60) años - incluyendo la prórroga - ni menor de veinte (20) años. Este plazo se contabilizaba desde la fecha de firma del contrato de concesión.

En lo que respecta a la tarifa que podía cobrar el Concesionario por la prestación del STHLD, el artículo 145 del RT 99 establecía que dicha tarifa era acordada por las partes; sin embargo, se puso los siguientes límites: (i) cumplir los principios establecidos para la fijación tarifaria aplicable al servicio de transporte de gas natural (en lo pertinente); y, (ii) que cubra los conceptos referidos a la inversión, operación y mantenimiento considerando costos eficientes. La

Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy OSINERGMIN) revisaba que la tarifa no sea contraria a las normas.

#### 1.3.4. Decreto Supremo 081-2007-EM.

El 22 de noviembre de 2007 se publicó en el Diario Oficial “El Peruano” el Decreto Supremo 081-2007-EM, que aprobó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (en adelante y según ha sido modificado, el “RT 2007”) y derogó el RT 99. El RT 2007 es el reglamento actualmente vigente.

De igual manera que el RT 99, el RT 2007 establece en el artículo 7 que la Concesión se debe otorgar por un plazo determinado (entre sesenta y veinte años). Plazo computado desde la fecha de firma del contrato de concesión.

Respecto al régimen tarifario, el artículo 149 del RT 2007 simplificó lo regulado en el Reglamento anterior, limitándose a señalar lo que sigue:

Artículo 149.- Determinación de la Tarifa por el Sistema de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos

Las Tarifas, y su forma de aplicación, para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos y para las facilidades de almacenamiento y/o despacho, serán determinadas, por separado, mediante acuerdo de partes, según los principios, criterios y metodología que establezca OSINERGMIN. En caso que las partes (Concesionario y Usuario) acuerden el establecimiento de una Tarifa, este acuerdo, materializado en un contrato, deberá ser comunicado a OSINERGMIN con la información y en el plazo que dicha entidad defina, a fin de que éste proceda a su aprobación. Los Contratos no tienen carácter confidencial y serán considerados de acceso público.

Cabe señalar que la Resolución de Consejo Directivo No. 080-2012-OS/CD (en adelante, la “RCD 080-2012”) emitida por el OSINERGMIN es la norma vigente que regula los “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”.

Mientras el numeral 8.5 del artículo 8 de la RCD 080-2012 regula el procedimiento de regulación de las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos de manera general en concordancia con los artículos 149 y 150 del RT 2007, el numeral 8.6 del artículo 8 de la RCD 080-2012 regula específicamente el procedimiento de regulación de tarifas aplicable al ONP. Conforme a este numeral, para el caso del ONP priman las disposiciones del Contrato de Concesión del ONP suscrito entre PETROPERÚ y el Estado peruano, frente a disposiciones legales que pudiesen ser contradictorias respecto a lo regulado en dicho contrato de concesión. Y, en tal sentido, resulta aplicable el R. Tarifas 94, que estaba vigente al momento de la firma del Contrato de Concesión del ONP.

#### 1.4. Diseño institucional del sector hidrocarburos.

El diseño institucional del sector hidrocarburos cuenta con una gran cantidad de actores. Participan muchas entidades gubernamentales y empresas privadas. A continuación se mencionan solo a los principales actores que participan directa o indirectamente en lo relacionado a la materia de esta tesis:

##### a. MINEM.

Le corresponde: (i) definir la política energética nacional; (ii) proponer y adoptar normas y reglamentos que regulen el sector minero, energético e hidrocarburos; (iii) promover la investigación científica y las inversiones en el sector energético; y, (iv) otorgar concesiones y contratar con las empresas interesadas, de acuerdo con la legislación aplicable.

b. Ministerio de Cultura.

Es la principal autoridad en materia de gestión y vigilancia de los bienes comprendidos en el ámbito del Patrimonio Cultural de la Nación (en adelante, el “PCN”). De manera previa al desarrollo de un proyecto, para proteger el PCN, supervisa la zona donde se desarrollará el proyecto y, de ser el caso emite un Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos.

c. Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

Es responsable del desarrollo de la infraestructura de transporte, comunicaciones y telecomunicaciones del país. También le compete emitir la autorización para el transporte de materiales peligrosos, como los hidrocarburos.

d. Ministerio de Economía y Finanzas (en adelante, “MEF”).

En lo relacionado a la materia de la presente tesis, cabe indicar que el MEF ha otorgado aportes de capital cuantiosos a PETROPERÚ, empresa estatal que opera el ONP.

e. OSINERGMIN.

Es un organismo regulador independiente que supervisa el sector energético en el Perú y le compete regular, monitorear y controlar las actividades de todos los participantes involucrados en la industria de los hidrocarburos. OSINERGMIN realiza, entre otras, las siguientes funciones principales:

- Autorizar la operación de comercialización de hidrocarburos mediante la gestión del Registro de Hidrocarburos y emisión de informes técnicos favorables.
- Promulgar normas y reglamentos aplicables a todos los participantes de la industria de los hidrocarburos y emitir órdenes a dichos participantes con respecto a sus obligaciones. Ello sobre la base de los reglamentos aprobados por el MINEM.

- Verificar que los participantes de la industria de hidrocarburos cumplan con sus obligaciones legales, técnicas y contractuales.
  - Aprobar las tarifas de distribución de gas natural por ductos, distribución de electricidad, transporte de gas natural por ductos. También aprueba distintos cargos tarifarios creados por ley.
  - Sancionar a los participantes de la industria de hidrocarburos si incumplen sus obligaciones legales, técnicas y contractuales.
  - Resolver disputas entre participantes del sector energético.
- f. OEFA.  
Autoridad responsable de supervisar, fiscalizar, controlar y sancionar en materia ambiental. Tiene autoridad para supervisar directamente determinadas industrias, como la minería, la energía (energía eléctrica, petróleo y gas), la pesca y la manufactura (cerveza, papel, cemento y curtiduría). En el año 2011 asumió la responsabilidad de supervisar, controlar y hacer cumplir el cumplimiento ambiental en la industria de hidrocarburos.
- g. Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (en adelante, “SENACE”).  
Encargado de revisar y aprobar los Estudios de Impacto Ambiental detallados o “EIA” relacionados con proyectos que involucren actividades, obras o servicios que puedan causar impactos significativos al medio ambiente, excepto para los excluidos por decreto supremo a solicitud de un ministerio específico.
- h. Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria.  
Encargada de administrar los impuestos del gobierno nacional y supervisar el cumplimiento de las normas que regulan esta materia. También le corresponde controlar y supervisar el uso de insumos, productos, subproductos y/o derivados, maquinaria y/o equipos químicos que puedan ser utilizados directa o indirectamente en la fabricación de drogas ilícitas.

La SUNAT administra el "Registro para el Control de Bienes Fiscalizados", en el que debe inscribirse cualquier persona natural o jurídica en caso de adquisición, uso y/o almacenamiento de activos regulados.

i. PERUPETRO.

Creada por la Ley 26221. Tiene entre sus principales atribuciones promover inversiones en actividades de E&E de hidrocarburos, así como negociar, celebrar y supervisar, por cuenta del Estado peruano, los contratos que suscriba con empresas privadas y compañías petroleras calificadas.

j. Contraloría General de la República (en adelante, la "CGR").

Máxima autoridad del Sistema Nacional de Control del Estado. Es el encargado de monitorear el cumplimiento de las políticas públicas y el correcto uso de los bienes del Estado. Las empresas estatales y otras empresas de propiedad de la República del Perú está sujeta al Sistema Nacional de Control.

k. Titulares de contratos de licencia de E&E.

Estos titulares son las empresas que están facultadas para explorar y extraer los hidrocarburos (petróleo, gas y derivados) ubicados en el subsuelo peruano al suscribir sendos contratos de licencia con PERUPETRO. Como se verá seguidamente, en el Perú existen Contratistas que son nacionales y extranjeros.

Al año 2023, según el Gráfico 4 siguiente extraído de la Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO (p. 21) se cuenta con los siguientes Contratistas en fase de explotación:

**Gráfico 4: Contratos de licencia en fase de explotación al 31 de diciembre de 2023**

ZONA	LOTE	CONTRATISTA	FECHA DE SUSCRIPCIÓN	FECHA DE TÉRMINO	ÁREA(ha)	MODALIDAD DE CONTRATO
SELVA NORTE	39	PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ (23,63%) PERENCO PERU BLOCK 39 LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ (11,23%) PERENCO PERU PETROIL LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ(30,14%) PVEP PERÚ, SUCURSAL PERUANA(35%)	9-Sep-99	1-Feb-44	79,164.497	LICENCIA
	64	PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERU S.A. (100%)	7-Dic-95	14-Jun-39	761,501.001	LICENCIA
	67	PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ(5%)PVEP – PERENCO PERÚ LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ (95%)	13-Dic-95	15-Dic-34	101,931.686	LICENCIA
	95	PETROTAL PERU S.R.L. (100%)	5-Jun-05	30-Nov-41	345,281.667	LICENCIA
	192	PETRÓLEOS DEL PERU – PETROPERU S.A. (100%)	28-Feb-23	24-Oct-53	512,347.241	LICENCIA
SELVA CENTRAL	31-C	AQUATIA ENERGY DEL PERU S.R.L. (100%)	30-Mar-94	29-Mar-24(**)	16,630.000	LICENCIA
	131	CEPSA PERUANA S.A.C. (100%)	19-Ene-08	18-Ene-38	15,483.733	LICENCIA
SELVA SUR	56	PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. (2,2%) SONATRACH PERU CORPORATION S.A.C. (10%) PLUSPETROL LOTE 56 S.A. (28%) TECPETROL BLOQUE 56 S.A.C. (10%) /SK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA (17,6%)/HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C.,SUCURSAL DEL PERU(25,2%)/REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ, SUCURSAL DEL PERÚ(10%)	7-Sep-04	8-Sep-44	58.500.00	LICENCIA
	88	PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. (2,2) YSK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA (17,6%) PLUSPETROL CAMSEAS.A. (25%) HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C. SUCURSAL DEL PERÚ (25,2%) Y TECPETROL DEL PERÚ S.A.C.(10%) Y SONATRACH PERÚ CORPORATION S.A.C (10%) REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ, SUCURSAL DEL PERÚ (10%)	9-Dic-00	8-Dic-40	82,803.521	LICENCIA
	57	REPSOL EXPLORACIÓN PERU, SUCURSAL DEL PERU(53,84%)CNPC PERU S A(46,16%)	27-Ene-04	26-Ene-44	82,028.750	LICENCIA
	58	CNPC PERÚ S.A. (100%)	9-Sep-05	8-Sep-45	340,133.717	LICENCIA
NOROESTE	I(TT)	PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERU S.A. (100%)	21-Oct-23	21-Oct-25(*)	6,915.302	LICENCIA
	II	PETROLERA MONTEERRICO S.A. (100%)	05-Ene-96	4-Ene-26	7,691.420	LICENCIA
	III	UNNA ENERGÍA S.A. (100%)	05-Abr-15	4-Abr-45	35,799.305	LICENCIA
	IV	UNNA ENERGÍA S.A. (100%)	05-Abr-15	4-Abr-45	29,521.990	LICENCIA
	V	CORPORACIÓN DEL SUR S.A. SUCURSAL PERÚ (50%) GTQ PETROLEUM S.A.C (50%)	09-Oct-23	9-Oct-53	7,973.454	LICENCIA
	VI(T)	PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERU S.A. (100%)	21-Oct-23	21-Oct-25(*)	13,772.210	LICENCIA
	VII	OLYMPIC PERU INC. SUCURSAL DEL PERÚ (100%)	21-Oct-23	21-Oct-53	18,534.744	LICENCIA
	IX	EMPRESA DE RECURSOS ENERGÉTICOS UHENERGIA ABC S.A.C. (100%)	17-Jun-15	16-Jun-45	2,754.133	LICENCIA
	X	CNPC PERÚ S.A. (100%)	20-May-94	19-May-24	46,952.342	LICENCIA
	XIII	OLYMPIC PERÚ INC. SUCURSAL DEL PERÚ (100%)	30-May-96	29-May-36	273,357.845	LICENCIA
	XV	PETROLERA MONTEERRICO S.A. (100%)	26-May-98	25-May-28	9,498.904	LICENCIA
	XX	PETROLERA MONTEERRICO S.A. (100%)	19-Ene-06	18-Ene-36	6,124.207	LICENCIA
ZÓCALO	Z-69(T)	PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERU S.A. (100%)	15-Nov-23	15-Nov-25(*)	127,056.123	LICENCIA
	Z-1	FRONTERA ENERGY OFF SHORE PERU S.R.L. (100%)	29-Ene-02	28-Ene-32	25,294.597	LICENCIA
	Z-6	SAVIA PERU S.A. (100%)	20-Mar-02	19-Mar-32	528,116.614	LICENCIA
<b>TOTAL</b>		26			3,481,169.003	

(\*) De acuerdo a Contrato, o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato para la explotación de hidrocarburos, lo que ocurra primero.

(\*\*) El Contrato se extenderá por 10 años adicionales (29.03.2034), condicionado al cumplimiento del Programa Adicional Exploratorio establecido.

Fuente: Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO (p. 21)

## I. PETROPERÚ.

Es una empresa de propiedad exclusiva del Estado peruano. Tomando en cuenta que PETROPERÚ es quien opera el objeto de estudio de la tesis (el ONP), más adelante se desarrolla con mayor detalle los aspectos relevantes de esta empresa del Estado.

### 1.5. La cadena para el comercio de los hidrocarburos líquidos.

De acuerdo con el Reglamento para la Comercialización de Hidrocarburos Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, Decreto Supremo 045-2001-EM, la cadena para el comercio de los hidrocarburos líquidos se compone de las siguientes actividades: (i) E&E, (ii) refinación, (iii) almacenamiento en plantas y terminales de suministro, (iv) transporte y (v) actividades netamente comerciales.

#### 1.5.1. Actividades de E&E.

Conforme se ha visto previamente, la Constitución de 1993 establece el marco jurídico aplicable al uso de los recursos naturales y los reconoce como propiedad del Estado peruano. Las condiciones para el uso de dichos recursos naturales y su otorgamiento en concesión a empresas privadas y personas naturales se encuentran reguladas en la Ley 26821, promulgada el 25 de junio de 1997.

Por su parte, la LOH regula las disposiciones aplicables para que el Estado peruano otorgue a los privados los derechos para explorar y explotar los hidrocarburos.

Según nuestro ordenamiento jurídico, los hidrocarburos antes de ser extraídos de los yacimientos son propiedad del Estado peruano. El mecanismo por el cual las empresas podrán acceder a la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos es a través de la celebración de un contrato específico con

PERUPETRO. Los contratos que puede suscribir PERUPETRO son los siguientes:

- Contrato de Licencia: El Estado peruano, a través de PERUPETRO, confiere a la persona que accede a este tipo de contratos un permiso para explorar y explotar hidrocarburos en el área contratada, y le transfiere sus derechos de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos. El Contratista, a su vez, paga regalías al gobierno peruano como contraprestación.
- Contrato de Servicios: en este tipo de contratos el Contratista no recibe derechos de propiedad alguno sobre los hidrocarburos. En cambio, sólo recibe una compensación de PERUPETRO.
- Otros autorizados por el MINEM.

Los contratos antes indicados son aprobados mediante Decreto Supremo refrendado por el MEF y el MINEM. Una vez aprobados y ejecutados, los acuerdos no pueden ser modificados de forma unilateral, esto es para ser modificados ambas partes tendrán que estar de acuerdo y formalizar dicho acuerdo a través de una adenda. Además, cualquier modificación requerirá contar con aprobación expresa mediante Decreto Supremo. Los Contratos de Licencia y Servicios son considerados “acuerdos de ley” y, por lo tanto, no pueden ser modificados o enmendados unilateralmente por el gobierno peruano.

#### 1.5.2. Actividad de refinación.

Las actividades de refinación incluyen la conversión de petróleo crudo, gasolina natural, y cualquier otro tipo de hidrocarburos en productos combustibles o productos no combustibles. Respecto a los productos combustibles, podemos obtener a través de la actividad de refinación los siguientes: el gas licuado de petróleo, la gasolina, el diesel y combustibles de uso industrial; y, respecto a los productos no combustibles se puede obtener los siguientes productos: lubricantes, asfalto y solventes. La actividad de refinación se realiza a través de diferentes procesos.

De conformidad con la LOH y con los Reglamentos para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, cualquier persona puede instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, gas natural y condensado, asfalto natural, grasas, lubricantes y plantas de procesamiento de petroquímicos, con sujeción a los lineamientos regulatorios que establezca el MINEM. Asimismo, cualquier persona puede importar hidrocarburos para someterlos a procesos de refinación.

Para instalar y operar una planta de refinería de petróleo, ésta deberá contar con las autorizaciones correspondientes del OSINERGMIN. Estas autorizaciones se emiten luego de que dicha autoridad competente haya verificado que la planta ha sido construida cumplimiento la normativa nacional e internacional que garantiza que se operará en condiciones seguras para el personal y para la instalación en sí. Cualquier modificación a la planta de refinería de petróleo también deberá ser autorizada por el OSINERGMIN.

La operación de una planta de refinería se rige por la reglamentación emitida por el MINEM.

#### 1.5.3. Actividades para comercializar combustibles líquidos.

Las actividades para comercializar combustibles líquidos incluyen las siguientes:

- Importación de combustibles líquidos, actividad que puede ser realizada por Distribuidores Mayoristas o Productores nacionales de combustibles líquidos (como las refinerías);
- Exportación de combustibles líquidos;
- Distribución y/o venta de combustibles líquidos y otros subproductos de hidrocarburos, para lo cual se cuenta con la Distribución Mayorista y la Distribución Minorista; así como los Establecimientos de Venta al Público.

Cabe destacar que los precios del petróleo crudo y sus derivados se rigen por la oferta y la demanda, esto último es un principio recogido en la LOH.

Asimismo, compete al MINEM aprobar las especificaciones de calidad de los productos combustibles que se comercializarán en el mercado peruano.

La comercialización de los combustibles líquidos se debe realizar utilizando un sistema informático que es administrado por el OSINERGMIN, el denominado Sistema de Control de Órdenes de Pedido o “SCOP”. Este mecanismo tiene como objetivo reducir la informalidad en el sector mediante el control y seguimiento de los combustibles líquidos que circulan en el territorio nacional.

#### 1.5.4. Actividades de almacenamiento.

Esta actividad involucra la recepción, almacenamiento y despacho de hidrocarburos siguiendo los procedimientos y obligaciones establecidos en las normas. El almacenamiento de hidrocarburos puede realizarse como actividad complementaria a las actividades de operación, transporte, refinación y comercialización en instalaciones y tanques.

Cualquier persona está habilitada para construir, operar y mantener instalaciones para el almacenamiento de hidrocarburos y sus productos derivados siempre que cumpla las normas que emita el MINEM y el OSINERGMIN.

Para instalarse y operar, las plantas y terminales deben cumplir con su inscripción en el Registro de Hidrocarburos administrado por OSINERGMIN. De lo contrario no estarán aptas para su operación. De igual manera cualquier modificación debe estar previamente aprobada por el OSINERGMIN.

#### 1.5.5. Actividades de transporte de hidrocarburos.

El transporte de hidrocarburos se puede llevar a cabo: (i) mediante transporte en la vía terrestre (camiones cisternas); (ii) transporte en la vía marítima (embarcaciones), en ambos casos los medios de transporte deben ser inscritos en el Registro de Hidrocarburos administrado por el OSINERGMIN para poder operar en el mercado; y, (iii) a través de ductos que deben contar con la conformidad de diseño y construcción del OSINERGMIN. El presente trabajo se centra en el transporte de hidrocarburos por ductos.

Es relevante mencionar que en el año 2014 el transporte de hidrocarburos por ductos fue calificado como un servicio público por la Ley 30114.

## 2. **Sobre PETROPERÚ y el ONP.**

En esta sección se presenta información sobre los inicios de PETROPERÚ y como esta empresa estatal ha ido cada vez más tomando mayor protagonismo en el sector hidrocarburos. Asimismo, se describen las principales actividades de hidrocarburos que PETROPERÚ desarrolla actualmente, donde se evidencia que participa en prácticamente toda la cadena de comercialización; se describe la situación financiera de PETROPERÚ y cómo el Estado peruano, a través del MEF, viene dotando de importantes recursos económicos a esta empresa, revelando su incapacidad financiera para afrontar sus actividades.

Adicionalmente, en esta sección se describen los inicios del ONP, por qué surgió, cuál fue la necesidad de contar con una infraestructura como el ONP y se describe cómo está compuesta dicha infraestructura y cómo es su recorrido desde la selva hasta la costa del Perú.

También se incluye data referida a las importaciones de combustibles líquidos en el Perú, pues denota que el país es altamente dependiente de estas

importaciones y, una mayor producción de hidrocarburos en la selva norte podría reducir (no eliminar) dicha dependencia.

Finalmente, en esta sección se incluye una revisión del Contrato de Concesión del ONP, que es importante en tanto que el ONP es el objeto de este estudio de investigación.

## 2.1. Antecedentes de PETROPERÚ.

En 1969 se dictó el Decreto Ley 17753, mediante el cual denominó Petróleos del Perú (PETROPERU) a la antigua Empresa Petrolera Fiscal, sustituyéndola para todos los efectos. Producto de ello se adjudicó a PETROPERÚ los bienes del Complejo Industrial de Talara.

Dos años después, en 1971, se dictó el Decreto Ley 18883, que declaró de necesidad nacional la prospección y explotación de las áreas petrolíferas e hidrocarburos análogos que se encontraban ubicados dentro de los cincuenta (50) kilómetros de fronteras, así como el transporte de dichos productos. Al amparo de este decreto PETROPERÚ podía suscribir contratos para la prospección y explotación.

Posteriormente, en 1973, se dictó el Decreto Ley 20036 que aprobó la Ley Orgánica para PETROPERÚ. Este Decreto Ley fue derogado por el Decreto Legislativo 43, dictado en 1981, mediante el cual se aprueba una nueva Ley de Petroperú (en adelante, la “Ley de Petroperú”).

En el año 2006 se promulgó la Ley 28840, aprobándose la Ley de Fortalecimiento y Modernización de PETROPERÚ (según ha sido modificado, en adelante, la “Ley de Fortalecimiento”). Esta ley excluyó a PETROPERÚ del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento del Estado y dispuso la

inaplicación para PETROPERÚ de la normativa sobre el Sistema de Inversión Pública.

De acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Fortalecimiento el objeto social de PETROPERÚ es llevar a cabo todas las actividades de hidrocarburos que establece la LOH.

Asimismo, conforme a la Ley de Fortalecimiento, PETROPERU actúa con autonomía económica, autonomía financiera y autonomía administrativa. Nótese que la autonomía económica y financiera no se condice con lo que ha venido pasando cada vez que el MEF ha aprobado transferencias de recursos económicos a favor de PETROPERÚ, como se expone en esta sección de la tesis.

En el año 2013 se aprueba la Ley 30130, que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución del Programa de Modernización de Refinería Talara (PMRT) que está a cargo de PETROPERÚ.

En el año 2015 se aprueba la Ley 30357, que autoriza a PERUPETRO para que, luego de una evaluación y, de ser el caso, negociación, pueda suscribir un Contrato de Licencia con PETROPERÚ para que esta última pueda explotar los hidrocarburos del Lote 192 ubicado en la selva norte del país.

Ahora bien, cabe preguntarse ¿qué tipo de empresa es PETROPERÚ?

PETROPERÚ es una empresa estatal de derecho privado perteneciente al sector energía. Es de propiedad exclusiva del Estado peruano, esto es el Estado peruano es el único propietario del total de las acciones de PETROPERÚ.

En atención al artículo 5 de la Ley de Petroperú, PETROPERÚ es una empresa estatal sujeta a un régimen particular donde su organización y desarrollo a nivel corporativo se sujeta a lo previsto en la propia Ley de Petroperú, su Estatuto

Social, y la Ley No. 28867, Ley General de Sociedades en calidad de marco legal supletorio, estando sujeta al régimen de fiscalización de la CGR, el MINEM y el OSINERGMIN, entre otras entidades gubernamentales.

¿Cuáles son las actividades desarrolladas por PETROPERÚ?

De acuerdo con la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p. 21), esta empresa participa en una serie de actividades de hidrocarburos:

- a) Explotación de petróleo.
  - Lote I.
  - Lote VI.
  - Lote Z69.
  - Lote 192.
  
- b) Transporte de hidrocarburos (petróleo).
  - ONP.
  - Embarcaciones marítimas (contratada) y embarcaciones fluviales (propia y contratada).
  
- c) Refinación de petróleo.
  - Refinería Talara.
  - Refinería Conchán.
  - Refinería Iquitos.
  
- d) Distribución (transporte acuático / terrestre).
  - Embarcaciones marítimas (contratada) y embarcaciones fluviales (propia y contratada).
  - Camiones tanques y tren contratada.
  
- e) Comercialización.
  - Plantas de venta propias.

- Terminales con contrato de operación
- Estaciones de servicio afiliadas identificadas con la marca PETROPERÚ.

PETROPERÚ comercializa GLP, Diésel B5, Diésel B5 S50, gasolina regular, gasolina premium, gasohol regular, gasohol premium, turbo A1, gasolina 100LL, diesel marino, petróleo industrial No. 6, petróleo industrial No. 500. Conforme a lo indicado en la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p. 84), esta empresa alcanzó la siguiente participación promedio en el mercado nacional conforme se aprecia en la Tabla 1:

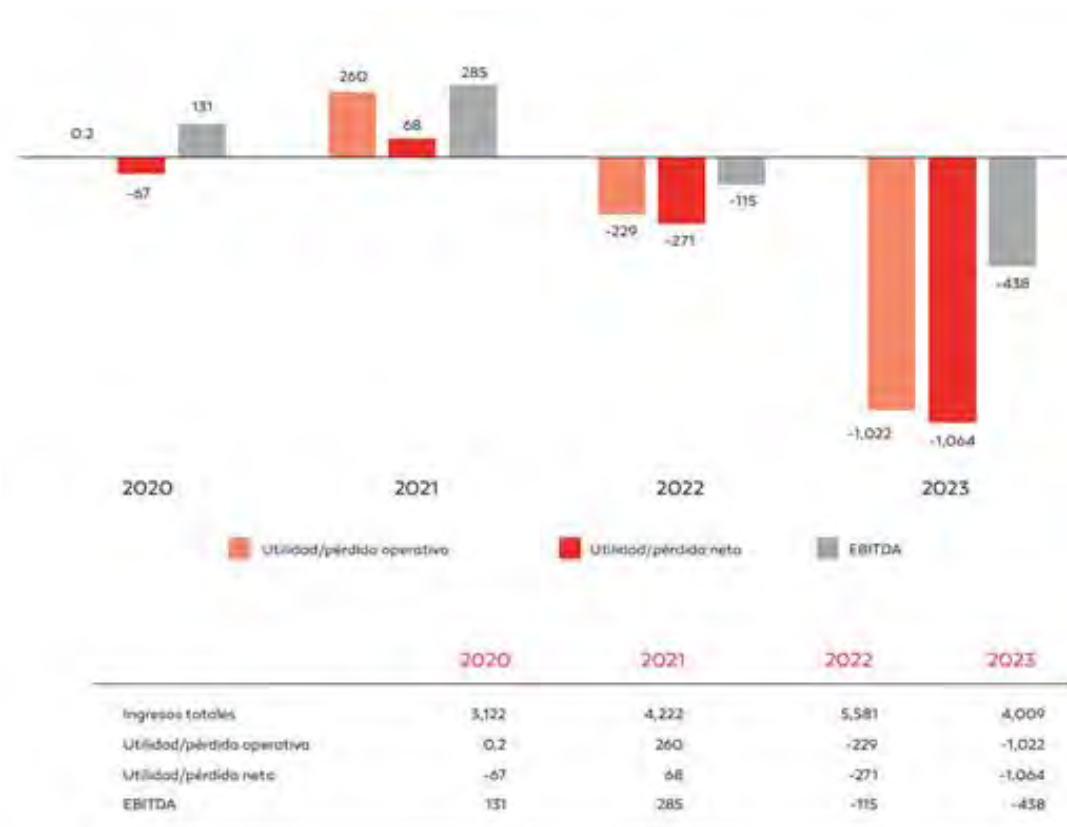
**Tabla 1: Porcentaje de participación promedio de productos comercializados por PETROPERÚ en el país**

Productos	Porcentaje de participación promedio
Combustibles Líquidos y GLP	26%
Diésel	32%
Gasolinas/gasoholes	40%

Fuente: Elaboración propia a partir de la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ.

Un aspecto relevante a considerar es ¿cómo es la situación financiera de PETROPERÚ? Al respecto, de la revisión de la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ se puede advertir que la situación financiera de PETROPERÚ es crítica:

**Gráfico 5: Información financiera de PETROPERÚ en MMU\$ al 2023**



Fuente: Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p. 9.)

Según se indica en la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p. 37 y 38), al cierre del periodo se registró una pérdida neta de -1,064 MMUS\$, debido a, entre otros motivos:

- (i) Reducción de las ventas en el mercado nacional por una competencia con mejores términos comerciales;

- (ii) Incremento de gastos derivados de una operación no optimizada de la Nueva Refinería Talara.
- (iii) Pérdidas netas registradas en el negocio del ONP. Ello en tanto que no se generaron ingresos por servicio de transporte de crudo como consecuencia de eventos medioambientales ocasionados por terceros y conflictos sociales con las comunidades aledañas al ONP y a los lotes que utilizan el STHLD del ONP.
- (iv) Aumento de gastos financieros.

Cabe tener presente que en diferentes oportunidades el Estado peruano ha venido realizando grandes aportes de capital a favor de PETROPERÚ al no generar dicha empresa los recursos necesarios para cubrir determinadas actividades. Así por ejemplo:

- (i) En mayo de 2022 se dictó el Decreto de Urgencia 010-2022 (el “DU 010”), mediante el cual se aprobó el apoyo financiero transitorio que otorgó el MEF a favor de PETROPERÚ, hasta por US\$ 750 000 000,00 (SETECIENTOS CINCUENTA MILLONES Y 00/100 DOLARES AMERICANOS) (en adelante, el “Apoyo Financiero Transitorio”). Este apoyo tuvo como fin que PETROPERÚ cumpliera con sus obligaciones de corto plazo para dicho año 2022.

En los considerandos del DU 010 que justifican el otorgamiento del Apoyo Financiero Transitorio se indica que se generó un grave problema de liquidez para PETROPERÚ a corto plazo y que si este no se atendía se podría generar mayores sobrecostos operativos y desabastecimiento de combustible en el país.

De acuerdo con el artículo 3 del DU 010, PETROPERÚ reembolsaría al MEF el monto del Apoyo Financiero Transitorio con intereses. Sin embargo,

el Apoyo Financiero Transitorio se convirtió posteriormente en un aporte de capital para PETROPERÚ, según lo dispuesto por el Decreto de Urgencia 013-2024.

- (ii) En octubre de 2022 se dictó el Decreto de Urgencia 023-2022 (“DU 023”), mediante el cual se aprobó un aporte de capital del Estado a favor de PETROPERÚ hasta por el monto de S/ 4 000 000 000,00 (cuatro mil millones y 00/100 soles). Dicho aporte de capital se financió con recursos del Tesoro Público.

Este DU 023 también aprobó:

(...) la Operación de Endeudamiento de Corto Plazo, bajo la modalidad de otorgamiento de garantía del Gobierno Nacional, hasta por US\$ 500 000 000,00 (QUINIENTOS MILLONES Y 00/100 DOLARES AMERICANOS), en respaldo de las obligaciones a cargo de PETROPERÚ S.A. derivadas de la línea de crédito de comercio exterior que contrate con el Banco de la Nación para efectuar las operaciones de importación de petróleo crudo, combustibles, otros derivados de los hidrocarburos y biocombustibles.

Los fondos recibidos por PETROPERÚ permitieron, según se indica en la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p.54), que las operaciones de PETROPERÚ continúen y, por ello, se pudo garantizar que el mercado interno contara con el abastecimiento de combustible necesario.

- (iii) En febrero de 2024 se aprobó el Decreto de Urgencia 004-2024, que aprobó una nueva operación de endeudamiento de corto plazo, bajo la modalidad de otorgamiento de la garantía del gobierno nacional hasta por un monto en soles equivalente a US\$ 800 000 000,00 (ochocientos millones y 00/100 dólares americanos) en respaldo de las obligaciones a cargo de

PETROPERÚ, derivadas de un préstamo a ser otorgado por el Banco de la Nación para capital de trabajo necesario para mantener los niveles de inventario que garanticen la continuidad del abastecimiento de combustible y el desarrollo de las actividades económicas a nivel nacional; y, se amplió la operación de endeudamiento de corto plazo aprobada mediante el DU 023 hasta por un monto en soles equivalente a US\$ 500 000 000,00 (quinientos millones y 00/100 dólares americanos).

- (iv) En setiembre de 2024 se aprobó el Decreto de Urgencia 013-2024 (el “DU 013”), mediante el cual se aprobó la capitalización en PETROPERÚ del Apoyo Financiero Transitorio por el monto en Soles equivalente a US\$ 750 000 000,00 (setecientos cincuenta millones y 00/100 dólares americanos) más los intereses generados a la fecha de entrada en vigencia del DU 013, quedando extinguida la obligación de pago por parte de la citada empresa.

Asimismo, se aprobó una operación de endeudamiento de corto plazo, bajo la modalidad de otorgamiento de la garantía del gobierno nacional hasta por un monto en soles equivalente a US\$ 1 000 000 000,00 (un mil millones y 00/100 dólares americanos) en respaldo de las obligaciones a cargo de PETROPERÚ, derivadas de un préstamo que el Banco de la Nación debe otorgar a favor de dicha empresa para financiar capital de trabajo.

El artículo 6 del DU 013 también dispuso las siguientes relevantes medidas:

- a) Se encargó a PROINVERSION la venta y/o gestión de todos los bienes inmuebles y predios de propiedad de PETROPERÚ. Lo único que se excluyeron fueron los activos calificados como Activos Críticos Nacionales (uno de ellos es el ONP) y también se excluyeron los activos que son necesarios para la operación de las actividades que desarrolla PETROPERÚ.

b) Se encargó al MINEM analizar y determinar las acciones que se requieran vinculadas con la operación del ONP. Ello con el fin de mejorar su integridad, eficiencia y competitividad.

c) Se encargó a PETROPERÚ evaluar sus unidades de negocio. Ello con el fin de definir un plan de continuidad operativa de las unidades de negocio, de manera tal que se asegure la sostenibilidad económica y financiera de la empresa.

Del recuento normativo de ayuda económica prestada a PETROPERÚ se advierte una clara deficiencia económica de PETROPERÚ, respecto de la cual las diferentes gestiones no han pedido revertir hasta la fecha. Parte importante de dicha deficiencia proviene del déficit económico de la operación del ONP.

## 2.2. Sobre el ONP y su relevancia para el país.

### a) Historia

Con relación a la historia de PETROPERÚ, el portal web de PETROPERÚ nos brinda la siguiente información relevante:

- La crisis petrolera de 1960 hizo tomar conciencia a diversas naciones de la importancia de los hidrocarburos para el desarrollo, bienestar social y lo que pasó a denominarse la seguridad energética. En nuestro país, este contexto coincidió con el descubrimiento del petróleo en la Amazonía, y la imposibilidad de transportarlo de una manera económicamente viable y eficiente.
- Asimismo, en el portal web de PETROPERÚ se nos informa que se utilizaban barcazas para la distribución del petróleo, pero el uso de este medio resultaba demasiado costoso, además de estar sujeto a la naturaleza de los ríos que pueden dificultar la navegación de las barcazas. El crudo extraído en esta zona ascendía a 135,000 barriles diarios, pero las

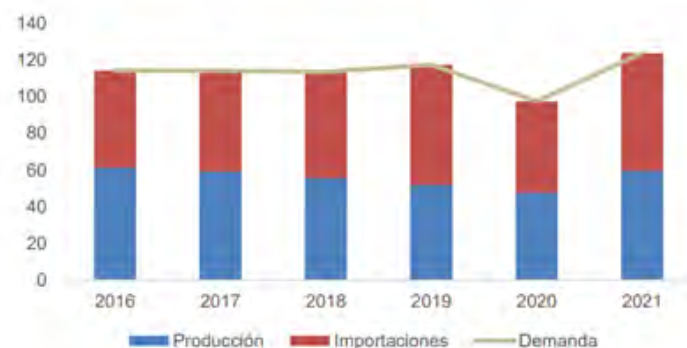
barcazas solo podían transportar 5,000 barriles por día. De otro lado, en esos años se requería importar unos 40,000 barriles diarios para satisfacer a la demanda interna, impactando la balanza de pagos. Ante estas circunstancias era evidente que se requería de una alternativa eficiente respecto de las barcazas.

- Bajo ese contexto, desde 1972 se estudió el tema y fue así que se encargó a PETROPERÚ evaluar lo pertinente para la construcción de una infraestructura por ductos (el ONP). En junio de 1974 se licitó la construcción del ONP y seis meses después se suscribió el contrato para la construcción del ONP.
- La construcción del ONP tomó unos treinta meses. Participaron 7,800 trabajadores aproximadamente y se contó con la pericia y experiencia de los mejores constructores de oleoductos del mundo.

Los antecedentes históricos narrados por PETROPERÚ en su portal web son relevantes en tanto que nos demuestra la relevancia de contar con un ducto operativo que permita transportar los hidrocarburos explotados de la selva norte del país y ser un país menos dependiente de las importaciones de combustibles. Poco se ha avanzado en el uso óptimo de una infraestructura tan relevante como lo es el ONP.

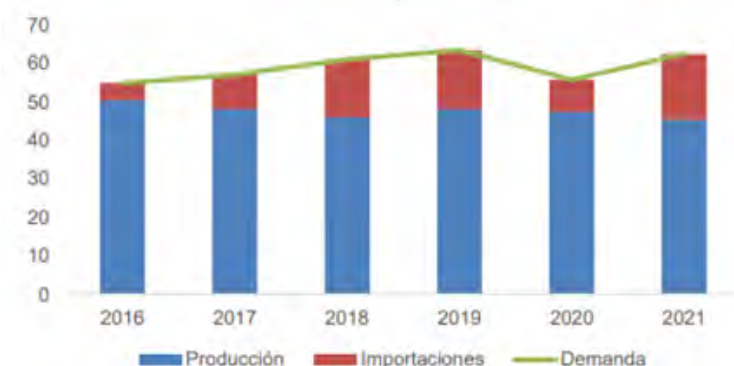
Nótese la relevancia de las importaciones en los siguientes gráficos:

**Gráfico 6: Evolución entre los años 2016 y 2021 de las cantidades demandadas y ofertadas de Diesel en MBPD**



Fuente: INDECOPI. (2022) Informe de Lanzamiento del Estudio de Mercado sobre Combustibles Líquidos y Gas Licuado de Petróleo en el Perú (p.13)

**Gráfico 7: Evolución entre los años 2016 y 2021 de las cantidades demandadas y ofertadas de GLP en MBPD**



Fuente: INDECOPI. (2022) Informe de Lanzamiento del Estudio de Mercado sobre Combustibles Líquidos y Gas Licuado de Petróleo en el Perú (p.14)

De acuerdo con INDECOPI (2022, p.24), las principales empresas importadoras de productos terminados durante el año 2021 fueron Valero (33.4%, principalmente Diesel), Petroperú (21.1%, principalmente Diesel y GLP), Solgas (10%, GLP), Mobil Petroleum (13.8%, Diesel y gasolinas), Pluspetrol (12.1%, GLP), Repsol (10.5%, Diesel y Turbo) y Solgas (4.8%, GLP). El resto de los importadores concentraron el 4.3% (GLP, lubricantes, solventes).

Sobre la base de una consultoría del Instituto Peruano de Economía, García (2025, 22 de enero) indica, en un artículo del Diario Gestión, que entre los años 2003 y 2023, en el caso del diésel las importaciones pasaron del 33% al 75%, en el caso de las gasolinas pasaron del 4% al 52% y respecto al GLP crecieron del 6% al 30%.

De lo anterior, queda clara la actual dependencia del Perú respecto de las importaciones de combustibles líquidos, lo que demuestra la relevancia de que se incremente la producción interna aprovechando los recursos naturales con que cuenta el Perú, especialmente en la selva norte.

b) Sobre la infraestructura del ONP.

El ONP está instalado bajo tierra y cuenta con seis estaciones de bombeo. Cuenta con 854 kilómetros de longitud en su tramo principal. Nace en San José de Saramuro, avanzando en paralelo al río Marañón, al que cruza dos veces. En su recorrido, pasa por zonas tupidas, boscosas y pantanosas, atraviesa la selva alta, asciende por los Andes a 2,390 metros s.n.m., para luego descender, cruzar el desierto de Sechura, y llegar finalmente al Terminal Bayóvar.

Según se indica en el portal web de PETROPERÚ, en el Terminal Bayóvar se pueden acoderar buques de hasta 250,000 toneladas de peso muerto. Cuatro brazos hidráulicos permiten un caudal de carga de petróleo a los buques tanque de hasta 100,000 barriles por hora y se pueden atender las naves las 24 horas del día.

Sin el ONP las reservas no habrían tenido un valor económico importante. La producción superó los 100,000 barriles diarios entre 1979 y 1981. Este nivel de producción nos demuestra que sí es viable alcanzar los niveles de demanda del uso del ONP que se requieren para su sostenibilidad económica, según veremos en el Capítulo II.

A continuación se incluye una imagen del portal web de PETROPERÚ con la ubicación del ONP a lo largo del norte del Perú.

**Gráfico 8: Ilustración sobre los tramos del ONP**



Fuente: Fuente: PETROPERÚ. (2025). Los tramos del Oleoducto Norperuano. Petroperú. <https://oleoducto.petroperu.com.pe/tramo-i-tramo-ii-y-ramal-norte/>

Así, el ONP está compuesto por tres grandes tramos (Tramo I, Tramo II y Tramo ORN), por nueve estaciones de bombeo a lo largo de su recorrido y PETROPERÚ cuenta también con el Terminal Bayóvar, que se ubica en Piura, en el kilómetro 856 del ONP. El Terminal Bayóvar recibió el primer frente de crudo el 24 de mayo de 1977.

Según se indica en el portal web de PETROPERÚ, actualmente existe un plan de modernización del ONP que comprende tres grandes aspectos: (i) un aspecto técnico, que implica ejecutar inversiones con el fin de que el ONP se actualice técnica y tecnológicamente; (ii) un aspecto de adecuación normativa, pues el ONP debe contar con las condiciones necesarias para cumplir las disposiciones

del Decreto Legislativo 1292 y el RT 2007; y, (iii) un aspecto referido a las expectativas de producción, pues según señala en el Perú se cuenta con reservas de crudo por 443MMB, distribuidos en los lotes , 64, 67, 95, 131 y 192, y están en exploración los lotes 39, 103 y 116.

c) Sobre la importancia del ONP.

En diciembre de 2016 el Estado peruano declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del ONP, mediante el Decreto Legislativo 1292.

Según se indica en el artículo 1 del Decreto Legislativo 1292 el objeto de dicha norma es:

garantizar la confiabilidad del abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno a través de la operación segura del Oleoducto Norperuano, promover el desarrollo de las actividades de hidrocarburos en el país, y fortalecer Petróleos del Perú S.A. - PETROPERÚ S.A. a través de una estructura de gobierno corporativo aplicable a empresas de hidrocarburos con el fin de generar eficiencias y maximizar el valor de la empresa, así como mejorar la sostenibilidad financiera, ambiental y social de sus actividades.

Sobre la base de lo señalado en el párrafo precedente, el artículo 2 del Decreto Legislativo 1292 establece lo siguiente:

Declárase de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano, con el objetivo de garantizar el abastecimiento permanente de hidrocarburos al mercado interno. Para tal efecto, el Directorio de PETROPERÚ S.A. se encuentra facultado para autorizar las inversiones y gastos que resulten necesarios para la adecuada operación del Oleoducto Norperuano que aseguren el mantenimiento, sostenibilidad y mejoras de la infraestructura del referido oleoducto. (...). Dentro de dichas inversiones podrá incluirse un Plan de Desarrollo Social que contribuya al

desarrollo sostenible de las comunidades por donde pasa el Oleoducto Norperuano, y a la preservación del medio ambiente en el área de influencia del Oleoducto Norperuano.

Un aspecto relevante del Decreto Legislativo 1292 -para los fines de esta investigación académica- es el referido a la regulación tarifaria del ONP, pues el artículo 5 de dicho decreto dispuso que OSINERGMIN proponga un esquema de regulación tarifaria.

Sin perjuicio de que en el numeral 4 del Capítulo II de la presente tesis nos referiremos al artículo 5 del Decreto Legislativo 1292, cabe destacar que se advierte que desde el año 2016 el Estado peruano ha mostrado un interés en contar con un diseño de tarifas para el ONP que permita su sostenibilidad económica. Sin embargo, es el caso que hasta el momento aún no se cuenta con un modelo que permita alcanzar este objetivo de sostenibilidad económica. Más adelante, en el capítulo II se explica la opinión que ha tenido el Regulador (OSINERGMIN) en lo que respecta a la regulación tarifaria del ONP. Por lo pronto, se desea destacar la importancia que tiene el ONP para el Perú para garantizar el abastecimiento interno de hidrocarburos y como esta importancia es rescatada por el Estado peruano a través de la dación del Decreto Legislativo 1292 al declarar como de necesidad pública e interés nacional la operación segura del ONP.

A mayor abundamiento, cabe señalar que mediante Resolución No. 131-2017-DINI-01 el ONP fue declarado Activo Crítico Nacional ("ACN"). Conforme a la normativa aplicable a los ACN (Decreto Supremo 106-2017-EM), estos incluyen a las infraestructuras que se consideran esenciales e imprescindibles para las capacidades nacionales y cualquier afectación a dicha infraestructura ocasiona un grave perjuicio al país.

Así pues, queda clara la importancia que tiene el ONP al ser considerada una infraestructura esencial e imprescindible para el país. Es innegable que contar con dicha infraestructura es de suma relevancia para que el país pueda contar con un suministro interno de combustibles líquidos. Y, teniendo en consideración el potencial de reservas de hidrocarburos líquidos de la selva norte (conforme se desarrolla más adelante en el numeral 3.2 del Capítulo I) y el potencial servicio que podría brindar el ONP a los hidrocarburos que puedan extraerse en Ecuador de los lotes 86 y 87 (conforme se desarrolla más adelante en el numeral 4 del Capítulo I), en el mediano y largo plazo, la sostenibilidad económica del ducto es factible de ser alcanzada al incrementarse la demanda del STHLD del ONP, como se desarrolla en el numeral 5 del Capítulo II de esta tesis.

### 2.3. Sobre la concesión del ONP.

El 27 de diciembre de 1995, el Estado peruano representado por el MINEM, suscribió con PETROPERÚ el contrato de concesión definitiva para el transporte de hidrocarburos líquidos por el Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte (en adelante, el “CdC ONP”). Cabe tener presente que el CdC ONP se suscribe respecto de un activo (el ONP) que ya estaba instalado y que venía siendo operado desde 1977.

El CdC ONP se suscribió al amparo del RT 94 y al amparo del R. Tarifas 94. Conforme hemos referido previamente, el RT 1994 permitía el otorgamiento de concesiones de transporte de hidrocarburos por ductos por un plazo indefinido. Por ello, el CdC ONP tiene plazo indefinido.

Desde el RT 99 hasta el reglamento vigente, el RT 2007, solo se permite el otorgamiento de concesiones por un plazo fijado que no podrá ser mayor de sesenta ni menor de veinte años. Esto es relevante porque significa que PETROPERÚ mantendrá la concesión del ONP de manera definitiva, salvo que incurra en alguna causal de caducidad o renuncie a la concesión y el MINEM acepte dicha renuncia. Terminada la concesión por alguno de estos dos supuestos se procede con la subasta de esta.

El CdC ONP establece en la cláusula quinta las condiciones generales bajo las cuales se otorga la concesión definitiva. Entre dichas condiciones las más relevantes son las siguientes:

- (i) El Concesionario se compromete a garantizar contractualmente, a las personas que lo soliciten, a transportar sus hidrocarburos por el Sistema de Transporte del ONP, con sujeción a las exigencias técnicas de calidad de servicio establecidas en el CdC ONP.
- (ii) El STHLD a ser prestado por el Concesionario estará sujeto a un sistema tarifario regulado en el R. Tarifas 94.

Asimismo, el CdC ONP otorga el derecho al Concesionario a requerir el apoyo del Estado en casos fortuitos o de fuerza mayor para la protección de las instalaciones del Sistema de Transporte a fin de garantizar la continuidad de la operación.

El numeral 6.2 de la cláusula sexta del CdC ONP regula las obligaciones del Concesionario, siendo las más relevantes las siguientes:

- (i) Prestar un continuo y eficiente STHLD.
- (ii) Conservar y mantener las instalaciones del Sistema de Transporte, en condiciones adecuadas para su operación eficiente, conforme al CdC ONP y las leyes aplicables, así como los estándares internacionales generalmente aceptados por la industria.
- (iii) Aplicar las tarifas que acuerde con el (los) usuario (s) del STHLD, de conformidad con las disposiciones del R. Tarifas 94.
- (iv) Permitir la utilización del Sistema de Transporte para el transporte de hidrocarburos líquidos por parte de los usuarios, hasta el límite de su capacidad instalada.

Siguiendo el numeral 14.4 de la cláusula décimo cuarta del CdC ONP, el Concesionario no podrá ceder o transferir los derechos que le otorga dicho contrato sin la aprobación previa del MINEM.

### **3. Sobre la producción de hidrocarburos líquidos en la selva norte del Perú.**

En esta sección se presenta la información sobre los recursos de hidrocarburos líquidos que existen en la selva norte del Perú: los contratos de licencia existentes; la capacidad de producción de hidrocarburos, esto es las reservas existentes en la selva norte y que, adelantamos son importantes. Se presenta cómo ha evolucionado la producción de los hidrocarburos en la selva norte y se describe cuál es el estado actual de los lotes petroleros de la selva norte. Por último, en esta sección se identifican las principales razones que dificultan el crecimiento de la producción de hidrocarburos líquidos en la selva norte.

Esta sección de la tesis es relevante porque nos permitirá posteriormente demostrar que existe un importante potencial de hidrocarburos por ser explotado en la selva norte y que justifica aún la relevancia -como en los años 70- de contar con una infraestructura como el ONP en dicha zona del Perú.

#### **3.1. Contratos de Licencia de hidrocarburos en la selva norte.**

De acuerdo con la Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO, al cierre del año 2023 en todo el Perú se tenía un total de treinta y dos (32) contratos vigentes, de los cuales veintiséis (26) están en fase de explotación y seis (6) en fase de exploración.

En lo que respecta a la selva norte se cuenta con los siguientes Contratos de Licencia en fase explotación:

**Gráfico 9: Contrato de licencia en fase de explotación en la selva norte del Perú al 31 de diciembre de 2023**

ZONA	LOTE	CONTRATISTA	FECHA DE SUSCRIPCIÓN	FECHA DE TÉRMINO	ÁREA(ha)	MODALIDAD DE CONTRATO
SELVA NORTE	39	PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ (23,63%) PERENCO PERU BLOCK 39 LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ (11,23%) PERENCO PERU PETROIL LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ(30,14%) PVEP PERÚ, SUCURSAL PERUANA(35%)	9-Sep-99	1-Feb-44	79,164,497	LICENCIA
	64	PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERU S.A. (100%)	7-Dic-95	14-Jun-39	761,501,001	LICENCIA
	67	PERENCO PERU PETROLEUM LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ(5%)PVEP - PERENCO PERÚ LIMITED, SUCURSAL DEL PERÚ (95%)	13-Dic-95	15-Dic-34	101,931,686	LICENCIA
	95	PETROTAL PERU S.R.L. (100%)	5-Jun-05	30-Nov-41	345,281,667	LICENCIA
	192	PETRÓLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A. (100%)	28-Feb-23	24-Oct-53	512,347,241	LICENCIA

Fuente: Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO (p. 21).

De acuerdo con lo indicado en la Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO no hay contratos en fase de exploración en la selva norte.

3.2. Capacidad de producción de los lotes petroleros en la selva norte del Perú.

Mediante Resolución Directoral No. 408-2024-MINEM/DGH del 27 de noviembre de 2024, la DGH del MINEM aprobó el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2023.

Dicho Libro Anual ha sido elaborado considerando, además de la información proporcionada por los contratistas de los lotes petroleros, el documento “Petroleum Resources Management System” (PRMS) del mes de junio de 2018, que recoge los principios técnico-económicos y prácticas de gestión de reservas y recursos utilizados por la industria internacional de este sector hidrocarburos.

Al respecto, se debe tener presente las siguientes definiciones que citamos a continuación y que figuran en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 (p. 8-9), tomadas del PRMS (2018) para los conceptos de reservas, reservas probadas, reservas probables, reservas posibles, recursos contingentes y recursos prospectivos:

- Reservas: Son aquellas cantidades de hidrocarburos anticipados a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

- Reservas Probadas: Son aquellas cantidades de hidrocarburos, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.

- Reservas Probables: Son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles. Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.

- Reservas Posibles: Son aquellas Reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades totales

finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

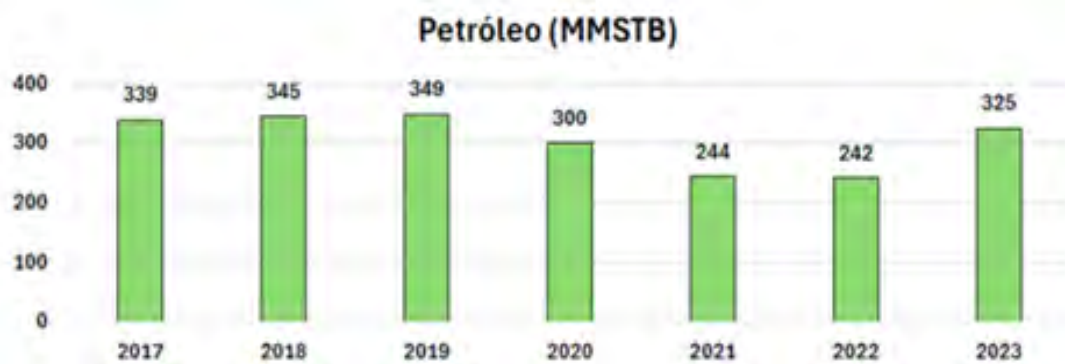
- Recursos Contingentes: Son aquellas cantidades de hidrocarburos estimados, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.

- Recursos Prospectivos: Son las cantidades de hidrocarburos estimados, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Conforme se indica en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 (p. 10), al 31 de diciembre de 2023, a nivel país, las reservas probadas de petróleo han sido estimadas en 324.904 MMSTB, las Reservas probables en 103.1 MMSTB y las Reservas posibles en 251.1 MMSTB.

En el Informe Técnico No. 040-2024-MINEM/DGH-DEEH de la Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la DGH se aprecia cómo han ido evolucionando las Reservas probadas desde el año 2017 hasta el año 2023.

**Gráfico 10: Reservas probadas de petróleo entre los años 2017 y 2023**

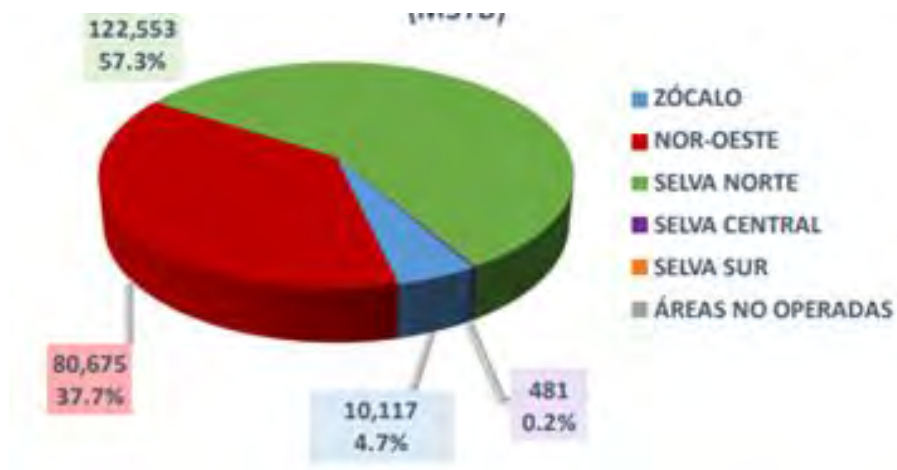


Fuente: Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Dirección General de Hidrocarburos. Informe Técnico No. 040-2024-MINEM/DGH-DEEH (p.9).

Según se indica en el Informe Técnico No. 040-2024-MINEM/DGH-DEEH, el incremento de las Reservas probadas se debe principalmente a la reclasificación de recursos contingentes a reservas por reactivación de los lotes 192 y Z-1, por factores económicos en los lotes II y III, nuevas ubicaciones en los lotes 95 y IV, programas de perforación y retrabajos en los nuevos contratos de los lotes V y VII y retrabajos en los lotes II y XIII. Otros factores que habrían contribuido al incremento de las Reservas probadas sería la disminución en menor valor por la reclasificación de reservas a recursos contingentes en los lotes 39 y 67, así como por el efecto de la producción del año 2023, el factor económico de los lotes Z-69 y V, revisión negativa de declinaciones de los lotes IV, X y XIII, retiro de ubicaciones por malos resultados en la perforación de los lotes IV y XIII y factor tecnológico en el lote XIII.

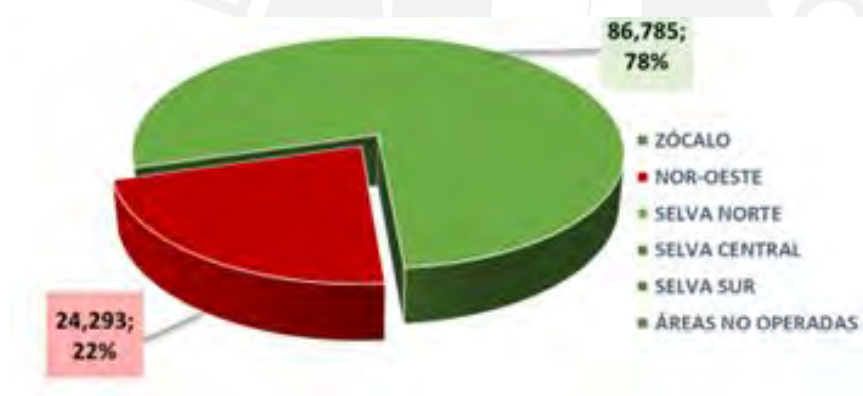
A continuación se muestran los porcentajes por tipos de Reservas y ubicación consignados en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 -Resumen Ejecutivo.

**Gráfico 11: Reservas Probadas Desarrolladas de Petróleo**



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 33)

**Gráfico 12: Reservas Probadas No Desarrolladas de Petróleo**



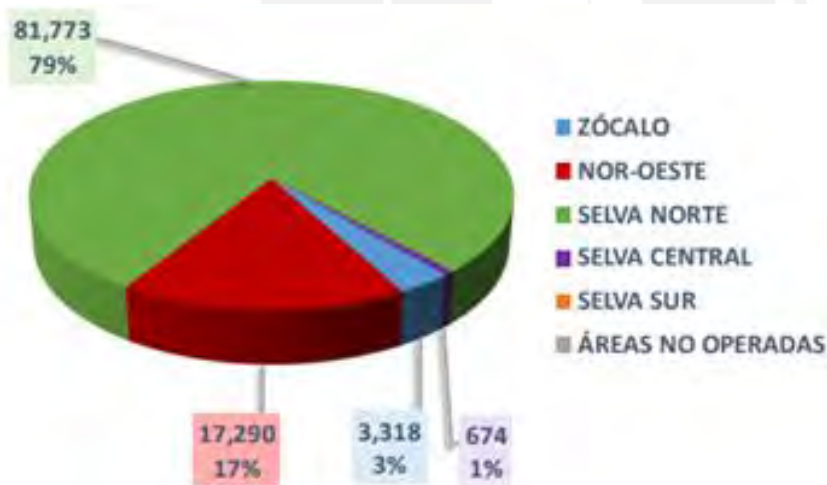
Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 34)

**Gráfico 13: Reservas Probadas de Petróleo**



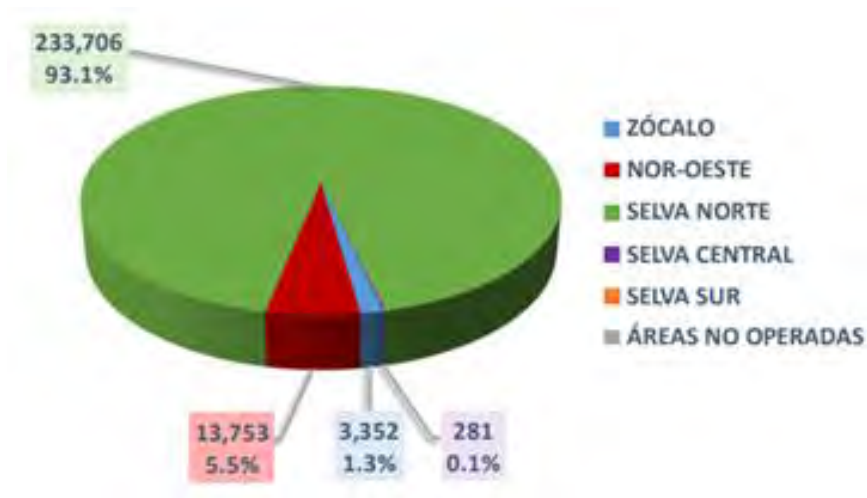
Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 35)

**Gráfico 14: Reservas Probables de Petróleo**



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 36)

**Gráfico 15: Reservas Posibles de Petróleo**



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 37)

De las figuras anteriores se aprecia la importancia de la selva norte en la producción de hidrocarburos para el país. En efecto, el 57.3% de las reservadas probadas de petróleo desarrolladas, el 78% de las reservadas probadas no desarrolladas de petróleo, el 64.4% de las reservas probadas de petróleo, el 79% de las reservas probables de petróleo y el 93.1% de las reservas posibles de petróleo se encuentran en la selva norte. Esto es de relevancia para fines de la presente tesis pues significa que el abastecimiento interno de petróleo para el país depende en gran medida de la producción de la selva norte y de su posibilidad de ser transportado a otras partes del país, para lo cual se requiere contar con el ONP en óptimas condiciones de operación.

En la Tabla 2 que se muestra a continuación, obtenida del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 - Resumen Ejecutivo se resumen las reservas de petróleo al límite económico por lote en fase de explotación a nivel país.

**Tabla 2: Reservas probadas de petróleo por Lote en fase de explotación al 2023**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RESERVAS PROBADAS (P1)			PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)
			DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL (P1)		
Z-1	ZÓCALO	VIGO ENERGY	2,318.8	0.0	2,318.8	67.9	58.7
Z-69	ZÓCALO	PETROPERU	7,797.8	0.0	7,797.8	3,249.6	3,293.7
Z-6	ZÓCALO	SAVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>SUB TOTAL ZÓCALO</b>			<b>10,116.7</b>	<b>0.0</b>	<b>10,116.7</b>	<b>3,317.5</b>	<b>3,352.4</b>
I	NOR-OESTE	PETROPERU	4,668.7	0.0	4,668.7	186.5	64.6
II	NOR-OESTE	PETROMONT	3,233.6	0.0	3,233.6	0.0	0.0
III	NOR-OESTE	UNNA	4,641.7	9,026.6	13,668.3	8,979.0	6,992.3
IV	NOR-OESTE	UNNA	9,398.1	6,729.3	16,127.4	5,888.5	4,843.9
V	NOR-OESTE	GTG	920.7	752.0	1,672.7	803.3	1,174.8
VI	NOR-OESTE	PETROPERU	6,864.4	0.0	6,864.4	0.0	0.0
VII	NOR-OESTE	OLYMPIC	7,030.3	4,965.9	11,996.2	0.0	0.0
IX	NOR-OESTE	UNIENERGIA ABC	1,158.2	0.0	1,158.2	0.0	0.0
X	NOR-OESTE	CNPC	39,994.1	0.0	39,994.1	0.0	0.0
XIII	NOR-OESTE	OLYMPIC	2,392.5	2,767.1	5,159.6	1,160.6	677.4
XV	NOR-OESTE	PETROMONT	208.8	0.0	208.8	0.0	0.0
XX	NOR-OESTE	PETROMONT	164.2	52.5	216.7	272.0	0.0
<b>SUB TOTAL NOR-OESTE</b>			<b>80,675.2</b>	<b>24,293.4</b>	<b>104,968.6</b>	<b>17,289.8</b>	<b>13,753.0</b>
8	SELVA NORTE	SIN OPERADOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
39	SELVA NORTE	PERENCO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
64	SELVA NORTE	PETROPERU	21,561.0	13,573.1	35,134.1	29,589.7	134,258.7
67	SELVA NORTE	PERENCO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	SELVA NORTE	PETROTAL	28,533.9	19,460.7	47,994.6	52,182.9	99,447.8
192	SELVA NORTE	PETROPERU	72,457.6	53,751.4	126,209.1	0.0	0.0
<b>SUB TOTAL SELVA NORTE</b>			<b>122,552.5</b>	<b>86,785.2</b>	<b>209,337.8</b>	<b>81,772.6</b>	<b>233,706.5</b>
131	SELVA CENTRAL	CEPSA	481.0	0.0	481.0	674.2	281.4
31-C	SELVA CENTRAL	AGUAYTÍA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>SUB TOTAL SELVA CENTRAL</b>			<b>481.0</b>	<b>0.0</b>	<b>481.0</b>	<b>674.2</b>	<b>281.4</b>
56	SELVA SUR	PLUSPETROL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
57	SELVA SUR	REPSOL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
58	SELVA SUR	CNPC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
88	SELVA SUR	PLUSPETROL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>SUB TOTAL SELVA SUR</b>			<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>TOTAL DE RESERVAS DE PETRÓLEO - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>213,825.5</b>	<b>111,078.6</b>	<b>324,904.2</b>	<b>193,054.1</b>	<b>251,093.3</b>

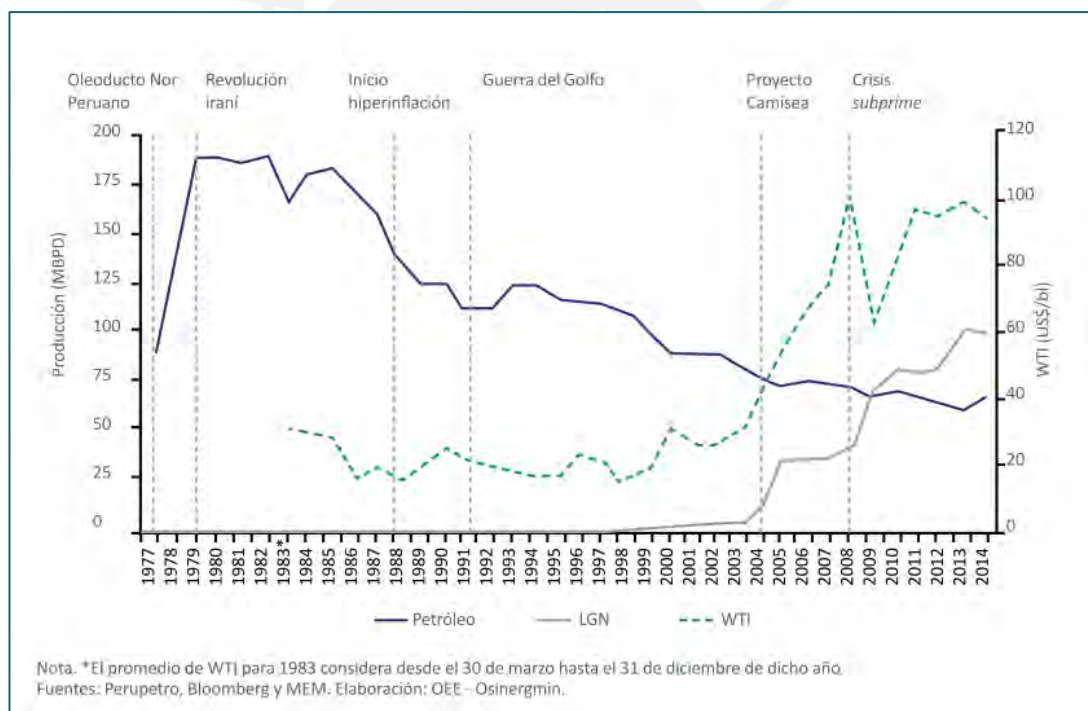
Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 40)

Es innegable pues la relevancia de los pozos petroleros de la selva norte del país para el abastecimiento de combustibles, pues su participación en el mercado de explotación de hidrocarburos es significativamente importante, destacando los lotes 64, 95 y 192.

### 3.3. Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos en la selva norte.

La producción de petróleo en el Perú ha disminuido progresivamente a partir del 2000, lo que ha incrementado la necesidad de procesar petróleo importado (Osinermin, 2017). A continuación mostramos una imagen elaborada por la Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN donde se aprecia esta disminución en la producción del petróleo.

**Gráfico 16: Evolución de la producción de hidrocarburos**

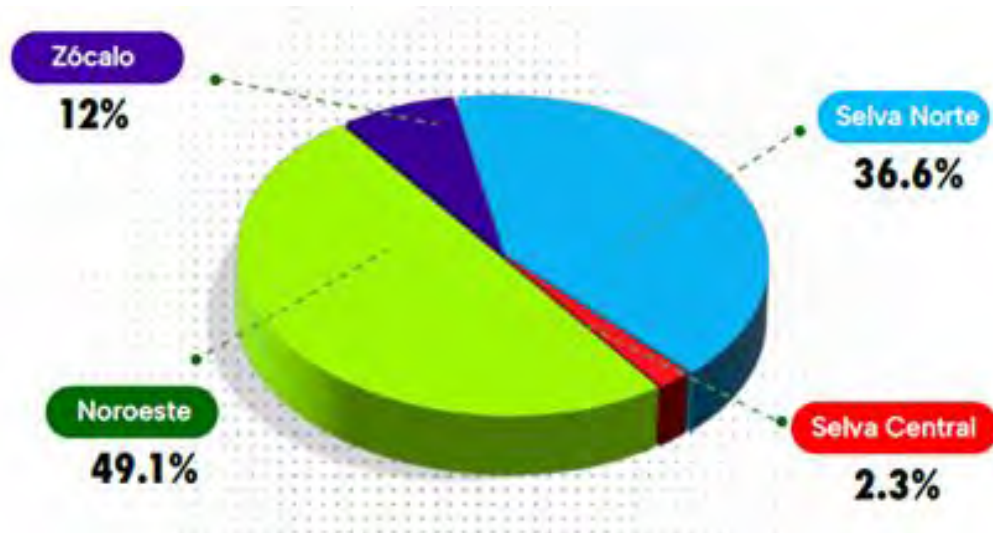


Fuente: OSINERGMIN (2017). La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país. (p. 78)

Conforme se aprecia en la Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO (p.17), durante el 2023 la zona con mayor producción fiscalizada de petróleo fue el

Noroeste del país, siendo la selva norte la segunda zona de producción fiscalizada de petróleo.

**Gráfico 17: Distribución producción fiscalizada de petróleo según zona geográfica**



Fuente: Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO (p.17)

De otro lado, según se indica en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 - Resumen Ejecutivo, en todo el país, en el año 2023, “la producción fiscalizada de petróleo alcanzó niveles cercanos a los presentados en los 3 años anteriores.” Asimismo, se indica en dicho documento que la producción fue favorecida principalmente por los incrementos de producción de los lotes III y 95 (este último lote ubicado en la selva norte) y que ha habido disminución de la producción fiscalizada de petróleo de los Lotes VII, VI, X y XIII, precisando que no ha habido producción del Lote 67 (ubicado en la selva norte).

Se dice que una producción es fiscalizada cuando el hidrocarburo ha sido extraído y puesto a disposición en el punto de fiscalización pactado en el respectivo contrato de licencia, y es en dicho punto donde se realizan los cálculos para los pagos por concepto de regalía a favor del Estado peruano.

A continuación, se muestra en la Tabla 3, obtenida del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 - Resumen Ejecutivo, la información de la producción fiscalizada de hidrocarburos desde el año 2014 al año 2023.

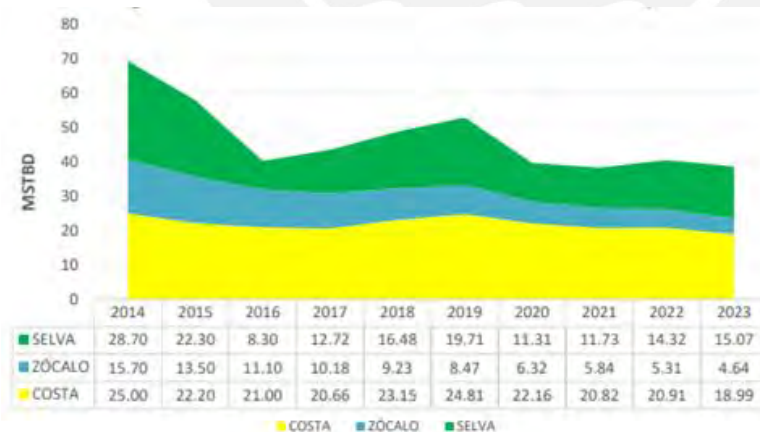
**Tabla 3: Producción fiscalizada de hidrocarburos.**

AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
PETRÓLEO (STBD)	69,304	58,008	40,364	43,562	48,869	52,984	39,677	38,391	40,538	38,695
LGN (STBD)	103,437	91,397	94,731	90,778	85,477	86,737	84,945	81,117	76,666	76,412
TOTAL (STBD)	172,741	149,405	135,095	134,340	134,346	139,721	124,622	119,508	117,204	115,107
GAS NATURAL (MMSCFD)	1,250	1,209	1,355	1,249	1,230	1,299	1,164	1,098	1,326	1,416

Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 27)

Asimismo, se muestra en el Gráfico 17, figura obtenida del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 – Resumen Ejecutivo, la información de la producción promedio de petróleo fiscalizado por zona:

**Gráfico 18: Producción promedio de petróleo fiscalizado por zona geográfica**



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 28)

De la figura anterior se aprecia que la producción de la selva norte se ha mantenido en los mismos niveles del año 2020, año pandémico donde se afectaron y paralizaron muchas actividades en el país. Así, no ha podido recuperarse a los niveles de producción pre pandemia.

A continuación se muestra en el Gráfico 19, obtenida del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 - Resumen Ejecutivo, la información de las inversiones en E&E de hidrocarburos.

**Gráfico 19: Evolución del monto de inversión en E&E entre los años 2014 y 2023**



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023. Resumen Ejecutivo (p. 30).

Nótese que los niveles de inversión que cayeron como consecuencia de la pandemia del COVID-19 han sido ligeramente recuperados.

Cabe tener presente que el Perú consume aproximadamente 250,000 barriles de petróleo por día, según información de PERUPETRO (

<https://www.youtube.com/watch?v=TYAi6XhNn2g> ); mientras que la producción nacional -como hemos expuesto- oscila entre 40,000 y 50,000 barriles de petróleo por día. Por ello, actualmente el Perú tiene una alta dependencia a la importación del petróleo, importamos más del 70% del petróleo que consumimos.

Conforme a una entrevista realizada por Andina al Día al señor Felipe Cantuarias, Presidente de la Sociedad de Hidrocarburos, el Perú podría producir hasta 140 mil barriles de petróleo por día (<https://www.youtube.com/watch?v=PYgMczlF3hs> ).

#### 3.4. Estado de los lotes petroleros de la selva norte del Perú al 2023.

- Lote 8:  
PERUPETRO (2023, p.31) indica que con fecha 02 de febrero 2023, la Corte Internacional de Arbitraje emitió laudo parcial indicando que el Contrato de Licencia del Lote 8 finalizó el 11 de enero de 2021 y, con fecha 22 de diciembre 2023, la Corte Internacional de Arbitraje emitió el segundo laudo parcial indicando que en un plazo de 30 días calendario, Pluspetrol Norte S.A. en Liquidación y PERUPETRO suscriban un Acta de entrega de transferencia a título gratuito de los bienes de propiedad del PPN ubicados en el Lote 8.
- Lote 39:  
PERUPETRO (2023, p.32, 33) señala que en cumplimiento de su Contrato de Licencia en el Lote 39, PERENCO inició los trabajos de gabinete y programa los trabajos de scouting<sup>1</sup> en campo. Sin embargo, los trabajos de scouting no se realizaron por conflictos sociales que evitaron el ingreso de personal al Lote. La Federación de Comunidades del Napo y Curaray (FECONCU) bloqueó el tránsito fluvial en el Río Curaray y amenazó con la retención de barcasas y personal. Por lo que PERENCO invocó causal de

---

<sup>1</sup> Entiéndase por scouting a una técnica de exploración.

situación de Fuerza Mayor por integridad física de su personal, la cual fue otorgada por PERUPETRO.

Aun se mantiene la medida de fuerza social. Ante lo expuesto, PERENCO suspendió indefinidamente los trabajos de scouting hasta que el Estado peruano no culmine con la atención del cierre de brechas sociales.

PERENCO manifestó que, como consecuencia del cierre reiterativo del ONP, la falta de éxito del Estado para detener los bloqueos e incidentes de seguridad a lo largo del río Curaray y la determinación del Estado de crear una reserva indígena en el área donde se ubica el Lote 39, trajo como consecuencia su intención de ceder su participación del referido Contrato.

- Lote 64:  
PERUPETRO (2023, p.33) indica que durante el año 2023, PETROPERU ha realizado trabajos de mantenimiento al Campamento Base Morona, ubicado en terreno del Ejército Peruano, el mismo que ha quedado rehabilitado desde el mes de febrero 2023. Al cierre del año continúan ejecutando las actividades de mantenimiento y vienen gestionando un nuevo contrato de arrendamiento con el Ejército.

Finalmente, al cierre del año se mantiene la de Fuerza Mayor por la incertidumbre sobre la aplicación de la consulta previa.

- Lote 67:  
PERUPETRO (2023, p.35) manifiesta que la producción fiscalizada acumulada de petróleo durante el 2023 fue de 20,029 BBL obteniéndose un promedio de 55 BPD. Esta producción es remanente, dado que el Lote se encuentra paralizado temporalmente debido a problemas sociales.  
Al 31 de diciembre de 2023, el Contrato de Licencia del Lote 67, continua en situación de Fuerza Mayor por tema social ante las demandas sociales

que ha impuesto la FECONCU al Estado Peruano por cierre de brechas y petitorio del 2.5% de la producción fiscalizada del Lote 67, como Fondo Social; a pesar de que no pertenecen a las Áreas de Influencia Directa e Indirecta.

Aunque hay avances para resolver los conflictos sociales se mantiene la medida de fuerza social. Por ello, PERENCO tomó la decisión de suspender indefinidamente las actividades de producción hasta que el Estado peruano no cierre la atención respecto al cierre de brechas sociales y la solicitud del Fondo Social antes mencionado, ya que en varias oportunidades se han retenido, las embarcaciones con carga de petróleo diluido y su personal tripulante, representando un riesgo inminente ambiental frente al río Curaray así como la exposición de la integridad física de su personal. Al cierre del año las actividades en el campo Piraña fueron suspendidas temporalmente por lo que no se tiene producción de petróleo. PERENCO manifestó que, como consecuencia del cierre reiterativo del ONP, la falta de éxito del Estado para detener los bloqueos e incidentes de seguridad a lo largo del río Curaray y la determinación del Estado de crear una reserva indígena en el área donde se ubica el Lote 67, trajo como consecuencia su intención de ceder su participación del referido Contrato.

- Lote 95:

PERUPETRO (2023, p.36) menciona que la producción fiscalizada acumulada anual de petróleo durante el 2023 fue de 5,160,896 BBL obteniéndose un promedio de 14,139 BPD, 17.1% mayor al año anterior correspondiente a 12,075 BPD.

Cabe destacar que la explotación de este lote se ha visto limitada por la paralización del ONP, así como por la falta de barcazas suficientes para poder transportar el crudo extraído. La insuficiencia de barcazas se debe a los niveles mínimos del caudal de los ríos.

Al cierre del año 2023, el Contratista (Petrotal) ha perforado tres (3) pozos de desarrollo y un (1) pozo inyector.

- Lote 192:

PERUPETRO (2023, p.37) informa que con fecha 28 de febrero del 2023 suscribió con PETROPERÚ el Contrato de Licencia del Lote 192. En el marco del Contrato de Licencia del Lote 192, la Fecha Efectiva inició el 25 de octubre de 2023.

Con fecha 12 de setiembre 2023 PERUPETRO comunicó a la empresa ALTAMESA ENERGY CANADA INC que obtuvo su Clasificación y que asumiría obligaciones hasta por el sesenta y un (61%) de participación en el Contrato de Licencia del Lote 192. Sin embargo, esta empresa se ha retirado del proyecto a inicios del 2025.

De acuerdo al Plan de Trabajo en el Lote 192, se estimó que PETROPERÚ iniciase producción en octubre de 2024. Dicha producción estaría destinada a la generación de diésel y llenado de ductos. Se estimó que la producción fiscalizada iniciase en el primer trimestre del 2025, lo cual no fue posible por el retiro de la empresa ALTAMESA.

Asimismo, con la Fecha Efectiva se inició la fase de Explotación, la cual tiene dos etapas: La primera de 12 años en la que se perforarán veinte (20) pozos de desarrollo y la segunda etapa de 18 años en la que se entregarán cada 5 años una Certificación de reservas y elaborarán Planes y Programas a fin de incrementar la producción en el Lote 192. De la misma manera, en la Fecha Efectiva se inició la fase de Exploración que consiste en perforar en los primeros 5 años, un (01) pozo o realizar actividades exploratorias. Luego de ello se deberá perforar un (01) pozo exploratorio cada 4 años.

De los Lotes mencionados, en el año 2023 solo hubo producción por parte de Petrotal Perú S.R.L. por el Lote 95 con una producción acumulada anual de 5,160,896 barriles y por parte de Perenco Perú Petroleum Limited, Sucursal del Perú por el Lote 67 con una producción acumulada anual de 20,029 barriles.

### 3.5. Razones que dificultan el crecimiento de la producción de hidrocarburos en la selva norte del Perú.

Entre las principales razones que dificultan el crecimiento de la producción de hidrocarburos en la selva norte del Perú tenemos las siguientes:

#### a) Conflictos sociales.

Los conflictos sociales se dan por las comunidades indígenas ubicadas en la selva norte, que se oponen a la explotación petrolera por temor a la posible contaminación que puede generarse derivado a los pasivos ambientales que se han producido y no se han remediado. Al respecto, como menciona Gallegos, S. (2017, p.13) “El PAMA [Programa de Adecuación y Manejo Ambiental] del Oleoducto Norperuano, en aplicación de los principios de eficacia y eficiencia consagrados en el SEIA, debe ser materia de actualización o incluso modificación”.

También se producen estos conflictos por exigencia de las comunidades, más concretamente de sus dirigentes, a acceder a ciertos beneficios o compensaciones que no les son otorgados.

La conflictividad se materializa en protestas, bloqueos o sabotajes a la infraestructura de hidrocarburos, ya sea en instalaciones de los lotes petroleros o en las instalaciones del ONP.

En las estadísticas proporcionadas por PETROPERÚ en su portal web se tiene que entre 2014 y 2025 ocurrieron 93 incidentes en el ducto del ONP: 78 por

hechos de terceros, 12 por fuerzas de la naturaleza y 3 por fallas de accesorios.

**Tabla 4: Estadísticas de incidentes en el ONP entre los años 2014 y 2025**

	Hecho de terceros	Fenómeno geodinámico	Falla de accesorios
2014	6	3	
2015	7	1	
2016	10	3	
2017	6	1	
2018	3	1	
2019	8	2	
2020	2		1
2021	2		1
2022	15		
2023	11		
2024	4	1	1
2025	4		
<b>Total</b>	<b>78</b>	<b>12</b>	<b>3</b>

Fuente: PETROPERÚ. (2025). Oleoducto. Plan de contingencia.

Los niveles de conflictividad social en el área que ocupa el ONP no es menor y es un factor relevante que debe ser solucionado, conjuntamente con la adopción de otras medidas (como la propuesta en esta tesis), por el Estado peruano.

En el siguiente recorte periodístico del Gráfico 20 se muestra un ejemplo de los niveles de conflictividad.

## Gráfico 20: Nota periodística sobre conflictos sociales en la Amazonía - área de influencia del ONP

2 Abril, 2023

### Hay 62 conflictos sociales en la Amazonía mientras actividades extractivas aumentan

Hasta febrero de este año las cinco regiones de la Amazonía en Perú presentaban 62 conflictos sociales. La mitad de estos se concentra en Loreto, donde en los últimos años se ha denunciado a diferentes empresas petroleras por el incumplimiento de compromisos y su presunta responsabilidad en la contaminación de fuentes de agua. Mientras que en Amazonas y Ucayali se ha reportado el avance de la minería ilegal y el tráfico de madera en territorios de comunidades indígenas.

Por **Aramis Castro**



DISPUTAS. En la Amazonía, según los reportes de la Defensoría, varios de los conflictos sociales tienen su origen en actividades extractivas.

Foto: Aidesep.

Google ha cerrado el anuncio

LO MÁS LEÍDO RECOMENDAMOS

- Oro sin ley: minería ilegal toma río Santiago en la Amazonía peruana
- Evaluación revela retroceso de aprendizaje

Fuente: Aramis Castro. Diario Virtual Ojo Público (2023).

A continuación se muestra un cuadro elaborado por el CEPLAN que evidencia que el mayor número de conflictos sociales en el país se presenta en Loreto.

**Gráfico 21: Cantidad promedio de conflictos sociales por departamentos del Perú**

Departamento	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variación 2015/2023	Tendencia
Amazonas	3.9	3.3	3.3	3.0	3.8	5.0	4.3	7.8	8.4	4.5	
Ancash	21.4	22.1	25.9	28.8	22.9	19.0	16.3	15.0	14.9	-6.5	
Apurímac	22.1	23.8	18.2	12.3	11.5	14.1	13.0	15.6	17.3	-4.8	
Arequipa	6.3	5.8	4.2	7.0	6.4	4.4	3.8	3.3	5.3	-1.0	
Ayacucho	13.3	13.6	11.6	9.9	6.3	7.2	8.4	7.8	9.4	-3.9	
Cajamarca	14.2	15.4	12.6	12.8	11.0	10.6	8.4	9.8	9.2	-5.0	
Cusco	15.9	17.0	14.3	15.3	17.3	20.0	20.6	19.0	18.9	3.0	
Huancavelica	2.1	2.3	1.7	1.4	1.6	2.8	7.0	10.2	11.4	9.3	
Huánuco	1.3	1.7	3.1	4.9	2.8	3.1	4.9	6.8	6.3	5.1	
Ica	3.3	4.7	2.5	1.0	0.1	1.0	0.5	0.7	0.0	-3.3	
Junín	12.0	11.6	9.3	7.8	7.6	7.9	7.2	9.2	10.2	-1.8	
La Libertad	1.4	2.8	1.7	4.9	3.4	3.3	4.1	3.5	3.4	2.0	
Lambayeque	3.8	3.5	3.3	4.8	5.0	4.7	4.8	4.0	4.0	0.3	
Lima Metropolitana	2.0	2.8	1.9	3.2	3.1	3.5	3.0	2.8	2.8	0.8	
Lima Provincias	9.7	7.3	4.4	5.4	5.8	5.0	5.4	5.3	6.1	-3.6	
Loreto	11.4	12.8	12.4	11.9	14.3	19.7	27.4	28.9	29.6	18.2	
Madre de Dios	1.5	1.3	1.8	2.0	1.2	1.0	1.1	1.4	2.0	0.5	
Moquegua	2.0	3.4	4.3	6.0	6.4	6.0	5.3	5.9	6.0	4.0	
Pasco	5.1	4.8	3.0	4.7	7.9	9.0	7.8	6.3	6.1	1.0	
Piura	14.2	13.9	13.6	11.7	11.2	10.3	10.3	12.8	13.6	-0.6	
Plano	19.4	17.8	15.8	17.6	14.9	14.0	14.3	13.3	13.4	-6.0	
San Martín	1.8	1.0	1.8	4.8	4.2	4.2	5.0	6.3	8.0	6.3	
Tacna	3.9	2.0	1.1	0.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	-2.9	
Tumbes	2.7	1.0	0.1	0.0	0.8	1.8	1.0	1.0	1.7	-1.0	
Ucayali	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.6	1.0	1.0	-0.8	

Fuente: Observatorio CEPLAN (2024). Mayores conflictos sociales.

b) Condiciones ambientales y geográficas.

Como es de público conocimiento, la selva tiene acceso limitado, siendo que muchas zonas solo pueden ser accesible por vía aérea o vía fluvial. Además, existen zonas ecológicamente sensibles y comunidades indígenas a las que se requiere realizar la consulta previa (ante nuevos lotes a ser explotados).

c) Problema regulatorios y burocráticos.

Los permisos ambientales y de operación toman muchos años, lo que desincentiva la inversión.

d) Precio internacional del petróleo.

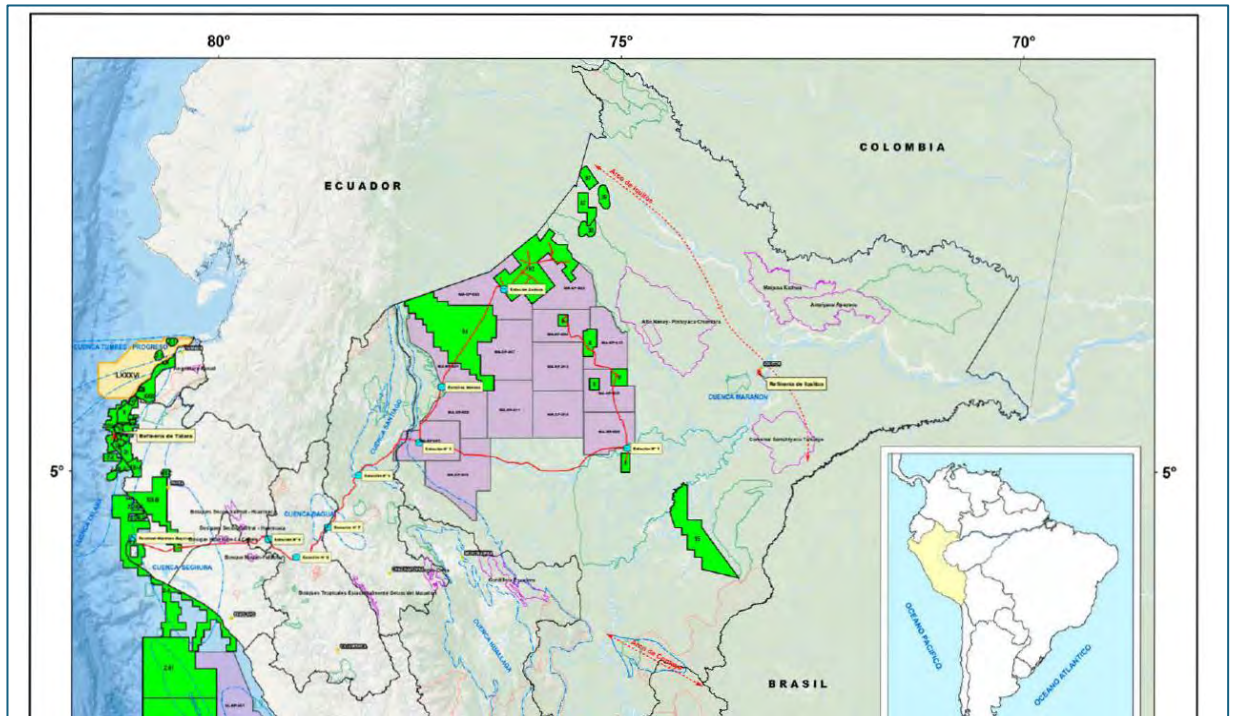
Como consecuencia de la caída del precio internacional del barril del petróleo, la extracción del petróleo en la selva puede resultar poco atractivo en dichos momentos. Por ejemplo, se indica en un artículo digital de [elEconomista.es](http://elEconomista.es) (EFE, 2016) que en el año 2016 cayó el precio del barril del petróleo por existir un exceso de oferta frente a una débil demanda y, por este motivo, en el año 2016 decreció la producción del petróleo también.

e) Infraestructura del ONP deteriorada y con un déficit de capacidad de atención de transporte.

El ONP es el principal medio para transportar los hidrocarburos líquidos extraídos de la selva norte. Dicha infraestructura ha sufrido roturas y paralizaciones sea por hechos de terceros y/o por falta del debido mantenimiento y limitada inversión. En efecto, como se ha indicado el ONP data del año 1977 y mucho de su equipamiento se encuentra obsoleto, requiriéndose una importante inversión para que se encuentre en óptimas condiciones y preste un servicio continuo y seguro.

Veamos el siguiente Gráfico 22 que nos revela la relevancia del ONP para los lotes petroleros de la selva norte. La línea roja es el ONP y lo resaltado en color verde son los lotes petroleros.

**Gráfico 22: Mapa de los lotes petroleros del norte del país**



Fuente: Memoria Institucional 2023 de PERUPETRO (p.24)

Con relación a la operación del ONP debe tenerse en consideración que ha sufrido varias paralizaciones, principalmente por protestas sociales, derivadas de conflictos en las comunidades indígenas, tal como se verifica en diferentes publicaciones virtuales del Diario Gestión (2022), la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (2021), Energiminas (2024), Energiminas (2025), Petroperú (2021), Petroperú (2023). Entre las principales paralizaciones desde el 2020 se tienen las siguientes:

- Entre setiembre 2020 y Enero 2021 estuvo paralizado por protestas sociales.

- Octubre 2021: paralización por toma de instalaciones de la Estación 5
- Febrero 2022 a Octubre 2022: interrupciones temporales por conflictos sociales. Paralización de aproximadamente siete meses.
- Agosto 2022: nuevas paralizaciones por protestas sociales y enfrentamientos.
- Enero 2023: paralización temporal por derrame de hidrocarburo.
- Abril 2023 hasta enero 2024: interrupción del Tramo I por protestas y bloqueos.
- El presente año desde marzo 2025 hasta el 13 de mayo de 2025 se ha presentado otra paralización por protestas de docentes en Loreto.

Así pues, se evidencia una tendencia a la conflictividad social en la zona, muchas veces derivadas de demandas sociales ante la ausencia del Estado y la exigencia de contar con servicios básicos en la zona.

El presente trabajo de tesis se centra específicamente en el problema vinculado a la falta de sostenibilidad económica del ONP. No abarca el análisis de la problemática de los conflictos sociales.

#### **4. Potencial de transporte de hidrocarburos líquidos provenientes de lotes del Ecuador.**

En 1999 Perú y Ecuador suscribieron un Acuerdo de Integración y Complementación Minero Energético. Ello con el fin de, entre otros, viabilizar el transporte del crudo del Sur Oriente Ecuatoriano por el ONP.

En el 2007 ambos países suscribieron el Acuerdo para la instrumentación de la cooperación en el sector energético entre el Ministerio de Energía y Minas del Perú y el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. En el artículo 4 de dicho artículo se señala lo siguiente: “Las Partes se comprometen a realizar conjuntamente los estudios que sean requeridos para la ejecución de proyectos conjuntos en materia hidrocarburífera, eléctrica, gasífera, ambiental y otras áreas afines conforme estos proyectos sean generados por las Partes.”

Posteriormente, en diciembre de 2015, en el IX Gabinete Binacional de Ministros Perú – Ecuador, ambos países se comprometieron a suscribir un Memorándum de Entendimiento entre PETROPERÚ y Petroamazonas ED (empresa estatal ecuatoriana) para evaluar las condiciones técnicas, económicas y legales para la exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos provenientes del Lote 86 del suroriente ecuatoriano, en la provincia de Pastaza. Como consecuencia de ello, el 22 de junio de 2016, ambas empresas suscribieron un Memorando de Entendimiento con el fin de estudiar los posibles mecanismos de cooperación para la producción y transporte de crudo entre ambos países.

Según se indica en un comunicado oficial de EP Petroecuador (empresa pública de hidrocarburos del Ecuador que realiza actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento y comercialización de petróleo y derivados) del 27 de agosto de 2024, el Bloque 86 a cargo de Petroamazonas EP posee un potencial de 1.462 millones de barriles.

En el año 2018 se produjeron negociaciones entre PETROPERÚ y el Ecuador con el fin de que se transporte petróleo ecuatoriano por el ONP. Conforme lo informado en la revista virtual ProActivo, en un artículo del 26 de setiembre de 2018, el entonces presidente de PETROPERÚ James Atkins afirmó que los yacimientos de petróleo de los lotes 86 y 87, ubicados e la Amazonía, muy cerca a la frontera con el Perú, tenían un potencial de producción de 40,000 barriles diarios, los cuales podrían ser transportados a través del ONP.

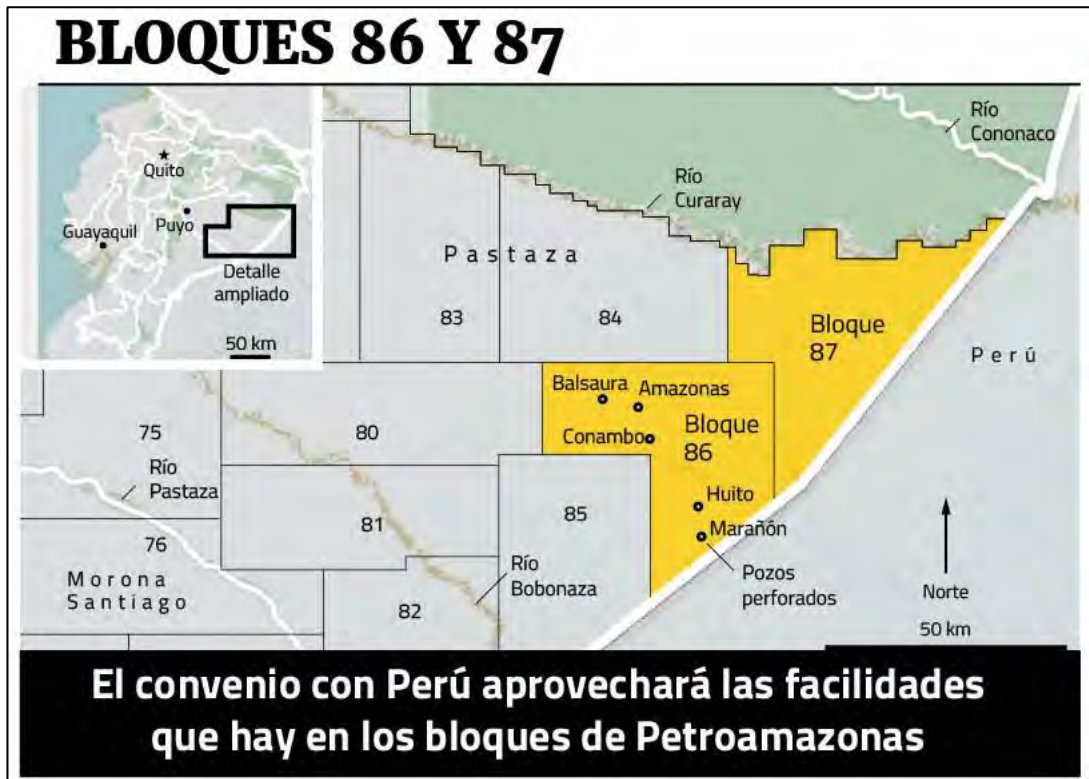
Específicamente, Atkins afirmó lo siguiente:

Si ellos quisieran sacarlo por el lado ecuatoriano, tendrían que hacer un oleoducto de 500 kilómetros de longitud, con un coste de 1.8 millones de dólares por kilómetro” y “Sin embargo, están a 10 o 15 kilómetros de nuestro oleoducto. Entonces vamos a traer también el petróleo ecuatoriano por nuestro oleoducto.

En adición, el 15 de noviembre de 2019, PETROPERÚ suscribió un convenio con Petroamazonas para evaluar el futuro transporte de las reservas ecuatorianas por 90MMB provenientes de sus lotes 86 y 87. Según lo indicado por PETROPERÚ en su portal web (sección plan de modernización) “Solo contar con la tercera parte de ese volumen mejoraría considerablemente las perspectivas de rentabilidad del ONP por 20 años más”.

A continuación, en el Gráfico 23, se evidencia en un mapa la cercanía de los lotes petroleros ecuatorianos 86 y 87 a la frontera peruana:

**Gráfico 23: Imagen de nota periodística donde se evidencia que los lotes 86 y 87 del Ecuador limitan con la frontera con el Perú**



Fuente: Ecuador Times.net (2018, 4 de setiembre).  
<https://www.ecuadortimes.net/ecuador-will-pump-crude-oil-per-peruvian-oil-pipeline/>



## **CAPÍTULO II: LA REGULACIÓN TARIFARIA APLICABLE AL ONP NO PERMITE SU SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA**

El Capítulo II inicia con una explicación sobre por qué resulta relevante a la fecha contar con una infraestructura como el ONP en la selva norte del Perú. Esto es fundamental porque si los beneficios de contar con dicha infraestructura no resultan superiores a los costos en los que se requiere incurrir para mantenerla, lo razonable sería cerrar dicha infraestructura. Si bien en esta tesis no se han realizado los estudios económicos correspondientes para hacer el balance entre los beneficios y los costos de contar con el ONP, se ha recurrido a un estudio sectorial -el denominado Plan Loreto- que se efectuó en el año 2020 y que se menciona en el libro “La tragedia de las empresas sin dueño” de Carlos Paredes<sup>2</sup>. El estudio del Plan Loreto no es un estudio de acceso público, por ello no se ha podido extraer data directa del mismo, sino a través del mencionado libro del señor Paredes.

Luego de evidenciar la relevancia actual de la operación del ONP, pasamos a explicar cómo está regulada la remuneración que recibe un concesionario de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos bajo la legislación actual, esto es el RT 2007 y cómo está regulada la remuneración que recibe PETROPERÚ por el servicio de transporte de hidrocarburos bajo su normativa específica aplicable, esto es el R. Tarifas 94.

Seguidamente, se analiza la sostenibilidad económica actual del ONP considerando la regulación específica aplicable a dicha infraestructura. En dicho análisis se identifica cuál es el elemento contemplado en la regulación tarifaria que no está funcionando actualmente, para luego profundizar sobre dicha variable en particular.

---

<sup>2</sup> Carlos Paredes fue Presidente del Directorio de PETROPERÚ ente abril 2019 y febrero 2020.

Como consecuencia de lo anterior, es decir identificada la problemática que genera que el ONP no sea autosostenible económicamente, en este capítulo nos referimos al Proyecto Camisea con el fin de identificar los incentivos y/o mecanismos que se utilizaron para asegurar la sostenibilidad del servicio de transporte de gas natural por red de ductos teniendo en consideración que en sus inicios (en el año 2000) no existía la demanda de gas natural suficiente para generar los recursos -provenientes de la prestación del servicio- que pudieran cubrir el costo del servicio de transporte.

Sobre la base de la revisión de la regulación del transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea se propone extrapolar algunas figuras tarifarias y legales para contribuir a alcanzar la sostenibilidad económica del ONP.

Por último, en este capítulo se describe el régimen legal existente del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos con el fin de utilizar dicho régimen legal como base para presentar una propuesta normativa que coadyuve a lograr la sostenibilidad económica del ONP.

## **1. La relevancia del ONP.**

Conforme hemos expuesto previamente, queda claro que el ONP juega un rol clave en el sector hidrocarburos del Perú, pues permite que los hidrocarburos que son producidos en la selva norte puedan llegar a la costa del país y luego redistribuirse al mercado nacional o ser exportado.

Ahora bien, los actores de la industria petrolera en la Amazonía: PETROPERÚ, la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, la Sociedad Peruana de Hidrocarburos y las empresas petroleras, trabajaron -junto con el consultor técnico Carlos Casas- un documento denominado “Plan Loreto” con el fin de evaluar la conveniencia de seguir contando con el ONP.

En el Plan Loreto se evaluaron los siguientes escenarios alternativos para el periodo 2020-2035 (Paredes, 2020):

- (i) Primer escenario: mantener el statu quo, es decir seguir operando el ONP tal como se viene realizando en la actualidad. En este escenario se verificó una pérdida de S/.2,300 millones.
- (ii) Segundo escenario: dejar de operar el ONP y su posterior abandono. En este escenario PETROPERÚ tendría que asumir el costo del plan de abandono de dicha infraestructura lo que representa más de S/.1,320 millones.
- (iii) Tercer escenario: continuar operando el ONP sobre la base de las reservas probadas en los lotes existentes y ejecutando ciertas inversiones que incluye el desarrollo de la actividad de lotes existentes. Este escenario genera un valor actual neto (en adelante, "VAN") positivo de aproximadamente S/.800 millones. Así, conforme a lo analizado en el Plan Loreto, este es el mejor escenario desde el punto de vista económico.

Además, en este documento también se analizó el VAN social, teniendo en cuenta que -como señala Paredes (2020, p.158)- la operación del ONP también tiene un impacto sobre el PBI y la recaudación tributaria. Así, según el estudio del Plan Loreto el VAN social asciende a S/.30,406 millones en el primer escenario descrito en el párrafo anterior (statu quo), asciende a S/. 17,510 millones en el segundo escenario (cese del ONP) y asciende a S/101,164 millones en el tercer escenario (continuar operando el ONP).

Claramente el primer y segundo escenario no resulta siendo una opción atractiva para los productores de los lotes petroleros de la selva pues ello significa limitar el transporte de los hidrocarburos producidos de la selva a solo las barcazas y las limitaciones que ello conlleva.

Así, el documento Plan Loreto concluyó que la mejor alternativa es proseguir con la operación del ONP realizando inversiones complementarias. No es materia

de la presente tesis evaluar cómo se realizó el referido estudio y, en ese sentido, estamos partiendo de que son válidas sus conclusiones.<sup>3</sup>

En adición a lo señalado, en el estudio realizado por Ruiz de la Cruz, C. y Zambrano, M. (2020, p. 72) se concluye, luego de revisar los beneficios y contratiempos de las alternativas logísticas de transporte desde los campos petroleros de la Amazonía hasta la costa del país, que “el ONP sigue siendo la opción principal para el suministro de petróleo desde la Amazonía peruana”.

Por lo anterior, la mejor alternativa respecto al ONP es que éste siga operando.

## **2. La regulación general de la remuneración de un concesionario de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos.**

El RT 2007 establece respecto al régimen tarifario (tarifas y su aplicación) del STHLD que éste será determinado entre las partes. Para ello las partes seguirán los principios, criterios y metodología que establezca OSINERGMIN. Si el Concesionario y el Usuario no se ponen de acuerdo, a solicitud de cualquiera de las partes, OSINERGMIN realizará una evaluación y fijará una tarifa considerando los lineamientos que pudieran ser pertinentes del Título VI del RT 2007, esto es del régimen tarifario aplicable al servicio de transporte de gas natural por ductos.

A la fecha, OSINERGMIN no ha aprobado los principios, criterios y metodología a considerar para definir la tarifa aplicable para el STHLD. No obstante, pueden emplearse algunas de las reglas establecidas para fijar la tarifa del servicio de transporte de gas natural por ductos. Así, debería de considerarse lo siguiente:

---

<sup>3</sup> Cabe indicar que no fue posible acceder formalmente al mencionado documento del Plan Loreto, por dicho motivo no se hacen citas específicas del mismo.

- a. La tarifa debe generar los ingresos suficientes que cubran los costos eficientes para el STHLD.
- b. La tarifa debe proveer los recursos suficientes que aseguren que el sistema de transporte podrá operar de una forma segura y confiable.
- c. La tarifa debe considerar los resultados que podrían darse en un mercado competitivo.
- d. La tarifa debe poder ser actualizada con el fin de que mantenga su valor real, de manera que compense el efecto de inflación. Se consideran factores que puedan afectar el STHLD.
- e. El ingreso total del Concesionario representa la suma, en valor presente, de los ingresos esperados por las ventas previstas en la prestación del STHLD. Asimismo, el ingreso total debe ser igual al costo total, el cual se compone -en valor presente-, de los costos proyectados para la prestación del servicio de transporte, considerando los siguientes componentes: tasa de actualización, amortizaciones de capital de inversión, costos de operación y mantenimiento (en adelante, "COyM") incurridos en la prestación del STHLD.
- f. Otro componente relevante es la demanda proyectada del STHLD.

Conforme reconoce el artículo 117 del RT 2007, la tarifa debe determinarse de manera tal que se cumpla la siguiente fórmula: Ingresos totales = costos totales (considerando la tasa de actualización). Así, a grandes rasgos, la tarifa debería considerar lo siguiente:

### Gráfico 24: Resumen de componentes tarifarios

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{Inversiones (existentes y proyectadas)} + \text{Costos de operación y mantenimiento}}{\text{Demanda (existente y proyectadas)}} + \text{Rentabilidad}$$

Fuente: Elaboración propia a partir del RT 2007

### 3. La regulación específica de la remuneración por el servicio prestado a través del ONP.

Antes de detallar el régimen específico tarifario aplicable al ONP, se debe indicar que una infraestructura como el ONP requiere una importante cantidad de recursos económicos para su adecuada operación y mantenimiento. Además, teniendo en consideración que es un activo antiguo, pues data de 1977, requiere de una inversión significativa para que pueda cumplir con los nuevos requerimientos en seguridad que han ido actualizándose a lo largo de estas últimas cuatro décadas, como los requerimientos establecidos en el RT 2007. El monto estimado para modernizar el ONP superaba al año 2020 los US\$250 millones (Paredes, 2020, p.164).

Asimismo, según indica Paredes (2020, p. 151), en el año 2019 se estimó que el monto de las inversiones recurrentes para el mantenimiento del ONP es de aproximadamente US\$45 millones anuales, lo que incluye mantenimientos preventivos y correctivos para una operación segura del ducto. Los trabajos de mantenimiento incluyen: trabajos de reforzamiento de la tubería por anomalías geométricas y por pérdida de espesor, inspección de la tubería en todos los cruces de ríos, reforzamiento de riberas de ríos, estabilización de taludes en el

derecho de vía, mantenimiento de tanques de almacenamiento y de equipos de bombeo y generación, entre otros.

Ahora bien, entrando al régimen específico tarifario, conforme al CdC ONP, el Reglamento de Tarifas aplicable al ONP no es el RT. 2007, es el R. Tarifas 94, reglamento que estaba vigente al momento de la suscripción del CdC ONP. Ello ha sido confirmado por OSINERGMIN mediante Resolución de Consejo Directivo No. 080-2012-OS/CD.

A continuación presentamos los principales aspectos del R. Tarifas 94:

- i. El Concesionario es quien informa el establecimiento de la Tarifa Máxima por la prestación del STHLD. Dicha tarifa se fija en dólares de los Estados Unidos de América y por barril.
- ii. El Concesionario acuerda con el usuario la tarifa a ser aplicable en cada caso. El valor no debe exceder la Tarifa Máxima y debe ser informada a la DGH. También se informa al OSINERGMIN al ser esta la entidad con competencias de regulación tarifaria.
- iii. La Tarifa Máxima puede ser modificada si los valores de los elementos considerados para su determinación han variado.
- iv. Si un usuario discrepa de una Tarifa Máxima podrá solicitar por escrito al OSINERGMIN<sup>4</sup> su revisión.
- v. La metodología para fijar la Tarifa Máxima correspondiente al transporte de hidrocarburos líquidos por ductos debe permitir recuperar los costos operativos y el capital invertido con su respectiva utilidad.

---

<sup>4</sup> Si bien el R. Tarifas 94 señala que la revisión tarifaria la realizará la DGH, dicha función ha sido transferida al OSINERGMIN, siendo que dicho Órgano Regulador es la entidad responsable del Estado peruano a cargo de la fijación y revisión tarifaria en el sector hidrocarburos.

vi. La fórmula para determinar la Tarifa Máxima es la siguiente:

$$T = \frac{[CO + DA + (I + CT) \times R]}{V}$$

Donde:

*T = Tarifa Máxima de transporte, expresada en U.S. dólares por barril.*

*CO= Costo operativo anual, expresado en U.S. dólares, según el Título VII del presente Reglamento.*

*DA= Depreciación y Amortización Anual de la inversión expresada en U.S. dólares por año, según el Título VIII del presente Reglamento.*

*I = Inversión, expresada en U.S. dólares, según el Título IX del presente Reglamento.*

*CT= Capital de trabajo requerido para operar el ducto, según el Título X del presente Reglamento.*

*R = Tasa de rentabilidad expresada como porcentaje, según el Título XI del presente Reglamento.*

*V = Volumen anual de hidrocarburos líquidos transportados, expresados en barriles, según el Título XII del presente Reglamento.*

- vii. Los costos operativos incluyen todos los costos incurridos y requeridos para operar, mantener y reparar la infraestructura del ONP, entre otros conceptos, incluyendo gastos administrativos, de ventas y financieros. Para determinar los costos operativos anuales se consideran los costos de los seis (6) últimos meses realmente incurridos y el costo presupuestado para los seis (6) meses siguientes al mes en el cual se establece la Tarifa Máxima.
- viii. En lo que respecta al componente inversión, se consideran las inversiones efectuadas. A dicha inversión se le deduce la correspondiente depreciación acumulada.
- ix. El volumen anual a considerarse para el cálculo de la Tarifa Máxima corresponde al volumen de los últimos seis (6) meses realmente transportados

y el volumen proyectado a ser transportado para los seis (6) meses siguientes al mes en el cual se establece la Tarifa Máxima.

En otras palabras, el esquema tarifario previsto en el R. Tarifas 94 del ONP no es tan lejano en cuanto a los fundamentos básicos previstos en el régimen regulatorio del RT 2007. En efecto, cumple con considerar los elementos básicos que permiten que la tarifa cubra las inversiones y los COyM en que se incurra para la prestación del STHLD y, además, considera que los montos de dichos conceptos se dividan entre la demanda para obtener la tarifa.

#### **4. Análisis de la sostenibilidad actual del régimen de regulación tarifaria aplicable al ONP.**

Ahora bien, es el caso que el régimen de regulación tarifaria aplicable al ONP no está funcionando en la práctica pues los criterios previstos para la determinación de la tarifa arrojan tarifas excesivamente altas que no son viables económicamente; esto es, los usuarios del ONP no pueden pagar dichas tarifas. Como se explica a continuación, el problema principal de esta inviabilidad económica es el bajo volumen de demanda del servicio de transporte prestado por el ONP.

En efecto, en el año 2024 PETROPERÚ presentó al OSINERGMIN las Tarifas Máximas del ONP, revelándose en la práctica el problema tarifario. En efecto, de la revisión del Informe Técnico GCEO-2033-2024, mediante el cual se determinan las Tarifas Máximas de transporte del ONP para el año 2024, se verifica que aplicando la metodología del R. Tarifas 94 se obtienen las siguientes Tarifas Máximas de la Tabla 5 y de la Tabla 6.

**Tabla 5: Resultados de las Tarifas Máximas por Tramos detallada.**

Conceptos	Tramo ORN	Tramo I	Tramo II
Tasa de Rentabilidad	12.00%	12.00%	12.00%
Volumen Anual (Bl/año)	0	1,697,137	1,697,137
Costo Operativo (US\$)	14,328,345	17,222,198	41,026,678
Depreciación Anual (US\$)	4,375,130	4,621,272	11,724,460
Inversión			
Valor de Reposición (US\$)	539,000,354	634,415,241	1,618,260,568
Porcentaje por Depreciar Histórico	40.4%	38.2%	39.3%
Inversión No Depreciada (US\$)	217,843,670	242,427,084	635,386,845
Capital de Trabajo (US\$)	0	18,144,620	32,494,287
Inversión Total (US\$)	217,843,670	260,571,704	667,881,132
Costo Financiero del Linepack (US\$)	0	3,239,417	24,903,647
<b>TARIFA MAXIMA (US\$/Barril)</b>	<b>Indefinido</b>	<b>33.20</b>	<b>92.98</b>

Fuente: PETROPERÚ (2024). Informe Técnico GCEO-2033-2024.

**Tabla 6: Resumen de los resultados de las Tarifas Máximas por Tramos.**

Tramo	Tarifa (US\$/Bl)
Tramo I-Tramo II	<b>126.18</b>
Tramo ORN-Tramo II	<b>Indefinido (*)</b>

(\*) El resultado es indefinido debido a que el volumen para el cálculo es cero.

Fuente: PETROPERÚ (2024). Informe Técnico GCEO-2033-2024.

PETROPERÚ reconoce en el Informe Técnico GCEO-2033-2024 que las tarifas obtenidas no son razonables y señala que ello se debe al bajo volumen transportado a través del ONP en el periodo considerado.

La baja demanda por el STHLD tiene un impacto directo en la retribución económica que perciben los concesionarios, quienes en principio dependen del cobro de la tarifa como única fuente de ingreso para cubrir los costos de inversión

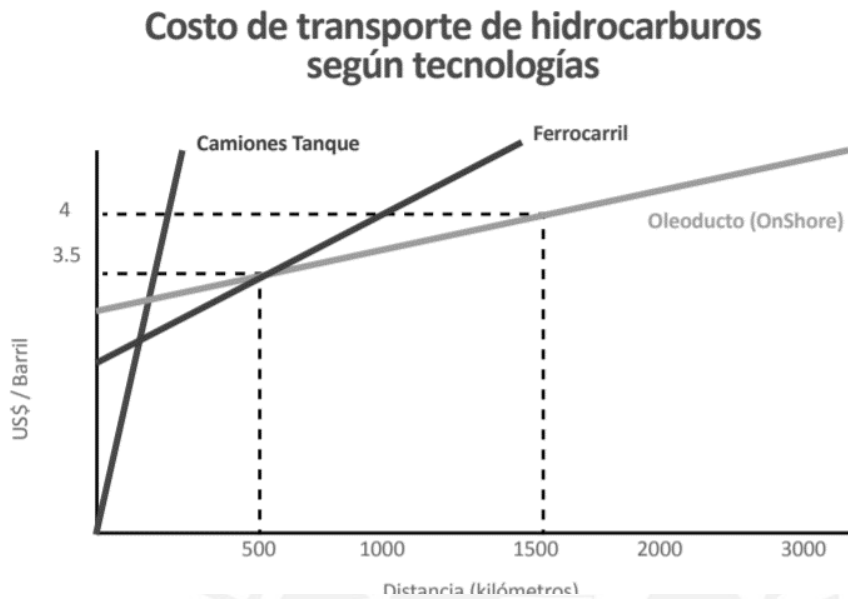
y los COyM del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos. Así, en un escenario de una demanda baja, para que los ingresos recaudados a través de la tarifa puedan cubrir las inversiones necesarias y los COyM antes mencionados la tarifa debería ser fijada en un monto alto, lo cual trae como consecuencia que resulte económicamente imposible que los usuarios acepten pagar la tarifa y, en dicho escenario opten por usar otros medios para el transporte de los hidrocarburos líquidos que produzcan (transporte fluvial, por ejemplo) y/u opten por restringir su producción petrolera.

Como consecuencia de lo indicado, en el caso específico bajo análisis, la producción de los lotes petroleros se restringe, entre otros motivos, por no contar con un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos adecuado y accesible, que le permita transportar los hidrocarburos líquidos extraídos hasta la costa peruana.

El transporte fluvial no es una vía idónea frente a la opción del ducto del ONP por las siguientes razones: (i) las condiciones naturales de la zona que hacen riesgosa la navegabilidad de los ríos, además el tamaño de las embarcaciones se ve restringido porque las vías fluviales no son necesariamente regulares, pudiendo ser en algunas zonas poco profundas, lo que no permite embarcaciones más grandes; (ii) los derrames en el río podrían ser devastadores para la selva pues puede afectar el ecosistema y a las comunidades que dependen del agua del río para vivir; y, (iii) el transporte fluvial tomará más tiempo en comparación con el transporte a través de una infraestructura por ductos, como el ONP.

Tampoco resulta una vía idónea el transporte terrestre a través de camiones tanque o ferrocarril por los costos involucrados, como se aprecia en el siguiente cuadro obtenido de la tesis de Ruiz de la Cruz, C. y Zambrano, M. (2020):

**Gráfico 25: Costo de transporte de hidrocarburos según tecnologías**



Fuente: Ruiz de la Cruz, C. y Zambrano, M. (2020), pág.62.

Además, dada la ubicación geográfica de los lotes petroleros de la Amazonía, resulta complejo el uso de tales medios de transporte terrestre.

Ante la obtención de unas tarifas exorbitantes, según el Informe Técnico GCEO-2033-2024 (ver Tablas 7 y 8), PETROPERÚ evaluó un escenario alternativo considerando los volúmenes de crudo que proyectaban recibirían desde noviembre 2024 hasta octubre 2025 del Lote 192 (el estimado de volumen de este lote se realizó antes de que el socio estratégico de PETROPERÚ, Altamesa Energy, se retirara de formar parte de este proyecto) y los volúmenes de crudo breña (producido por Petrotal Perú S.R.L. del Lote 95), obteniendo las siguientes Tarifas Máximas:

**Tabla 7: Resultados de Tarifas Máximas por Tramos detallada considerando un escenario alternativo de mayor demanda**

Conceptos	Tramo ORN	Tramo I	Tramo II
Tasa de Rentabilidad	12.00%	12.00%	12.00%
Volumen Anual (Bil/año) (*)	1,984,790.00	6,104,427	8,089,217
Costo Operativo (US\$)	14,328,345	17,222,198	41,026,678
Depreciación Anual (US\$)	4,375,130	4,621,272	11,724,460
Inversión			
Valor de Reposición (US\$)	539,000,354	634,415,241	1,618,260,568
Porcentaje por Depreciar Histórico	40.4%	38.2%	39.3%
Inversión No Depreciada (US\$)	217,843,670	242,427,084	635,386,845
Capital de Trabajo (US\$) (**)	1,440,930	1,749,701	3,133,452
Inversión Total (US\$)	219,284,600	244,176,785	638,520,297
Costo Financiero del Linepack (US\$)	0	3,239,417	24,903,647
<b>TARIFA MAXIMA (US\$/Barril)</b>	<b>22.68</b>	<b>8.91</b>	<b>19.07</b>

Fuente: PETROPERÚ (2024). Informe Técnico GCEO-2033-2024.

**Tabla 8: Resumen de resultados de Tarifas Máximas por Tramos considerando un escenario alternativo de mayor demanda**

Tramo	Tarifa (US\$/Bil)
Tramo I-Tramo II	<b>27.98</b>
Tramo ORN-Tramo II	<b>41.75</b>

Fuente: PETROPERÚ (2024). Informe Técnico GCEO-2033-2024.

Estas últimas son las Tarifas Máximas que PETROPERÚ ha informado al OSINERGMIN que considerará, teniendo en cuenta los criterios regulatorios definidos en el R. Tarifas 94. Recordemos los tramos del ONP en el siguiente gráfico obtenido del portal web de PETROPERÚ:

**Gráfico 26: Ilustración sobre los tramos del ONP**



Fuente: PETROPERÚ. (2025). Los tramos del Oloeducto Norperuano. Petroperú.

Así pues, en lo que respecta a las tarifas del ONP tenemos lo siguiente de acuerdo a la Tabla 9 siguiente.

**Tabla 9: Resumen de las Tarifas Máximas y demandas consideradas para su determinación**

	Tramo	Tarifa (US\$/BI)	Comentarios <sup>5</sup>
Tarifa Máxima conforme al	Tramo I – Tramo II	126.18	Considera el siguiente volumen de demanda:

<sup>5</sup> Cabe precisar que el volumen a ser transportado por el Tramo II corresponde a la suma de lo transportado por el Tramo ORN y por el Tramo I.

Reglamento de Tarifas, que permite cubrir los costos del ONP.	Tramo ORN – Tramo II	Indefinido	Tramo I: 1,697,137 (Bl/año). Tramo ORN: 0. Tramo II: 1,697,137 (Bl/año).
Tarifa Máxima conforme al Reglamento de Tarifas, que permite cubrir los costos del ONP y, considera un escenario alternativo de demanda: producción del Lote 192 (Tramo ORN- Tramo II) y mayor producción del Lote 95 (Tramo I – Tramo II)	Tramo I – Tramo II	27.98	Considera el siguiente volumen de demanda: Tramo I: 6,104,427 (Bl/año). Tramo ORN: 1,984,790.00 (Bl/año). Tramo II: 8,089,217 (Bl/año).
	Tramo ORN – Tramo II	41.75	
Tarifas que pueden ser pagadas por los usuarios actuales del ONP (este		8	Tramo II: 11,875,000 (Bl/año)

aspecto se desarrolla en el siguiente numeral 2.5)			
--	--	--	--

Fuente: Elaboración propia a partir de la información contenida en el Informe Técnico GCEO-2033-2024 y en Paredes (2020, p.156).

Así, el transporte a través del Tramo ORN- Tramo II correspondería al volumen de hidrocarburos a ser transportado proveniente del Lote 192; y, el transporte a través del Tramo I-Tramo II correspondería al volumen de hidrocarburos a ser transportado proveniente del Lote 95.

Nótese que la disminución de las tarifas máximas en el escenario alternativo planteado por PETROPERÚ se debe al incremento sustancial del volumen considerado a ser transportado. Sin embargo, dichas tarifas aún son altas para ser pagada por los productores de los lotes petroleros. Como veremos más adelante, una tarifa viable económicamente para un usuario del ONP sería de aproximadamente US\$8.00 por barril.

Por lo indicado en el párrafo precedente se presenta un descalce entre la tarifa que se requeriría para cubrir las inversiones y los COyM del ONP, y la tarifa que razonablemente los usuarios del ONP podrían pagar sin afectar sus propias operaciones productivas.

Pero no sólo el cálculo expuesto sobre las tarifas máximas efectuado por PETROPERÚ revela los problemas de la normativa aplicable para definir las tarifas aplicables y, por tanto, los ingresos para el funcionamiento sostenible del ONP, también cabe tener presente que el propio Organismo Regulador del sector energía, OSINERGMIN, ha reconocido esta falencia. En efecto, mediante Decreto Legislativo 1292 emitido en el año 2016, se requirió al OSINERGMIN la elaboración de una propuesta normativa de un nuevo esquema de regulación tarifaria en el marco del CdC ONP. Dicha propuesta normativa debía tener

presente una serie de principios tarifarios vinculados con la demanda potencial a considerar sobre la base de los planes de los productores; con las inversiones a ser reconocidas sobre la base del valor de reposición de la inversión existente y respecto de las nuevas se reconocerían inversiones eficientes; con los COyM, reconociéndose costos eficientes; posibilidad de recalcular la tarifa si la demanda variase en más de 30%.

Asimismo, el Decreto Legislativo 1292 dispuso que la propuesta normativa que debía elaborar OSINERGMIN debía considerar que las tarifas garanticen la sostenibilidad económica del ONP a largo plazo, pero sin recurrir a fuentes de financiamiento ajenos al ONP.

Conforme a lo anterior, nuevamente el Estado se limitó a considerar los criterios básicos para la fijación tarifaria: inversión más COyM, todo dividido entre la demanda.

Recibido el encargo dispuesto por el Decreto Legislativo 1292, OSINERGMIN analizó, recopiló y procesó gran cantidad de información sobre la situación del ONP, concluyendo en el Informe Técnico Legal No. 616-2017-GRT del 20 de diciembre de 2017 que no era posible diseñar un esquema de regulación tarifaria que garantice el 100% de la sostenibilidad financiera a largo plazo del ONP, que permita tarifas asequibles que promuevan la producción petrolera en la selva norte en periodos de bajos precios internacionales del crudo y bajos volúmenes de producción, todo ello sin recurrir a mecanismos de financiamiento ajenos al ONP.

En ese sentido, OSINERGMIN manifestó que era imposible elaborar una propuesta normativa regulatoria que se enmarque en los criterios establecidos por el artículo 5 del Decreto Legislativo 1292.

## 5. Demanda necesaria para la sostenibilidad económica del ONP.

La demanda actual del ONP es baja teniendo en consideración la capacidad de transporte de dicha infraestructura. Entre otros motivos, la demanda es baja porque no asegura una continuidad en la prestación del servicio y ello es una razón importante para frenar a los productores de la selva norte para que exploten o incrementen su explotación de los lotes petroleros otorgados bajo contratos de licencia.

La demanda es un componente esencial para la definición de una tarifa, pues todos los costos se dividen entre la demanda. Entre otros factores, debido a esta baja demanda, Paredes (2020, p. 152) nos comenta que, “suponiendo un volumen de transporte de 15,000bl/d para el quinquenio 2020-2024, brindar el servicio de transporte de crudo le generaría un déficit a la empresa [PETROPERÚ] de alrededor de US\$105 millones anuales”. Además, señala Paredes que las pérdidas por el ONP no solo se debían a la reducción de los ingresos causados por la caída del volumen transportado (demanda), sino también por la creciente tensión social y a la falta del imperio de la ley y el orden en las zonas aledañas a las operaciones del ONP, y que el ONP ha registrado pérdidas económicas debido a gastos realizados para limpieza y remediación de contingencias ambientales (80% ocasionados por hechos de terceros) y menor volumen transportado por paralizaciones derivadas del contexto social adverso (toma de estaciones y cortes a las tuberías), paralizaciones o reducción de operaciones de los lotes 67, 8 y 192 durante la pandemia.

Conforme a lo señalado, los ingresos provenientes por la prestación del STHLD del ONP resultan insuficientes para cubrir las necesidades de inversión, operación y mantenimiento del ducto y tampoco son suficientes para cubrir la remediación ambiental ante eventos de derrame que pueden suceder a lo largo de los 1106 kilómetros del ducto.

Así pues, no hay duda alguna respecto de que la demanda por el STHLD del ONP es baja. En la siguiente imagen extraída de la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p.43) se aprecia que los volúmenes bombeados por el ONP en el 2023 fueron los siguientes:

**Gráfico 27: Volúmenes transportados en el año 2023 por el ONP en MBDC<sup>6</sup>**

Tramo	Real	Plan	% Desv.
Tramo I	1.00	1.00	0.40%
Tramo II	1.00	0.99	1.00%
ORN	0.00	0.00	0.00%

Fuente: Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ (p.43)

Sobre lo anterior, es de destacar la comparación entre la capacidad de bombeo (100 MBPD, según se indica en la Memorial Anual 2023 de PETROPERÚ) vs. los volúmenes bombeados. Esta baja capacidad de bombeo, conforme indican Ruiz de la Cruz, C. y Zambrano, M. (2020, p.91) “repercute en la duración de movilidad, que oscila entre tres y ocho meses, demora que representa un alto costo económico”, pues conforme indican las autoras “se deben utilizar otros medios para aliviar el transporte en rutas cortas, pues el sistema de almacenamiento en los pozos colapsa por la larga espera”. Ello denota un problema significativo en la falta de aprovechamiento de una infraestructura tan relevante para el país que, incluso ha sido calificada como un Activo Crítico Nacional. Más allá de los conflictos sociales en la zona, se mantiene un nivel bajo de demanda porque el ONP no puede asegurarles la continuidad en la prestación del servicio de transporte de hidrocarburos. Y es que, si como inversionista no tengo la confianza de que podré transportar y comercializar los

<sup>6</sup> MBDC significa miles de barriles por día calendario.

hidrocarburos que explote, la mejor decisión es no correr ese riesgo y explotar una cantidad reducida.

Ante lo descrito, cabe preguntarnos, ¿cuál es el punto de equilibrio del ONP?, esto es ¿cuál es el volumen de transporte (demanda) que se requiere para que el ONP genere los ingresos necesarios para cubrir sus COyM? Paredes (2020, p. 155-156) nos informa que -según información suministrada por la gerencia del ONP de PETROPERÚ- el costo operativo fijo anual de operar el oleoducto (incluyendo el programa de mantenimiento) se estima en US\$95 millones. Si el margen de contribución unitario (pago que están dispuestos a pagar los productores de la selva norte) es US\$8.00 por barril, entonces el punto de equilibrio sería de aproximadamente 32,500 barriles por día.

El referido cálculo resulta de dividir US\$95 millones al año entre US\$8.00 por barril, dando como resultado 11,875,000 barriles al año, que equivale a 32,500 barriles por día. A este respecto cabe precisar que si bien el ONP cuenta con tarifas máximas mayores a los US\$8.00 por barril, lo cierto es que como lo dice su nombre son tarifas máximas, lo que significa que PETROPERÚ puede cobrar por debajo de dicho tope máximo. Es el caso que se cobra por debajo del tope máximo porque una tarifa mayor a los US\$8.00 por barril estaría afectando las actividades productivas de los productores. En otras palabras, los productores no están dispuestos (ni podrían hacerlo) a pagar una tarifa mayor a US\$8.00 aproximadamente.

Ahora bien, como se ha visto los barriles actualmente transportados por el ONP distan mucho de los 32,500 barriles diarios que permitirían la viabilidad económica de la operación del ONP. Conforme explica Paredes, se requiere multiplicar por 2.5 o más los barriles transportados en la actualidad. Es decir, en el caso del ONP el componente demanda es clave para la fijación de la tarifa, requiriéndose que la demanda por el servicio que presta el ONP se incremente

sustancialmente para obtener una tarifa razonable (pagable por los productores de la selva norte). Recordemos, a mayor demanda, menor tarifa.

Conforme se aprecia en el Informe Técnico GCEO-2033-2024 elaborado por PETROPERÚ el 24 de mayo de 2024, los volúmenes transportados entre noviembre 2023 y abril 2024 están muy lejos del punto de equilibrio.

**Tabla 10: Volúmenes de hidrocarburos líquidos transportados por el ONP entre noviembre 2023 y abril 2024**

TRAMO	UNIDAD DE MEDIDA	Real (Barriles)					
		Nov-23	Dic-23	Ene-24	Feb-24	Mar-24	Abr-24
Tramo ORN	Barriles	0	0	0	0	0	0
	(MBD)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tramo I	Barriles	38,438	137,379	110,302	30,796	0	0
	(MBD)	1.3	4.4	3.6	1.1	0.0	0.0
Tramo II	Barriles	38,438	137,379	110,302	30,796	0	0
	(MBD)	1.3	4.4	3.6	1.1	0.0	0.0

Fuente: Informe Técnico GCEO-2033-2024 elaborado por PETROPERÚ (p.5)

Conforme a lo anterior, en noviembre 2023 se transportó 1,300 barriles diarios en promedio, en diciembre 2023 4,400 barriles diarios en promedio, en enero 2024 3,600 barriles diarios en promedio.<sup>7</sup> Es decir, dista mucho de los 32,500 barriles diarios que se requiere que se transporten para hacer viable económicamente la operación del ONP.

De lo hasta aquí expuesto podemos advertir la siguiente situación que afecta la sostenibilidad económica del ONP:

- (i) PETROPERÚ necesita de los ingresos suficientes para invertir, operar y mantener de forma continua y segura el ONP.

<sup>7</sup> Los valores indicados en la Tabla 10 son mensuales. Al ser divididos por el número de cada mes se obtienen los valores diarios indicados en este párrafo para obtener los barriles diarios promedio.

- (ii) La tarifa real que puede ser pagada por los productores de la selva norte como usuarios del ONP, no genera los suficientes ingresos para que PETROPERÚ pueda invertir, operar y mantener el ONP de forma continua y segura.
- (iii) Se requiere que la demanda del STHLD del ONP se incremente -por lo menos- a 32,000 barriles diarios para generar los ingresos suficientes para la operación y mantenimiento de forma continua y segura del ONP.
- (iv) Para que la demanda del STHLD del ONP se incremente a 32,000 barriles diarios o más, se requiere que los productores de la selva norte (usuarios del ONP) puedan producir más hidrocarburos que puedan ser transportados a través del ONP. Para ello, los productores requieren contar con la seguridad de poder transportar -a través del ONP- de forma continua y segura los hidrocarburos que exploten.

En conclusión, el marco regulatorio tarifario aplicable al ONP hoy no permite la sostenibilidad económica de dicha infraestructura, lo que implica que no se pueden ejecutar las inversiones que se requieren ni contar con los recursos necesarios para afrontar todos los COyM que se necesitan para una operación segura y continua del ONP. Así pues, resulta imprescindible buscar un medio para lograr la sostenibilidad económica del ONP y esta tesis plantea un método alternativo considerando una fuente de financiamiento adicional hasta que pueda alcanzarse la demanda suficiente que permita la sostenibilidad económica del ONP a través de los recursos obtenidos por la prestación del STHLD por medio de dicha infraestructura. Sobre esto último cabe destacar que, como se ha expuesto en la sección 3.2 del Capítulo I de la presente tesis, la selva norte del Perú cuenta con el potencial para alcanzar y superar la demanda requerida para la sostenibilidad económica del ONP. Sumado a ello se cuenta con las negociaciones con el Ecuador para transportar a través del ONP las importantes reservas ecuatorianas de los lotes 86 y 87.

A continuación se analiza un ejemplo (transporte del Proyecto Camisea) que puede dar luces sobre una solución para este desfase económico.

## **6. Revisión del marco regulatorio de otro sector cercano que realiza transporte por ductos: transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea.**

### **6.1. Breves antecedentes del Proyecto Camisea.**

Entre los años 1984 y 1988 Shell Exploradora y Productora del Perú B.V. descubrió los yacimientos de gas natural de San Martín, Cashiriari y Mipaya en la región de Camisea (Cusco).

A inicios de 1990 Shell International Petroleum suscribió con PERUPETRO un convenio para evaluar las reservas descubiertas. En 1995 se suscribió un Contrato de Licencia por 40 años a favor del consorcio Shell (42.5%) y Mobil (57.5%) para explotar los Lotes 88A y 88B. Sin embargo, hacia 1998 el consorcio decidió no continuar con el proyecto (denominado Proyecto Camisea).

Como consecuencia del retiro del consorcio Shell-Mobil, el Estado peruano decidió licitar el Proyecto Camisea. Fue así que, en 1999, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI, hoy PROINVERSIÓN) replanteó el diseño del Proyecto Camisea estructurándolo de manera segmentada en las actividades de producción, transporte y distribución de manera tal que sean adjudicadas a distintas compañías.

La COPRI procedió a independizar el Proyecto Camisea en dos líneas de negocio: (i) la explotación de las reservas del Lote 88; y, (ii) el transporte y distribución de gas por red de ductos. En esta última etapa se tenía previsto la separación de las actividades de transporte y distribución de gas natural para evitar la integración vertical.

Se llevó a cabo un concurso público internacional para la adjudicación del Proyecto Camisea, siendo que, en el año 2000 se otorgó la buena pro correspondiente a la explotación del Lote 88 (que incluía la separación y fraccionamiento de hidrocarburos) por un periodo de 40 años al consorcio conformado por Pluspetrol, Hunt Oil Co., SK Corp., e Hidrocarburos Andinos.

Asimismo, se adjudicó al consorcio formado por las empresas TEGAS N.V., Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Pipeline Company of Perú L.L.C., SK Corporation, L'Entreprise Nationale SONATRACH, y, Graña y Montero S.S.A. tres contratos BOOT (Built, Own, Operate, Transfer): (i) el Contrato BOOT de la Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate (en adelante, el "Contrato TGN"); (ii) el Contrato BOOT de la Concesión de Transporte de Líquidos de Gas Natural de Camisea a la Costa; y, (iii) el Contrato BOOT de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao (en adelante, el "Contrato DGN"). Este última, por disposición contractual fue cedido en el año 2002 a un tercero.

Es innegable que el Proyecto Camisea es el principal proyecto energético gasífero del Perú, el cual consiste en la extracción y transporte de gas natural y de líquidos de gas natural desde el yacimiento de Camisea que se ubica en el sur de la selva peruana hasta la costa, para su distribución en Lima y Callao en un inicio, y actualmente también para ser distribuido en Ica, en el norte (Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca) y en el sur oeste (Arequipa, Moquegua y Tacna) del país.

Es importante mencionar que el concurso público internacional del Proyecto Camisea se dio en un contexto en el cual el Estado peruano buscaba fomentar la participación de la inversión privada en las actividades económicas. Recordemos que en la década de los 90 el Perú se encontraba en una grave crisis económica y social derivada del mal manejo económico de los años 80 y al nefasto terrorismo que agudizó la desestabilización del país. En ese contexto, se dictó una nueva Constitución Política del Perú en el año 1993, que incluyó la figura de los "contratos-ley" que permite a los privados suscribir contratos con el Estado peruano que le otorguen un régimen de seguridad jurídica respecto a las condiciones contractuales, las cuales no pueden ser modificadas salvo pacto entre las partes.

6.2. Revisión a la regulación tarifaria del servicio de transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea.

Específicamente para el tema que nos ocupa, es relevante destacar que en el año 1999 se dictó la Ley 27133, Ley para el Desarrollo de la Industria de Gas Natural, que como indica su artículo 1 tuvo por objeto establecer las condiciones para promover el desarrollo de la industria del gas natural.

La Ley 27133 incorporó al ordenamiento jurídico una nueva figura económica que fue la que permitió el desarrollo de los sistemas de transporte y distribución de gas natural ante la ausencia de una demanda real que permitiese su viabilidad económica desde un inicio. Me refiero a la figura de los ingresos garantizados a través de la Garantía por Red Principal (en adelante, la “GRP”), que también fue incluida expresamente en el Contrato TGN y en el Contrato DGN; ambos contratos cuentan con sendos contratos de seguridades y garantías lo que les da una protección de contrato-ley. Esto es importante porque daba una protección especial a los inversionistas asegurándole que se respetaría la figura de los ingresos garantizados a través de la GRP.

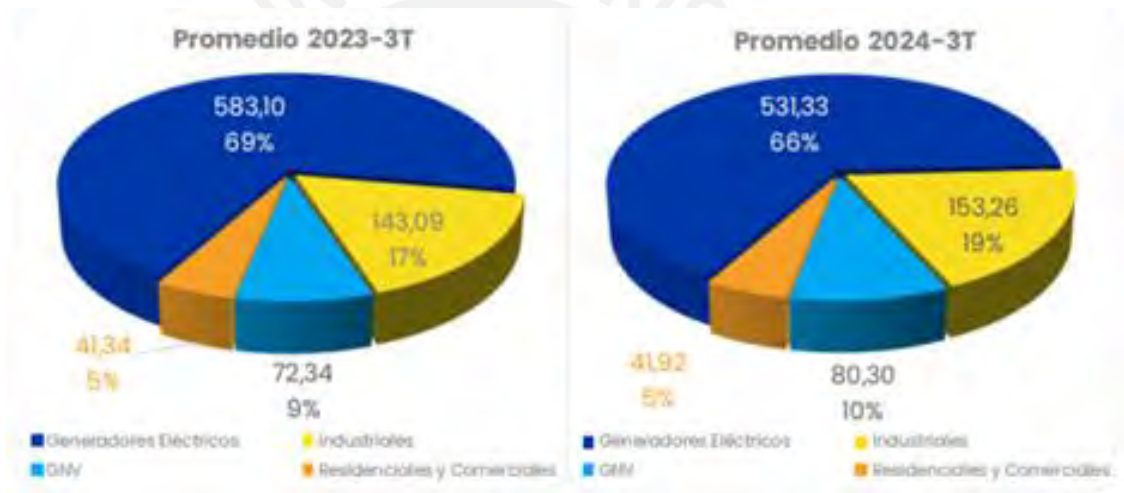
Conforme indican Dammert y Molinelli (2006, p.32-33) el mecanismo de la GRP fue creado con los siguientes objetivos:

- Reducir el uso de fondos públicos.
- Contar con contratos interrumpibles de transporte de gas natural, esto es contratos que no requerían reserva de capacidad. En virtud de estos contratos interrumpibles se paga por el uso del servicio, a diferencia de los contratos firmes de transporte por los que se debe pagarse indistintamente de su uso o no.
- Que el nuevo gasoducto cuente con ingresos garantizados que generen el incentivo necesario para que el concesionario ejecute la inversión necesaria.

- Que se garantice que el principal usuario de esta nueva infraestructura, esto es el usuario eléctrico, sea quien pague por los beneficios que iba a recibir como consecuencia de que la generación eléctrica sea producida con gas natural.

Con relación a este segundo objetivo es importante tener presente que el principal consumidor del gas natural de Camisea es la industria de generación eléctrica, tal como se advierte en la imagen siguiente:

**Gráfico 28: Consumo promedio de gas natural del tercer trimestre 2023 y del tercer trimestre 2024 (en MMPCD)**



Fuente: OSINERGMIN. (2024) Boletín estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de gas natural. (p.21).

Teniendo en consideración que los usuarios eléctricos serían los más beneficiados con el desarrollo de la industria del gas natural, resultaba razonable que sean dichos usuarios quienes asumieran el pago de la GRP. Por ello, se impuso como un peaje del Sistema Principal de Transmisión (que pagan todos los usuarios eléctricos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) el cargo correspondiente a la GRP.

Como indican Dammert y Molinelli (2006), el mecanismo de la GRP permitió reducir al mínimo el riesgo o la incertidumbre que existía en dicho momento (año 2000) sobre la demanda futura de gas natural (ingresos futuros); recordemos que estábamos ante un mercado nuevo, pues en ese momento era inexistente la demanda de gas natural; es más se crearon incentivos para clientes iniciales.

Esta reducción del riesgo permitió que el Costo del Servicio ofertado por el adjudicatario sea menor al que hubiera resultado aplicable, lo que trajo como consecuencia menores tarifas para los consumidores de gas natural.

Es importante mencionar que este mecanismo fue diseñado para que, a medida que se incrementase el consumo de gas natural la GRP se fuese reduciendo hasta su extinción una vez que se alcanzase la demanda que cubriese el cien por ciento (100%) del Costo del Servicio, siendo este el costo ofertado por el inversionista bajo el cual fue finalmente adjudicado los contratos del Proyecto Camisea.

**Gráfico 29: Explicación gráfica del mecanismo de la GRP**



Fuente: OSINERGMIN (2006, p. 34)

Como se aprecia del gráfico anterior, a medida que aumentan los ingresos por la prestación del servicio de transporte (derivado del incremento de la demanda), el costo de la GRP se iba reduciendo hasta su extinción.

Ahora bien, ¿cómo funcionaba la GRP y el mecanismo de ingresos garantizados?

En primer lugar, cabe tener presente que el concurso público internacional tuvo como factor de competencia para adjudicar el Contrato TGN y el Contrato DGN el menor Costo del Servicio para la prestación de cada uno de dichos servicios.

En segundo lugar, el Contrato TGN y el Contrato DGN establecían una obligación de contar con una capacidad mínima de la red para transportar o distribuir, según el caso, el gas natural. Dicha capacidad mínima de la red era garantizada, esto es que el Estado se comprometió con los Concesionarios a que se le pagaría por dicha capacidad mínima un ingreso que sería garantizado, creando el esquema de la GRP para asegurar el pago, como veremos a continuación.

Sobre la base la capacidad mínima garantizada y el Costo del Servicio ofertado y adjudicado, se calculaba el ingreso garantizado que debían percibir los Concesionarios. De esta manera, se aseguraba a los Concesionarios la recuperación del Costo del Servicio a través de los ingresos garantizados anuales. Cabe precisar que el Costo del Servicio era actualizado de manera anual utilizando las fórmulas de actualización definidas en el correspondiente contrato de concesión.

Se calculaba una Tarifa Base que se determinaba dividiendo el Costo del Servicio (ofertado y adjudicado) entre la capacidad garantizada anual del segmento correspondiente (Red de Transporte o Red de Distribución), de tal manera que el valor presente del flujo de ingresos anuales sea igual al Costo del Servicio, utilizando la tasa de descuento y el período de recuperación establecido en cada contrato de concesión.

El ingreso garantizado anual (en adelante, "IGA") equivalía al producto de la capacidad garantizada -que es la capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo en el respectivo contrato- por la Tarifa Base.

Así, los IGA correspondientes a la Red Principal eran cubiertos mediante:

- a) Lo recaudado por la tarifa que pagaban los usuarios por la prestación del servicio de transporte.

Para lo cual la CTE (posteriormente OSINERGMIN) determinaba las Tarifas Reguladas, considerando una asignación equitativa del Costo del Servicio entre los Usuarios de la Red, según las capacidades contratadas.

- b) La garantía cubierta mediante el cargo por GRP que era pagada por los usuarios eléctricos.

Al respecto cabe indicar que OSINERGMIN incluía periódicamente (todos los años, quincena de abril) en la tarifa eléctrica, específicamente en el peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, el cargo GRP. Dicho cargo permitía cubrir los IGA ante la insuficiencia de los recursos recaudados de la tarifa cobrada a los usuarios del servicio de transporte o distribución, según el caso por el servicio prestado.

Se creó un fideicomiso recaudador, para recaudar y asegurar la intangibilidad del monto recaudado por concepto GRP y un fideicomiso pagador-garante, a cargo de hacer los pagos de la GRP a los Concesionarios.

La recaudación y el pago a favor de los Concesionarios de la GRP era mensual.

En tercer lugar, respecto a la GRP en sí, ésta resultaba de la diferencia entre el IGA y el estimado de los ingresos esperados por la prestación del servicio de transporte. Su cálculo también se realizaba de manera anual.

Si finalizado el año de cálculo se identificaba un descalce entre los ingresos esperados y los ingresos efectivamente recaudados, ello también era considerado para el cálculo de la GRP. Así, si se recaudaba un monto menor al calculado como esperado, el monto faltante era considerado para incrementar el importe por GRP. Por el contrario, si se recaudaba un monto mayor al calculado como esperado, el monto sobrante era considerado para disminuir el importe por GRP.

Como hemos adelantado, se previó que la GRP no existiría para siempre. Ciertamente, se reguló que la GRP se extinguiría cuando, a partir del quinto año de operación de la Red Principal, el cálculo del monto de la GRP resultase negativo (i) durante tres años de cálculo consecutivos o (ii) tres años durante cinco años de cálculo consecutivos

De acuerdo a lo indicado en el Informe No. 149-2011-GART (documento público), emitido por la Gerencia de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, la GRP fue cero en los años 2009, 2010 y 2011 para el Contrato TGN de titularidad de Transportadora de Gas del Perú S.A. Por ello, el mecanismo de la GRP de dicha empresa quedó automáticamente extinto, siendo que los IGA eran cubiertos totalmente por los ingresos recaudados de sus usuarios por la prestación del servicio de transporte.

Asimismo, para el caso del Contrato DGN de titularidad de Gas Natural de Lima y Callao S.A., el mecanismo de la GRP Principal se extinguió en el año 2008, cuando la Red Principal de Distribución dejó de existir como tal, pues se unificaron en una sola la Red de Distribución la Red Principal y las Otras Redes. No ahondo en este extremo por no ser relevante para la presente tesis.

Teniendo en cuenta que la operación del servicio de transporte y distribución del gas natural por ductos inició en el mes de agosto el año 2004, la recaudación de la GRP por parte de los Concesionarios estuvo vigente para la concesión de

distribución de gas natural por ductos del Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao durante aproximadamente cuatro años y para la concesión de transporte de gas natural por ductos desde Camisea al City Gate durante aproximadamente siete años.

En cuarto lugar, mediante Decreto de Urgencia No. 045-2002 el Estado peruano designó a PERUPETRO como entidad garante ante la posible falta de pago de la GRP. Es decir, si por algún motivo no se recaudaba lo necesario por GRP o si se recaudaba y por algún motivo no se trasladaba dicha recaudación a favor de los Concesionarios, PERUPETRO se constituía en garante y asumía dicha obligación de pago a favor de los Concesionarios. Para ello se creó un Fideicomiso cuyo patrimonio estuvo conformado por un Fondo de Contingencia con recursos de PERUPETRO por un monto de US\$ 12 000 000,00 (Doce Millones y 00/100 Dólares Americanos).

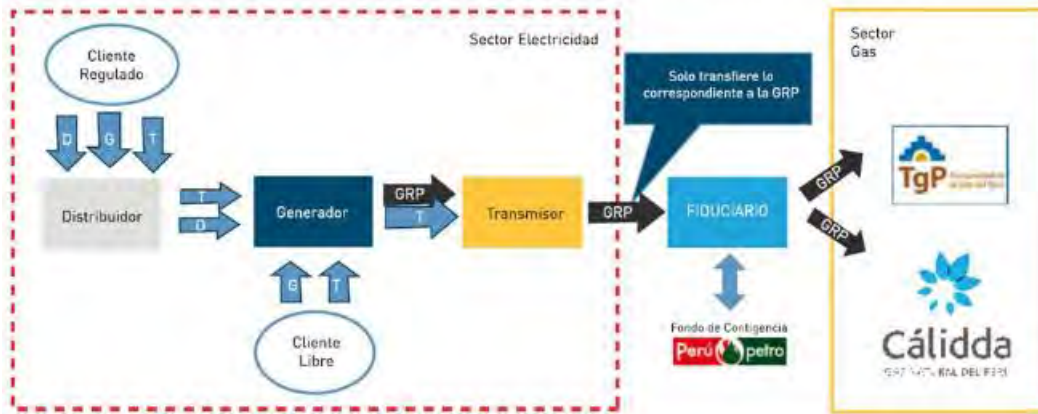
Para constituir el Fondo de Contingencia se facultó a PERUPETRO a deducir el monto que se requiera de los ingresos que debería entregar al Tesoro Público.

En resumen, el funcionamiento de la GRP se puede graficar conforme al Gráfico 29 siguiente.

## Gráfico 30: Funcionamiento de la GRP

### Funcionamiento de la Garantía de Red Principal (GRP)

- La GRP es un mecanismo creado con la Ley N° 27133 con el objetivo de garantizar los ingresos a los concesionarios de transporte y distribución mediante la red principal del Proyecto Camisea, con la aplicación de un cargo en el sistema principal de transmisión eléctrica a los usuarios de electricidad. Mientras estuvo vigente el cálculo de la GRP, el mecanismo operaba de la siguiente manera:



10 Años del Proyecto Camisea

Fuente: OSINERGMIN (2014). Presentación la industria del gas: 10 años del Proyecto Camisea, por Presidente del Consejo Directivo del OSINERGMIN.

Es incuestionable el éxito que tuvo y tiene el Proyecto Camisea para el Perú. Ha contribuido a diversificar significativamente la matriz energética del país de manera positiva. Fue un acierto del Estado peruano la creación del mecanismo de ingresos garantizados a través de la GRP para solventar el inicio de las operaciones de transporte y distribución de gas natural cuando aún no existía la demanda de gas natural suficiente que pudiese hacer viable económicamente la operación de tales actividades, pues no se tenían los recursos suficientes que provenían de los usuarios del sistema de transporte y de distribución para cubrir las inversiones y los COyM de dichas actividades.

6.3. Identificación de figuras económicas y legales del servicio de transporte de gas natural por ductos del Proyecto Camisea que podrían ser replicadas en el STHLD del ONP.

Hemos evidenciado que uno de los principales problemas del ONP es la baja demanda por el STHLD y que, a su vez, uno de los problemas alegados por los productores de los lotes petroleros de la selva es la incertidumbre en cuanto a la operación continua del ONP.

Si el ONP tuviese los recursos económicos suficientes para invertir, operar y mantener de manera adecuada sus instalaciones, generando la confianza en los productores de los lotes de la selva norte de que podrá brindar un servicio adecuado de manera continua considero que es altamente probable que la demanda del STHLD del ONP se incremente gradualmente hasta alcanzar los volúmenes necesarios para hacer autosostenible económicamente el ONP. Ello traerá como consecuencia poner en mayor valor a los lotes petroleros de la selva norte mediante un incremento de su explotación.<sup>8</sup>

Asimismo, se ha evidenciado que, para que el Proyecto Camisea prosperase ante una demanda inexistente en sus inicios se requirió creatividad por parte del Estado peruano para asegurar a los posibles inversionistas los retornos de sus inversiones, siendo que en dicho contexto se creó el mecanismo de la GRP con el fin de garantizar los ingresos de los Concesionarios.

Sobre la base de lo indicado, considero que podría ser replicable -con algunos ajustes al caso específico- el mecanismo de ingresos garantizados (en adelante, "MIG") mediante la implementación o uso de algún cargo existente (más adelante nos referimos al cargo tarifario SISE) similar a la GRP para recaudar los recursos necesarios para la inversión, operación y mantenimiento del ONP. Dicho

---

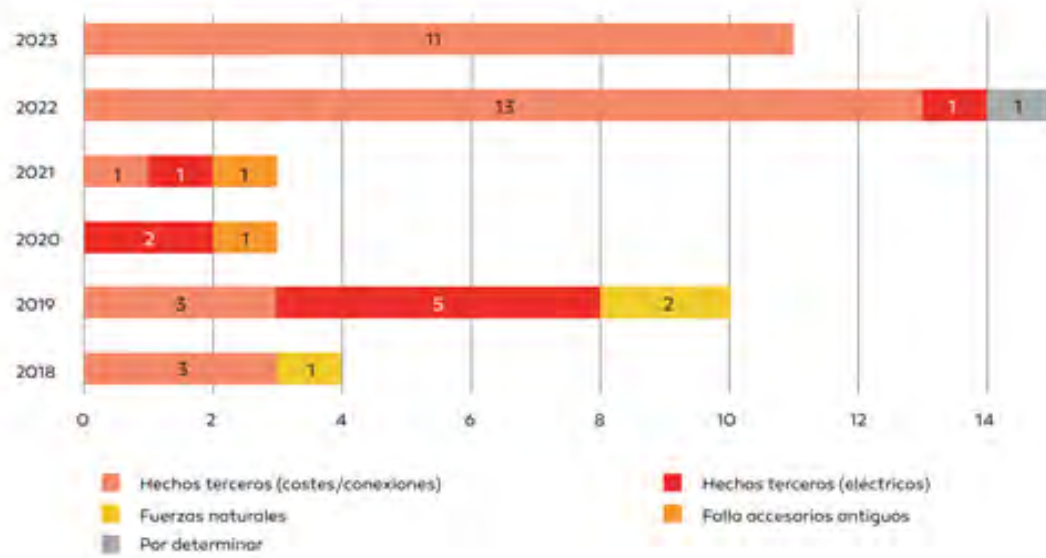
<sup>8</sup> Lo señalado en paralelo a la adopción de medidas para reducir la conflictividad social en la zona. No es materia de esta tesis el análisis de este punto, por lo que no ahondaré en este problema.

mecanismo se aplicaría hasta alcanzar la demanda mínima requerida para la autosostenibilidad económica del ONP, que como se ha evidenciado en el capítulo I de la presente tesis es posible de alcanzar. En el siguiente capítulo se detallan los ajustes específicos.

Además, de extrapolar la figura económica del MIG hasta asegurar el nivel de demanda requerido (32,000 barriles diarios), una figura legal extrapolable del sector transporte de gas natural a la actividad del ONP es la figura del Fideicomiso, con el fin de asegurar que los recursos recaudados por el mecanismo similar al de GRP sean destinados específicamente para las actividades del ONP. Recordemos que actualmente el ONP es operado por PETROPERÚ, quien cuenta con otros negocios además del ONP como se expuso en el capítulo I de la presente tesis, por lo que los recursos recaudados a través del mencionado cargo podrían mezclarse y destinarse a fines ajenos al ONP.

Finalmente, para el caso de emergencias imprevistas, también podría extrapolarse la figura de un Fondo de Contingencia. Al respecto, según se indica en la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ durante el año 2023 ocurrieron once contingencias en el ONP, todas causadas por hechos determinantes de terceros:

**Gráfico 31: Contingencias en el ONP entre los años 2014 y 2023**



Fuente: Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ, p. 44.

Las contingencias mencionadas en el cuadro anterior generan impactos negativos en la infraestructura del ONP y en el medio ambiente que requieren ser remediados. Para ello se necesitan importantes sumas de dinero que no pueden provenir de los ingresos actuales del ONP pues como hemos explicado sus ingresos incluso son insuficientes para cubrir todos sus COyM. En tal sentido, podría ser una opción la creación de un fondo de contingencia para este tipo de eventos.

#### 6.4. Revisión a la normativa del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos.

En abril de 2012 se aprobó la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, Ley No. 29852 (en adelante, la “Ley SISE”).

Hasta el 30 de abril de 2025, el artículo 1 de la Ley SISE establecía lo siguiente: “El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos estará constituido por

redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país”.

Con fecha 30 de diciembre de 2016 se publicó en el Diario Oficial “El Peruano” el Decreto Legislativo No. 1292, mediante el cual se declaró la operación segura del ONP como de “necesidad pública y de interés nacional” con la finalidad de “garantizar el abastecimiento permanente de hidrocarburos al mercado interno”.

Precisamente, el ONP es un sistema de redes de ductos para el transporte de hidrocarburos que, además, ha sido calificado como un Activo Crítico Nacional (ACN) mediante Resolución Directoral No. 131-2017-DINI-01. Por tanto, el ONP se encontraba bajo el alcance del Sistema de Seguridad Energética al que se refiere la Ley SISE. Hoy ya no se encuentra bajo dicho alcance porque el 30 de abril de 2025 se publicó en el Diario Oficial “El Peruano” la Ley No. 32315 que modifica el artículo 1 de la Ley SISE de la siguiente manera:

El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos estará constituido por sistemas de transporte o distribución de gas natural, infraestructura relacionada a Gas Natural Comprimido y/o Gas Natural Licuefactado y/o instalaciones para el almacenamiento de hidrocarburos consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.

De acuerdo con la norma modificada, el SISE aplicaría ahora a redes de ductos de gas natural, lo que excluye a las redes de ductos de hidrocarburos líquidos, como es el caso del ONP.

De otro lado, el artículo 2 de la Ley SISE (modificado por la Ley No. 32315) establece que la remuneración del Sistema de Seguridad Energética (en adelante, el “SISE”) se realizará a través de un “cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, así como al suministro de dichos productos” y establece que dicho cargo tarifario tendrá como fin:

cubrir los costos de inversión y de explotación de forma total o parcial de los sistemas de transporte o distribución de gas natural, infraestructura relacionada a Gas Natural Comprimido y/o Gas Natural Licuefactado de sistemas de distribución y/o instalaciones para el almacenamiento de hidrocarburos consideradas estratégicas, mediante proyectos sujetos a procesos de promoción de la inversión privada u otras modalidades que apruebe el Ministerio de Energía y Minas.

Así pues, conforme a los artículos 1 y 2 de la Ley SISE la infraestructura que forma parte del SISE podrá ser financiada mediante un cargo tarifario (en adelante, el “CT SISE”). Sin embargo, la infraestructura que puede beneficiarse con el CT SISE es aquella definida y aprobada por el MINEM y dada en concesión por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Proinversión.

En consecuencia, aun obviando la modificación del artículo 1 de la Ley SISE efectuada por la Ley No. 32315, el ONP no calzaría bajo el artículo 2 de la Ley SISE y no podría beneficiarse del cargo tarifario, salvo que se decida incluir el ONP en un proceso de promoción de la inversión privada y este tenga como resultado el otorgamiento de la buena pro al postor a quien se le adjudique.

En ese sentido, para que el ONP pueda acceder al financiamiento a través del CT SISE (sin ser materia de un proceso de promoción privada), se requerirá modificar el artículo 1 y el artículo 2 de la Ley SISE para no limitarlo a proyectos de gas natural (como estaba originalmente dicho artículo) y tampoco limitarlo a proyectos cuya implementación se verifica a través de proyectos de asociaciones público-privadas y proyectos en activos.

En adición, se requerirá realizar modificaciones al Reglamento de la Ley SISE, aprobado por Decreto Supremo No. 021-2012-EM, toda vez que el beneficio de acceder a dicho cargo tarifario está contemplado también solo para proyectos que serán parte de un proceso de promoción de la inversión privada a cargo de Proinversión. Adicionalmente, se tendría que modificar la norma para que sea aplicable a redes de ductos existentes.

En cuanto a la remuneración del SISE, el artículo 5 del Reglamento de la Ley SISE establece lo siguiente:

#### Artículo 5.- Remuneración del SISE

5.1 El SISE, conforme a lo dispuesto en la Ley, será remunerado mediante el Cargo Tarifario SISE, el que servirá para recaudar el costo total de inversión y explotación de la infraestructura de los ductos de transporte, distribución y de las instalaciones de almacenamiento estratégico a que se refiere el Artículo 4 del presente Reglamento.

5.2 OSINERGMIN aprobará el Cargo Tarifario SISE, las transferencias y las liquidaciones en función de lo indicado en el numeral precedente y lo previsto en el respectivo contrato de concesión.

5.3 El Cargo Tarifario SISE será recaudado por los Productores e Importadores que realizan la venta primaria, y comunicado al Administrador en los medios, formatos y plazos que el Administrador disponga. Los Productores e Importadores deberán transferir mensualmente a los titulares de concesión el monto recaudado.

Luego de una nueva modificación a la Ley SISE para reincorporar a los ductos de transporte de hidrocarburos líquidos, el CT SISE podría ser utilizado para cubrir los costos correspondientes a la inversión y explotación de la infraestructura de ductos de transporte. Al respecto, resulta razonable que quienes asuman el pago del CT SISE sean los usuarios de la industria de hidrocarburos líquidos, pues son estos quienes se verán beneficiados con un mayor abastecimiento de combustibles en el país.

Otro aspecto relevante es que se requiere precisar en la normativa aplicable y en el CdC ONP la forma del pago de los recursos recaudados por el CT SISE y precisar quiénes serán los que pagarán dicho cargo tarifario. La normativa actual señala que es pagado por los usuarios del proyecto directamente a la empresa concesionaria; sin embargo, ello no resulta viable para el caso del ONP. Por ello en el siguiente capítulo proponemos una alternativa de solución.

### **CAPÍTULO III: PROPUESTAS DE CAMBIOS NORMATIVOS PARA LOGRAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA DEL ONP.**

Sobre la base de lo expuesto en el Capítulo I y en el Capítulo II de la presente tesis, es posible afirmar: (i) que existen reservas de hidrocarburos importantes en la selva norte; (ii) que estas reservas de hidrocarburos no son explotadas de manera eficiente por, entre otros motivos, falta de confiabilidad en el STHLD que el ONP presta en términos de garantía de continuidad del servicio; (iii) que el ONP requiere inversiones importantes para asegurar la continuidad del servicio que presta, pero no cuenta con los recursos necesarios para su ejecución; (iv) que los ingresos recaudados por PETROPERÚ por la prestación del STHLD que presta a través del ONP son insuficientes para ser considerado económicamente sostenible; (v) que la baja recaudación tarifaria por la prestación del STHLD del ONP se debe a la baja demanda por dicho servicio; (vi) que si se mejoran las condiciones del ONP, la demanda por el servicio que presta dicha infraestructura se incrementaría; (vii) que para mejorar las condiciones del ONP se requiere de una fuente externa de recursos; y, (viii) que la alternativa óptima entre mantener el statu quo, el cese de operaciones o la continuación de operaciones del ONP es esta última alternativa.

Considerando lo señalado en el párrafo anterior y lo desarrollado en el Capítulo II, que identifica una problemática similar (baja demanda) en un sistema de transporte por ductos, en el presente Capítulo III se desarrolla una propuesta de modificación a ciertas normas pertinentes, como la Ley SISE y su Reglamento. Asimismo, con el fin de que sea aplicable al CdC ONP las referidas propuestas normativas, se presenta una propuesta de modificación de sus cláusulas contractuales.

#### **1. Propuesta de modificaciones normativas.**

Con la finalidad de que PETROPERÚ cuente con los recursos económicos necesarios que le permitan garantizar la continuidad del ONP y su mantenimiento para la adecuada prestación del STHLD a través del ONP, se requiere una fuente

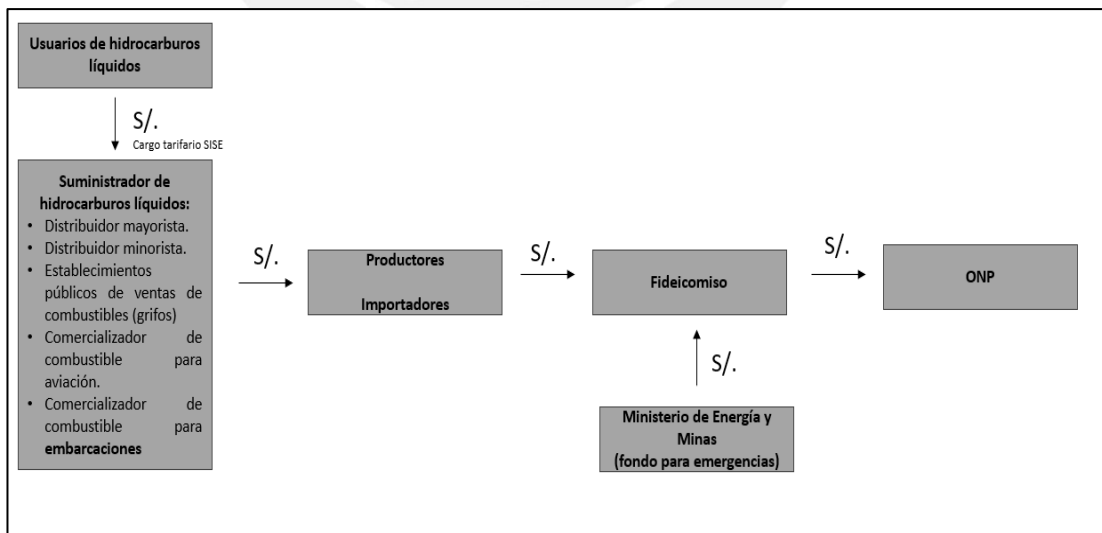
de ingreso complementario a los ingresos percibidos por medio del cobro de la tarifa que realiza a los usuarios del ONP, pues como hemos explicado dichos ingresos resultan insuficientes debido a la baja demanda actual.

Se propone utilizar la figura de ingresos garantizados y de un cargo tarifario similar al utilizado para el Proyecto Camisea para el transporte y distribución de gas natural. Ello para hacer viable económicamente la operación del ONP y que dicho mecanismo se utilice hasta que se obtenga la demanda necesaria que genere los ingresos suficientes para su autosostenibilidad económica. Conforme se ha expuesto en el capítulo I de la presente tesis, la selva norte del país cuenta con el potencial suficiente para incrementar la demanda del servicio prestado por el ONP de manera tal de alcanzar el punto de equilibrio necesario para su operación sostenible, esto es transportar como mínimo 32,000 barriles diarios.

Respecto al cargo tarifario se propone utilizar el CT SISE ya existente, que resulta razonable habida cuenta que dicho cargo es aplicable al sector de hidrocarburos líquidos.

Esta propuesta puede ser resumida en el siguiente flujograma:

**Gráfico 32: Flujograma mecanismo de ingreso garantizado para el ONP**



Fuente: Elaboración propia.

Ahora bien, para implementar lo anterior se requiere: (i) la emisión de una ley del Congreso de la República, que modifique la Ley SISE; y, (ii) la emisión de un Decreto Supremo, que modifique el Reglamento de la Ley SISE. Asimismo, a fin de que sean aplicables las disposiciones legales y reglamentarias al ONP se requerirá modificaciones al CdC del ONP.

A continuación, me refiero a las propuestas normativas.

#### 1.1. Sobre el Proyecto de Ley.

Se requiere de un Proyecto de Ley que tenga por objeto garantizar la operación segura y la continuidad del STHLD en el Perú que es prestado a través de la infraestructura de transporte cuya operación haya sido declarada de necesidad pública e interés nacional y que requiera contar, de forma temporal, con ingresos adicionales estrictamente necesarios y extraordinarios para la sostenibilidad y prestación del servicio en condiciones óptimas y seguras.

La delimitación del objeto del Proyecto de Ley tiene como fin que las disposiciones del referido Proyecto de Ley resulten de aplicación para el ONP, toda vez que la operación de dicho proyecto ha sido declarada de necesidad pública y de interés nacional mediante la Ley No. 30506.

En estricto, mediante el Proyecto de Ley se propondría la creación de un MIG similar al que se tuvo para el sistema de transporte de gas natural del Proyecto Camisea. Se plantea que este sea un mecanismo de naturaleza temporal y específico que permita asegurar a los Concesionarios que accedan a este mecanismo los recursos necesarios para asegurar la cobertura de los costos del servicio para el transporte de hidrocarburos líquidos por el correspondiente sistema de ductos, asegurando la sostenibilidad operativa y económica de la infraestructura de transporte que lo conforma, hasta que la demanda se incremente y torne viable económicamente la operación (tal como sucedió con el Proyecto Camisea).

Como se ha indicado, el alcance de dicha norma debe incluir proyectos cuya operación segura ha sido declarada de necesidad pública e interés nacional y

requieran contar temporalmente con ingresos adicionales a los percibidos por el STHLD para garantizar su sostenibilidad económica, supuesto en el que se enmarca el ONP. En efecto, el artículo 2 del Decreto Legislativo 1292 ha declarado de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del ONP y ello para garantizar el abastecimiento permanente de hidrocarburos al mercado interno.

Conforme se ha expuesto previamente, los costos relacionados con la operación y mantenimiento del ONP, a la fecha, no son totalmente cubiertos con los ingresos recaudados a través de la tarifa que pagan los usuarios del servicio prestado por el ONP. Ello principalmente debido a: (i) la baja demanda del STHLD; y, (ii) eventos de terceros que afectan la integridad de la infraestructura (como por ejemplo cortes en la tubería).

Los aspectos que debería contemplar el Proyecto de Ley son los siguientes:

a) Sobre el alcance del Proyecto de Ley.

El MIG sólo resultará de aplicación a los titulares de una Concesión de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos que requieran contar con ingresos adicionales temporales para garantizar la continuidad de dicho servicio (en adelante, los “Concesionarios”). Teniendo en cuenta el carácter extraordinario de este mecanismo, se propone que solo puedan acceder al régimen previsto en el Proyecto de Ley los Concesionarios cuya infraestructura haya sido previamente declarada de necesidad pública e interés nacional mediante norma con rango de Ley.

Los ingresos adicionales temporales tendrán como fuente exclusiva el MIG, previa evaluación del MINEM. Se propone que dicha entidad apruebe los lineamientos correspondientes para cuantificar los montos que serán garantizados y la temporalidad de esta medida extraordinaria. En efecto, los montos a ser garantizados no serán ilimitados, requieren ser

debidamente sustentados y precisados, para lo cual se requieren lineamientos para su definición.

Como se ha explicado previamente, la regulación tarifaria prevista en el RT 2007 y en el R. Tarifas 94 reconoce que la tarifa por el STHLD es acordada por las partes (Concesionario y usuario). Se propone que, los Concesionarios que accedan al MIG ya no acordarán las tarifas con sus usuarios y, más bien deberá sujetarse a la aplicación de la Tarifa Regulada, la misma que será definida por OSINERGMIN considerando los términos previstos para ello en el Proyecto de Ley, el reglamento aplicable y en el CdC ONP. Esto es necesario porque estamos ante un régimen excepcional que, además, crea un cargo tarifario como se explica más adelante. El cargo tarifario cubre la diferencia entre el IGA y los ingresos pagados por los usuarios del ONP y podría generarse el incentivo perverso de colocar una tarifa muy baja y cargar los ingresos que faltan para cubrir el IGA al cargo tarifario. Por ello, no se puede dejar a libre discrecionalidad del Concesionario y el usuario de transporte la fijación de la tarifa.

Conforme al artículo 28 (d) del Reglamento General del OSINERGMIN, Decreto Supremo No. 054-2001-PCM, OSINERGMIN tiene facultades para establecer las tarifas aplicables al servicio de transporte de hidrocarburos por ductos.

b) Sobre el MIG.

Se regula la creación del MIG en virtud del cual se garantizará al Concesionario una retribución que pueda cubrir el costo de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos incorporados al ámbito del Proyecto de Ley. Dichos costos, denominados “Costo del Servicio” (en adelante, “CdS”), serán determinados por OSINERGMIN sobre la base de los lineamientos que

emita el MINEM. De esta manera se podrá asegurar y dotar al operador del ONP los recursos necesarios para poder invertir en las mejoras que se requieren para garantizar la continuidad del servicio y para poder cubrir el cien por ciento (100%) de los costos para operar y mantener la infraestructura de manera adecuada.

Ahora bien, se propone que el IGA se determine con periodicidad anual y en función de estas dos variables: (i) la demanda garantizada y (ii) el CdS, de manera similar como sucedía con la GRP analizada previamente.

La demanda garantizada sería la demanda mínima que se garantizaría por el STHLD prestado por el Concesionario a través del ONP. Se propone que esta demanda sea determinada por el MINEM mediante Resolución Ministerial. Como se desarrolló en el Capítulo II de esta tesis, la demanda mínima para hacer sostenible económicamente el ONP es de aproximadamente 32,000 barriles diarios, con lo cual la demanda mínima garantizada debería rondar dicho volumen.

La Tarifa Regulada sería determinada por OSINERGMIN, como se ha indicado, en función al CdS y la demanda garantizada, de tal manera que el valor presente del flujo de ingresos anuales sea igual al CdS. Además de ello se debería considerar como límite superior el costo alternativo de los usuarios potenciales que podrían utilizar el sistema de transporte de hidrocarburos líquidos, pues debería poderse replicar los resultados que se obtendrían de un mercado competitivo.

Se propone que el IGA sea cubierto mediante:

- (i) Los recursos provenientes de la prestación del STHLD recaudados por el Concesionario de los usuarios beneficiados por dicho servicio,

a quienes se le aplicará la Tarifa Regulada que es aprobada por OSINERGMIN, ya no la pactada por acuerdo de partes.

- (ii) Los recursos provenientes de la recaudación del CT SISE. El CT SISE sería determinado por OSINERGMIN. Se considera este cargo tarifario porque el ONP, como infraestructura de transporte de hidrocarburos líquidos que permitirá incrementar la producción de los lotes de la selva norte del país, permitirá contribuir a contar con una mejora en el SISE, al contar con una mayor disponibilidad de hidrocarburos en el mercado.

Es el caso que, la Ley SISE vigente prevé la incorporación al SISE de los proyectos priorizados por el MINEM y licitados mediante procesos de promoción de la inversión privada conducidos por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN y lo limita a proyectos de transporte de gas. No obstante, mediante el Proyecto de Ley se propondría añadir la posibilidad de incorporar al SISE proyectos de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos existentes, siempre que -por su relevancia- su operación haya sido declarada de necesidad pública e interés nacional y que requieren contar con ingresos adicionales extraordinarios y estrictamente necesarios para garantizar, con su continuidad, su aporte a la seguridad energética del país. La incorporación al SISE de los proyectos antes mencionados se propone que sea aprobado mediante Decreto Supremo dado que el MINEM es la entidad competente para determinar las políticas del sector energía y, por ello, debería corresponderle también establecer los proyectos que pueden acogerse a esta política de Estado.

- c) Sobre el Fondo de Garantía para Contingencias de la Infraestructura de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos.

Se propone que el MINEM cree el denominado Fondo de Garantía para Contingencias de la Infraestructura de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos (en adelante, el “Fondo de Garantía para Contingencias”), el cual beneficiará únicamente a aquellos Concesionarios que accedan al MIG. Este Fondo de Garantía para Contingencias cubrirá, con carácter subsidiario, aquellos costos asociados a las actividades de mantenimiento por emergencia que deban desplegarse ante daños en la infraestructura ocasionados por eventos de fuerza mayor o hechos ajenos a la responsabilidad del Concesionario.

Este fondo tiene carácter subsidiario porque solo en aquellos casos donde los costos de mantenimientos por emergencia no sean cubiertos total o parcialmente por las pólizas de seguro contratadas por el Concesionario, este último podrá requerir el desembolso de recursos provenientes del Fondo de Garantía para Contingencias.

Los recursos que serán asignados al Fondo de Garantía para Contingencias corresponderán a un porcentaje de lo recaudado a través del CT SISE. Estos recursos permitirán a los Concesionarios atender los daños a la infraestructura concesionada ocasionados como consecuencia de eventos que no le resultan imputables sin poner en riesgo su situación financiera, garantizando de esta manera la continuidad en la operación de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.

- d) Sobre el administrador de los ingresos recaudados a través del CT SISE para un Concesionario.

Sobre la base de la experiencia del Proyecto Camisea se propone designar, mediante Decreto Supremo refrendado por el MINEM, una empresa u organismo, en calidad de fiduciario, quien se encargará de administrar el

monto anual que se fije para el MIG del Concesionario, así como para el Fondo de Garantía para Contingencias.

Cada Concesionario que acceda al MIG previsto en el Proyecto de Ley contará con una cuenta individualizada asignada del fideicomiso constituido por el MINEM. El fiduciario será designado por el MINEM entre las empresas autorizadas por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFP (“SBS”) para actuar como tal.

Esto es importante para asegurarnos que los recursos recaudados bajo el CT SISE sean utilizados específica y exclusivamente para las operaciones del ONP y no para las otras actividades que desarrolla PETROPERÚ en el sector. En efecto, como se ha explicado en el Capítulo I, PETROPERÚ también realiza actividades de refinación y comercialización de hidrocarburos, entre otras y no deberían utilizarse los recursos recaudados a través del CT SISE para financiar tales actividades. La creación de un fideicomiso nos permite evitar que se desnaturalice el MIG propuesto.

- e) Sobre la asignación de recursos públicos por parte del MINEM.

Se faculta al MINEM para asumir los costos de mantenimiento por emergencia que no sean cubiertos por las pólizas de seguros y los recursos del Fondo de Garantía para Contingencias. Se establece que los costos antes mencionados serán financiados con cargo a los recursos asignados al presupuesto público del MINEM en el marco de las normas que resulten aplicables.

Cabe recordar en este punto que si bien la infraestructura del ONP es de titularidad de PETROPERÚ, esta empresa es del Estado peruano y, en consecuencia, el ONP también es un activo del Estado peruano. Por ello,

tiene sentido que el Estado peruano, a través del MINEM, asuma alguna responsabilidad sobre dicha infraestructura.

Lo anterior más aún si se tiene en cuenta que es responsabilidad del Estado peruano mantener la paz social y si las emergencias suceden por la falta de presencia del Estado en la zona, pues tiene total sentido que el Estado asuma responsabilidad sobre las emergencias que acontecen por factores que escapan de PETROPERÚ, como por ejemplo, protestas sociales por falta de servicios de saneamiento en la zona.

- f) Se otorga facultades al MINEM para suscribir las Adendas que correspondan a los contratos de concesión.

Finalmente, se faculta al MINEM a negociar y suscribir las Adendas que corresponda con los Concesionarios que se acojan al régimen previsto en el Proyecto de Ley. Ciertamente, si no se cambian determinadas cláusulas contractuales del CdC ONP, no será posible aplicar la propuesta para hacer sostenible económicamente el ONP.

## 1.2. Sobre el Proyecto de Reglamento.

Adicionalmente, sobre la base de la regulación prevista en el Proyecto de Ley expuesto precedentemente, también será necesario establecer disposiciones de carácter reglamentario que permitan la adecuada aplicación del régimen legal previsto en dicho proyecto. En efecto, el Proyecto de Ley considera los lineamientos macros del MIG, pero se requiere aterrizar con más detalle la propuesta normativa a nivel reglamentario.

Los aspectos que debería contemplar dicha reglamentación son los siguientes:

- a) Sobre el procedimiento para acceder al MIG.

Para acceder al MIG cada Concesionario interesado lo solicitará por escrito a la DGH, adjuntando el sustento correspondiente que acredite cuál es la necesidad del Concesionario de acceder a dicho mecanismo. En dicha solicitud, podría adjuntar la siguiente información para evaluación de la DGH:

- Costos de inversión y operación que en la actualidad tiene el Concesionario, desagregado en costos directos e indirectos;
- proyecto de inversión para mejorar la seguridad del Sistema de Transporte y actualizarse a los nuevos requerimientos legales y técnicos, desagregado en los costos estimados de inversión y operación;
- demanda estimada que atendería el Sistema de Transporte en su situación actual y con el proyecto de inversión. Dicha estimación debería considerar el riesgo de atención de la demanda de acuerdo con los posibles escenarios de desarrollo de los productores de hidrocarburos;
- demanda mínima o garantizada a ser contratada con el Sistema de Transporte para definir tarifas de transporte viables económicamente;
- tasa de descuento del proyecto o del Sistema de Transporte;
- costo alternativo de transporte que pagarían los productores de hidrocarburos en el caso que el Sistema de Transporte no brinde el servicio;
- tasas de indisponibilidad (programada y fortuita) del Sistema de Transporte en su situación actual y con las mejoras introducidas con el proyecto de inversión;
- tasas de indisponibilidad derivada de acciones de terceros y su correlación con los posibles reclamos de las comunidades adyacentes al Sistema de Transporte;

- estimación de la Tarifa Regulada del Sistema de Transporte y su fórmula de ajuste a las condiciones del mercado;
- estimación de los ingresos garantizados requeridos por el Sistema de Transporte;
- estimación del CT SISE; y,
- periodo estimado de aplicación del MIG.

Como parte del procedimiento, la DGH debería contar con un plazo determinado para emitir una respuesta por escrito a la solicitud del Concesionario. Ello en tanto que contar con un plazo máximo para que la autoridad competente emita su opinión permite crear predictibilidad en los Concesionarios que tengan la intención de acogerse al régimen previsto en el Proyecto de Ley.

La aprobación del MINEM a la solicitud de acceso al MIG deberá realizarse mediante Resolución Ministerial en la medida que ello corresponda de acuerdo con el análisis realizado por la DGH.

b) Sobre los criterios para determinar los conceptos que aplican al MIG.

Una vez aprobada la solicitud por parte del MINEM para acogerse al MIG, el Concesionario debería solicitar al OSINERGMIN que proceda a determinar los componentes del MIG que resulten aplicables para el STHLD operado por el Concesionario.

Se proponer que los criterios mínimos que deberían ser considerados para fijar cuál será el IGA, el CdS, la Tarifa Regulada, el CT SISE y el monto que debe ser asignado al Fondo de Garantía para Contingencias sean los siguientes:

- Para el IGA:

a) Que el MIG se aplique durante el periodo que se alcance la demanda mínima requerida para la autosostenibilidad económica, que será fijada por el MINEM; y,

b) que la suma actualizada de los IGA, considerando la tasa de descuento, sea igual o superior al CdS.

- Para el CdS: Compuesto por el CAPEX y el OPEX.

a) Para el Costo de Inversión (CAPEX):

a.1) En sistemas existentes se considera sólo el valor contable de las inversiones no depreciadas; y,

a.2) En ampliaciones o sistemas nuevos se podrían considerar dos opciones: i) montos de inversión que resulten de un proceso licitatorio cuyos lineamientos hayan sido definidos y/o supervisados por OSINERGMIN; o, ii) montos de inversión regulados por OSINERGMIN según el criterio del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo).

b) Para el Costo de Operación y Mantenimiento (OPEX):

b.1) En sistemas existentes se considera los costos fijos y variables que sean eficientes para la prestación del STHLD, sin incluir costos comunes de otras áreas de la empresa no relacionadas con el STHLD; y

b.2) En ampliaciones o sistemas nuevos se considerará los costos fijos como un porcentaje de la inversión nueva, mientras que los costos variables podrían estar asociados a los costos de transporte de cada tipo de hidrocarburo.

b.3) También deberá considerarse las particularidades del ONP, esto es las condiciones técnicas, operativas, sociales y geológicas de la operación en concreto.

- Para la Tarifa Regulada:

a) Se propone que la Tarifa Regulada sea de naturaleza prospectiva, esto es que si existe algún ajuste, este sea por cambios futuros (que no sea revisable la tarifa hacia atrás porque ello es contrario a la seguridad jurídica) y, que tenga una vigencia durante el periodo tarifario;

b) el periodo tarifario o periodo de vigencia de la Tarifa Regulada será definida por OSINERGMIN y no será menor a un año ni mayor de cuatro (4) años;

c) considerar la demanda mínima que determinará el MINEM mediante Resolución Ministerial. OSINERGMIN verificará anualmente si la demanda real es mayor o menor a la demanda mínima, con el fin de notificar dicha situación al MINEM, quien decidirá si corresponde reducir o incrementar la demanda mínima;

d) la Tarifa Regulada se determina como un costo medio del periodo tarifario considerando los IGA, las demandas mínimas anuales, y la tasa de descuento;

e) la Tarifa Regulada tendrá en cuenta el costo alternativo de transporte de los hidrocarburos a ser transportados por el STHLD;

f) los ingresos mínimos estimados del STHLD es igual al producto de la Tarifa Regulada por la demanda mínima; y

- Para el CT SISE:

a) El Monto SISE corresponde a los ingresos a ser recaudados a través del CT SISE para cubrir el IGA al Concesionario que no es cubierto por los ingresos tarifarios recaudados como consecuencia del STHLD prestado a la Tarifa Regulada y pagado por los usuarios de dicho servicio.

El Monto SISE para el Sistema de Transporte se determina como la diferencia entre los IGA menos los Ingresos Estimados para el Sistema de Transporte.

b) OSINERGMIN definirá el Monto SISE requerido de acuerdo al saldo existente en el Fondo SISE (administrado por el fiduciario); y,

c) El CT SISE es igual al cociente del Monto SISE requerido entre la demanda de hidrocarburos afecta al CT SISE.

d) El CT SISE será cubierto por los consumidores de hidrocarburos líquidos a nivel nacional, como beneficiarios de las mejoras en la sostenibilidad de la infraestructura de transporte de dichos hidrocarburos pues la garantía segura de la operación de estos sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos permitirá contar con las condiciones que hagan posible el incremento en la producción de hidrocarburos líquidos a ser consumidos en el país. Así, resulta razonable que dichos consumidores sean quienes asuman el costo del CT SISE, como sucedió cuando se asignó a los usuarios eléctricos el pago de la GRP del Proyecto Camisea.

- Para el monto que deberá ser asignado al Fondo de Garantía para Contingencias:

a) Inicialmente, el CT SISE asignado al Fondo de Contingencia podría ser equivalente al 2% del CT SISE regulado por OSINERGMIN; y

b) El CT SISE del Fondo de Contingencia se podría suspender cuando el monto acumulado en el Fondo de Contingencia equivalga a cierto porcentaje del IGA; por ejemplo, que equivalga a la sexta (1/6) parte del IGA.

- c) Sobre el procedimiento para revisar los componentes del MIG.

Se recomienda que OSINERGMIN revise anualmente los componentes del MIG, a fin de incorporar los ajustes que correspondan. Ello con el objetivo de garantizar que dicho mecanismo cubrirá el CdS para asegurar la operación segura y la continuidad del STHLD.

Asimismo, y atendiendo al carácter temporal del MIG, se requiere precisar -como se hizo con la GRP - que, si en tres periodos anuales consecutivos se determina que los ingresos percibidos por el Concesionario como consecuencia del cobro de la Tarifa Regulada resultaron suficientes para cubrir el CdS, ello deberá ser informado por OSINERGMIN al MINEM para que proceda a suspender la aplicación de dicho mecanismo y se proceda con la liquidación que corresponda, de ser el caso. Ello debido a que, si la Tarifa Regulada resulta un ingreso suficiente para cubrir el CdS, no corresponde continuar otorgando al Concesionario ingresos adicionales provenientes del CT SISE, pues ya contaríamos con una infraestructura económicamente autosostenible.

- d) Sobre las actividades de mantenimiento por emergencia cubiertas por el Fondo de Garantía para Contingencias de la Infraestructura de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos.

Las actividades de mantenimiento por emergencia corresponderán a intervenciones de carácter extraordinario que sean necesarias para atender los daños ocasionados a la infraestructura por eventos de fuerza mayor o hechos no atribuibles a la responsabilidad del Concesionario. El Fondo de Garantía para Contingencias podrá cubrir las actividades de mantenimiento por emergencia, sin limitarse a, actividades de reparación, sustitución de bienes incluyendo partes integrantes y accesorias, adquisición de nuevo equipamiento, y/o adopción de medidas de

mitigación temporal o definitiva en la infraestructura comprometida; medidas de mitigación y control exigidas en la normativa aplicable incluyendo la normativa ambiental e instrumentos de gestión ambiental.

El Concesionario deberá presentar una solicitud al MINEM para activar el Fondo de Garantía para Contingencias ante cualquier evento de fuera mayor o hecho no atribuible a la responsabilidad del Concesionario. La solicitud deberá incluir el sustento del evento, el impacto ocasionado en la infraestructura de transporte de hidrocarburos líquidos, las actividades de mantenimiento que deben ser ejecutadas, un presupuesto estimado del costo de dichas actividades. Además, el Concesionario deberá: (i) acreditar que ha iniciado el procedimiento para activar las pólizas de seguro que cubrirían la ejecución de las actividades de mantenimiento de emergencia; o en su defecto, y (ii) acreditar que ninguna de las pólizas contratadas por el Concesionario cubre todos o parte de las actividades de mantenimiento de emergencias que deban ser ejecutadas. De aprobarse la solicitud del Concesionario, el MINEM autorizará el desembolso de los recursos del Fondo de Garantía para Contingencias según corresponda. En caso los recursos del Fondo de Garantía para Contingencias resulten insuficientes para la cobertura del costo de los mantenimientos por emergencia, el MINEM deberá asumir el monto no cubierto por dicho fondo.

- e) Sobre las condiciones mínimas que debe observar el fideicomiso del MIG. La constitución del fideicomiso para el MIG y para el Fondo de Garantía para Contingencias debería observar lo siguiente:
- El fideicomiso sea celebrado con una entidad financiera entre las empresas autorizadas por la SBS para actuar como tal. Esta entidad financiera actuará en calidad de entidad fiduciaria.
  - El MINEM actuará como fideicomitente y tendrá a su cargo la emisión de las instrucciones necesarias para administrar los recursos asignados al fideicomiso.

- El Concesionario actuará como fideicomisario.
  - Los costos asociados a la constitución y mantenimiento del fideicomiso deberán ser asumidos con cargo a los ingresos recaudados a través del CT SISE.
  - El fideicomiso deberá contar con una Cuenta de Ingreso Garantizado y una Cuenta del Fondo de Contingencia, siendo que estas deberán cumplir con las disposiciones establecidas para ello en el reglamento que emita el MINEM.
  - Las reglas antes mencionadas recogen la experiencia del Estado peruano en la constitución y uso de fideicomisos para la ejecución de proyectos de infraestructura mediante mecanismos de promoción de la inversión privada como es el caso de las Asociaciones Público-Privadas. Considerando que la constitución de dichos mecanismos ha tenido éxito para administrar recursos públicos y esquemas de cofinanciamiento público, las reglas propuestas resultan idóneas para alcanzar la finalidad que se busca con la constitución del fideicomiso para el MIG y para el Fondo de Garantía para Contingencias.
- f) Sobre las modificaciones al Reglamento de la Ley SISE, aprobado mediante Decreto Supremo No. 021-2012-EM (en adelante, el “Reglamento SISE”).

Se requerirá realizar determinadas modificaciones al Reglamento SISE:

- La incorporación al SISE del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos cuya operación segura haya sido declarada de necesidad pública e interés nacional. La incorporación de cada sistema de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos como un proyecto bajo el ámbito del SISE se efectúe mediante Decreto Supremo.

- El CT SISE para estos proyectos sea cubierto por los consumidores de hidrocarburos líquidos a nivel nacional, como beneficiarios de las mejoras en la sostenibilidad de la infraestructura de transporte de dichos hidrocarburos pues la garantía segura de la operación de estos sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos permitirá contar con las condiciones que hagan posible el incremento en la producción de hidrocarburos líquidos a ser consumidos en el país.
- El CT SISE sea recaudado por aquellos Productores o Importadores<sup>9</sup> que realizan venta primaria de hidrocarburos líquidos y lo transfieran mensualmente a los fideicomisos que se establezcan para cada sistema de ductos cuyo Concesionario cuente con una solicitud aprobada para acogerse al MIG previsto en el Proyecto de Ley.
- Las facturas emitidas en la cadena de comercialización de hidrocarburos deberán incluir como ítem separado el CT SISE, a fin de facilitar el monitoreo del cumplimiento del presente reglamento, cuya fiscalización estará a cargo de OSINERGMIN.

## **2. Propuesta de modificaciones al CdC ONP.**

2.1. Conforme señalamos en el capítulo I de la presente tesis, el 27 de diciembre de 1995, el Estado peruano suscribió con PETROPERÚ el CdC ONP. Las cláusulas de dicho contrato se han mantenido a lo largo de su vigencia. Sin embargo, para implementar la propuesta expuesta en esta tesis y permitir la viabilidad económica del ONP se requiere que se modifiquen algunas de sus cláusulas.

---

<sup>9</sup> Según son definidos en el Decreto Supremo No. 032-2002-EM y modificatorias.

- 2.2. Al respecto, la cláusula 14.5.3 del CdC ONP regula la posibilidad de modificar dicho contrato por acuerdo de ambas partes. En tal sentido, las partes (PETROPERÚ y el MINEM) están habilitados para -de común acuerdo- modificar el CdC ONP. Dicha modificación requiere ser aprobada por Resolución Suprema.
- 2.3. No obstante la cláusula 14.5.3 citada en el numeral anterior, considerando que se plantean cambios muy importantes y sustanciales al CdC ONP a efectos de que PETROPERÚ cuente con un IGA y que el MINEM asuma mayores riesgos y obligaciones que las actualmente contempladas, se plantea en el Proyecto de Ley que se faculte al MINEM a negociar y suscribir las Adendas que correspondan con los Concesionarios que se acojan al régimen previsto en el Proyecto de Ley y su reglamentación.
- 2.4. La modificación del CdC ONP deberá permitir la aplicación del marco legal antes mencionado. Asimismo, podría aprovecharse este espacio para adecuar la regulación del CdC ONP al marco legal vigente considerando que desde la fecha de suscripción del CdC ONP el marco legal aplicable al transporte de hidrocarburos líquidos por ductos ha variado de manera importante.
- 2.5. A continuación se presentan las principales modificaciones contractuales sugeridas:
- a) La Cláusula Primera del CdC ONP:
- Establecer que la definición de “Reglamento” y “Reglamento de Tarifas” se encontrará referida al RT 2007 y sus modificaciones, incluyendo cualquier norma que lo modifique o lo sustituya.
  - Incorporar a la regulación contractual, principalmente, las definiciones legales de los proyectos normativos referidos en el punto anterior de este capítulo III, esto es definiciones sobre el CT SISE, CdS, Ingreso Garantizado, Fondo de Garantía para Contingencias y Tarifa Regulada.

b) La Cláusula 5.2 del CdC ONP:

Con el fin de precisar que el STHLD se encontrará sujeto a la regulación del RT 2007, salvo que resulte de aplicación el MIG y, por tanto, el Concesionario deberá aplicar la Tarifa Regulada determinada por OSINERGMIN y las normas que se emitan sobre el MIG.

c) La Cláusula 6.1.8 del CdC ONP:

- Para regular la aplicación del régimen de IGA para el ONP.
- Como anexo al CdC ONP se plantea incluir los criterios específicos que deberán ser observados por OSINERGMIN para determinar el IGA, el CdS, la Tarifa Regulada, el CT SISE y el monto del Fondo de Garantía para Contingencias, conceptos que corresponderán ser aplicados al caso específico del ONP. Ello es importante para dotar de mayor predictibilidad y seguridad jurídica al operador de la infraestructura beneficiaria del MIG.
- También, como anexo al CdC ONP se considerarían las disposiciones específicas para la constitución del fideicomiso para el MIG y para el Fondo de Garantía para Contingencias aplicable para el ONP. Esto último es importante por las necesidades específicas de PETROPERÚ pues dichas disposiciones deben considerar los procedimientos internos de PETROPERÚ.

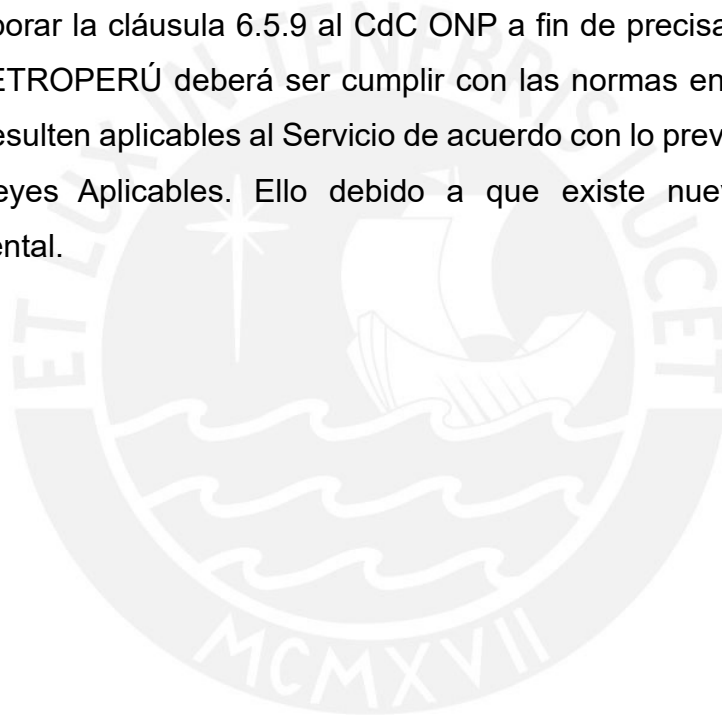
d) Incorporación de las cláusulas 6.1.9 y 6.2.10 al CdC ONP a fin de regular la aplicación del Fondo de Garantía de Contingencias.

e) Las Cláusulas 6.2.6 y 6.2.8 del CdC ONP:

En las cuales se precisaría que las tarifas deberán ser determinadas en función a lo previsto en el RT 2007, salvo que resulte de aplicación el MIG dado que en dicho escenario PETROPERÚ deberá aplicar la Tarifa Regulada fijada por OSINERGMIN.

Al respecto, se debe tener presente que en los casos que ya no corresponda aplicar el MIG, dado que los ingresos que perciba PETROPERÚ por la prestación del STHLD son suficientes para cubrir el CdS del ONP, se suspenderá el MIG tal como se propone que se incluya en la reglamentación del Proyecto de Ley. En tal sentido, la regulación de las tarifas aplicables al ONP debería pasar al régimen general, es decir, a las reglas previstas para determinar las tarifas para el STHLD previstas en el RT 2007.

- f) Incorporar la cláusula 6.5.9 al CdC ONP a fin de precisar que la obligación de PETROPERÚ deberá ser cumplir con las normas en materia ambiental que resulten aplicables al Servicio de acuerdo con lo previsto en la definición de Leyes Aplicables. Ello debido a que existe nueva reglamentación ambiental.



## CONCLUSIONES

1. Es innegable la relevancia de los pozos petroleros de la selva norte del país para el abastecimiento de combustibles para el país, pues su participación en el mercado de explotación de hidrocarburos es significativamente importante, destacando los lotes 64, 95 y 192. En concreto, el 57.3% de las reservadas probadas de petróleo desarrolladas, el 78% de las reservadas probadas no desarrolladas de petróleo, el 64.4% de las reservas probadas de petróleo, el 79% de las reservas probables de petróleo y el 93.1% de las reservas posibles de petróleo se encuentran en la selva norte.
2. Los hidrocarburos a ser explotados de los lotes ubicados en la selva norte del país necesitan un medio para ser transportados, siendo el medio más eficiente un oleoducto como el ONP. Uno de los factores que contribuye a no explotar una mayor cantidad de hidrocarburos en la selva norte es no contar con la seguridad de una operación continua y segura del ONP.
3. PETROPERÚ, operador del ONP, tiene un déficit económico importante. Según lo indicado en la Memoria Anual 2023 de PETROPERÚ tenía una pérdida de – 1,064 MMUS\$. Parte de las actividades que han generado este déficit económico corresponde a la operación del ONP. Por tanto, PETROPERÚ carece de los recursos necesarios para cubrir todos los costos que se requieren para invertir, operar y mantener el ONP de manera tal que garantice su operación continua y segura.
4. Los ingresos que percibe PETROPERÚ por la prestación del STHLD del ONP son insuficientes para cubrir los COyM del ONP y las inversiones necesarias. Los bajos ingresos se deben a la baja demanda por este servicio, pues como indicamos en el numeral 2 de estas conclusiones, los productores no tienen la seguridad de que podrán transportar de manera segura y continua los hidrocarburos que exploten, lo que hace que la producción sea menor a la que podría ser.

5. Actualmente se transporta aproximadamente 4,400 barriles, siendo el punto de equilibrio para que el servicio del ONP sea económicamente autosostenible, que se transporten 32,000 barriles.
6. Conforme se ha expuesto en el Capítulo I de esta tesis, existe el potencial de hidrocarburos en la selva norte del país para alcanzar la demanda requerida por el ONP para que su operación sea económicamente autosostenible.
7. En tanto no se llegue a la demanda mínima requerida para alcanzar el referido punto de equilibrio se necesita contar con una fuente externa de ingresos, de manera tal que puedan ejecutarse las inversiones y las actividades de operación y mantenimiento que el ONP requiere para garantizar el transporte continuo y seguro.
8. Un problema similar se dio en el transporte y distribución de gas natural por ductos del Proyecto Camisea, pues no se tenía la demanda de gas natural suficiente en sus inicios para cubrir el Costo de Servicio de la Red Principal de Transporte y de la Red Principal de Distribución. Por ello, se plantea utilizar la solución que se dio para el Proyecto Camisea, esto es la implementación de un MIG a través de la creación de un cargo tarifario denominado GRP.
9. En concreto se plantea utilizar para implementar el MIG en el ONP, utilizar como cargo tarifario el CT SISE, que sería recaudado de los consumidores de hidrocarburos líquidos a nivel nacional, como beneficiarios de las mejoras en la sostenibilidad de la infraestructura de transporte de dichos hidrocarburos pues la garantía segura de la operación de estos sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos permitirá contar con las condiciones que hagan posible el incremento en la producción de hidrocarburos líquidos a ser consumidos en el país.
10. Se plantea que el MIG sea temporal hasta que se alcance el punto de equilibrio que permita cubrir los costos de la operación segura y continua del ONP con los recursos tarifarios que se recauden de los usuarios del STHLD.
11. Reitero que, conforme la data expuesta en la presente tesis existe el potencial de hidrocarburos en la selva norte para alcanzar el punto de equilibrio en el mediano y largo plazo, además, existe el potencial de transportar los

hidrocarburos de los lotes 86 y 87 del Ecuador. Por ello, en la medida que se asegure la continuidad de la operación del ONP y los inversionistas incrementen la explotación de los lotes de la selva norte, se alcanzará el punto de equilibrio y se extinguirá el MIG, tal como sucedió en el caso del Proyecto Camisea al incrementarse la demanda.

12. Lo expuesto en la presente tesis tiene por objeto brindar una alternativa de solución a la sostenibilidad económica del ONP. Sin embargo, también es recomendable revisar los siguientes dos aspectos relevantes: (i) cuál resultaría ser el mejor esquema de gestión de dicha infraestructura, esto es si debe o no mantenerse la gestión actual de PETROPERÚ, o debería ser adjudicada a un tercero, entre otras posibilidades; y, (ii) cuáles son los mejores mecanismos para solucionar los conflictos sociales que impactan en el área de influencia de operación del ONP.
13. Sin perjuicio del análisis a profundidad que se requiere para evaluar el mejor esquema de gestión del ONP, teniendo en consideración el estado de las finanzas actual de PETROPERÚ evidenciado en la presente tesis, todo apunta a la necesidad de diseñar un proyecto de inversión sobre el ONP -concesión u otro esquema de participación de la inversión privada-, que complemente la propuesta de viabilidad económica de esta tesis, pues dada la situación actual de PETROPERÚ resulta complicado alcanzar la viabilidad dado el marco administrativo y legal en el que se desenvuelve PETROPERÚ.

## REFERENCIAS

Aramis, C. (2023, 2 de abril). Hay 62 conflictos sociales en la Amazonía mientras actividades extractivas aumentan. *Diario Virtual Ojo Público*. <https://ojo-publico.com/ambiente/territorio-amazonas/hay-62-conflictos-amazonicos-mientras-actividades-extractivas-crecen>

Cantuarias, F. (2024, 22 de noviembre). Con mejores políticas, Perú podría producir hasta 140 mil barriles de petróleo para consumo. [Video] YouTube: <https://www.youtube.com/watch?v=PYgMczIF3hs>

Castagnino, R. (2010). Formas contractuales en la Industria de Hidrocarburos Peruana. *Revista Derecho & Sociedad* (35), 84-90.

Contrato de concesión definitiva para el transporte de hidrocarburos líquidos por el Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte.

Dammert, A. y Molinelli, F. (2006) ¿Qué significa el Proyecto Camisea? Documento de Trabajo No. 23. OSINERGMIN.

Gallegos, S. (2017). El PAMA del Oleoducto Norperuano: Análisis de su naturaleza jurídica como instrumento de gestión ambiental. [Trabajo académico para optar el grado de segunda especialidad en Derecho Ambiental y de los Recursos Naturales.] Pontificia de la Universidad Católica del Perú.

García, E. (2022, 3 de octubre). Producción de petróleo cae en setiembre por cierre de oleoducto, y no se sabe cuándo volverá a operar. En *Diario Gestión* (digital) <https://gestion.pe/economia/produccion-petrolera-cae-en-setiembre-por-cierre-del-oleoducto-y-ahora-no-se-sabe-cuando-reabrira-noticia/>

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (2021, 5 de octubre) Operaciones del Oleoducto Norperuano se paralizan por toma de Estación 5. En *Revista desde adentro* (digital) <https://www.desdeadentro.pe/2021/10/operaciones-de-transporte-del-oleoducto-norperuano-son-paralizadas-por-toma-de-estacion/>

Ecuador Times.net (2018, 4 de setiembre). Ecuador will pump crude oil per Peruvian oil pipeline. (artículo digital). En: <https://www.ecuadortimes.net/ecuador-will-pump-crude-oil-per-peruvian-oil-pipeline/>

EFE. (2016, 16 de setiembre). El petróleo registra en 2016 sus precios más bajos en más de una década. En elEconomista.es (artículo digital): <https://www.eleconomista.es/materias-primas/noticias/7828605/09/16/El-precio-del-petroleo-vive-en-2016-su-peor-ano-en-una-decada.html#:~:text=Materias%20Primas-,El%20petr%C3%B3leo%20registra%20en%202016%20sus%20precios,en%20m%C3%A1s%20de%20una%20d%C3%A9cada&text=El%20precio%20del%20petr%C3%B3leo%20est%C3%A1,Instituto%20El%20Cano%2C%20Gonzalo%20Escribano.>

EP Petroecuador. (2024, 27 de agosto). Comunicado oficial: Bloque 86 cuenta con importantes reservas de hidrocarburos. Recuperado el 18 de mayo de 2025 de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=23700>

Energiminas. (2024, 3 de enero). Reinicia bombeo del Tramo I, paralizado desde abril de 2023: Petroperú. (Revista digital). Recuperado el 19 de mayo de 2025 de Reinicia bombeo del Tramo I, paralizado desde abril de 2023: Petroperú - Energiminas

Energiminas. (2025, 13 de mayo). Petroperú: manifestantes mantienen tomada de manera ilegal la Estación 5 del Oleoducto Norperuano. (Revista digital). Recuperado el 19 de mayo de 2025 de Petroperú: manifestantes mantienen tomada de manera ilegal la Estación 5 del Oleoducto Norperuano - Energiminas

García, R. y Vásquez, A. (2004). La industria del gas natural en el Perú. Documento de Trabajo No. 1. OSINERGMIN.

García, E. (2025, 22 de enero). Subsidios a combustibles: costo fiscal superó los S/32,000 mlls. al 2024, lo que más impactó. En Diario Gestión (digital). Recuperado el 2 de junio de 2025 de Costo fiscal de subsidios a combustibles hasta el 2024 superó los S/32,000 millones | ECONOMIA | GESTIÓN

INDECOPI (2022, Diciembre) Informe de Lanzamiento del Estudio de Mercado sobre Combustibles Líquidos y Gas Licuado de Petróleo en el Perú. (Digital)

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6215063/5476531-informe-de-lanzamiento-del-estudio-de-mercado-sobre-combustibles-liquidos-y-gas-licuado-de-petroleo-en-el-peru.pdf>

Observatorio CEPLAN (noviembre, 2024). Mayores conflictos sociales. (Digital) Recuperado el 2 de junio de 2025 de <https://observatorio.ceplan.gob.pe/ficha/t27>

Osinermin. (2025) Boletín estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de gas natural. 3er Trimestre 2024.

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7621258/6464547-boletin-estadistico-2024-t3.pdf?v=1739371562>

Osinermin. (2017). La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país. Lima. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1382392/Libro%3A%20La%20industria%20de%20los%20hidrocarburos%20l%C3%ADquidos%20en%20el%20Per%C3%BA%3A%20%20a%C3%B1os%20de%20aporte%20al%20desarrollo%20del%20pa%C3%A1is..pdf?v=1603134639>

Osinermin (2014). Presentación la industria del gas: 10 años del Proyecto Camisea, por Presidente del Consejo Directivo del OSINERMIN. <https://slideplayer.es/slide/3182886/>

Paredes, C. (2020). La tragedia de las empresas sin dueño. El caso Petroperú. Universidad Continental.

Perupetro (2010). Actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. <https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/8c1be832-4f01-4a6f-adbc-6b72eae03c38/ActividadesdeExploracionyExploraciondeHidrocarburos-en-el-Peru09.07.10.pdf?MOD=AJPERES>

Perupetro (2024). Memoria Institucional 2023.

Perupetro (2023, 13 de junio). ¿Sabías que el Perú consume diariamente 250 mil barriles de petróleo y derivados? [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=TYAi6XhNn2g>.

Petroperú (2024). Informe Técnico GCEO-2033-2024: Determinación de la Tarifa Máxima de Transporte del Oleoducto Norperuano para el año 2024.

Petroperú (2024). Memoria Anual 2023.

Petroperú. (2025) Oleoducto Norperuano. Historia. Recuperado el 15 de abril de 2025 de <https://oleoducto.petroperu.com.pe/historia/>

Petroperú. (2025). Oleoducto Norperuano. Plan de modernización. Recuperado el 15 de abril de 2025 de <https://oleoducto.petroperu.com.pe/plan-de-modernizacion-del-onp/>.

Petroperú (2025). Oleoducto Norperuano. Los tramos del Oleoducto Norperuano. Recuperado el 15 de abril de 2025 de <https://oleoducto.petroperu.com.pe/tramo-i-tramo-ii-y-ramal-norte/>

Petroperú (2025). Oleoducto Norperuano. Plan de Contingencia. Estadísticas. Recuperado el 18 de mayo de 2025 de <https://oleoducto.petroperu.com.pe/plan-contingencia/estadisticas/#:~:text=Entre%202014%20y%202025%20ocurrieron,3%20por%20falla%20de%20accesorios.>

Petroperú (2021, 3 de enero). Oleoducto Norperuano. Recuperado el 18 de mayo de 2025 de <https://www.petroperu.com.pe/petroperu-reinicia-operacion-del-oleoducto-norperuano#:~:text=Tras%20permanecer%20paralizado%20desde%20hace%20m%C3%A1s%20de,en%20la%20provincia%20loretana%20D%C3%A1tem%20del%20Mara%C3%B1%C3%B3n.>

Petroperú (2016, 22 de junio). Oleoducto Norperuano. Recuperado el 18 de mayo de 2025 de <https://oleoducto.petroperu.com.pe/noticia/se-firma-en-quito-un-memorando-de-entendimiento-para-cooperacion-en-hidrocarburos-entre-petroamazonas-y-petroperu/>

Petroperú (2023, 3 de enero). Oleoducto Norperuano. Recuperado el 18 de mayo de 2025 de <https://www.petroperu.com.pe/oleoducto-norperuano-sufre-dos-nuevos-cortes-intencionales-en-region-loreto#:~:text=Oleoducto%20Norperuano%20sufre%20dos%20nuevos%20cortes%20intencionales%20en%20regi%C3%B3n%20Loreto>

Redacción ProActivo (2018, 26 de setiembre). Petroperú negocia el bombeo de petróleo de Ecuador por el Oleoducto Norperuano. En Revista Pro Activo (digital) <https://proactivo.com.pe/petroperu-negocia-el-bombeo-de-petroleo-de-ecuador-por-el-oleoducto-norperuano/>

Ruiz de la Cruz, C. y Zambrano, M. (2020). Desafíos que enfrenta el oleoducto norperuano (ONP) y su papel fundamental en la cadena logística del crudo de petróleo de los campos de la Amazonía peruana para la exportación. [Tesis para optar el título profesional de Licenciado en Negocios Internacionales]. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.

