



**Propuesta de uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú**

**Tesis presentada en satisfacción de los requerimientos para obtener el grado de Magíster en Gestión de la Energía por:**

Fred Jonathan Berrospi Cobos

Israel Jesús Colina Calvo

Carlos Orlando Holguín Valdivia

Roy Ronald Zuñiga Accostupa

**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía 2018-1**

Lima, 24 de abril de 2021



**Propuesta de uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú**

**Tesis presentada en satisfacción de los requerimientos para obtener el grado de Magíster en Gestión de la Energía por:**

Fred Jonathan Berrospi Cobos

Israel Jesús Colina Calvo

Carlos Orlando Holguín Valdivia

Roy Ronald Zuñiga Accostupa

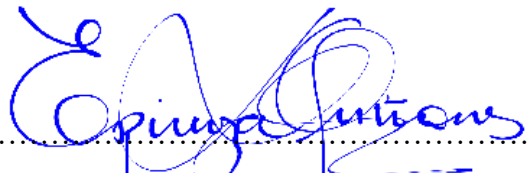
**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía 2018-1**

Lima, 24 de abril de 2021

Esta tesis

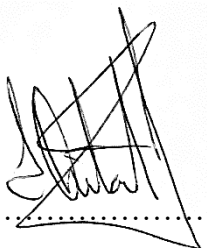
**Propuesta de uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú**

ha sido aprobada.




.....

Luis Espinoza Quiñones (Jurado)



.....

Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)



.....

Guillermo Lecarnaqué Molina (Asesor)

Universidad ESAN

2021

## Dedicatoria

Dedico esta tesis a Dios, quien forja mi camino día a día con hechos concretos que me ayudan a ser una mejor persona. A mi amada esposa y compañera de vida, por darme siempre ánimos e impulsarme a lograr mis objetivos. Por estar a mi lado en los momentos más difíciles de mi vida. A mis queridos padres, quienes me dieron la vida, en especial a mi madre, quien con su amor y lucha diaria me ha mostrado lo que es ser una persona valiente y perseverante. Por apoyarme en todo momento desde que decidí iniciar mis estudios. A mis hermanas, quienes me recuerdan que la unión familiar es lo más importante. A mis compañeros de tesis, con quienes con mucho esfuerzo y dedicación logramos plasmar en este documento todo lo aprendido en la maestría. A todas las personas que contribuyeron de alguna manera para que pueda alcanzar esta meta.

*Fred Jonathan Berrospi Cobos*

En primer lugar, a Dios por darme un día más de vida, el pan de cada día y la oportunidad de compartir mi actividad laboral con mis seres queridos; en segundo lugar, a mis padres que, con su incansable esfuerzo y dedicación, han forjado en mí una persona a su semejanza, y en tercer lugar, al Frente de Reivindicación de Egresados de Economía por permitirme continuar impulsando los proyectos académicos y sociales.

*Israel Jesús Colina Calvo*

La presente tesis la dedico a mi familia y amigos, principalmente a mis padres quienes fueron pieza fundamental para mi formación personal y académica, a mi esposa e hijos por estar siempre acompañándome y apoyándome con su paciencia y comprensión en momentos que realmente lo necesitaba, y por último a mis amigos “los grinchos” que compartimos pocos, pero buenos momentos durante esta difícil situación, debido a la pandemia, a todos ellos un especial agradecimiento de corazón.

*Carlos Orlando Holguín Valdivia*

A mi esposa, por apoyarme incondicionalmente durante este proyecto profesional. A mi hija, quien tuvo paciencia y supo compartir el tiempo dedicado a ella con la maestría.

*Roy Ronald Zuñiga Accostupa*

## ÍNDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>32</b>
1.1. Planteamiento del problema.....	32
1.2. Objetivos .....	33
1.3. Justificación.....	34
1.4. Contribución.....	35
1.5. Alcance y limitaciones .....	35
1.6. Metodología .....	36
<b>CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>38</b>
2.1. Diésel.....	38
2.1.1. Cadena de valor.....	39
2.1.2. Producción y consumo .....	42
2.1.3. Balanza comercial.....	44
2.1.4. Esquema de precios.....	46
2.1.5. Precio histórico.....	47
2.2. Gas Natural.....	48
2.2.1. Cadena de valor .....	51
2.2.2. Reservas, producción y consumo .....	55
2.2.3. Balanza comercial.....	59
2.2.4. Esquema tarifario .....	60
2.2.5. Precio histórico.....	62
2.2.6. Pagos al Estado por la extracción de recursos gasíferos.....	64
2.2.7. Canon gasífero.....	65
2.2.8. FISE.....	67
2.3. Transporte terrestre en el Perú .....	69
2.3.1. Parque automotor nacional .....	70
2.3.2. Tipos de combustibles utilizados.....	79
2.3.3. Infraestructura de red vial nacional .....	81
2.3.4. Producto bruto interno del sector transporte en la costa peruana.....	82
2.3.5. Sistema Dual-Fuel.....	83
2.3.6. Vehículos pesados con tecnología de combustión a GNL .....	86
2.4. Establecimientos de venta al público de combustibles .....	93
2.4.1. Tipos de EESS de GNL.....	95
2.4.2. Infraestructura y funcionamiento de GNL.....	100
2.4.3. Opciones tecnológicas de GNL.....	103
2.4.4. Experiencias internacionales .....	104
2.5. Marco Normativo Nacional.....	114
2.5.1. Legal.....	114
2.5.2. Ambiental .....	122

## **CAPÍTULO III. MARCO CONTEXTUAL ..... 125**

3.1. Situación actual del mercado de combustibles líquidos a nivel nacional.....	125
3.1.1. <i>Demanda de combustibles líquidos</i> .....	126
3.1.2. <i>Oferta actual de infraestructura para el abastecimiento de combustibles líquidos</i> .....	128
3.2. Análisis demográfico y económico en los departamentos potenciales .....	130
3.2.1. <i>Caracterización de la población en el año 2020</i> .....	130
3.2.2. <i>Evolución y proyección de la población al año 2040</i> .....	133
3.2.3. <i>Evolución de la actividad económica departamental</i> .....	135
3.2.4. <i>PBI departamental según actividad económica</i> .....	138
3.3. Análisis de la oferta de EESS de GNL.....	141
3.3.1. <i>Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda</i> .....	141
3.3.2. <i>Gases del Pacífico – Quavii</i> .....	142
3.3.3. <i>Petroperú</i> .....	143
3.4. Análisis de la demanda potencial en estaciones de servicio de GNL .....	143
3.4.1. <i>La Libertad</i> .....	143
3.4.2. <i>Lima</i> .....	145
3.4.3. <i>Ica</i> .....	145
3.4.4. <i>Arequipa</i> .....	146

## **CAPÍTULO IV. DEMANDA Y PRECIOS DEL DIÉSEL Y GAS NATURAL. 148**

4.1. Proyección de la demanda nacional de diésel al año 2040 .....	148
4.1.1. <i>Arequipa</i> .....	160
4.1.2. <i>La Libertad</i> .....	161
4.1.3. <i>Lima</i> .....	163
4.1.4. <i>Ica</i> .....	164
4.2. Proyección de la demanda de gas natural al año 2040 .....	165
4.3. Proyección del precio del diésel al año 2040 .....	166
4.3.1. <i>Arequipa</i> .....	168
4.3.2. <i>La Libertad</i> .....	169
4.3.3. <i>Lima</i> .....	170
4.3.4. <i>Ica</i> .....	171
4.4. Análisis de la propuesta tarifaria del GNL.....	172
4.4.1. <i>Concesionario Quavii</i> .....	174
4.4.2. <i>Concesionario Petroperú</i> .....	174
4.4.3. <i>Concesionario Contugas</i> .....	175
4.4.4. <i>Concesionario Cálidda</i> .....	175
4.4.5. <i>Comercializador independiente</i> .....	175
4.5. Proyección del precio del GNL al año 2040 .....	176
4.5.1. <i>Arequipa</i> .....	176
4.5.2. <i>La Libertad</i> .....	177
4.5.3. <i>Lima</i> .....	178

4.5.4. Ica.....	179
<b>CAPÍTULO V. MERCADO POTENCIAL DE VEHÍCULOS PESADOS.....</b>	<b>181</b>
5.1. Proyección del flujo vehicular en la costa peruana al año 2032 .....	181
5.2. Plan de conversión de vehículos pesados a GNL al año 2032.....	191
5.3. Cálculo de emisiones de CO <sub>2</sub> en vehículos pesados .....	193
5.4. Demanda de GNL en vehículos pesados.....	196
<b>CAPÍTULO VI: PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE ESTACIÓN DE SERVICIO EN EL CORREDOR VIAL COSTERO PERUANO .....</b>	<b>198</b>
6.1. Características del combustible GNL vehicular.....	198
6.2. Especificaciones de diseño.....	198
6.2.1. Instalaciones eléctricas para zonas de riesgo eléctrico .....	198
6.2.2. Distancias de seguridad.....	199
6.2.3. Esquema de la ESS de GNL.....	201
6.2.4. Propuesta de diseño y distribución de estación de GNL.....	202
6.2.5. Descripción de equipos principales.....	203
6.3. Consideraciones de seguridad .....	208
6.3.1. Equipamiento de Seguridad.....	208
6.3.2. Pulsadores de emergencia .....	209
6.3.3. Alarma en caso de fugas de gas.....	209
6.3.4. Señaléticas de seguridad.....	209
6.4. Análisis de ubicación estratégica en las EESS.....	210
6.4.1. Sistema de despacho de GNL en EESS existentes.....	210
6.4.2. Requisitos para la construcción de una nueva estación de despacho de GNL	211
6.4.3. Propuesta de ubicación de las EESS .....	212
6.5. Consumo esperado en las EESS.....	232
<b>CAPÍTULO VII. EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA.....</b>	<b>235</b>
7.1. Ingresos y egresos por comercialización de GNL.....	235
7.2. Rentabilidad de las EESS.....	236
7.3. Rentabilidad del transportista.....	244
7.4. Análisis de sensibilidad.....	249
<b>CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>256</b>
8.1. Conclusiones .....	256
8.2. Recomendaciones.....	259

<b>ANEXOS.....</b>	<b>260</b>
I. Entrevistas a profundidad al panel de expertos .....	261
II. Unidades de peaje ubicadas en la Red Vial Nacional .....	292
III. Lineamiento de Política Energética Nacional 2010-2040 .....	295
IV. Base de datos del modelo econométrico ARIMA .....	299
V. Capacidad instalada de establecimiento de venta al público de diésel por departamentos, provincias y distritos.....	301
VI. Establecimientos con mayor capacidad instalada de almacenamiento de diésel por departamentos, provincias y distritos.....	307
VII. Detalle del OPEX para el proyecto y transportista.....	311
VIII. Matriz de riesgos del proyecto .....	314
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>317</b>



## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.1. Cadena de valor del petróleo</i> .....	40
<i>Figura 2.2. Demanda de diésel, 2012-2020</i> .....	43
<i>Figura 2.3. Precio spot del diésel N°2 de bajo azufre</i> .....	43
<i>Figura 2.4. Precio Spot FOB del crudo Brent y WTI</i> .....	44
<i>Figura 2.5. Importación, demanda y producción de diésel en el Perú, 2012-2020</i> .....	46
<i>Figura 2.6. Evolución del precio del diésel B5-S50 a nivel nacional</i> .....	48
<i>Figura 2.7. Evolución del precio del diésel B5 S50 a nivel nacional</i> .....	48
<i>Figura 2.8. Cadena de valor del gas natural</i> .....	51
<i>Figura 2.9. Concesiones de distribución de gas natural en el país, 2020</i> .....	54
<i>Figura 2.10. Sistema de clasificación de Recursos Petroleros</i> .....	56
<i>Figura 2.11. Evolución de la producción de gas natural, 2012-2020</i> .....	57
<i>Figura 2.12. Consumo histórico de gas natural, 2012-2020</i> .....	58
<i>Figura 2.13. Evolución histórica de exportaciones de gas natural, 2012-2020</i> .....	58
<i>Figura 2.14. Producción, consumo y no utilización del Gas Natural, 2012-2020</i> .....	59
<i>Figura 2.15. Esquemas de precios en la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao</i> ..	60
<i>Figura 2.16. Esquema de precios en la concesión de distribución de gas natural Norte y Sur Oeste</i> ...	61
<i>Figura 2.17. Tarifas promedio de los concesionarios de distribución de gas natural en el país</i> .....	61
<i>Figura 2.18. Cotización del precio de gas natural según los marcadores internacionales</i> .....	63
<i>Figura 2.19. Evolución del precio promedio de GNV al público</i> .....	64
<i>Figura 2.20. Ingresos por contratos de servicio y licencia-regalías, 2012-2020</i> .....	66
<i>Figura 2.21. Recaudación del IR por extracción de recursos gasíferos, 2012-2020</i> .....	66
<i>Figura 2.22. Recaudación histórica del canon gasífero, 2012-2020</i> .....	66
<i>Figura 2.23. Recaudación histórica del FISE, 2013-2019</i> .....	67
<i>Figura 2.24. Evolución del parque automotor nacional, 2012-2019</i> .....	70
<i>Figura 2.25. Parque automotor nacional según principales departamentos, 2019</i> .....	71
<i>Figura 2.26. Parque automotor nacional según tipo de vehículos ligeros, 2019</i> .....	73
<i>Figura 2.27. Parque automotor nacional según tipo de vehículos pesados, 2019</i> .....	74
<i>Figura 2.28. Estructura porcentual de camiones por principales departamentos, 2019</i> .....	74
<i>Figura 2.29. Estructura porcentual de omnibuses por principales departamentos, 2019</i> .....	75
<i>Figura 2.30. Estructura porcentual de remolcadores por principales departamentos, 2019</i> .....	75
<i>Figura 2.31. Antigüedad de vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros, 2019</i> .....	77
<i>Figura 2.32. Antigüedad de camiones habilitados para el transporte de carga, 2019</i> .....	79
<i>Figura 2.33. Antigüedad de remolcadores habilitados para el transporte de carga, 2019</i> .....	79
<i>Figura 2.34. Combustibles utilizados en los vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros, 2019</i> .....	80
<i>Figura 2.35. Combustibles utilizados en los vehículos pesados para el transporte de carga, 2019</i> .....	80
<i>Figura 2.36. VAB transporte por departamentos de la costa peruana, 2012-2019</i> .....	83

<i>Figura 2.37. Usos del GNC y GNL en vehículos.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.38. Posición de los elementos del camión .....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.39. Encendido por chispa para el motor de gas natural .....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.40. Dual – Fuel para el motor de gas natural.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 2.41. HDPI para el motor de gas natural.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 2.42. Camión Cascadia 113 de Freightliner .....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 2.43. Camión Volvo FH-LNG.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 2.44. Camión Foton Auman EST.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 2.45. Tracto camión 6x4 FAW.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 2.46. Camión Iveco Stralis NP 460 GNL.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 2.47. Bus Scania Interlink Medium Decker.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 2.48. Camión Scania G410.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 2.49. Estación de suministro de GNL en España .....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 2.50. Estaciones móviles TIPO 1, 20 pulgadas .....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 2.51. Estaciones móviles TIPO 1, 40 pulgadas .....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 2.52. Estaciones móviles TIPO 2.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 2.53. Estación móvil con dispensador .....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 2.54. Estación móvil TIPO 3 .....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 2.55. Estación fija más dispensador de GNL .....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 2.56. Estación fija más dispensador GNL y GNC .....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 2.57. Estación fija más dispensador GNL y bomba centrífuga .....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 2.58. Estación fija más boil-off (GNC).....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 2.59. Estación fija más bombas pistones y centrífuga.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 2.60. Infraestructura de la estación de servicio de GNL.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 2.61. Proyecto LNG Blue Corridors en Europa .....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 2.62. Estaciones de GNL en Europa, 2021.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 2.63. Estaciones de GNL en España.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 2.64. Proyecto MIDCAT.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 2.65. Estaciones de servicio operativas de en España y Francia.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 2.66. Principales rutas de camiones proyectadas al año 2035 .....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 2.67. Estaciones de GNL en EEUU, 2021.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 2.68. Venta de camiones a GNL en China, 2012-2018.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 2.69. Estaciones de GNL en China, 2012-2018.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 2.70. Prioridades de la nueva Política Energética en el país .....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 3.1. Consumo de combustibles por sectores económicos, 2018.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 3.2. Evolución histórica de la demanda de combustibles líquidos, 2012-2020.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 3.3. Demanda de combustibles líquidos, 2020 .....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 3.4. Demanda de combustibles líquidos, según tipo de actividad, 2020 .....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 3.5. Población del Perú según grupo etario, 2020.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 3.6. Población de la costa del Perú según grupo etario, 2020.....</i>	<i>131</i>

Figura 3.7. Población de Lima según grupo etario, 2020 .....	131
Figura 3.8. Población de La Libertad según grupo etario, 2020.....	132
Figura 3.9. Población de Arequipa, según grupo etario, 2020.....	132
Figura 3.10. Población de Ica, según grupo etario, 2020.....	133
Figura 3.11. Proyección de la población de Lima al año 2030 .....	133
Figura 3.12. Proyección de la población de La Libertad al año 2030.....	134
Figura 3.13. Proyección de la población de Arequipa al año 2030.....	134
Figura 3.14. Proyección de la población de Ica al año 2030 .....	135
Figura 3.15. Tasa de crecimiento promedio anual del PBI en la costa peruana, 2012-2019.....	135
Figura 3.16. Evolución del PBI en Arequipa .....	136
Figura 3.17. Evolución del PBI en Ica.....	136
Figura 3.18. Evolución del PBI en Lima.....	137
Figura 3.19. Evolución del PBI en La Libertad .....	138
Figura 3.20. PBI de Lima por actividad económica, 2019 .....	138
Figura 3.21. PBI de Arequipa por actividad económica, 2019.....	139
Figura 3.22. PBI de La Libertad por actividad económica, 2019.....	140
Figura 3.23. PBI de Ica por actividad económica, 2019 .....	140
Figura 3.24. Estación de servicio de GNL-GESA, 2021 .....	141
Figura 4.1. Evolución de las variables explicativas de la demanda de diésel, 1990-2020.....	150
Figura 4.2. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) y PBI.....	151
Figura 4.3. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) y PBI per cápita.....	151
Figura 4.4. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) y consumo final privado.....	152
Figura 4.5. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) e importación acumulada de vehículos a diésel.....	152
Figura 4.6. Datos de entrada en el programa EViews 11 .....	153
Figura 4.7. Ecuación de la demanda nacional de diésel en el programa EViews 11 .....	154
Figura 4.8. Estimación de la demanda nacional de diésel, 2021-2040.....	160
Figura 4.9. Estimación de la demanda de gas natural, 2021-2040 .....	165
Figura 4.10. Análisis de correlación entre el precio del diésel en EESS y el precio del crudo WTI .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 4.11. Proyección del precio del diésel en EESS al año 2040 .....	168
Figura 4.12. Proyección del precio del GNL en EESS de Arequipa al año 2040 .....	177
Figura 4.13. Proyección del precio del GNL en EESS de La Libertad al año 2040 .....	178
Figura 4.14. Proyección del precio del GNL en EESS de Lima al año 2040.....	179
Figura 4.15. Proyección del precio del GNL en EESS de Ica al año 2040.....	180
Figura 5.1. Propuesta de ubicaciones estratégicas de EESS de GNL por departamento .....	183
Figura 5.2. Proyección del flujo vehicular unidad de peaje Uchumayo al año 2032 .....	186
Figura 5.3. Proyección del flujo vehicular unidades de peaje Jahuay y Nazca al año 2032.....	188
Figura 5.4. Proyección del flujo vehicular unidad de peaje Chicama al año 2032.....	188

<i>Figura 5.5. Proyección del flujo vehicular unidades de peaje Variante Pasamayo y Serpentín Pasamayo al año 2032.....</i>	<i>189</i>
<i>Figura 5.6. Conversión de vehículos ligeros a GNV, 2004-2019.....</i>	<i>192</i>
<i>Figura 6.1. Distancias de seguridad en la estación de servicio de GNL .....</i>	<i>201</i>
<i>Figura 6.2. Esquema de estación de servicio de GNL.....</i>	<i>202</i>
<i>Figura 6.3. Diseño preliminar de estación de servicio de GNL.....</i>	<i>202</i>
<i>Figura 6.4. Ejemplo de un depósito de almacenamiento de GNL.....</i>	<i>204</i>
<i>Figura 6.5. Ejemplo de una bomba criogénica de GNL.....</i>	<i>206</i>
<i>Figura 6.6. Sistemas de criogenización de boil off gas .....</i>	<i>207</i>
<i>Figura 6.7. Métodos de acondicionamiento de GNL en EESS .....</i>	<i>207</i>
<i>Figura 6.8. Dispensador de GNL.....</i>	<i>208</i>
<i>Figura 6.9. Ubicaciones estratégicas de EESS en departamentos propuestos.....</i>	<i>213</i>
<i>Figura 6.10. Demanda de diésel en el sector transporte, 2013-2020 .....</i>	<i>214</i>
<i>Figura 6.11. Ubicaciones estratégicas de EESS de GNL en departamentos propuestos .....</i>	<i>219</i>
<i>Figura 6.12. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Tumbes .....</i>	<i>220</i>
<i>Figura 6.13. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Piura.....</i>	<i>221</i>
<i>Figura 6.14. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Lambayeque.....</i>	<i>222</i>
<i>Figura 6.15. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en La Libertad.....</i>	<i>223</i>
<i>Figura 6.16. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Áncash .....</i>	<i>224</i>
<i>Figura 6.17. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Huaral .....</i>	<i>225</i>
<i>Figura 6.18. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Puente Piedra y zona sur.....</i>	<i>226</i>
<i>Figura 6.19. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Cañete.....</i>	<i>228</i>
<i>Figura 6.20. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Ica.....</i>	<i>229</i>
<i>Figura 6.21. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Arequipa .....</i>	<i>230</i>
<i>Figura 6.22. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Tacna.....</i>	<i>231</i>
<i>Figura 7.1. Distribución de datos en la tasa de descuento, modelo PERT .....</i>	<i>250</i>
<i>Figura 7.2. Distribución de datos en el CAPEX, modelo PERT .....</i>	<i>251</i>
<i>Figura 7.3. Rango de variabilidad de la TIR .....</i>	<i>251</i>
<i>Figura 7.4. Rango de variabilidad del VAN.....</i>	<i>252</i>

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1.1. Panel de expertos a entrevistar</i> .....	37
<i>Tabla 2.1. Porcentaje de mezcla de biodiesel B100 con Diésel N°2</i> .....	38
<i>Tabla 2.2. Cronograma de comercialización de Biodiesel</i> .....	39
<i>Tabla 2.3. Oferta del diésel, 2012 - 2019</i> .....	42
<i>Tabla 2.4. Balanza comercial de diésel, 2012 – 2019</i> .....	45
<i>Tabla 2.5. Balanza comercial de diésel, 2019</i> .....	45
<i>Tabla 2.6. Parámetros de la composición del gas natural a condiciones estándar (st)</i> .....	49
<i>Tabla 2.7. Composición del gas natural a 1,013 bar y 15.6 °C</i> .....	50
<i>Tabla 2.8. Unidades de medida</i> .....	50
<i>Tabla 2.9. Contratos de concesión vigentes, 2020</i> .....	55
<i>Tabla 2.10. Reservas y recursos de gas natural, 2012–2018</i> .....	57
<i>Tabla 2.11. Balanza comercial de gas natural, 2012-2020</i> .....	59
<i>Tabla 2.12. Vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros por departamento, 2019</i> .....	76
<i>Tabla 2.13. Camiones y remolcadores autorizados para el transporte de carga por departamento, 2019</i> .....	78
<i>Tabla 2.14. Infraestructura vial existente del SINAC según departamento, 2019</i> .....	82
<i>Tabla 2.15. Aplicaciones en la tecnología de motores a gas natural</i> .....	88
<i>Tabla 2.16. Fabricantes de grandes camiones pesados, 2018</i> .....	89
<i>Tabla 2.17. Tecnologías de GNL en EESS</i> .....	104
<i>Tabla 3.1. Terminales y plantas de abastecimiento en el Perú, 2021</i> .....	129
<i>Tabla 3.2. Número de establecimientos de venta al público de combustibles, 2020</i> .....	130
<i>Tabla 3.3. Potenciales demandantes del sector transporte en La Libertad, 2021</i> .....	144
<i>Tabla 3.4. Potenciales demandantes del sector transporte en Lima, 2021</i> .....	145
<i>Tabla 3.5. Potenciales demandantes del sector transporte en Ica, 2021</i> .....	146
<i>Tabla 3.6. Potenciales demandantes del sector transporte en Arequipa, 2021</i> .....	147
<i>Tabla 4.1. Cartera de proyectos mineros en etapa de construcción, 2020</i> .....	148
<i>Tabla 4.2. Cartera de proyecto minero en etapa de ingeniería de detalle, 2020</i> .....	148
<i>Tabla 4.3. Cartera de proyectos mineros en etapa de factibilidad, 2020</i> .....	149
<i>Tabla 4.4. Estimación del modelo econométrico de la demanda nacional de diésel</i> .....	155
<i>Tabla 4.5. Cálculo del rezago en primeras diferencias del modelo econométrico de la demanda de diésel</i> .....	155
<i>Tabla 4.6. Corrección en primeras diferencias del modelo econométrico de la demanda de diésel</i> ...	156
<i>Tabla 4.7. Cálculos de la Prueba de Dickey-Fuller Aumentado para la DDIE</i> .....	157
<i>Tabla 4.8. Cálculos de la prueba de Dickey-Fuller Aumentado para la D(DDIE)</i> .....	158
<i>Tabla 4.9. Pronóstico del modelo ARIMA</i> .....	158

<i>Tabla 4.10. Proyección del precio del crudo Brent al año 2040.....</i>	<i>166</i>
<i>Tabla 4.11. Precio estimado del costo del GNL en Arequipa .....</i>	<i>177</i>
<i>Tabla 4.12. Precio estimado del costo del GNL en La Libertad .....</i>	<i>178</i>
<i>Tabla 4.13. Precio estimado del costo del GNL en Lima .....</i>	<i>179</i>
<i>Tabla 4.14. Precio estimado del costo del GNL en Ica .....</i>	<i>180</i>
<i>Tabla 5.1. Flujo vehicular mensual por departamento, enero-julio 2020.....</i>	<i>182</i>
<i>Tabla 5.2. Flujo vehicular mensual por departamento, julio-diciembre 2020.....</i>	<i>182</i>
<i>Tabla 5.3. Unidades de peaje en zonas de interés.....</i>	<i>183</i>
<i>Tabla 5.4. Flujo vehicular total por departamento, 2011-2015.....</i>	<i>184</i>
<i>Tabla 5.5. Flujo vehicular total por departamento, 2016-2020.....</i>	<i>184</i>
<i>Tabla 5.6. Flujo de vehículos pesados por departamento, 2011-2015.....</i>	<i>185</i>
<i>Tabla 5.7. Flujo de vehículos pesados por departamento, 2016-2020.....</i>	<i>185</i>
<i>Tabla 5.8. Estructura porcentual de vehículos pesados por departamento, 2011-2015 .....</i>	<i>185</i>
<i>Tabla 5.9. Estructura porcentual de vehículos pesados por departamento, 2016-2020.....</i>	<i>185</i>
<i>Tabla 5.10. Flujo vehicular total en las unidades de peaje de interés, 2011-2015 .....</i>	<i>186</i>
<i>Tabla 5.11. Flujo vehicular total en unidades de peaje de interés, 2016-2020.....</i>	<i>186</i>
<i>Tabla 5.12. Flujo de vehículos pesados en unidades de peaje de interés, 2011-2015 .....</i>	<i>186</i>
<i>Tabla 5.13. Flujo vehículos pesados en unidades de peaje de interés, 2016-2020 .....</i>	<i>186</i>
<i>Tabla 5.14. Porcentaje de crecimiento de la demanda de diésel respecto al 2020 por departamento, 2021-2026.....</i>	<i>189</i>
<i>Tabla 5.15. Porcentaje de crecimiento de demanda de diésel respecto al 2020 por departamento, 2027-2032.....</i>	<i>190</i>
<i>Tabla 5.16. Proyección del flujo vehicular en departamentos de interés, 2021-2026 .....</i>	<i>190</i>
<i>Tabla 5.17. Proyección del flujo vehicular en departamentos de interés, 2027-2032 .....</i>	<i>190</i>
<i>Tabla 5.18. Proyección final del flujo vehicular en departamentos de interés, 2021-2026.....</i>	<i>191</i>
<i>Tabla 5.19. Proyección final del flujo vehicular en departamentos de interés, 2027-2032 .....</i>	<i>191</i>
<i>Tabla 5.20. Conversión de vehículos ligeros a GNV, 2007-2019 .....</i>	<i>192</i>
<i>Tabla 5.21. Proyección del plan de reemplazo de vehículos pesados, 2023-2032.....</i>	<i>193</i>
<i>Tabla 5.22. Factores de emisión de CO<sub>2</sub> para el transporte por carretera.....</i>	<i>194</i>
<i>Tabla 5.23. Energía consumida por unidades convertidas a GNL, 2023-2032 .....</i>	<i>195</i>
<i>Tabla 5.24. Energía equivalente a diésel consumida por unidades convertidas a GNL, 2023-2032... ..</i>	<i>195</i>
<i>Tabla 5.25. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, 2023-2032.....</i>	<i>195</i>
<i>Tabla 5.26. Ingreso estimado por bonos de carbono, 2023-2032.....</i>	<i>196</i>
<i>Tabla 6.1. Especificaciones de distancia de seguridad de edificaciones .....</i>	<i>199</i>
<i>Tabla 6.2. Especificaciones de distancia en las estaciones de servicio estacionarias .....</i>	<i>200</i>
<i>Tabla 6.3. Cantidad de establecimientos de venta al público de diésel por departamentos, 2020 .....</i>	<i>215</i>
<i>Tabla 6.4. Cantidad de establecimientos de venta al público de diésel en corredor vial costero, 2020 .....</i>	<i>216</i>
<i>Tabla 6.5. Capacidad instalada de almacenamiento de diésel y equivalencia en GNL por departamento y provincia, 2020.....</i>	<i>217</i>

<i>Tabla 7.1. Margen de ganancia en las EESS por departamento, 2023-2032.....</i>	<i>235</i>
<i>Tabla 7.2. Costo final del GNL en las EESS por departamento, 2023-2032.....</i>	<i>235</i>
<i>Tabla 7.3. Ingresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2023-2027 .....</i>	<i>235</i>
<i>Tabla 7.4. Ingresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2028-2032 .....</i>	<i>236</i>
<i>Tabla 7.5. Egresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2023-2027 .....</i>	<i>236</i>
<i>Tabla 7.6. Egresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2028-2032 .....</i>	<i>236</i>
<i>Tabla 7.7. Cálculo de la tasa de descuento mediante el modelo CAPM .....</i>	<i>236</i>
<i>Tabla 7.8. CAPEX de la EESS de GNL con dos isletas.....</i>	<i>237</i>
<i>Tabla 7.9. Rentabilidad de instalar cuatro EESS de GNL .....</i>	<i>238</i>
<i>Tabla 7.10. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de Arequipa .....</i>	<i>239</i>
<i>Tabla 7.11. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de La Libertad.....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.12. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de Lima.....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.13. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de Ica.....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.14. Cálculo de la tasa de descuento con el modelo CAPM .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.15. Rentabilidad del transportista por uso de vehículos a diésel .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.16. Rentabilidad del transportista por uso de vehículos a GNL .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.17. Rentabilidad del transportista por reemplazo de vehículos a GNL .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.18. Data de entrada de valores esperados, mínimos y máximos en el @Risk .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.19. Precio mínimo de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.20. Precio máximo de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.21. Rentabilidad del transportista para determinar el punto de quiebre .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.22. Precio máximo viable de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 .....</i>	<i>249</i>
<i>Tabla 7.23. Porcentaje máximo viable de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 .....</i>	<i>249</i>

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>APP:</b>	Asociación Pública-Privada
<b>ARIMA:</b>	Modelo autorregresivo integrado de media móvil
<b>BLS:</b>	Barriles
<b>CEPLAN:</b>	Centro de Planeamiento Estratégico
<b>CO:</b>	Óxido de carbono
<b>DGCF:</b>	Dirección General de Caminos y Ferrocarriles
<b>DGEE:</b>	Dirección General de Eficiencia Energética
<b>DGGN:</b>	Dirección de Gestión de Gas Natural
<b>DGH:</b>	Dirección General de Hidrocarburos
<b>DGPMI:</b>	Dirección General de Programación Multianual de Inversiones
<b>DIA:</b>	Declaración de Impacto Ambiental
<b>EESS:</b>	Estaciones de Servicio
<b>EIA:</b>	Estudio de Impacto Ambiental
<b>EIA<sub>sd</sub>:</b>	Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado
<b>EIA<sub>d</sub>:</b>	Estudio de Impacto Ambiental Detallado
<b>FEPC:</b>	Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles
<b>FISE:</b>	Fondo de Inclusión Social Energético
<b>GLP:</b>	Gas Licuado de Petróleo
<b>GNL:</b>	Gas Natural Licuado
<b>GNV:</b>	Gas Natural Vehicular
<b>GNV-C:</b>	Gas Natural Vehicular Comprimido
<b>GNV-L:</b>	Gas Natural Vehicular Licuefactado
<b>IGV:</b>	Impuesto General a las Ventas
<b>ISC:</b>	Impuesto Selectivo al Consumo
<b>INACAL:</b>	Instituto Nacional de Calidad
<b>INDC:</b>	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional de la República del Perú
<b>Kg:</b>	Kilogramo
<b>LOH:</b>	Ley Orgánica de Hidrocarburos



<b>MBDC:</b>	Miles de barriles días calendario
<b>MBLS:</b>	Miles de barriles
<b>MEF:</b>	Ministerio de Economía y Finanzas
<b>MMBTU:</b>	Million British Thermal Unit
<b>MMPCD:</b>	Millones de pies cúbicos por día
<b>MMTPA:</b>	Millón de toneladas por año
<b>MTC:</b>	Ministerio de Transportes y Comunicaciones
<b>NTP:</b>	Norma Técnica Peruana
<b>N O:</b>	Óxido de nitrógeno
<b>OEFA:</b>	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
<b>PBI:</b>	Producto Bruto Interno
<b>PMRT:</b>	Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara
<b>POC:</b>	Puesta en operación comercial
<b>PERT:</b>	Program Evualuation and Review Technique
<b>PVN:</b>	Provías Nacional
<b>SCOPS:</b>	Sistema de Control de Órdenes de Pedido
<b>SENACE:</b>	Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles
<b>SERNAMP:</b>	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado
<b>SINAC:</b>	Sistema Nacional de Carreteras
<b>SIT:</b>	Sistemas Integrados de Transporte
<b>SIT GAS:</b>	Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur del País
<b>TCF:</b>	Trillones de pies cúbicos
<b>TGP:</b>	Transportadora de Gas del Perú
<b>TJ:</b>	Terajoule
<b>VAB:</b>	Valor agregador bruto
<b>WTI:</b>	West Texas Intermediate

## CURRICULO VITAE DE LOS AUTORES DE TESIS

### Fred Jonathan Berrospi Cobos

Profesional con 10 años de experiencia en la industria de hidrocarburos, con especialización en procesos de refinación de petróleo y gas, realizando funciones de supervisión, monitoreo y soporte en plantas de proceso; evaluación de desempeño de equipos existentes; diseño de nuevos sistemas operativos y soporte en comisionados; análisis económico de proyectos de inversión y participación en estudios de riesgos. Comprobada habilidad en la gestión de personas y manejo de conflictos, con criterio técnico y análisis minucioso para la resolución de problemas operativos. Magíster en Gestión de la Energía con nivel avanzado del idioma inglés.

### EXPERIENCIA PROFESIONAL

#### Refinería La Pampilla S.A.A.

Empresa dedicada a la refinación de petróleo para la obtención de combustibles comerciales, tales como: gasolinas, diésel, GLP, asfaltos, residuales, entre otros.

#### Ingeniero de Procesos – Procesos

**Julio 2014 – Actualidad**

Logro: Coordinador del Revamping del bloque de gasolinas 2020.

Logro: Revamping de unidad de Merox de GLP en Unidad de Recuperación de Gases (puesta E/S enero 2020)

Logro: Revamping de unidad de Merox de kerosene en UDPI (puesta E/S noviembre 2017)

Gestor de proyectos de inversión para la optimización de las operaciones, solución de problemas operativos, instalación de sistemas nuevos, modificaciones en unidades existentes, etc. Elaboración de Ingenierías Conceptuales, Ingenierías Básicas (incluye diseño de bombas, recipientes, PSV's, válvulas de control, tuberías, instrumentos de control, etc.), revisión de Ingenierías de Detalle, evaluación técnica de equipos nuevos y existentes, supervisión durante construcción, ejecución de comisionado y puesta en marcha.

- Coordinación permanente con áreas de Producción, Ingeniería, Construcciones y otros departamentos.
- Evaluador energético y técnico de equipos de procesos.
- Participación en estudios HAZOP, HAZID, What-if, etc.
- Inspección de equipos nuevos (columnas, drums, separadores, etc.) y P&ID's en coordinación con Licenciate y Dirección de Ingeniería Grupo Repsol como parte del Proyecto RLP21: Adecuación a nuevas especificaciones de combustibles.
- Apoyo durante de carga de catalizador a reactor y puesta en marcha de unidades.
- Participación como instructor en el dictado de cursos para nuevos becarios: Sistemas de Bombeo, Calderas y Procesos Auxiliares y Sistema de Vapor.

#### Operador Jefe - Destilación

**Junio 2012 – Julio 2014**

- Trabajo en turnos rotativos.

- Supervisión de la operación y optimización de todas las unidades de Destilación: Unidad de Destilación Primaria I y II, Unidad de Destilación al Vacío I y II y Unidad de Visbreaking, para la obtención de productos en especificación.
- Coordinación con áreas de Mantenimiento, Optimización y Control, Procesos y demás departamentos para solución de problemas operativos.
- Coordinación con demás áreas operativas: Conversión, Energía, Movimientos de Producto, Jefe de Turno, entre otros, durante maniobras operativas.
- Gestión de operadores de campo y panelistas para organización de actividades, tales como: puesta E/S de sistemas, arranques y paradas de planta, preparación de asfaltos, trabajos especiales, etc.

#### **Operador Jefe - Operaciones Despacho**

**Noviembre 2010 – Junio 2012**

- Trabajo en turnos rotativos.
- Supervisión de todas las operaciones de carga por cisternas de productos blancos (gasolinas y diésels), productos negros (residuales, asfaltos e IFO 380) en las islas de despacho (sistema automático bottom-loading), contómetros y GLP. Asimismo, supervisión de actividades de recepción de productos por cisterna, tales como: reprocesos de productos, Etanol, B100, etc.
- Consolidación de ventas diarias y mensuales en coordinación con áreas de Administración Comercial y Movimiento de Productos.
- Coordinación con áreas de Mantenimiento, Optimización y Control, Procesos y demás departamentos para solución de problemas operativos.
- Gestión de operadores de campo y panelistas para organización de actividades.

#### **Becado – Destilación**

**Julio 2010 – Noviembre 2010**

#### **FORMACIÓN PROFESIONAL**

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2018 - 2021  
Maestría en Gestión de la Energía

ESCUELA DE POSTGRADO DE LA PONTIFICIA 2016 – 2016  
UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ  
Especialización en Operaciones de Refino

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA 2005 – 2010  
Bachiller con mención en Ingeniería Química

#### **IDIOMAS**

ASOCIACION CULTURAL PERUANO BRITÁNICA 2010 – 2014  
Nivel avanzado

#### **OTROS ESTUDIOS**

- International Stage. FUNSEAM. 2020
- Water Footprint - ISO 14046. SGS. 2020
- Pressure Relief Analysis Using Aspen HYSYS. Aspentech. 2020
- Build and Analyze Distillation Columns in Aspen HYSYS. Aspentech. 2020

- Risk Studies and Quantitative Risk Analysis. DEKRA. 2019
- Essential PIMS. Aspentech. 2019
- Aspen PIMS Introduction to Refinery Planning. Aspentech. 2019

## **Israel Jesús Colina Calvo**

Economista con estudios de especialización en Energía, Gas Natural, Asociaciones Público Privadas y Gestión de Proyectos. Con 10 años de experiencia laboral en Distribución de Gas Natural, Investigación de Mercados, Consultoría Económica y Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión. Además, experto en manejo de bases de datos, uso de herramientas estadísticas y econométricas con nivel intermedio de inglés y avanzado de portugués. Con sólida formación en valores, responsable, proactivo, analítico, innovador, visión de largo plazo y capacidad de resolución de problemas y retos dentro de los plazos, alcances y metas planteadas.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **Presidencia del Consejo de Ministros**

Ministerio responsable de la coordinación de políticas nacionales de carácter sectorial y multisectorial del Poder Ejecutivo y de la coordinación de las relaciones con los demás Poderes del Estado, los organismos constitucionalmente autónomos, los gobiernos regionales, los gobiernos locales, y la sociedad civil.

#### **Especialista de la Prioridad Inversiones en Energía          Junio 2019 – Actualidad**

Coordinar a nivel multisectorial las acciones necesarias para el logro de los entregables o hitos de cumplimiento de la Prioridad Inversiones en Energía en el marco de la Política General de Gobierno.

Preparar, coordinar y ejecutar espacios de verificación de avances de la Prioridad Inversiones en Energía, a fin de informar a la Alta Dirección del Ministerio de Energía y Minas los logros, las dificultades y proponer las alternativas de solución.

- Logré la gestión y articulación con la Dirección General de Electrificación Rural, Dirección General de Electricidad y Dirección General de Hidrocarburos en el destrabe de proyectos de electrificación rural, líneas de transmisión y proyectos de masificación de gas natural, respectivamente.
- Logré la aprobación del Plan de Cumplimiento de Emergencia y Transición de Energía 2021.
- Logré la aprobación del Plan de Cumplimiento de Energía 2021.

#### **Osinergmin**

Es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

#### **Especialista económico**

**Febrero 2018 – Marzo 2019**

Elaborar los indicadores de seguimiento de la productividad y desempeño de los diferentes procesos comerciales de supervisión de gas natural.

Elaborar el informe técnico del cálculo de multas aplicable a la concesionaria de la distribución de gas natural en Lima Metropolitana.

Elaborar planes estratégicos, proyectos de mejora, estrategias de comunicación y modelos de negocio de la Unidad Técnica de Supervisión de Gas Natural y del área comercial para impulsar la masificación del uso de gas natural residencial.

- Reducción del 20% de denuncias no atendidas interpuesta por los usuarios a la concesionaria de Lima y Callao.
- Incremento del 50% del programa educacional en charlas y capacitaciones a los usuarios potenciales del servicio de gas natural.

### **Grupo Business Projects and Management S.A.C.**

Empresa dedicada al servicio de negocios y servicio de consultoría integral.

#### **Jefe de Proyectos**

**Junio 2017 – Febrero 2018**

Desarrollar negocios y servicios de consultoría integral en estructuración técnica, económica y financiera de proyectos de infraestructura energética, inmobiliaria, telecomunicaciones, transporte y logística.

Analizar e identificar oportunidades de inversión a través del desarrollo de modelo de negocios y proyectos del tipo asociaciones público privadas o consultorías económicas a empresas privadas y entidades gubernamentales.

- Logré el incremento del 25% en servicios de consultorías y presentaciones de proyectos a nivel de perfil ante la Municipalidad Metropolitana de Lima y Proinversión.

### **FORMACIÓN PROFESIONAL**

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2018 – 2021  
Maestría en Gestión de la Energía

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2018 - 2018  
Diploma de Especialización en Gestión de Gas Natural

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2017 – 2017  
Diploma de Especialización en Mercados y Regulación Tarifaria en Energía

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2017 – 2017  
Diploma de Especialización en APPS

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2015 – 2015  
Curso de Gerencia del Negocio de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS 2013 – 2013  
Licenciado en Economía

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS 2007 – 2011  
Bachiller en Economía

### **IDIOMAS**

CENTRO CULTURAL PERÚ BRASIL 2020 – 2021  
Portugués - Nivel avanzado.

**OTROS ESTUDIOS**

UNIVERSITAT AT BARCELONA: <i>Stage Internacional FUNSEAM</i>	2020
USIL: <i>Contrataciones con el Estado</i>	2020
USIL: <i>INVIERTE.PE</i>	2020
ISIL: <i>Redacción y Lenguaje Inclusivo</i>	2020
PCM: <i>Implementación en la Gestión por Procesos</i>	2020
CEPEA: <i>Técnico de Computación</i>	2003

## **Carlos Orlando Holguin Valdivia**

Ingeniero Naval y Oficial de la Marina de Guerra del Perú, con sólida formación en valores, proactiva con habilidades para trabajar en equipo y que gusta de lograr objetivos, con 28 años de experiencia en manejo y dirección de personal, elaboración de presupuestos de empresas estatales, así como en la elaboración y evaluación de planes estratégicos y operativos. Sólidos conocimientos en trabajos y estudios de hidrografía, Oceanografía y geología Marina, gerencia de proyectos y estudios en Gas y petróleo. Magíster en Gestión de la Energía con nivel de inglés intermedio y portugués avanzado.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **Presidencia del Consejo de Ministros**

Ministerio responsable de la coordinación de políticas nacionales de carácter sectorial y multisectorial del Poder Ejecutivo y de la coordinación de las relaciones con los demás Poderes del Estado, los organismos constitucionalmente autónomos, los gobiernos regionales, los gobiernos locales, y la sociedad civil.

#### **Edecán del Presidente del Consejo de Ministros** **Enero 2020 – Enero 2021**

Asesorar y coordinar todo lo relacionado al planeamiento y desarrollo de acciones de la Marina, así como planeamiento, coordinación y desarrollo de eventos castrenses navales.

Oficial naval enlace con las demás instituciones del estado y encargado de la seguridad del Presidente del Consejo de Ministros.

#### **Escuela Nacional de Marina Mercante “Almirante Miguel Grau”**

La ENAMM es un Centro de Educación Superior de nivel universitario, encargada de formar profesionales y especialistas en el entorno náutico; así como del perfeccionamiento y capacitación técnica, de acuerdo a estándares establecidos por la OMI; fomenta el desarrollo de la conciencia marítima, promueve la creación y difusión de la cultura, el desarrollo científico, humanista, el conocimiento, la calidad educativa; el cambio y la formación integral de la persona.

#### **Sub Director**

**Enero 2019 – Enero 2020**

Coordinar y controlar las actividades académicas; de formación disciplinaria y de servicios de la Escuela, para que se ejecuten de acuerdo a la Política y Disposiciones impartidas por el Director.

Dirigir la elaboración y someter a consideración de la Dirección, los Planes Anuales de Actividades de la Escuela, el Presupuesto correspondiente y la Memoria Anual de acuerdo a los lineamientos establecidos.

Supervisar la programación de las actividades académicas, disciplinarias, deportivas y administrativas, así como el cumplimiento respectivo.

#### **DIRECCIÓN DE HIDROGRAFÍA Y NAVEGACIÓN - DHN**

La misión de la Dirección de Hidrografía y Navegación es administrar, operar e investigar las actividades relacionadas con las ciencias del ambiente en el ámbito



acuático, con el fin de contribuir al desarrollo nacional, brindar apoyo y seguridad en la navegación a las Unidades Navales y a los navegantes en general y contribuir al cumplimiento de los objetivos institucionales.

### **Jefe del departamento de Proyectos Especiales y Asuntos Antárticos**

**Marzo 2018 –Enero 2019**

Supervisar y coordinar con los organismos públicos y privados, nacionales e internacionales, actividades correspondientes a la proyección, desarrollo e implementación de los proyectos especiales orientados a optimizar la investigación, innovación y transferencia tecnológica, vinculada a asuntos antárticos.

Asesorar a la Dirección de Hidrografía y Navegación en los Convenios, acuerdos y estudios para el soporte Técnico- Científico y logístico del Buque Oceanográfico con Capacidad Polar y la Base Antártica Machu Picchu.

Elaborar el presupuesto necesario para la participación de la Marina de Guerra el Perú en las Campañas Científicas Antárticas, efectuando la sustentación correspondiente.

Participar en el planeamiento, dirección y/o ejecución de actividades de carácter científico, operacional y logístico en el Continente Antártico, de responsabilidad de la Dirección de Hidrografía y Navegación.

### **FORMACIÓN PROFESIONAL**

ESCUELA SUPERIOR DE GUERRA NAVAL 2021 – actualidad  
Maestría en Política Marítima

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS 2018 – 2021  
Maestría en Gestión de la Energía

ESCUELA NACIONAL DE MARINA MERCANTE “ALMIRANTE MIGUEL GRAÚ”  
Maestría en Administración Marítima, Portuaria y Pesquera. 2019 – 2020

UNIVERSIDAD DE INGENIERIA Y TECNOLOGÍA 2018 – 2018  
Programa Internacional en Gestión de Gas y Petróleo

PONTIFICA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ 2011 – 2012  
Diplomado de implementación y auditoría de Gestión de la calidad, ambiental y seguridad y salud ocupacional

PONTIFICA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ 2008 – 2008  
Diplomado de Gerencia de Proyectos y Calidad

ACADEMIA POLITÉCTICA DE LA ARMADA – CHILE 2003 – 2004  
Ingeniero Naval con mención en Hidrografía y Oceanografía

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA 1993 – 1998  
Licenciado de Ingeniería Mecánica con mención en Ingeniería Naval

ESCUELA NAVAL DEL PERÚ 1993 – 1998

Licenciado en Ciencias Navales

**IDIOMAS**

UNIVERSIDAD DE SAN MARTÍN DE PORRES

2020 – 2020

Portugués - Nivel avanzado.

## **Roy Ronald Zuñiga Accostupa**

Profesional en Ingeniería Industrial y mantenimiento de maquinaria de planta, Magíster en Gestión de la Energía, con especialización en Gestión de mantenimiento, con 10 años de experiencia en el sector de hidrocarburos. Una persona minuciosa y proactiva con habilidades para trabajar en equipo y que gusta de lograr objetivos. De personalidad positiva y dinámica, con sólida formación en valores, facilidad para la gestión de personal y trabajo en equipo. Sólidos conocimientos en gestión de mantenimiento, análisis de indicadores, optimización de procesos, elaboración y evaluación de planes operativos en el sector de hidrocarburos.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **Gas Natural de Lima y Callao S.A. - CÁLIDDA**

Empresa dedicada a la distribución de gas natural a través de red de ductos en la concesión de los departamentos de Lima y Callao.

#### **Ingeniero de Prevención de Daños – Integridad                      Setiembre 2016 – Actualidad**

- Gestionar el servicio de Prevención de Daños a empresas terceras (Análisis de interferencias con la infraestructura de gas natural, elaboración de cotizaciones, seguimiento de pagos, planificación, programación y supervisión de la ejecución).
- Elaboración de indicadores de desempeño del área (ratio de afectaciones, nivel de riesgo, productividad del contratista y efectividad de actividades preventivas).
- Elaboración y control de la ejecución del presupuesto anual del área (OPEX y CAPEX).
- Análisis de datos estadísticos de actividades PPD (visitas preventivas realizadas, capacitaciones, afectaciones, etc.) para elaboración de informe de resultados.
- Seguimiento y control de obras (gestión de recursos personales, materiales, análisis de riesgos, coordinaciones y resolución de incumplimientos).
- Revisión, validación y pagos en SAP de valorizaciones de nuestros contratistas.
- Apoyo provisional de coordinación del área durante ausencia de jefe directo.

#### **Técnico de Prevención de Daños – Integridad                      Julio 2013 – Setiembre 2016**

- Revisión de la programación de visitas preventivas a obras de acuerdo con la matriz de riesgos.
- Supervisión en campo y control de calidad a nuestros contratistas.
- Gestionar las capacitaciones del Plan de Prevención de Daños a las empresas terceras.
- Investigación de afectaciones ocurridas en infraestructura de gas natural y aplicación de medidas correctivas para evitar eventos similares.
- Gestionar recursos materiales para cumplir con el plan de prevención de daños (Requerimiento, entrega de materiales y análisis de consumos).

#### **Refinería La Pampilla S.A.A. – Grupo Repsol del Perú**

Empresa dedicada a la refinación de petróleo para la obtención de combustibles comerciales, tales como: gasolinas, diésel, GLP, asfaltos, residuales, entre otros.

## **Planificador y programador de Mantenimiento – Equipos Estáticos**

**Agosto 2010 – Julio 2013**

- Seguimiento y control de trabajos de mantenimiento, uso de indicadores de gestión.
- Elaboración de procedimientos internos de gestión, control y mejora de procesos.
- Coordinación con las áreas involucradas para el correcto flujo de información.
- Revisión y clasificación de las órdenes de Trabajo para la elaboración del programa diario de trabajos de mantenimiento.
- Consolidación y revisión del reporte diario y ejecutivo de mantenimiento.
- Elaboración y análisis de indicadores de mantenimiento.
- Elaboración y control de la ejecución del presupuesto anual del área (OPEX y CAPEX).
- Revisar los planes de mantenimiento preventivo, optimizar frecuencias e ingresarlos al software de mantenimiento “Máximo”.
- Administración de los contratos de ejecución del mantenimiento preventivo.
- Supervisión de la ejecución de órdenes de trabajo (Mantenimiento de hornos, calderas, intercambiadores de calor, tuberías, tanques, trabajos rutinarios, etc.).

## **Solo del Perú S.A.C.**

Empresa dedicada a la venta de equipos de agricultura y jardinería como atomizadoras, pulverizadoras, motoguadañas, cortacésped, sopladoras, termonebulizadoras, etc.

## **Jefe de Servicio Técnico**

**Marzo 2009 – Agosto 2010**

- Supervisión de la ejecución de órdenes de trabajo (Reparación y mantenimiento de atomizadoras, pulverizadoras, motoguadañas, motosierras, termonebulizadoras, etc.).
- Reordenamiento general del taller, sectorizando posiciones para fácil ubicación visual.
- Mejoré los tiempos de reparación por máquina preparando facilidades y reorganizando el orden de las actividades.
- Esquematización y programación de las órdenes de trabajo con anticipación para conseguir eficacia en el trabajo.
- Coordinación de proformas realizadas con clientes externos acerca de la reparación de sus equipos.
- Realicé informes técnicos detallados acerca del análisis de falla causa raíz de un equipo.
- Realicé capacitaciones acerca del buen funcionamiento y mantenimiento preventivo de los equipos.

## **FORMACIÓN PROFESIONAL**

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSINESS

2018 – 2021

Maestría en Gestión de la Energía

UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA

2013 - 2015

Bachiller en Ingeniería Industrial con mención en Comercio Internacional

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ Diplomado de Especialización en Gestión de mantenimiento	2012 - 2012
INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR TECSUP Técnico en Mantenimiento de Maquinaria de Planta	2005 – 2010
<b>IDIOMAS</b>	
ASOCIACION CULTURAL PERUANO BRITÁNICA Nivel avanzado.	2005 – 2010
<b>OTROS ESTUDIOS</b>	
International Stage. FUNSEAM.	2020
Evaluación del diseño para sistemas de transporte y distribución de gas natural y operación de gasoductos y gestión de integridad. COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERÚ – CAP DE INGENIERÍA QUÍMICA.	2017
Excel Avanzado. CIBERTEC	2016
Código ASME B31.8 Tuberías de transporte y distribución de gas natural. ENGINZONE.	2015
Software de Sistema de información geográfica ARCGIS 10.1. CALIDDA	2014

## **RESUMEN EJECUTIVO**

En base a las experiencias internacionales exitosas de corredores azules en Europa, China y Norteamérica, se identifica una oportunidad de negocio en implementar las EESS de GNL; por lo tanto, se evalúa la factibilidad económica, financiera y técnica para utilizar GNL como combustible en el transporte vehicular de camiones, ómnibus y remolcadores en el corredor vial costero peruano. Para ello, se plantea los objetivos siguientes:

Determinar las ubicaciones estratégicas para construir e implementar las EESS de GNL en el corredor vial costero peruano.

Analizar el mercado potencial de GNL para vehículos pesados en el norte y sur del país.

Proponer un diseño de instalación para las EESS de GNL en el norte y sur del país.

Evaluar el marco normativo de promover el uso y suministro de GNL para el transporte vehicular de carga pesada y pasajeros.

El presente trabajo de investigación tiene por finalidad analizar la viabilidad económica, financiera y técnica en implementar las EESS para suministro de GNL del transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros en el corredor vial costero peruano; en otras palabras, se pretende sustituir gradualmente el consumo de diésel por el GNL en vehículos pesados a lo largo del corredor vial costero en el Perú.

La metodología utilizada para alcanzar los objetivos trazados consiste en realizar el trabajo de gabinete respecto al mercado del diésel, gas natural, transporte terrestre y EESS de GNL en Europa, América y Asia, con el fin de pronosticar mediante un modelo econométrico ARIMA la demanda nacional de diésel a nivel nacional al año 2040, y a través del análisis de correlación de las variables explicativas, la demanda de diésel en los departamentos de interés, tales como: La Libertad, Lima, Arequipa e Ica, el flujo vehicular y los precios estimados del GNL en las EESS propuestas para complementar la oferta del mercado como ingresos del proyecto.

En segundo lugar, con el fin de estimar los egresos del proyecto, se analiza los pliegos tarifarios de los actuales concesionarios de distribución de gas natural ubicados en La Libertad, Lima, Ica y Arequipa, y en base a las entrevistas a profundidad al panel de expertos, se determina el costo del GNL en la EESS propuestas y su proyección al año 2040.

En tercer lugar, se evalúa el marco legal pendiente de publicación por parte del Minem, ya que aún se encuentra en revisión y absolución de consultas la modificación de las normas referidas a la comercialización del GNC y GNL e instalación y operación de establecimientos de GNV, la cual incorpora la definición del GNL como combustible para venta al público.

En cuarto lugar, se propone la propuesta de diseño e implementación de las EESS en el corredor vial costero peruano, el cual especifica el área del terreno, la descripción

de equipos principales, las instalaciones eléctricas, las distancias de seguridad y las ubicaciones estratégicas en los departamentos de La Libertad, Lima, Ica y Arequipa.

Finalmente, se realiza la evaluación económica financiera del uso del GNL como sustituto progresivo del diésel en los vehículos pesados y un análisis de sensibilidad con el uso del software @Risk, por lo que se demuestra que el proyecto es viable con un VAN de US\$ 74.3 millones y una TIR de 70.15%, cifra superior en cuatro (4) veces más respecto a la tasa de descuento estimada (14.11%) en el escenario esperado. Asimismo, se determina la rentabilidad para el transportista en migrar a la tecnología del GNL (100% puro) en vehículos pesados, la cual totaliza un VAN de US\$ 122.3 millones con una TIR de 35.96% y la recuperación de la inversión para adquirir el vehículo pesado es cercano a los 2 años.

Resumen elaborado por los autores

## **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN**

### **1.1. Planteamiento del problema**

Durante el periodo 2012-2020, la demanda de diésel aumenta de 94.9 MBDC a 102.6 MBDC (8.2%) y las importaciones, de 34.7 MBDC a 65.4 MBDC (88.4%). Este cambio en las importaciones se debe al incremento de la demanda del mercado y a la aplicación de la normativa para la comercialización del DB5 S50 en todo el país (producto comercial con 50 ppm de azufre), lo que obliga a los productores a incrementar las importaciones de diésel con bajo contenido de azufre utilizado en las preparaciones del producto final y modificar sus procesos productivos para obtener este combustible en sus instalaciones; por consiguiente, afecta negativamente la balanza comercial de hidrocarburos.

En el año 2013, como parte de la política de masificación del uso de gas natural a nivel nacional, el Estado suscribe dos contratos de concesión (Norte y Sur Oeste) del sistema de distribución de gas natural por red de ductos, en los que Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii) y Gas Natural Fenosa Perú S.A. (Naturgy) se comprometen a instalar y mantener operativas un mínimo de nueve (9) y cuatro (4) EESS de GNV, respectivamente, ya sea en estado comprimido y/o licuefactado hasta culminar el primer plan de conexiones (año 2025). Por una parte, Quavii planea instalar dos (2) EESS de GNL en Alto Moche (La Libertad) y Huarney (Áncash), las cuales prevé iniciar la puesta en operación comercial en julio o agosto del año 2021. Por otro lado, Naturgy anuncia su decisión de resolver el contrato con el Estado, por lo que no se tiene previsto instalar alguna EESS de GNL en la zona sur del país. Finalmente, como plan de negocio privado, Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda) planea instalar dos (2) EESS de GNL, una en Puente Piedra (Lima) y otra en la zona sur de Lima; por lo tanto, se prevé iniciar la puesta en operación comercial de la EESS de Puente Piedra en el segundo semestre del año 2021.

En el año 2019, los combustibles con mayor demanda en el país son el gas natural con 34% y el diésel con 32% de participación. El sector transporte totaliza 77.7 MBDC, principalmente por la demanda de los vehículos interprovinciales y los vehículos de transporte de carga pesada, quienes alcanzan participaciones significativas en el consumo de diésel de 95.9% y 99.3%, respectivamente.



En la actualidad, los vehículos ligeros<sup>1</sup> utilizan principalmente diésel, gasolinas y GNV (en estado comprimido). Por otro lado, los vehículos pesados<sup>2</sup> (interprovinciales y carga pesada) utilizan mayormente diésel. Respecto al GNV (en estado comprimido) se evidencia poca penetración en el sector vehicular, debido a la poca autonomía para recorridos de largas distancias.

Ante este creciente aumento de importaciones de diésel, y con la finalidad de diversificar la matriz energética, se propone evaluar la sustitución en forma progresiva el tipo de combustible utilizado en el transporte vehicular de carga pesada y pasajeros (diésel, principalmente) por GNL, en construir e implementar EESS de este combustible en lugares estratégicos; es decir, un corredor de suministro de GNL.

Por lo tanto, con modificar la normativa<sup>3</sup> del Decreto Supremo N° 006-2005-EM *Reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV* y el Decreto Supremo N° 057-2008-EM *Reglamento de comercialización de GNC y GNL*, se busca promover el uso de GNL, las cuales incorporan su definición y permiten la comercialización en el país.

En síntesis, se realiza una evaluación económica, financiera y técnica en el uso y consumo de GNL en el transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros en el corredor vial costero peruano.

## **1.2. Objetivos**

### ***Objetivo General***

Analizar la viabilidad económica, financiera y técnica en implementar las EESS para suministro de GNL del transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros en el corredor vial costero peruano.

### ***Objetivos Específicos***

- a) Determinar las ubicaciones estratégicas para construir e implementar las EESS de suministro de GNL en el corredor vial costero peruano.

---

<sup>1</sup> Es el vehículo autopropulsado de cuatro ruedas tales como: automóviles, station wagon, camioneta pick up, camioneta panel, camioneta rural y furgoneta, entre otros, con un peso bruto vehicular no superior a cinco (5) toneladas según el Reglamento Nacional de Vehículos (MTC, 2003).

<sup>2</sup> Es el vehículo comercial diseñado para el transporte de personas o mercancías de dos o más ejes, tales como: omnibuses, camiones, remolcador o tracto camión, remolques y semi-remolques, entre otros, con un peso bruto vehicular mayor a 3.5 toneladas según el Reglamento Nacional de Vehículos (MTC, 2003).

<sup>3</sup> El Proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL se encuentra en revisión y absolución de consultas por la DGH (Minem, 2021).

- b) Analizar el mercado potencial de GNL para vehículos pesados en el norte y sur del país.
- c) Proponer un diseño de instalación para las EESS de GNL en el norte y sur del país.
- d) Evaluar el marco normativo de promoción del uso y suministro de GNL para vehículos pesados.

### **1.3. Justificación**

En primer lugar, se cuenta con amplio potencial para el desarrollo de la industria del gas natural a fin de mejorar la calidad de vida de la población peruana, pues permite el acceso a una fuente de energía limpia, económica y eficiente. En ese sentido, como parte de la Política Energética Nacional 2010-2040, el Estado promueve la política pública de la masificación del uso de gas natural a nivel nacional en beneficio de los usuarios residenciales, comerciales, vehiculares, industriales y generadores eléctricos.

En segundo lugar, como el Perú es deficitario en la producción de diésel de bajo azufre, es necesario aprovechar el uso y masificación del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, la cual genera una mejor oferta a los usuarios por ser un combustible más económico.

En tercer lugar, se encuentra alineado con las INDC entregadas por el Gobierno peruano a las Naciones Unidas en septiembre del año 2015, en sintonía con el Acuerdo de París, pues contempla la reducción del 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero proyectada al año 2030, producto del menor efecto contaminante del GNL respecto al diésel.

En cuarto lugar, sustituir el diésel empleado en el transporte de carga e interprovincial de pasajeros por GNL a través de un corredor vial costero peruano es considerado un proyecto relevante en el sector transporte, según el Plan Energético Nacional 2014-2025.

Finalmente, la masificación y uso del GNL permite mejorar la balanza comercial energética del país, de modo que el Estado pueda destinar estos recursos en inversiones de políticas prioritarias de Gobierno, tales como: salud, educación y seguridad ciudadana.

#### **1.4. Contribución**

Los autores de la presente tesis evalúan la viabilidad económica-financiera, técnica y marco normativo de comercialización de GNL en las EESS, a fin de promover e implementar el transporte sostenible en vehículos pesados, lo cual proporciona al sector transporte un mayor beneficio económico, mayor diversificación energética y mayor sostenibilidad ambiental.

La investigación proporciona importantes beneficios económicos a nivel país, en especial al sector transporte, dado que se logra la reducción de costos en empresas de transporte, ahorro económico de los transportistas, reducción del déficit comercial por importación de diésel B5 y mayor recaudación de regalías a beneficio de las regiones.

Además, se plantea renovar y diversificar el parque automotor con otra fuente energética (GNL), la cual se tiene en el mercado interno y es menos proclive a factores internacionales, en caso exista desabastecimiento por un problema en la importación del diésel.

Finalmente, se logra un beneficio medioambiental, ya que la combustión de GNL genera menores emisiones y contribuye al cambio climático. Por lo tanto, no genera material particulado ni óxido de azufre, sino los beneficios siguientes: i) disminuye las emisiones de NO y CO, y ii) reduce hasta un 50% el nivel de ruido. Estas tecnologías de vehículos a GNL nos posibilitan llegar a parámetros de normativas EURO VI.

#### **1.5. Alcance y limitaciones**

El alcance de la presente tesis se encuentra enmarcado a comercializar GNL en camiones, ómnibus y tracto-camiones que transitan a lo largo del corredor vial costero peruano.

Además, se diseña el esquema de instalación e infraestructura de las EESS para el suministro de GNL, con el objeto de considerar la proyección del tránsito vehicular en la costa norte y sur del país.

Las limitaciones de la presente tesis son las siguientes: i) falta de planificación del Estado en brindar celeridad a la promoción del marco normativo para la comercialización del GNL; ii) resistencia al cambio del diésel por GNL al ser una tecnología avanzada con mayores montos de inversión para las empresas de vehículos pesados y plena aceptación del transportista, puesto que no se cuenta con un marco de

incentivos para su rápido desarrollo en el país; iii) acceso a un estudio de tránsito vehicular en la costa peruana realizada por el sector privado; iv) limitada información de ingresos y salidas de vehículos pesados en las unidades de peajes administradas por empresas concesionarias privadas, e v) información privada de evaluaciones económicas-financieras en la implementación de buses y camiones a GNL en Sudamérica.

## **1.6. Metodología**

Para alcanzar los objetivos propuestos, se realiza un trabajo de gabinete a través de fuentes secundarias y una investigación cualitativa mediante la técnica de las entrevistas a profundidad al panel de expertos (fuentes primarias).

### ***Investigación de gabinete***

El trabajo de gabinete consiste en la recopilación, procesamiento y análisis de literatura especializada y fuentes secundarias; es decir, trabajos de investigación, páginas web, revistas especializadas, artículos de noticias, seminarios virtuales, webinars, entre otros.

### ***Entrevistas a profundidad***

Mediante la técnica de las entrevistas a profundidad al panel de expertos<sup>4</sup>, se permite obtener información relevante del corredor azul en la costa peruana que sea de utilidad en la evaluación técnica, económica y normativa para justificar la implementación de la presente propuesta, la cual se detalla en la Tabla 1.1.

Por lo tanto, se diseña un cuestionario estructurado y estandarizado con preguntas abiertas al panel de expertos del sector transporte e hidrocarburos.

En efecto, producto de la COVID-19 y sus variantes, todas las entrevistas a profundidad al panel de expertos se realizan mediante la modalidad virtual (google meet y/o zoom).

---

<sup>4</sup> Ver Anexo I.

**Tabla 1.1. Panel de expertos a entrevistar**

Expertos	Nombres y Apellidos	Empresa / Ministerio	Cargo	Fecha de la entrevista
E1	Rafael Segovia Castro	Shell Perú	Gerente Comercial	21 de abril de 2020
E2	Fernando Cerna Chorres	Ministerio de Transportes y Comunicaciones	Director General de la Dirección General de Políticas y Regulación en Transporte Multimodal	01 de mayo de 2020
E3	Francisco Cruzado Rodríguez	Quavii	Jefe de Operaciones y Mantenimiento	06 de julio de 2020
E4	Gary Lozada Silva	Transportes Rodrigo Carranza	Administrador de Operaciones	09 de julio de 2020
E5	Luis Tello Abad	Consultor	Especialista de Gas Natural	09 de julio de 2020
E6	Eduardo Landeo Bazán	Scania del Perú	Gerente de Ventas	10 de julio de 2020
E7	Ricardo Mejía Valdívía	Naturgy	Gerente de Operaciones de Distribución de Gas Natural	11 de julio de 2020
E8	Luis Hernández Hernández	Repsol	Especialista de Estaciones de Servicio	23 de julio de 2020
E9	Daniel Rubio Pisano	Modasa	Gerente de la División de Buses	04 de agosto de 2020
E10	Alex Navarrete Pereda	Ministerio de Energía y Minas	Especialista de la Dirección de Gas Natural	05 de septiembre de 2020
E11	Victor Murillo Huamán	Ministerio de Energía y Minas	Viceministro de Hidrocarburos	13 de enero de 2021

Elaboración: Autores de esta tesis

## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Diésel

Conceptualmente, el diésel es un combustible obtenido de la destilación del petróleo y que luego de pasar por procesos adicionales adopta propiedades adecuadas para su uso en motores de combustión interna alternativo y de encendido por compresión (motores diésel), motores marinos y estacionarios, según la normativa vigente en cada región.

Se encuentra conformado por una serie de componentes que tienen un intervalo de ebullición aproximado entre 160°C y 360°C. Así, un parámetro de control importante es el contenido de azufre, debido a su poder contaminante cuando es expulsado al medio ambiente luego de la combustión; por este motivo, existen normativas en diferentes países que limitan el contenido de este componente hasta un valor máximo.

En el Perú, la comercialización de este combustible no es 100% puro, sino que la normativa actual, debido a necesidades medioambientales exige un contenido de 5% en volumen de Biodiesel (B100); además, no debe superar las 50 partes por millón de contenido de azufre, siendo la denominación comercial final DB5 S50. Este requerimiento de uso de biocombustibles surge con la publicación del Decreto Supremo N° 021-2007-EM, el cual tuvo los objetivos principales siguientes: i) promover el mercado de los biocombustibles sobre la base de la libre competencia; ii) diversificar el mercado de los combustibles; iii) fomentar el desarrollo agropecuario y agroindustrial para la generación de empleo, y iv) reducir la contaminación ambiental.

En la Tabla 2.1, se muestra la proporción de Diésel N°2 y Biodiesel B100 para cada denominación final de diésel; mientras que, en la Tabla 2.2 se especifica el cronograma de adecuación a la normativa.

**Tabla 2.1. Porcentaje de mezcla de biodiesel B100 con Diésel N°2**

<b>% Vol. Biodiesel B100</b>	<b>% Vol. Diesel N°2</b>	<b>Denominación</b>
2	98	Diesel B2
5	95	Biesel B5
20	80	Diesel B20

Fuente: Minem, 2007

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 2.2. Cronograma de comercialización de Biodiesel**

Denominación	Disposición
Biodiesel B100 y Diesel B20	19 abril del 2007, inicio de comercialización de DDMM a consumidores autorizados por la DGH.
Diesel B2	19 abril del 2007, inicio de comercialización.
Diesel B2	1 de enero 2009, obligatorio en todo el país
Diesel B5	1 de enero 2011, obligatorio en todo el país

Fuente: Minem, 2007

Elaboración: Autores de esta tesis

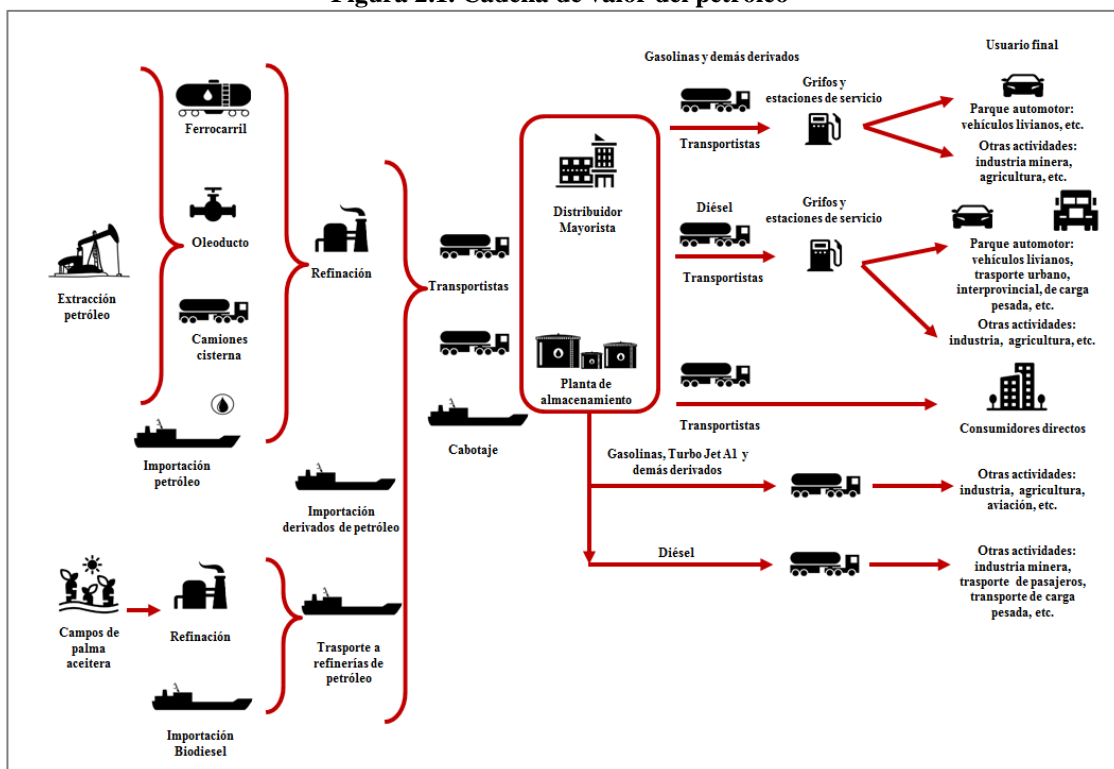
El marco legal del contenido máximo de azufre en el diésel, se publica con la Ley N° 28694, Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel, la cual prohíbe la comercialización del diésel B5 con un contenido mayor a 50 ppm en todo el territorio nacional a partir del 1 de enero de 2010. Sin embargo, a través del Decreto Supremo N° 061-2009, se establecen los criterios de determinación de zonas geográficas a aplicar en dicha norma y especificar que la fecha indicada contemplaba, inicialmente, Lima y Callao. Posteriormente, con la Resolución Ministerial N° 139-2012-MEM/DM, se incluyen los departamentos de Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios. Luego, con el Decreto Supremo N°009-2015-MINAM, se amplía el alcance a los departamentos de Junín, Tacna y Moquegua a partir del 1 de enero de 2016. Finalmente, con el Decreto Supremo N° 038-2016-EM, se incluyen los departamentos de Áncash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco a partir del 1 de enero de 2017.

### **2.1.1. Cadena de valor**

La cadena de valor del diésel se encuentra relacionada a todas las etapas de tratamiento del petróleo, desde su extracción hasta la llegada al usuario final, ya que es un producto derivado de este. El Perú, al ser deficitario de petróleo, debe importar gran parte del volumen que es procesado en las refinerías a través de buques; además, para la producción del DB5 S50, se requiere el abastecimiento de biodiesel proveniente de las empresas productoras, las cuales refinan localmente el aceite de palma sembrado en el país u obtenido por importación.

En la Figura 2.1, se muestra el esquema de todas las actividades relacionadas.

Figura 2.1. Cadena de valor del petróleo



Fuente: Osinergmin, 2017  
 Elaboración: Autores de esta tesis

**a) Extracción:**

Definida como la etapa en la que el petróleo existente en el pozo se extrae para su almacenamiento en tanques, acondicionamiento y posterior envío a la refinería o puerto destino por los siguientes medios: ferrocarril, oleoducto, camión cisterna o buque de petróleo. En el proceso se obtiene agua, lodos, entre otros, los mismos que se disponen siguiendo los procedimientos autorizados para tal fin.

Importación de petróleo:

En el caso peruano, la demanda de petróleo, a través de sus productos derivados, es mayor a la producción nacional; por este motivo, un gran volumen del petróleo procesado se importa de diferentes productores alrededor del mundo, siendo posteriormente transportado en buques petroleros a su destino final.

**b) Transporte de petróleo:**

El petróleo extraído de los pozos, una vez acondicionado, se envía hacia las refinerías para su procesamiento o hacia los puertos ubicados en el litoral costero para su exportación. Por ello, se hace uso de oleoductos, ferrocarriles o buques transportadores de petróleo.



### Importación de derivados:

Además del petróleo, es necesario importar otros productos utilizados en las preparaciones de productos finales para abastecer la demanda local; por ejemplo, el diésel de bajo azufre. La capacidad de producción de DB5 S50 de las refinerías no está en equilibrio con el mercado interno y se tiene la misma situación para el Biodiesel (B100), por lo que se obliga a completar el déficit de oferta con importaciones.

#### **c) Refinación:**

Es la actividad en donde el petróleo es procesado para obtener las diferentes fracciones que este contiene. Posteriormente, y dependiendo del tipo de producto intermedio, las fracciones se someten a procesos adicionales para acondicionar sus propiedades al requerimiento del mercado y así cumplir con la legislación vigente. Los productos finales se almacenan en sus respectivos tanques para su distribución y venta.

#### **d) Almacenamiento y despacho:**

Los productos finales se almacenan en tanques específicos para ser certificados. Una vez que cumplen con todas las especificaciones propias de la región se encuentran listos para ser comercializados; no obstante, en la carga de combustibles por buques, se realiza a través de los terminales marítimos que la refinería tenga para tal fin.

#### **e) Comercialización mayorista y minorista:**

Consiste en el transporte de los productos terminados desde la refinería hasta el cliente mayorista o minorista luego del despacho, ya sea por ductos, buque o por la planta de ventas que la refinería tenga en sus instalaciones. Los buques se encargan de distribuir los productos a lo largo del litoral de la región (cabotaje) o hacia el país al inicio de la gestión de la exportación. A nivel local, la comercialización se realiza, principalmente, a través de camiones cisternas, que transportan el producto por tierra hacia las zonas alejadas del litoral costero. Los ductos son utilizados previo acuerdo comercial entre la refinería y el cliente cuando se determina que este tipo de instalación conviene a ambas partes por economías de escala que utilizar medios comunes (cisternas o cabotaje).

### 2.1.2. Producción y consumo

En el año 2020, la producción de diésel en refinería disminuye 20.9% respecto al año 2019, lo cual pasa de 72.2 MBDC a 57.1 MBDC, debido a la caída de la demanda por efecto de la COVID-19, tal cual se observa en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3. Oferta del diésel, 2012-2020**  
(En miles de barriles)

Producto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diésel B5	21,197.7	17,661.5	16,656.8	16,097.6	10,744.4	4,556.9	3,476.4	4,181.6	1,257.6
Diésel B5 - S50	7,339.2	8,222.1	8,828.5	8,470.5	15,040.1	17,069.6	16,775.7	14,536.3	17,293.2
Diésel 2	261.0	530.6	2,838.8	3,056.8	2,551.9	3,411.4	2,418.3	3,238.2	1,504.8
Diésel Marino 2	115.2	128.9	127.5	102.9	68.6	51.7	57.0	425.7	133.7
Diésel 2 - S50	-	-	-	-	-	5,197.0	5,115.7	3,966.0	639.8
<b>Total diésel (MBLS)</b>	<b>28,913.1</b>	<b>26,543.1</b>	<b>28,451.6</b>	<b>27,727.8</b>	<b>28,405.0</b>	<b>30,286.6</b>	<b>27,843.1</b>	<b>26,347.7</b>	<b>20,829.1</b>
<b>Total diésel (MBDC)</b>	<b>79.2</b>	<b>72.7</b>	<b>77.9</b>	<b>76.0</b>	<b>77.8</b>	<b>83.0</b>	<b>76.3</b>	<b>72.2</b>	<b>57.1</b>

Fuente: Minem-Anuario Estadístico de Hidrocarburos, varios años

Elaboración: Autores de esta tesis

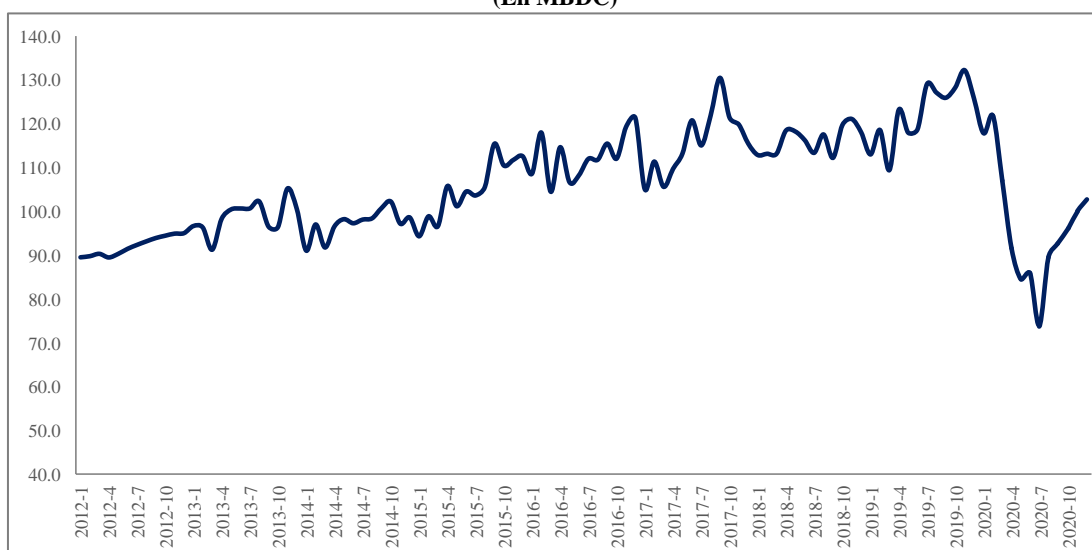
Con respecto a la demanda nacional de diésel, en el año 2019 totaliza 122.4 MBDC; mientras que, en el año 2018 alcanza 120.7 MBDC (incremento de 1.4%), debido a la mayor demanda del diésel B5-S50. Además, fue cubierta con importaciones en 37.7%, porque la capacidad de producción en las refinerías del país no pudo abastecer la demanda nacional.

Cabe precisar que, por efectos de la COVID-19, a diciembre del año 2020, la demanda nacional de diésel disminuye a 102.6 MBDC, debido a la Declaratoria de Emergencia Sanitaria Nacional<sup>5</sup> decretado por el Gobierno, lo cual origina menores consumos de diésel, producto del confinamiento, durante mayo, junio y julio. A partir de agosto, luego de la implementación de las fases 1 y 2 de la reanudación de actividades económicas, la demanda de diésel se incrementa en 14.5% al cierre del año pasado, principalmente por los mayores sectores demandantes: transporte y minería, tal cual se visualiza en la Figura 2.2.

---

<sup>5</sup> Según la Organización Mundial de la Salud, se calificó el brote del Coronavirus como una pandemia, ya que se extiende simultáneamente en más de cien países del mundo. Por lo tanto, el Gobierno del Perú publicó un Decreto Supremo que declara en Emergencia Sanitaria Nacional por el plazo inicial de 90 días calendario y dicta medidas de prevención y control de la COVID-19 que son prorrogados, ampliados y/o modificados por departamentos focalizados de acuerdo a los niveles de alerta extremo, muy alto y alto.

**Figura 2.2. Demanda de diésel, 2012-2020**  
(En MBDC)



Fuente: Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En la Figura 2.3, se muestra la variación del precio del diésel N°2 comercializado en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, marcador que sirve de referencia para definir el precio de paridad de importación en el Perú.

**Figura 2.3. Precio spot del diésel N°2 de bajo azufre**  
(En dólares por galón)



Fuente: EIA-Spot Prices, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En contraste con el precio del crudo WTI y Brent (EIA, 2020), se observa que la volatilidad de los precios del diésel N°2 con estos crudos se encuentran altamente correlacionados; asimismo, se puede apreciar el efecto de la COVID-19 en el primer

semestre del año 2020, por lo que el crudo cotiza a precios negativos, debido a la guerra de precios existente entre Arabia Saudita y Rusia, tal cual se visualiza en la Figura 2.4. Por otro lado, el precio del crudo Brent totaliza US\$ 41.96 por barril; mientras que, el precio del crudo WTI registra US\$ 39.16 por barril al cierre del año 2020 (EIA, 2020).

**Figura 2.4. Precio spot FOB del crudo Brent y WTI**  
(En dólares por barril)



Fuente: EIA-Spot Prices, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

### **2.1.3. Balanza comercial**

La balanza comercial de diésel durante el periodo 2012-2020 evidencia una oferta nacional inferior a la demanda del mercado (deficitaria). En otras palabras, las refinerías existentes no tienen la capacidad de producir todo el diésel del mercado, ya que es necesario incrementar las capacidades de producción de sus unidades y, en el caso particular de Petroperú, finalizar la construcción de la nueva planta hidrosulfuradora de diésel a fin de cumplir con los requerimientos medioambientales de 50 ppm de azufre, tal cual se visualiza en la Tabla 2.4.

En adición, se aprecia una reducción de la balanza en dicho período, debido al incremento de las importaciones de diésel para abastecer la demanda nacional de este combustible en continuo crecimiento.

**Tabla 2.4. Balanza comercial de diésel, 2012 – 2020**

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Balanza comercial (MBLS)</b>	-12,522.0	-17,017.3	-16,381.6	-18,258.2	-23,323.5	-23,552.3	-23,415.8	-24,093.1	-23,265.3

Fuente: Minem-Anuario Estadístico de Hidrocarburos, varios años

Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, la balanza comercial del año 2020 fue deficitaria tanto en unidades monetarias como en MBLS, de acuerdo a lo mostrado en la Tabla 2.5.

**Tabla 2.5. Balanza comercial de diésel, 2020**

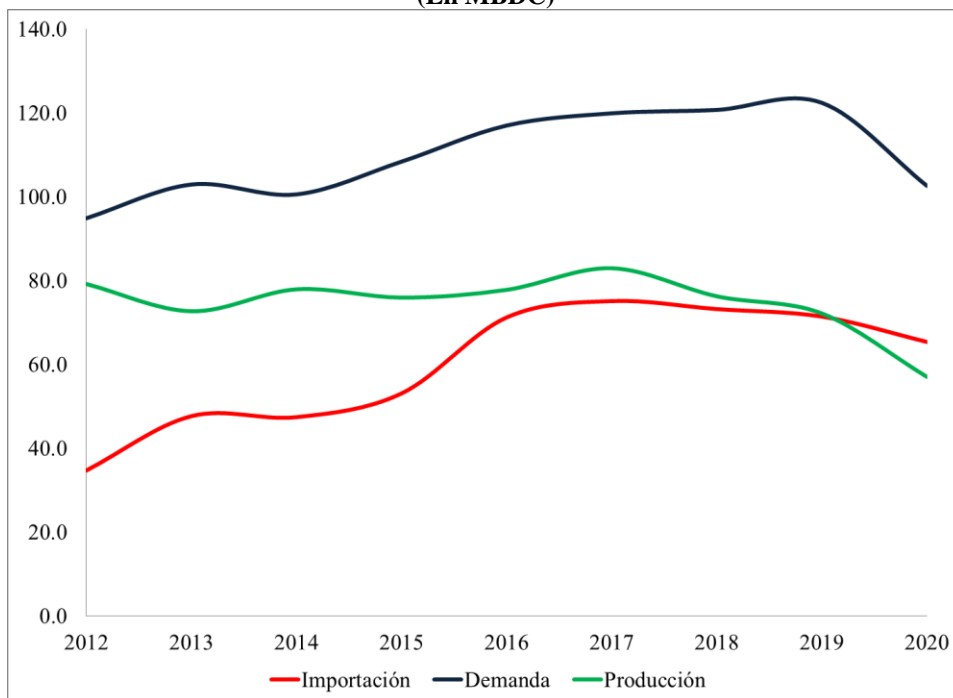
Exportaciones	US\$ / BL	MBLS	MUS \$
Diésel 2	89.1	606.3	54,008.5
Diésel 2 50 PPM	92.2	0.7	67.9
<b>Total exportaciones FOB</b>		<b>607.1</b>	<b>54,076.4</b>
Importaciones	US\$ / BL	MBLS	MUS \$
Diésel 2 50 PPM	76.4	3,414.0	260,841.0
Diésel B5-50 PPM	82.8	1,863.7	154,307.8
Diesel B5-BA	53.3	6,271.5	334,166.8
ULSD	49.4	12,323.3	609,064.5
<b>Total importaciones CIF</b>		<b>23,872.4</b>	<b>1,358,380.1</b>
<b>Balanza comercial</b>		<b>-23,265.3</b>	<b>-1,304,303.8</b>

Fuente: Minem–Reporte estadístico mensual de Hidrocarburos, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

En la Figura 2.5, se muestra el análisis de la importación, demanda y producción de diésel durante el periodo 2012-2020. El crecimiento de la demanda es evidente en los últimos nueve (9) años, debido al crecimiento de la economía; sin embargo, no se observa el mismo comportamiento en la importación y producción, lo cual se explica por la puesta en vigencia de la normativa que regula el contenido de azufre de manera progresiva en todo el territorio nacional, por lo que se debe incrementar las importaciones de diésel de bajo contenido de azufre por parte de los productores. En el caso de Petroperú, la producción de diésel se reduce en los últimos años, debido a paros de la planta por los trabajos del PMRT; mientras que, en el caso de Refinería la Pampilla, a fines del año 2016 ingresa en servicio el bloque de diésel del proyecto RLP-21, que tiene como objetivo la producción de diésel con un contenido de azufre de 50 ppm.

**Figura 2.5. Importación, demanda y producción de diésel en el Perú, 2012-2020  
(En MBDC)**



Fuente: Minem; Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### **2.1.4. Esquema de precios**

La normativa peruana establece que los precios de combustibles deben definirse en el escenario de libre mercado (Ley N° 26221, 1993). No obstante, con el objetivo de evidenciar precios eficientes y razonables a la sociedad en un mercado competitivo, se determina que el Osinergmin calcule precios de referencia, la cual define los precios siguientes:

- a) Precio de referencia de importación (Paridad de importación): Es el precio ex-planta, se determina teniendo en cuenta el precio del combustible en un mercado relevante, lo cual adiciona los costos de fletes, seguros, aranceles, entre otros gastos.
- b) Precio de referencia de exportación (Paridad de exportación): Se determina el precio FOB del combustible en un mercado relevante, lo cual resta los costos de fletes, seguros, aranceles entre otros.

Además, para venta al público, los precios se determinan de la manera siguiente:

$$\begin{aligned}
& \textbf{Precio de venta al público} = \\
& \text{Precio Neto Refinería} \quad \quad \quad + \\
& \text{Impuesto rodaje (8\%)} \quad \quad \quad + \\
& \text{Impuesto selectivo al consumo (ISC)} + \\
& \text{Impuesto General a las Ventas (IGV)} + \\
& \text{Margen Comercial (libre de cada empresa)} \quad \quad \quad (1)
\end{aligned}$$

Como una forma de proteger al mercado interno de combustibles líquidos de las fluctuaciones de los precios internacionales, en el año 2004 se creó el FEPC. Su función es compensar a los productores e importadores el excedente del precio de referencia cuando este se encuentre por encima del límite superior de la banda de precios, previamente establecida. En el escenario inverso, donde el precio de referencia se encuentre por debajo del límite inferior de la banda, los productores e importadores deben aportar al fondo el remanente.

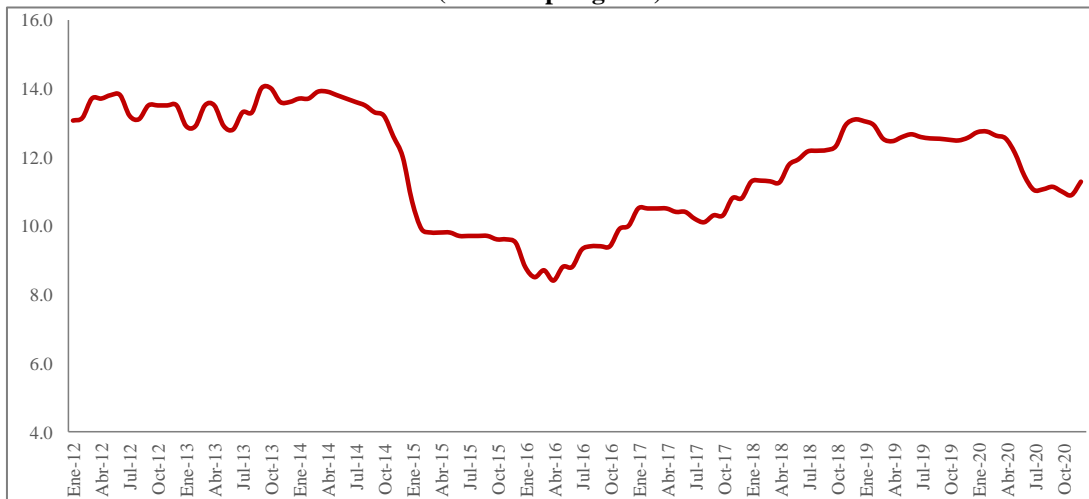
Cabe precisar que, tanto el GLP y el diésel son excluidos de la lista de productos afectos al FEPC, con el fin de facilitar el traslado de la caída de los precios internacionales de estos productos a favor de los consumidores (Minem, 2021).

#### **2.1.5. Precio histórico**

Durante el periodo 2012-2019, la evolución del precio histórico del diésel B5 S50 a nivel nacional muestra una tendencia fluctuante. En primer lugar, alcanza un precio de S/ 13.1 por galón en enero de 2012, y luego cae en 18.3% hasta registrar S/ 10.7 por galón en enero de 2015. Posteriormente, se totaliza incrementos sucesivos de 5.7% a febrero de 2018 (S/ 11.3 por galón) y 15.7% a diciembre de 2018 (S/ 13.1 por galón). Finalmente, se registra una caída de 4% hasta llegar a los S/ 12.6 por galón a diciembre de 2019, tal cual se observa en la Figura 2.6.

En el año 2020, el precio del diésel B5 S50 registra una tendencia a la baja hasta cotizar en S/ 11.3 por galón a diciembre de 2020. Así, en enero de 2020, se totaliza un precio de S/ 12.7 por galón hasta disminuir a S/ 11.0 por galón en julio de dicho año. Luego, se revierte el precio registrando incrementos sucesivos de 0.2% y 0.6% en agosto y septiembre, respectivamente y cae en 1.3% en octubre de 2020 (S/ 11.0 por galón). Finalmente, en noviembre de 2020 desciende a S/ 10.9 por galón.

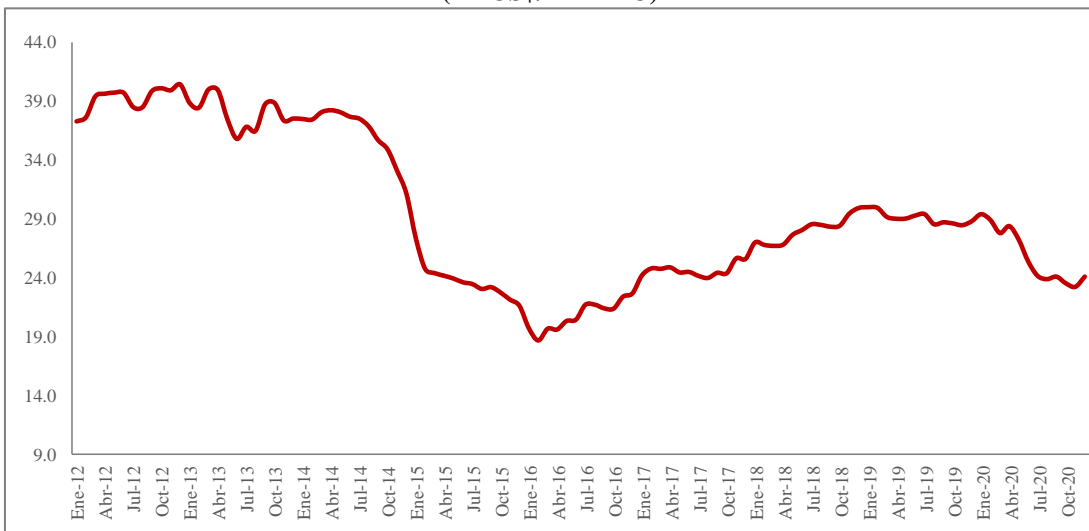
**Figura 2.6. Evolución del precio del diésel B5-S50 a nivel nacional  
(En soles por galón)**



Fuente: Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

A fin de realizar en los capítulos posteriores el análisis comparativo, se realiza la conversión del precio del diésel B5 S50 de galones a MMBTU, el cual totaliza 24.0 US\$/MMBTU en diciembre de 2020, de acuerdo a la Figura 2.7.

**Figura 2.7. Evolución del precio del diésel B5 S50 a nivel nacional  
(En US\$/MMBTU)**



Fuente: Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

## 2.2. Gas Natural

Es una de las energías primarias más limpias, seguras y económicas disponibles para uso domiciliario, comercial, industrial, vehicular y generación de energía eléctrica (central termoeléctrica).

Además, es un combustible fósil formado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentran en estado gaseoso o en disolución con el



petróleo (Cáceres, 2002). Compuesto por una mezcla de hidrocarburos livianos, los cuales varían de acuerdo al yacimiento de origen. Su principal componente es el metano (CH<sub>4</sub>), en una proporción del 79% al 97 % de su composición; mientras que, los otros componentes son el etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>), heptano (C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>), octano (C<sub>8</sub>H<sub>18</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e impurezas (helio, oxígeno, vapor de agua y derivados del azufre).

Según el Decreto Supremo N° 040-2008 EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos – art. 43° y 44° (Osinermin, 2008), el gas natural suministrado a los consumidores debe corregirse a condiciones estándar (st) de 1013,25 milibar (1 Atm.) de presión y 15,5 °C (60 °F). Asimismo, el volumen de gas natural es expresado en metros cúbicos y para propósitos de facturación se valoriza en función de su poder calorífico bruto o superior. En la Tabla 2.6, se presentan los siguientes parámetros referidos a su contenido.

**Tabla 2.6. Parámetros de la composición del gas natural a condiciones estándar (st)**

Parámetros de composición	Unidades
Máximo de partículas sólidas de diámetro ≤ 5 micrones; y libre de gomas, aceites, glicoles y otras impurezas	22.5 Kg/Millón m <sup>3</sup> (st)
Máximo de Sulfuro de hidrógeno	3 mg/m <sup>3</sup> (st)
Máximo de azufre total	15 mg/m <sup>3</sup> (st)
Máximo de dióxido de carbono	3.5 % de su volumen
Máximo de gases inertes (nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono)	6 % de su volumen
Máximo de agua en estado líquido	0 mg/m <sup>3</sup> (st)
Máximo de vapor de agua	65 mg/m <sup>3</sup> (st)
Máxima temperatura	50°C
Contenido calorífico bruto	Entre 8,450 Kcal/m <sup>3</sup> y 10,300 Kcal/m <sup>3</sup> (st)

Fuente: Osinermin, 2008

Elaboración: Autores de esta tesis.

En la Tabla 2.7, se muestra la composición de gas natural proveniente del lote 88 (gas de Camisea) utilizado en la distribución de Lima y Callao del país.

**Tabla 2.7. Composición del gas natural a 1,013 bar y 15.6 °C**

Composición del gas natural	Volumen (%)
Metano C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	89
Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.9
Propano C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.13
Butano C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0002
Pentano C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0002
Nitrógeno	1.2
Dióxido de carbono	0.24

Fuente: Cálidda, 2019

Elaboración: Autores de esta tesis.

También, se muestra las propiedades del gas natural conseguidas con esta composición:

- Densidad relativa: 0,61 kg/(s) m<sup>3</sup>
- Poder calorífico: 9,530 kcal/m<sup>3</sup>

Según la normativa de cada país, el gas natural puede ser medido en distintas unidades; en ese sentido, se presenta las abreviaturas y símbolos de unidades más utilizados, de acuerdo a la Tabla 2.8.

**Tabla 2.8. Unidades de medida**

Unidad	Descripción
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos normales (a 0°C a 101.325 kPa).
m <sup>3</sup> (st)	Metros cúbicos estándar (a 15.5°C y 1.013 bar).
PC (st)	Pies cúbicos estándar (a 15.5°C y 1.013 bar).
MPC	Miles de pies cúbicos
TPC	Trillones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
BTU	Unidad Térmica Británica.
GJ	Giga Joule o un billón de Joules.
MMTPA	Millones de toneladas métricas por año

Fuente: Osinergmin, 2015

Elaboración: Autores de esta tesis.

El gas natural tiene diversos sectores de uso y aplicaciones, por tal es necesario adecuar y/o modificar algunas de sus características para poder utilizarlo:

#### a) Gas natural a presión regulada:

Se reduce la presión del gas en estaciones de regulación para utilizarlo en redes de distribución y atender a distintos rubros de clientes. Según el Decreto Supremo N° 040-2008 EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos (Osinergmin, 2008), las redes de gas se subdividen de acuerdo con su nivel de presión: i) red de alta presión opera a presiones iguales o mayores a 20 bar; ii) red

de media presión opera a presiones mayores a 10 bar y menores a 20 bar, y iii) red de baja presión opera a presiones iguales o menores a 10 bar.

Un primer procedimiento de regulación se realiza en el City Gate, donde se regula la presión a 50 bar para alimentar la red principal del sistema de distribución de gas natural y suministrar a grandes clientes industriales. Posteriormente, pasa por otras etapas de regulación, donde se regula la presión a 19 bar y/o 10 bar para suministrar clientes industriales y estaciones de servicio. Por otra parte, también es posible regular la presión a 5 bar para suministrar clientes residenciales y comerciales.

### b) Gas natural comprimido (GNC):

Se comprime el gas a altas presiones (entre 200 y 250 bares) para reducir su volumen en aproximadamente 200 veces y ser almacenado en cilindros. Además, se usa como combustible vehicular y/o en sistemas de transporte de volúmenes de gas a través de cilindros de GNC por camiones (gasoducto virtual).

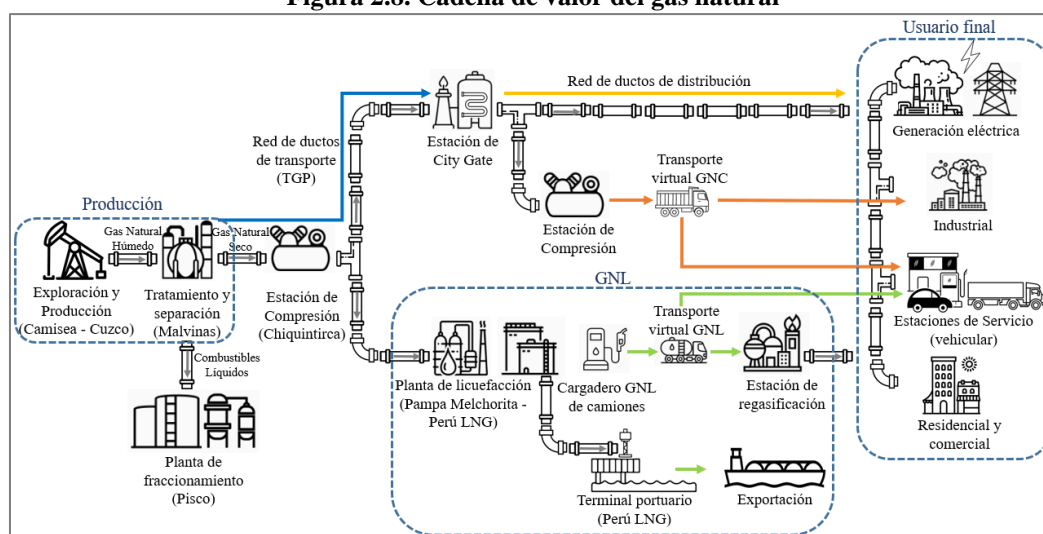
### c) Gas natural licuefactado (GNL):

Se enfría el gas a aproximadamente  $-162^{\circ}\text{C}$  hasta convertir el gas en estado líquido para reducir su volumen en aproximadamente 600 veces y ser almacenado en depósitos especiales. Además, se usa como combustible vehicular y/o en sistemas de transporte de volúmenes de gas a través de cisternas de GNL (gasoducto virtual).

#### 2.2.1. Cadena de valor

Describe un conjunto de etapas que pasa el gas natural, desde su extracción en el yacimiento hasta su llegada a los usuarios finales, tal cual se visualiza en la Figura 2.8.

**Figura 2.8. Cadena de valor del gas natural**



Fuente: Osinergmin, 2018

Elaboración: Autores de esta tesis

### **a) Exploración, producción y procesamiento**

La cadena se inicia en la etapa de exploración, en el cual se realiza un estudio de reconocimiento de las estructuras geológicas para determinar la ubicación de los posibles yacimientos de gas natural. Luego, se procede a realizar perforaciones de prueba para definir si el pozo cuenta con las reservas necesarias para viabilizar económicamente la producción. Si este es viable, se instalan campos de producción y plantas de procesamiento para acondicionar el gas natural a las especificaciones requeridas. En estas plantas se realizan procesos de remoción de gases ácidos (compuestos de azufre y dióxido de carbono), deshidratación (contenido de H<sub>2</sub>O) y remoción de mercurio.

En los pozos de gas natural se puede encontrar yacimientos con gas natural puro o disuelto en petróleo (como es el caso de Camisea). En caso el gas natural se encuentre combinado con petróleo es necesario una planta para separar el gas natural seco y los líquidos de gas natural (GLP y gasolinas).

### **b) Transporte por gasoductos**

Se realiza a través de gasoductos conectados a un City Gate y/o una planta de licuefacción. En el Perú, nuestros principales gasoductos de transporte de gas natural son los siguientes:

- Interconexión desde Cusco (Planta Malvinas - Lote 88) hasta Lurín en Lima (Estación City Gate Cálidda), concesionada a TGP.
- Interconexión desde el Cusco (Lote 56) hasta la planta de licuefacción de gas natural en San Vicente de Cañete (Pampa Melchorita), de propiedad de la empresa Perú LNG.

### **c) Licuefacción**

Proceso por el cual el gas se enfría a aproximadamente  $-162^{\circ}\text{C}$  hasta convertirlo en estado líquido para reducir su volumen en 600 veces. A continuación, se detalla el proceso realizado en las plantas de licuefacción:

- Deshidratación: Se remueve el agua en estado sólido por enfriamiento directo.
- Tratamiento: Se remueve gases ácidos (compuestos de azufre, dióxido de carbono, entre otros).
- Circuito de refrigeración: Se realizan cambios de presión y temperatura para transformar el gas a estado líquido, la temperatura llega aproximadamente a  $-260^{\circ}\text{F}$  ( $-162^{\circ}\text{C}$ ) a 14,7 psia (1 atmósfera).

- Almacenamiento: Se almacena en tanques especiales que aíslan la temperatura interna del calor del ambiente.

Las plantas de licuefacción se clasifican de acuerdo a su capacidad de licuefacción:

- Planta en gran escala: Capacidad de licuefacción de gas natural mayores a 1 MMTPA equivalente a 142.79 MMPCD. En Perú, se tiene la planta de Perú LNG, que tiene una capacidad instalada de 4.45 MMTPA y procesa aproximadamente 625 MMPCD.
- Planta en pequeña y micro escala: Capacidad de licuefacción de gas natural menores a un (1) MMTPA equivalente a 142.79 MMPCD. En Perú, en el cuarto trimestre del año 2018, la empresa Okra Energy instala una de estas plantas en Piura, el cual tenía una capacidad de procesamiento de 3.6 MMPCD; sin embargo, este negocio no prospera, por problemas de diseño de la planta y poco interés por parte de la demanda.

#### **d) Transporte por gasoductos virtuales**

Es el sistema de transporte de gas natural por vías terrestres, marítimas o fluviales para abastecer lugares donde no hay gasoductos de abastecimiento de gas natural.

Líneas abajo, se detallan los tipos de abastecimiento existentes:

- Gasoducto virtual de GNC: El GNC (a 250 bares) se almacena en cilindros dentro de módulos de transporte para luego ser trasladado por camiones de carga.
- Gasoducto virtual de GNL: El gas natural en estado líquido (-162°C) se almacena en camiones cisternas especiales (tanques criogénicos) para ser trasladado por vía terrestre. También, puede ser almacenado en buques metaneros para ser trasladado por vía marítima, cuando es necesario transportarlo a grandes distancias.

#### **e) Almacenamiento en terminal y regasificación**

Una vez llegado al punto de destino es necesario convertir el gas natural a estado gaseoso, por lo cual pasa por un proceso de regasificación. Para este proceso, se debe aumentar la temperatura de forma controlada mediante intercambiadores de calor. Luego de ello, pasa por una etapa de regulación de presión y odorizado con el fin de acondicionar el gas para poder ser distribuido a los consumidores. Finalmente, se inyecta como gas natural seco a los ductos de distribución.

#### **f) Distribución y comercialización**

La distribución se inicia con la recepción de gas, puede ser desde una estación de regasificación o una estación City Gate, en este lugar pasa por una etapa de filtrado,

calentado, regulación de presión y odorizado con el fin de acondicionar el gas para poder ser distribuido a los consumidores. La infraestructura de distribución está conformada por estaciones de regulación de presión-medición y tuberías de menor diámetro, para comercializar el gas natural a las condiciones de presión requerida por los distintos tipos de clientes: i) generadores eléctricos, ii) industriales, iii) estaciones de servicio con GNV, iv) comerciales, y v) residenciales.

En el proceso de comercialización, se incluye la exportación de gas natural a otros mercados externos. Así, la empresa Shell Perú es la encargada de comercializar el GNL producido en las plantas de Perú LNG.

En el país, la distribución y comercialización de gas natural se realiza a través de las siguientes concesiones a nivel nacional, tal cual se visualiza en la Figura 2.9.

**Figura 2.9. Concesiones de distribución de gas natural en el Perú, 2020**



Fuente: Osinergmin, 2020  
 Elaboración: Autores de esta tesis

En la Tabla 2.9, se muestra información relevante referente a las concesionarias de distribución de gas natural a nivel nacional, tales como: área de influencia (departamentos), firma de contrato (fecha de cierre), POC y plazo de vigencia de la concesión.

**Tabla 2.9. Contratos de concesión vigentes, 2020**

Concesionario actual	Zona de influencia (Departamentos)	Firma de contrato (Cierre)	Puesta en Operación Comercial (POC)	Plazo de concesión
Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda	Lima y Callao	09/12/2000	20/08/2004	33 años (desde fecha de cierre)
Contugas S.A.C.	Ica	07/03/2009	30/04/2014	30 años (desde fecha de cierre)
Gases del Pacífico S.A.C. - Quavii	Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca	30/11/2013	07/12/2017	19 años (desde la POC)
Gas Natural Fenosa Perú S.A. - Naturgy (*)	Arequipa, Moquegua y Tacna	31/11/2013	05/12/2017	19 años (desde la POC)
Gases del Norte del Perú S.A.C. - Gasnorp	Piura	17/06/2019	-	32 años (desde fecha de cierre)
Gas Natural de Tumbes S.A.C.	Tumbes	08/11/2019	-	20 años (desde fecha de cierre)

(\*) El Minem encargó a Petroperú la concesión temporal por un plazo de 3 años contados a partir del 14 de diciembre de 2020.

Fuente: Osinergmin, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

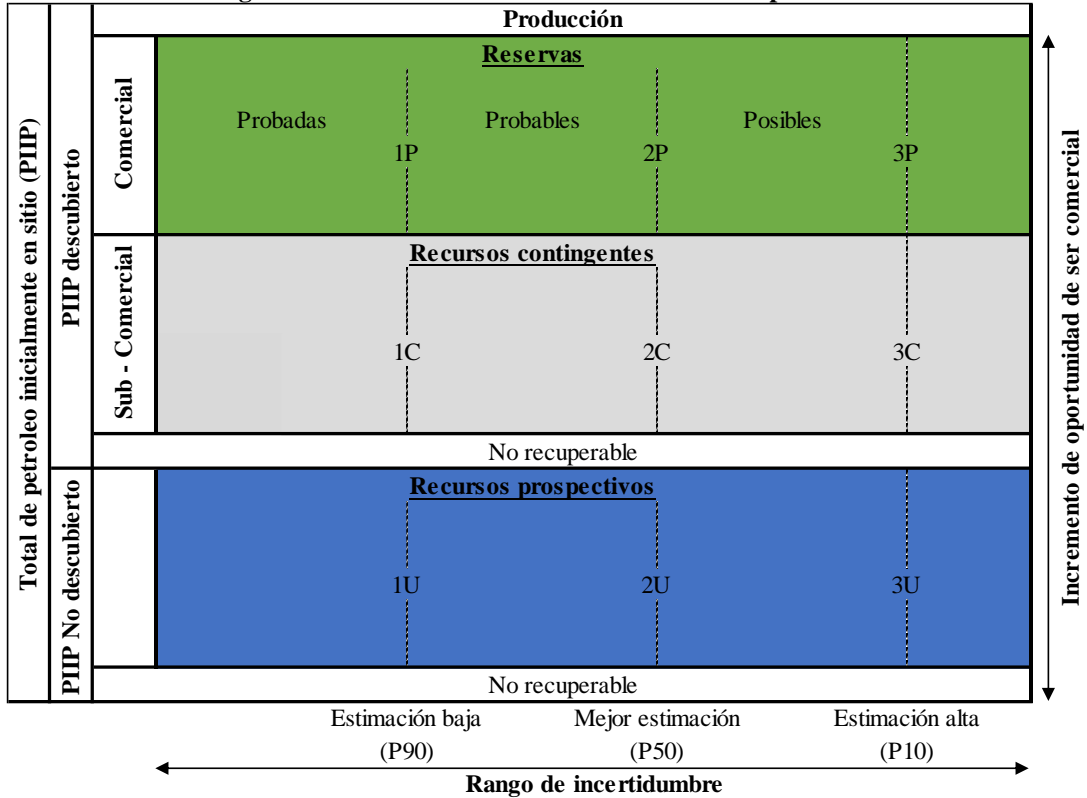
Cabe precisar que, el proyecto “*Masificación del uso de gas natural-Distribución de gas natural por red de ductos en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali*” es una APP autofinanciada que se encuentra en proceso de licitación (fase de transacción) a cargo de Proinversión. Así, en diciembre de 2020, se actualizan las bases del concurso público internacional para otorgar en concesión el presente proyecto; por lo tanto, Proinversión relanza la convocatoria para atraer a nuevos postores interesados en el concurso público internacional. En ese sentido, se tiene previsto adjudicar la buena pro del proyecto en mayo de 2021.

La expectativa del Estado es que el proyecto Siete Regiones se encuentre operativo hacia fines del año 2023, un objetivo en el que están comprometidos tanto las entidades del Gobierno Nacional, como las entidades del Gobierno Regional y Gobierno Local de cada una de las regiones.

### **2.2.2. Reservas, producción y consumo**

Las reservas son cantidades de algún recurso que se prevé como recuperables comercialmente, de acuerdo a unos criterios y condiciones definidas. Las reservas deben cumplir cuatro criterios, tales como: i) estar descubiertas, ii) recuperables, iii) comerciales, y iv) remanentes. Las reservas se categorizan de acuerdo al nivel de certeza de la estimación de su potencial y subclasificada en base a su desarrollo y producción, tal cual se observa en la Figura 2.10 (Sistema de Gestión de Recursos Petroleros “PRMS” SPE/WPC/AAPD/SPEE, 2009).

Figura 2.10. Sistema de clasificación de recursos petroleros



Fuente: Osinergmin, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

De acuerdo al Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos (Minem, 2018), en el año 2018, se estima en 10.604 TPC las reservas probadas de gas natural, lo cual disminuye en 17.6% con relación al año 2017 (12.875 TPC), debido a la reestimación de volúmenes en base al ajuste del modelo de simulación de campo de los lotes 56 y 88. Respecto al año 2017, también se alcanza una disminución en 20% con relación al año 2016 (16.091 TPC), debido a la recategorización de reservas probadas a recursos contingentes del lote 58 por no cumplir con los requisitos de comercialidad; en otras palabras, al no haber infraestructura de transporte.

Por otro lado, en el año 2018, la reserva probable de gas natural se estima en 1.914 TPC, lo cual incrementa en 43.4% respecto al año 2017 (1.335 TPC) y la reserva posible de gas natural se estima en 1.605 TPC, lo cual incrementa en 77.8% con relación al año 2017 (0.902 TPC). Estos incrementos se deben principalmente al mejor comportamiento productivo del lote 57 y a la recategorización de reservas de acuerdo con el comportamiento productivo y la actualización de los escenarios con el nuevo esquema de compresión del lote 88.



Por otra parte, en el año 2018, la reserva contingente de gas natural se estima en 5.31 TPC, lo cual disminuye en 4.12% respecto al año 2017 (5.538 TPC). Con relación año 2017, se tuvo un incremento de 8.23% respecto al año 2016 (5.117 TPC), ya que no se aprecia la recategorización del lote 58, debido a que en dicho año se amplía la infraestructura de transporte de TGP, lo cual pasa la reserva contingente del lote 88 a reserva probada.

Finalmente, la reserva prospectiva de gas natural se estima en 30.996 TPC, lo cual disminuye en 11.83% respecto al año 2017 (35.157 TPC), debido a la revisión técnica de volúmenes de recursos del lote 56, lote 88 y lote 57, tal cual se observa en la Tabla 2.10.

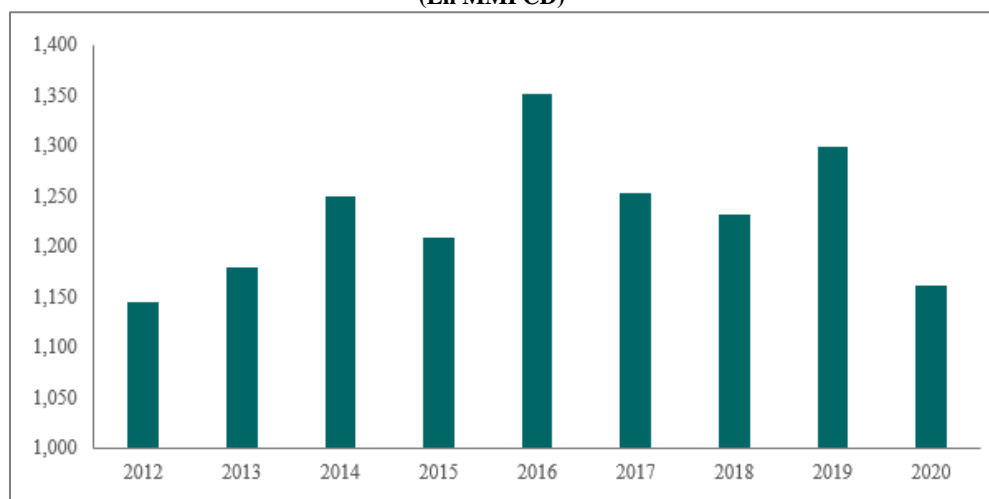
**Tabla 2.10. Reservas y recursos de gas natural, 2012-2018**  
(En TCF)

Reservas	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Probadas	15.376	15.047	12.626	14.086	16.091	12.875	10.604
Probables	7.709	6.507	6.445	3.825	1.857	1.335	1.914
Posibles	5.142	5.363	4.83	1.971	1.654	0.902	1.605
Totales-3P	28.227	26.917	23.901	19.882	19.602	15.112	14.123
Contingentes	0	0	4.285	6.247	5.117	5.538	5.31
Prospectivos	79.787	78.286	74.591	60.248	42.201	35.157	30.996

Fuente: Minem–Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a la producción de gas natural, se alcanza 1,160.7 MMPCD en el año 2020, por lo que se reduce en 10.7% respecto al año 2019 (1,299.3 MMPCD), debido a la menor producción por la COVID-19.

**Figura 2.11. Evolución de la producción de gas natural, 2012-2020**  
(En MMPCD)

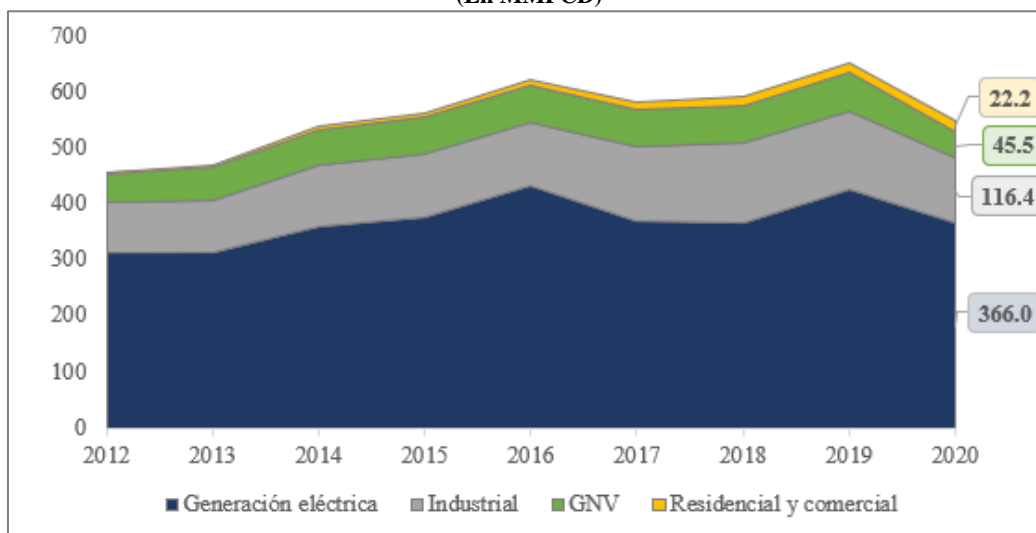


Fuente: Perupetro–Estadísticas de Producción de Gas Natural, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación al consumo de gas natural por segmentos en el año 2020, los generadores eléctricos registran 336.0 MMPCD; los industriales, 116.4 MMPCD; el

GNV, 45.5 MMPCD, y los residenciales-comerciales, 22.2 MMPCD. El consumo total del gas natural en el país alcanza 550.1 MMPCD en el año 2020, lo cual se reduce en 15.7% respecto al año 2019, debido al confinamiento rígido en abril y mayo por la COVID-19, tal cual se visualiza en la Figura 2.12.

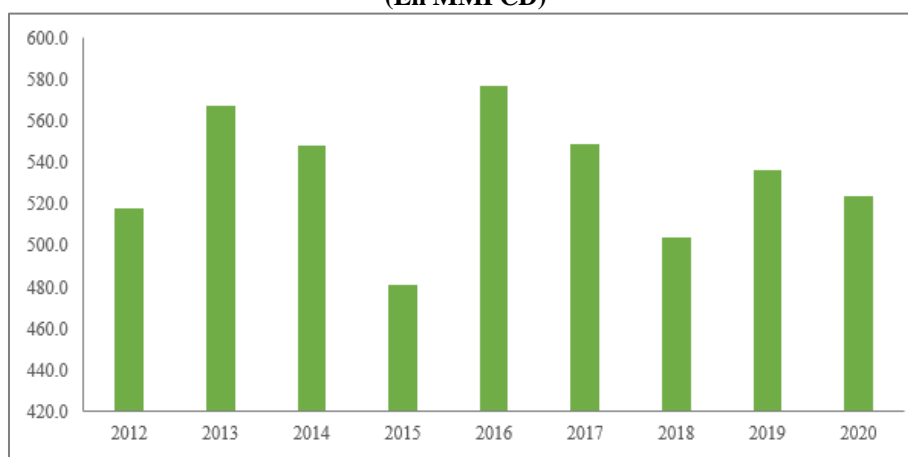
**Figura 2.12. Consumo histórico de gas natural, 2012-2020  
(En MMPCD)**



Fuente: Minem-Anuario Estadístico, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a las exportaciones de gas natural al mercado externo, el volumen en el país alcanza 523.9 MMPCD en el año 2020, lo cual se reduce en 2.4% respecto al año 2019 (536.6 MMPCD), debido a las mayores exportaciones a Corea del Sur, China y Japón, tal cual se visualiza en la Figura 2.13.

**Figura 2.13. Evolución histórica de exportaciones de gas natural, 2012-2020  
(En MMPCD)**

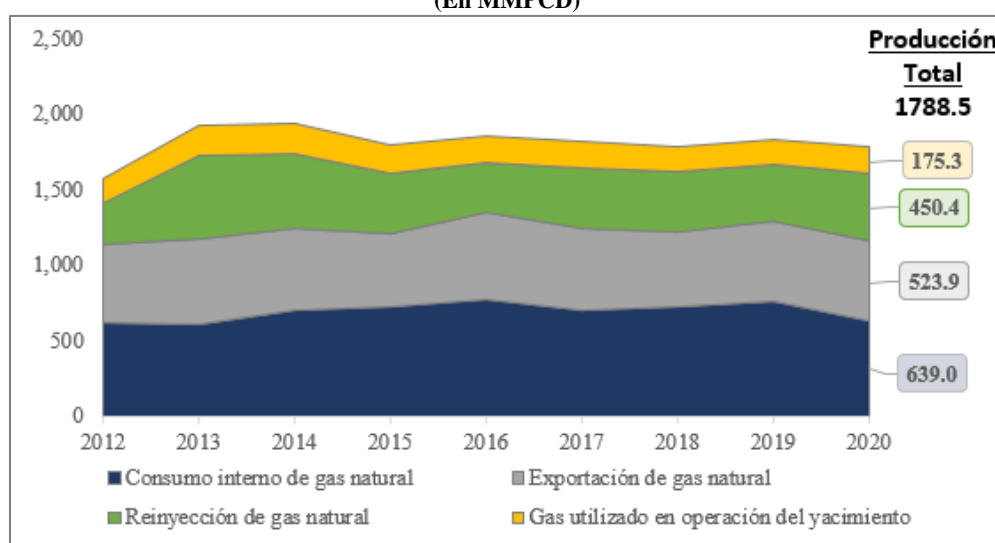


Fuente: Perupetro-Embarques de gas natural para fines de exportación, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a la producción total de gas natural en los yacimientos, el volumen del país alcanza 450.4 MMPCD en el año 2020, cifra mayor en 20.8% respecto al año

2019 (372.8 MMPCD), debido al menor uso de gas natural por la paralización general de actividades económicas producto de la COVID-19. Cabe precisar que, el gas que no se consume se reinyecta al subsuelo del pozo en su mayoría, siendo usado como proceso complementario para mantener la presión del reservorio. Si bien existen otros procesos para dicho fin es una manera de aprovechar el gas no usado; sin embargo, estos volúmenes reinyectados no están afectos al pago de impuestos y regalías; por lo tanto, no genera recaudación fiscal al Estado, tal cual se visualiza en la Figura 2.14.

**Figura 2.14. Producción, consumo y no utilización del gas natural, 2012-2020 (En MMPCD)**



Fuente: Perupetro–Estadísticas de Producción de Gas Natural, 2020 y Minem-Anuario Estadístico, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

### 2.2.3. Balanza comercial

La balanza comercial de gas natural es superavitaria con US\$ 599.3 millones en el año 2020. Como se puede observar en la Tabla 2.11, se exporta mayor volumen de GNL, el cual totaliza 54.7 MMBLS; sin embargo, se recauda un menor monto por la exportación, esto es producto a la caída de los precios de los marcadores internacionales, debido al exceso de la oferta del gas.

**Tabla 2.11: Balanza comercial de gas natural, 2012-2020**

Balanza comercial	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Volumen exportado (MBLS/FOB)	53,884	65,274	58,021	50,899	60,315	51,809	51,399	54,715	58,399
Valor FOB de exportación (MUS\$)	1,330,561	1,371,833	786,367	449,075	522,172	747,859	998,646	600,497	599,332

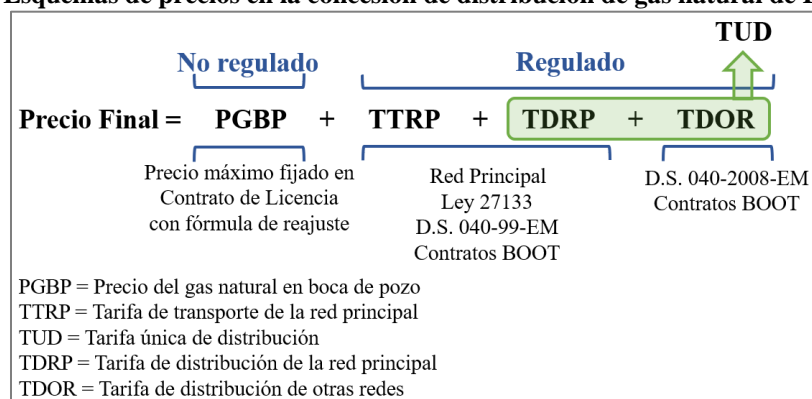
Fuente: Minem-Anuario Estadístico, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### 2.2.4. Esquema tarifario

El precio del gas natural pagado por el consumidor nacional es la suma del precio del gas en boca de pozo (precio de producción), la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. Cada uno de estos segmentos tarifarios tiene un tratamiento distinto, debido a la naturaleza inherente de cada actividad. En realidad, algunas de estas actividades se encuentran reguladas desde el punto de vista tarifario, siendo esta característica la más relevante en la determinación del precio final. En las siguientes líneas, se revisa los criterios tomados en cuenta en torno al precio del gas natural.

En la Figura 2.15, se muestra el esquema de tarifa por red de ductos para las concesiones de Cálidda (Lima y Callao) y Contugas (Ica). Este modelo incluye el costo de la molécula de gas, transporte por ducto que viene desde Camisea (Cusco), costo de distribución y comercialización. Según el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88 (Minem, 2000), para Lima y Callao, el precio del gas natural en boca de pozo toma como referencia un precio realizado máximo de 1.00 US\$/MMBTU para generadores eléctricos y de 1.80 US\$/MMBTU para los demás usuarios. Posteriormente, estos precios se actualizan con una fórmula de reajuste.

**Figura 2.15. Esquemas de precios en la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao**



Fuente: Osinergmin, 2020  
 Elaboración: Autores de esta tesis

Además, se muestra el esquema de tarifa por red de ductos para las concesiones de Quavii (Lambayeque, La Libertad, Cajamarca y Ancash) y Naturgy, hoy Petroperú, (Arequipa, Moquegua y Tacna). Este modelo incluye el costo de la molécula de gas, transporte por ducto que viene desde Camisea (Cusco) hasta la planta de Melchorita de Perú LNG, licuefacción, transporte virtual a través de cisternas, regasificación, costo de distribución y comercialización. Según el contrato sobre el precio del gas natural para regiones, distintos a Lima y Callao, se toma como referencia el precio realizado máximo



### 2.2.5. *Precio histórico*

#### a) **Cotización del precio en el mercado internacional**

Según el Organismo Regulador en el Perú: “[e]l mercado spot es aquel donde el valor de los activos financieros se paga al contado y cuyos contratos tienen una duración máxima de cuatro años” (Osinergmin, 2014: 28).

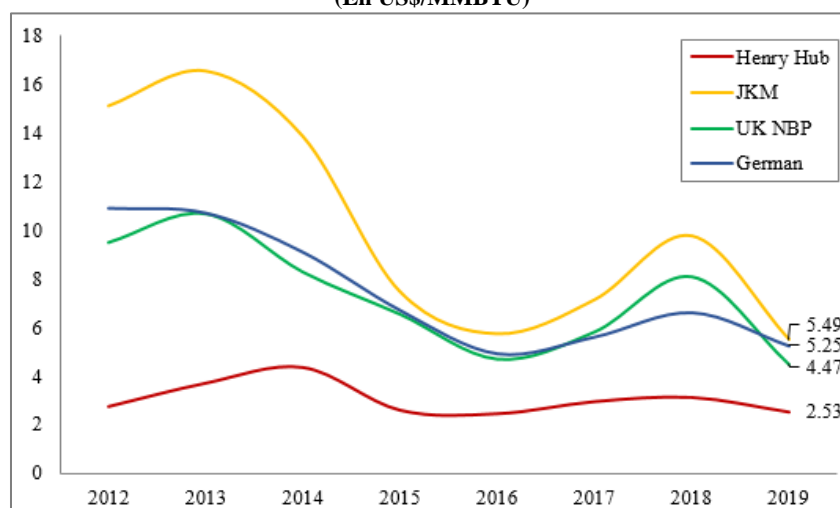
Los hubs del mercado spot constituyen marcadores del precio internacional del gas, y son tal vez uno de los mecanismos que predominen en el futuro. Los más importantes a nivel mundial son el Henry Hub, el UK National Balancing Point y el Japan Korea Marker, tal cual se observa en la Figura 2.18.

En primer lugar, el Henry Hub es el marcador más importante de América del Norte, y consiste en un sistema interconectado de ductos de distribución para abastecer a su inmenso mercado interno con gas proveniente de la producción nacional, y repotenciada desde inicios de esta década por el shale gas. Se localiza en el estado de Luisiana (costa del Golfo de Estados Unidos) y opera desde inicios de la década del 50.

En segundo lugar, el UK National Balancing Point es el marcador del precio spot del gas en Reino Unido, y constituye el hub más líquido de Europa. Según el NBP, cualquier molécula dentro de la red nacional - incluyendo la producción nacional, las importaciones por gasoductos, e incluso el GN - se considera como gas NBP. Esto simplifica el comercio entre compradores y vendedores de gas natural. Este mercado opera desde fines de los años 90.

Finalmente, el Japan Korea Marker es utilizado para trazar precios de gas natural licuefactado (GNL) en Corea y Japón, que son los principales importadores de GNL a nivel mundial.

**Figura 2.18. Cotización del precio de gas natural según los marcadores internacionales (En US\$/MMBTU)**

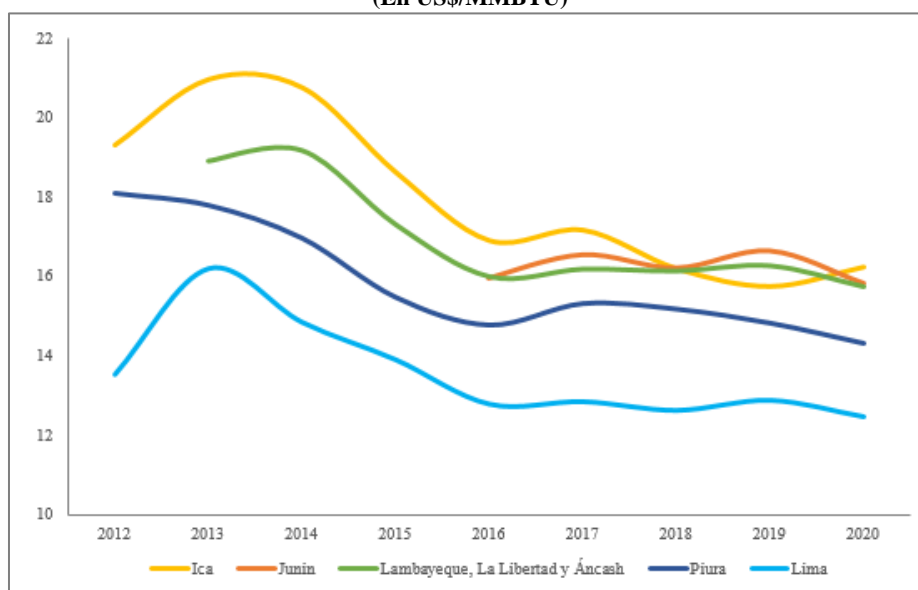


Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

### **b) Cotización del precio en el mercado interno**

En el año 2020, el precio de venta al público promedio de GNV en Lima y Callao totaliza 12.5 US\$/MMBTU, la cual se reduce en 3.1% respecto al año 2019 (12.9 US\$/MMBTU). Considerando este precio de venta y el precio de suministro a la estación de GNV de 7.08 US\$/MMBTU (incluido IGV), se estima un margen comercial de 43.36% del valor de venta al público GNV. Por otro lado, en otras provincias como Lambayeque, La Libertad y Áncash, el precio de venta al público promedio de GNV en el año 2020 resulta 15.8 US\$/MMBTU; mientras que, el precio de suministro a la estación de GNV alcanza 11.21 US\$/MMBTU (incluido IGV), la cual registra un margen comercial de 29.05% del valor de venta al público GNV, tal cual se visualiza en la Figura 2.19.

**Figura 2.19. Precio promedio de venta al público de GNV, 2012-2020**  
(En US\$/MMBTU)



Fuente: Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### 2.2.6. Pagos al Estado por la extracción de recursos gasíferos

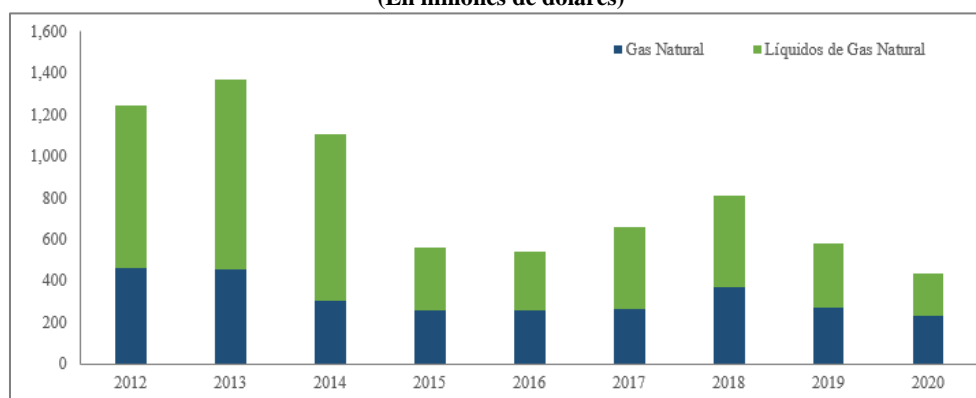
Las regalías e impuesto a la renta son los pagos más significativos de las empresas extractivas de recursos gasíferos al Estado.

El monto del pago de regalías se establece en cada contrato de extracción del recurso gasífero y se calcula del producto de la tasa de la regalía por el valor de la producción fiscalizada, siendo Perupetro la entidad recaudadora por este concepto. En el caso de los lotes 88 y 56, el Consorcio Camisea paga como regalías el 37.24% del valor de producción por la extracción de recursos; mientras que, en el caso del lote 57, Repsol paga en promedio 6.3% para líquidos de gas natural y 9.5% para gas natural del valor de su producción. Cabe precisar que, para otros lotes, el promedio es 18.75% del valor de la producción.

En la Figura 2.20, se muestra la recaudación histórica de la regalía, la cual alcanza US\$ 1,245.3 millones en el año 2012 y US\$ 433.4 millones en el año 2020; en otras palabras, disminuye en 65.2%.



**Figura 2.20. Ingresos por contratos de servicio y licencia-regalías, 2012-2019**  
(En millones de dólares)

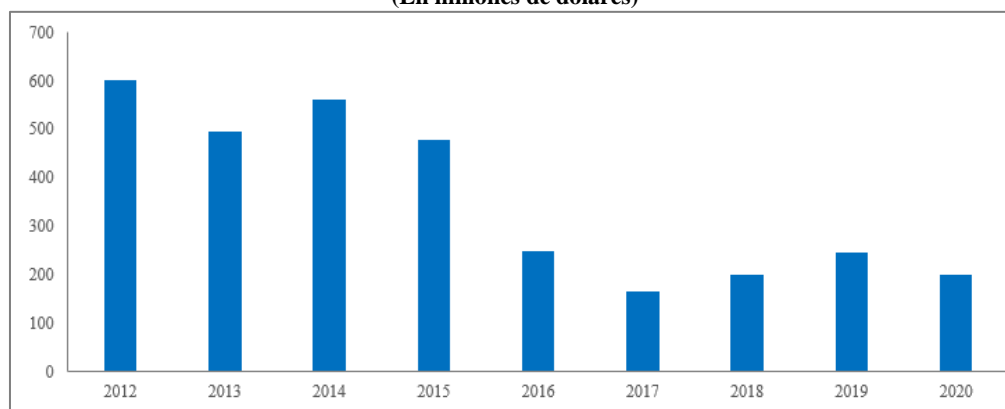


Fuente: Perupetro-Estadísticas de ingresos al fisco y regalías, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El monto del pago por impuesto a la renta (30% de la utilidad neta) se recauda a través de la SUNAT.

La recaudación histórica del impuesto a la renta alcanza US\$ 600.8 millones en el año 2012 y US\$ 200.7 millones en el año 2020; es decir, disminuye en 66.6%, tal cual se visualiza en la Figura 2.21.

**Figura 2.21. Recaudación del impuesto a la renta por extracción de recursos gasíferos, 2012-2020**  
(En millones de dólares)



Fuente: MEF-Transparencia Económica, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

### 2.2.7. Canon gasífero

El canon es un derecho que tienen los Gobiernos Locales (municipalidades provinciales y distritales) y Gobiernos Regionales de ser partícipe en la asignación del total de ingresos y rentas obtenidas del Estado, por la explotación de un recurso natural (metálico y no metálico) dentro de su región (MEF, 2020).

La Ley del Canon, se establece con la Ley N° 27506 publicada en el año 2001, y se reglamenta con el Decreto Supremo N° 005-2002-EF, la cual fue posteriormente modificada por la Ley N° 28077 en el año 2003 y la Ley N° 28322 en el año 2004.

El canon gasífero se percibe de la explotación de gas natural y condensados. Constituido por el 50% del Impuesto a la Renta, 50% de las Regalías y 50% de la participación del Estado en los contratos de servicios percibidos por la explotación del gas.

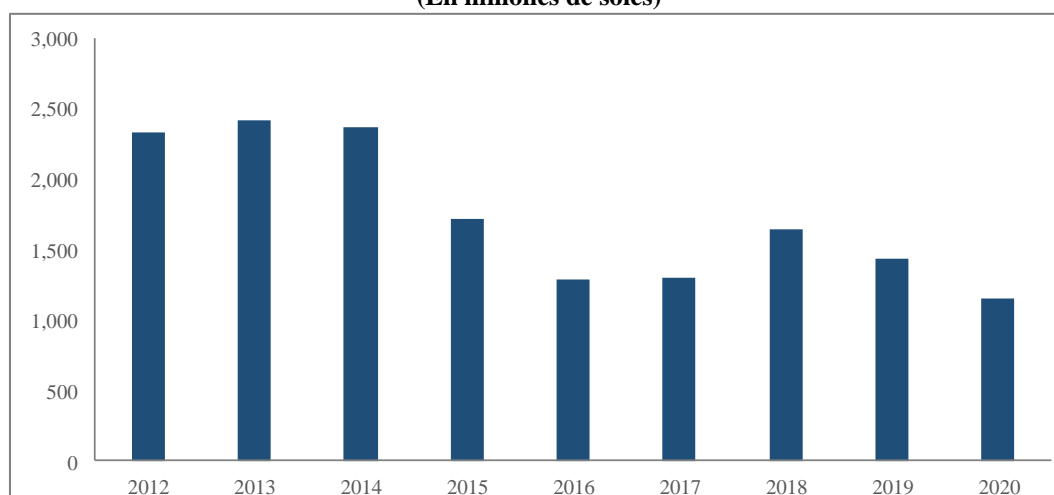
De acuerdo a la normativa señalada líneas arriba, el canon debe ser distribuido de acuerdo a la asignación fijada por el MEF. Se distribuye de la siguiente manera:

- a) El 10% del total para los gobiernos locales de los distritos productores donde se encuentra el recurso extraído.
- b) El 25% del total para los gobiernos locales de la municipalidad de la provincia donde se encuentra el recurso extraído, excluyendo al distrito productor.
- c) El 40% del total para los gobiernos locales de las municipalidades de los departamentos donde se encuentra el recurso extraído, excluyendo la provincia productora.
- d) El 25% del total para los gobiernos regionales donde se encuentra el recurso extraído.

Además, el canon debe ser exclusivamente destinado al financiamiento de proyectos u obras de infraestructura de impacto regional y local a nivel nacional.

A continuación, se muestra la recaudación histórica del canon gasífero, lo cual alcanza S/ 2,328.0 millones en el año 2012 y S/ 1,157.2 millones en el año 2020; en otras palabras, disminuye en 50.3%, tal cual se visualiza en la Figura 2.22.

**Figura 2.22. Recaudación del canon gasífero, 2012-2020**  
(En millones de soles)



Fuente: MEF-Transparencia Económica, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

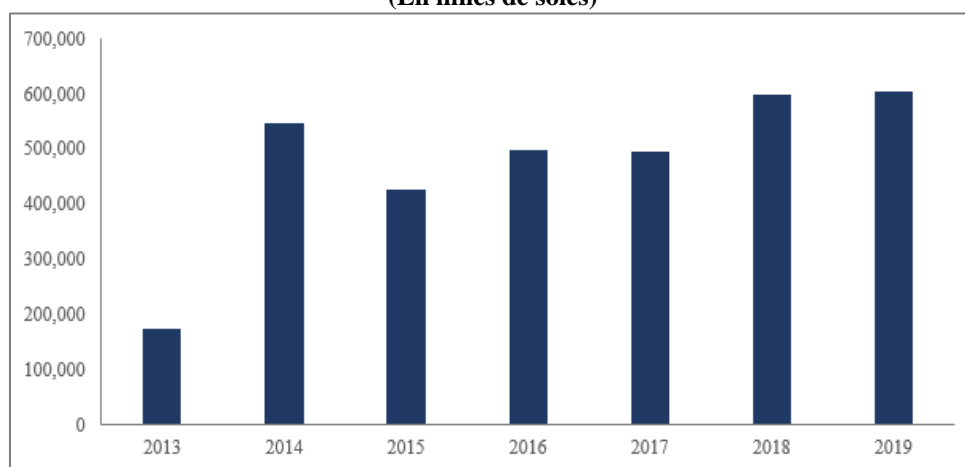
### 2.2.8. FISE

El FISE se establece con la Ley N° 29852 en abril 2012, con el objetivo de llevar energía menos contaminante a segmentos vulnerables de la población peruana (Minem, 2020)

Los recursos económicos provienen de la recaudación de: i) grandes consumidores de electricidad, ii) servicio de transporte por ductos de gas natural (Camisea), y iii) la producción e importación de combustibles.

En la Figura 2.23, se muestra la recaudación histórica operativa del FISE por estos tres conceptos. En el año 2019, el fondo FISE recauda S/ 604.3 millones, la cual se incrementa en 0.7% respecto al año 2018 (S/ 599.9 millones), principalmente por los mayores ingresos de los grandes consumidores de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural.

**Figura 2.23. Recaudación histórica del FISE, 2013-2019**  
(En miles de soles)



Fuente: Osinergmin; Minem-Memoria Anual FISE, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

Estos fondos son utilizados para financiar proyectos energéticos, los cuales cumplen los fines siguientes: i) masificación del gas natural para viviendas y vehículos; ii) ampliación de la frontera energética utilizando energías renovables; iii) promoción para el acceso al GLP (balones de gas doméstico) en los sectores vulnerables urbanos y rurales, y iv) mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial.

Actualmente, el FISE maneja los siguientes programas:

a) Programa de Gas Natural Residencial (Bonogas residencial)

Iniciativa gubernamental, cuyo objetivo es que más peruanos de menores estratos accedan al servicio de gas natural en sus hogares y mejoren su calidad de vida, a través del financiamiento de la instalación interna de gas natural con 1, 2 o 3 puntos (en Ica,

se financia la acometida). Además, el uso de artefactos a gas natural genera un ahorro económico en los hogares de hasta 50% comparado con el GLP y 70% comparado con la electricidad. A julio de 2020, se beneficia a 529,761 habitantes en Lima y Callao y 10,827, en Ica.; mientras que, la inversión estimada para el año 2020 alcanza la suma de S/ 219 millones en Lima y Callao, y S/ 11 millones en Ica.

En Lima y Callao participan 127 empresas instaladoras del Programa Bonogas; mientras que, en Ica, 7 para ofrecer el servicio a 100,000 potenciales beneficiarios.

Por último, según la Resolución Ministerial N° 037-2021, a nivel domiciliario se realiza nuevas inversiones para el programa Bonogas residencial, por lo que se pretende llegar a 285,000 hogares adicionales en Lima, Callao e Ica. A diciembre de 2020, se beneficia con el financiamiento de la instalación de gas natural a más de 598,000 familias de los estratos medio, medio bajo y bajo.

b) Vale de descuento GLP

Es un programa de compensación social para acceder al GLP mediante la entrega de un cupón de descuento de S/ 16 para la compra de un balón doméstico de GLP de hasta 10 kg.

A agosto de 2020, las viviendas beneficiadas que mensualmente recibieron el vale de descuento de GLP llegaron a 800,000 distribuidos a nivel nacional.

Por otro lado, el Minem gestiona la articulación multisectorial con el MIDIS y MEF para la ampliación del beneficio a más de 200,000 familias de las zonas rurales del país y entregar 200,000 cocinas a GLP (cilindro de GLP, válvula reguladora y cocina) a nuevos usuarios para reemplazar su cocina a leña o bosta, lo cual permite el uso de combustibles que mejoren su bienestar y salud (Minem, 2020).

c) Bonogas vehicular

Este programa consta en el financiamiento para la conversión del sistema de gasolina o GLP al sistema vehicular a gas natural, a través de un crédito de fácil acceso y bajos intereses, el cual será devuelto con una tasa de interés menor al 3% hasta en un plazo de cinco (5) años.

Según el Minem (2020), el bonogas vehicular comprende: i) financiamiento de conversión de GNV a vehículos ligeros (livianos); ii) financiamiento de conversión de vehículos pesados GNV/GNL (inicialmente a buses interprovinciales), y iii) financiamiento de valor del diferencial de compra de vehículos pesados GNV/ GNL.

Mediante Resolución Ministerial N° 273-2020, se modifica el Anexo 1 del Programa Anual de Promociones 2020, el cual incorpora el proyecto de conversión de vehículos pesados a GNV – Etapa I con un monto total comprometido estimado de S/ 9 MM. Por lo tanto, se financia la conversión de buses urbanos de pasajeros a GNV, a través de las modalidades siguientes: i) financiamiento del cambio de motor diésel a GNV en vehículos de transporte público urbano de pasajeros; es decir, se financia el valor del costo del cambio de motor de este tipo de vehículo pesado para que se instale un motor a GNV y lograr la conversión del vehículo a GNV, y ii) financiamiento parcial de la compra de vehículos nuevos de transporte público urbano de pasajeros a GNV; en otras palabras, se financia el valor diferencial entre el costo del vehículo pesado nuevo a diésel y valor del mismo vehículo o con las mismas características, que sea a GNV, de esta manera lograr la conversión del vehículo a GNV en el momento de su adquisición.

A través de la Resolución Ministerial N° 037-2021, se aprueba el Programa Anual de Promociones 2021, la cual permite utilizar los recursos del FISE en fortalecer y extender la cobertura de los proyectos de masificación de gas natural a nivel nacional. Desde el año 2020, el programa trabaja un proyecto para el transporte público (buses urbanos), por lo que se destina recursos para Lima, Arequipa y Trujillo con una meta inicial de 150 buses a ser convertidos a GNC.

### **2.3. Transporte terrestre en el Perú**

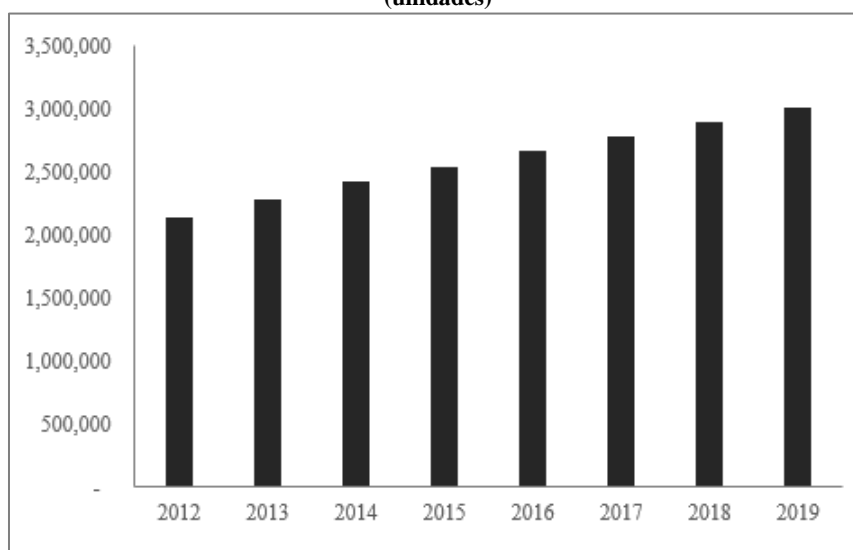
Según la DGPMI, la Política Nacional del Sector Transporte se orienta a transformar la situación actual partiendo de las bases siguientes: i) visión integral de los servicios e infraestructura de transporte; ii) gestión integrada del sistema enfocada en el usuario para mejorar la eficiencia, la seguridad y la calidad; iii) conservación prioritaria y efectiva de las infraestructuras y su desarrollo de acuerdo con la demanda y accesibilidad; iv) financiamiento adecuado para la sostenibilidad del sistema; v) marco normativo y organización institucional modernos, y vi) desarrollo tecnológico y de las competencias de los recursos humanos (MEF, 2012).

Por su parte, la DGEE afirma que, a pesar del incremento en las inversiones en infraestructura vial, se requiere del esfuerzo sostenido para continuar con su mejoramiento, pues es uno de los soportes necesarios para una economía en desarrollo. Asimismo, se evidencia que el Perú es un gran consumidor de combustibles fósiles en el transporte de carga, utilizando petróleo, diésel y gasolina (Minem, 2017).

### 2.3.1. Parque automotor nacional

Durante el periodo 2012-2019 representado en la Figura 2.24, el mercado automotriz en el país alcanza un crecimiento de 40.5%, al pasar de 2,137,837 a 3,004,308 vehículos motorizados y no motorizados. Según el MTC, esto se debe a: “[l]a evolución de la población, la creación de nuevas ciudades, más recursos y opciones de educación, entretenimiento, gastronomía, trámites, las necesidades de la gran industria, debido a la reactivación de proyectos de inversión y el despegue económico de algunas regiones” (MTC, 2019: 119).

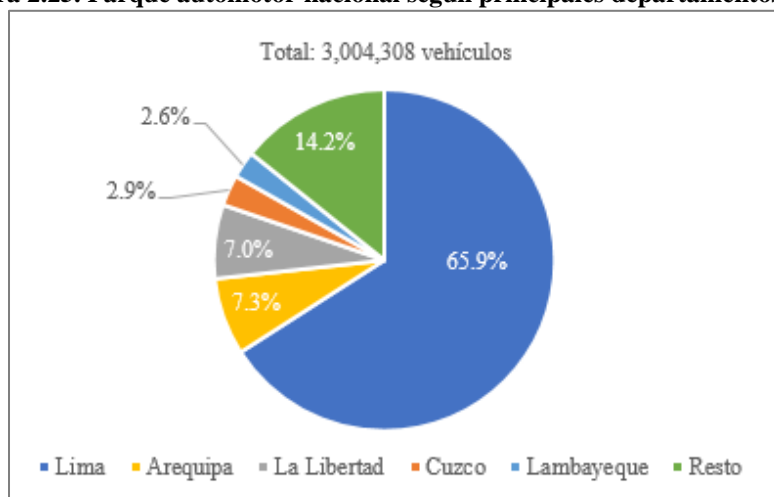
**Figura 2.24. Evolución del parque automotor nacional, 2012 – 2019**  
(unidades)



Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, Lima totaliza 1,979,839 vehículos en el parque automotor nacional, seguido de Arequipa con 219,314 vehículos y La Libertad con 210,302 vehículos, las cuales obtienen una participación conjunta de 80.3% en el año 2019, tal cual se visualiza en la Figura 2.25.

**Figura 2.25. Parque automotor nacional según principales departamentos, 2019**



Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

**a) Clasificación vehicular**

De acuerdo al Reglamento Nacional de Vehículos del MTC (2013), se clasifican de la siguiente manera:

- **Categoría M:** Vehículos automotores de cuatro ruedas o más diseñados y construidos para el transporte de pasajeros.

**M<sub>1</sub>:** Vehículos de ocho asientos o menos, sin contar el asiento del conductor.

**M<sub>2</sub>:** Vehículos de más de ocho asientos, sin contar el asiento del conductor y peso bruto vehicular de 5 ton o menos.

**M<sub>3</sub>:** Vehículos de más de ocho asientos, sin contar el asiento del conductor y peso bruto vehicular de más de 5 ton.

Los vehículos de las categorías M<sub>2</sub> y M<sub>3</sub>, a su vez de acuerdo a la disposición de pasajeros se clasifican en:

**Clase I:** Vehículos construidos con áreas para pasajeros de pie, permitiendo el desplazamiento frecuente de éstos.

**Clase II:** Vehículos construidos principalmente para el transporte de pasajeros sentados y también diseñados para permitir el transporte de pasajeros de pie en el pasadizo y/o en un área que no exceda el espacio provisto de dos asientos dobles.

**Clase III:** Vehículos construidos exclusivamente para el transporte de pasajeros sentados.

- **Categoría N:** Vehículos automotores de cuatro ruedas o más diseñados y construidos para el transporte de mercancía.
  - N<sub>1</sub>: Vehículos de peso bruto vehicular de 3.5 ton o menos.
  - N<sub>2</sub>: Vehículos de peso bruto vehicular mayor a 3.5 ton hasta 12 ton.
  - N<sub>3</sub>: Vehículos de peso bruto vehicular mayor a 12 ton.
- **Categoría O:** Remolques (incluidos semiremolques)
  - O<sub>1</sub>: Remolques de peso bruto vehicular de 0.75 ton o menos.
  - O<sub>2</sub>: Remolques de peso bruto vehicular de más 0.75 ton hasta 3.5 ton.
  - O<sub>3</sub>: Remolques de peso bruto vehicular de más de 3.5 ton hasta 10 ton.
  - O<sub>4</sub>: Remolques de peso bruto vehicular de más de 10 ton.

**b) Tipos de vehículos de transporte**

De acuerdo al Reglamento Nacional de Vehículos del MTC (2013), los vehículos pesados comprendidos en el alcance de la investigación se clasifican en:

- i) **Camión:** vehículo automotor de la categoría N, destinado exclusivamente para el transporte de mercancías con un peso bruto vehicular mayor o igual a 4,000 kg.
- ii) **Ómnibus:** vehículo motorizado de la categoría M<sub>3</sub>, con un peso neto no menor a 4,000 kg y un peso bruto vehicular superior a los 12,000 kg.
  - a) **Ómnibus convencional:** vehículo con la carrocería unida directamente sobre el bastidor del chasis, bastidor que no sufre ninguna alteración ni modificación estructural, ni modificación dimensional en la distancia entre ejes durante el proceso de carrozado. Además, el motor se puede encontrar en la parte frontal, central o posterior del chasis.
  - b) **Ómnibus integral:** vehículo con la carrocería monocasco autoportante, la cual se fija el conjunto direccional en la parte delantera y el conjunto del tren motriz en la parte posterior. Asimismo, la distancia entre ejes es determinada por el fabricante de la carrocería y el motor del vehículo se encuentra ubicado en la parte posterior.
  - c) **Ómnibus articulado:** vehículo compuesto de dos secciones rígidas unidas entre sí por una junta articulada, la cual permite libre paso entre una sección y otra.
  - d) **Ómnibus bi-articulado:** vehículo compuesto de tres secciones rígidas unidas entre sí por dos juntas articuladas, la cual permite libre paso entre las secciones.



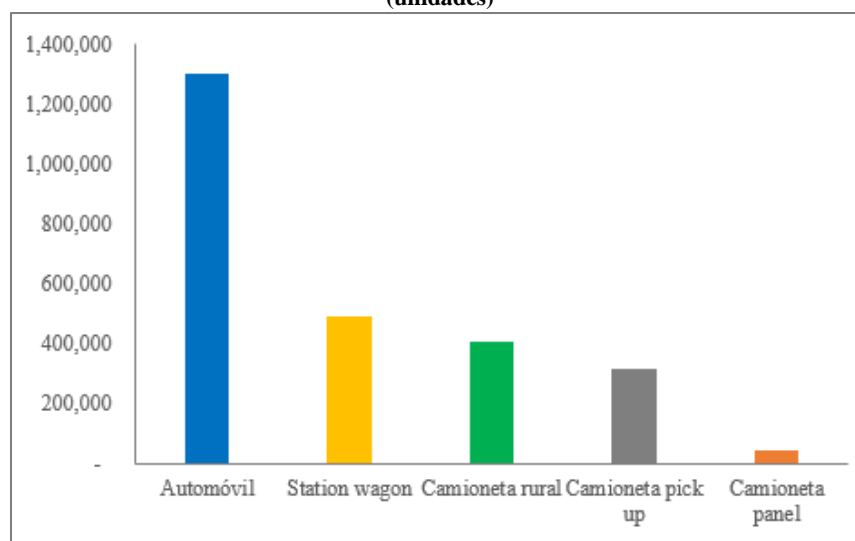
**iii) Remolcador:** vehículo automotor diseñado para halar semiremolques y soportar la carga que le transmiten estos a través de la quinta rueda.

**iv) Remolque:** Vehículo no motorizado de la categoría O, diseñado para ser halado por un vehículo motorizado, de tal forma que ninguna parte de su peso descansa sobre el vehículo que lo hala.

**c) Vehículos ligeros**

Con relación a los vehículos ligeros, el automóvil lidera el parque vehicular del país con 1,302,484 unidades (50.8% de participación), seguido del station wagon con 490,927 unidades y la camioneta rural con 406,471 unidades, los cuales alcanzan una participación conjunta de 85.8% en el año 2019, tal cual se visualiza líneas abajo.

**Figura 2.26. Parque automotor nacional según tipo de vehículos ligeros, 2019 (unidades)**

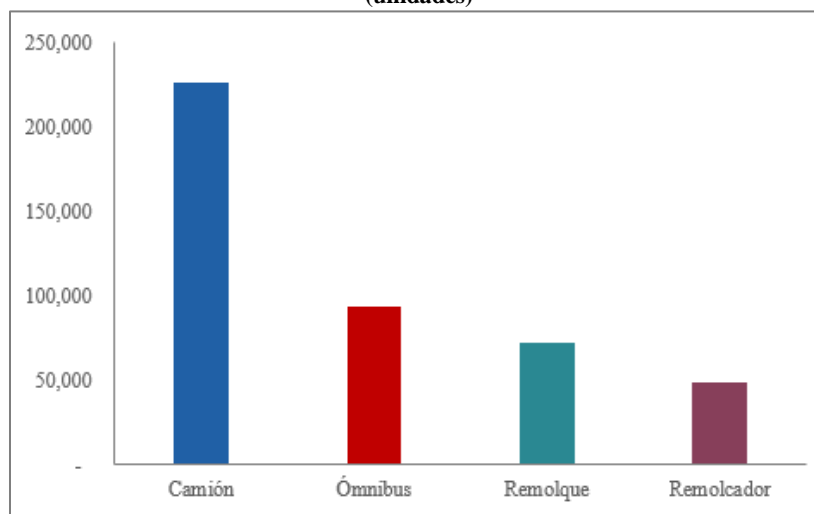


Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

**d) Vehículos pesados**

Respecto a los vehículos pesados, el camión alcanza una participación de 51.3%; en otras palabras, 226,212 unidades, seguido del ómnibus con 93,747 unidades y remolque con 72,093 unidades, los cuales obtienen una participación conjunta de 88.9% en el año 2019, tal cual se visualiza en la Figura 2.27.

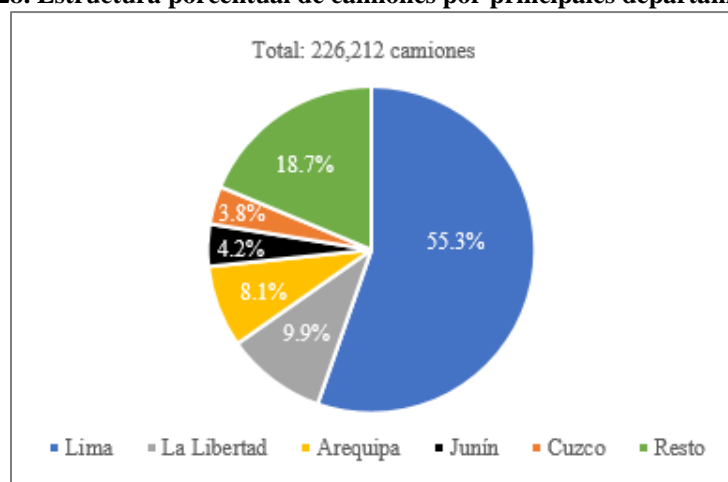
**Figura 2.27. Parque automotor nacional según tipo de vehículos pesados, 2019 (unidades)**



Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Además, Lima totaliza 125,177 camiones en el parque automotor nacional, seguido de La Libertad con 22,455 camiones y Arequipa con 18,324 camiones, los cuales alcanzan una participación conjunta de 73.4% en el año 2019, tal cual se visualiza en la Figura 2.28.

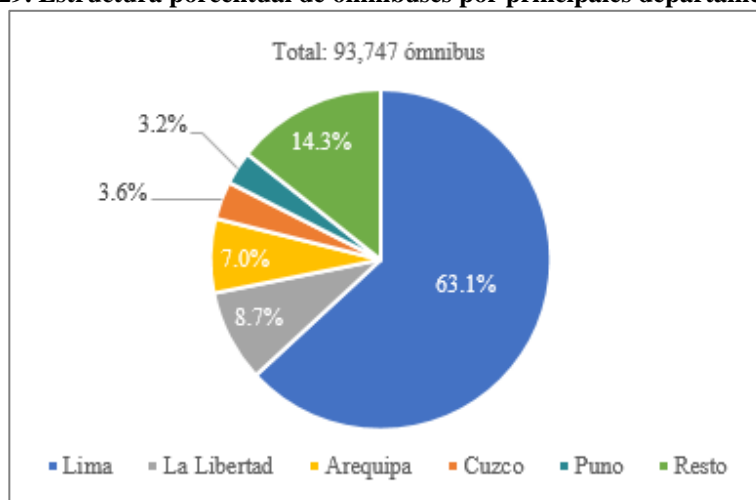
**Figura 2.28. Estructura porcentual de camiones por principales departamentos, 2019**



Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Por su parte, Lima registra 59,172 ómnibus en el parque automotor nacional, seguido de La Libertad con 8,185 ómnibus y Arequipa con 6,605 ómnibus, los cuales obtienen una participación conjunta de 78.9% en el año 2019 (ver Figura 2.29).

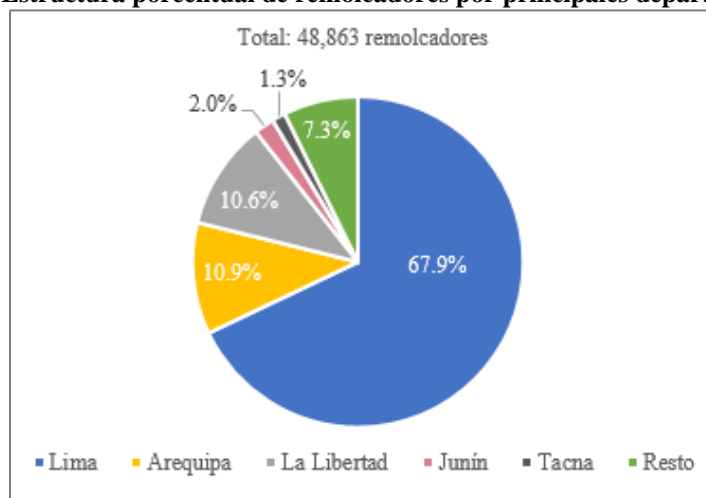
**Figura 2.29. Estructura porcentual de omnibuses por principales departamentos, 2019**



Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, Lima totaliza 33,195 remolcadores o tracto-camiones en el parque automotor nacional, seguido de Arequipa con 5,332 remolcadores y La Libertad con 5,165 remolcadores, los cuales obtienen una participación conjunta de 89.4% en el año 2019 (ver Figura 2.30).

**Figura 2.30. Estructura porcentual de remolcadores por principales departamentos, 2019**



Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

**a) Transporte de pasajeros**

En el año 2019, se totaliza 6,277 vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros, siendo Lima el mejor posicionado con 3,882 unidades, seguido de La Libertad con 683 unidades, Arequipa con 346 unidades, Junín con 268 unidades y Lambayeque con 228 unidades.

Además, se contabiliza a 587 empresas autorizadas para el transporte interprovincial de pasajeros, de la cuales corresponden a Lima 282 empresas, seguida de Arequipa con 49 empresas, La Libertad con 45 empresas, Junín con 35 empresas y Lambayeque con 32 empresas, en el año 2019.

Finalmente, se observa que Lima, La Libertad, Arequipa y Lambayeque son los principales departamentos de la costa peruana con mayor representatividad en vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros (ver Tabla 2.12).

**Tabla 2.12. Vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros por departamento, 2019 (unidades)**

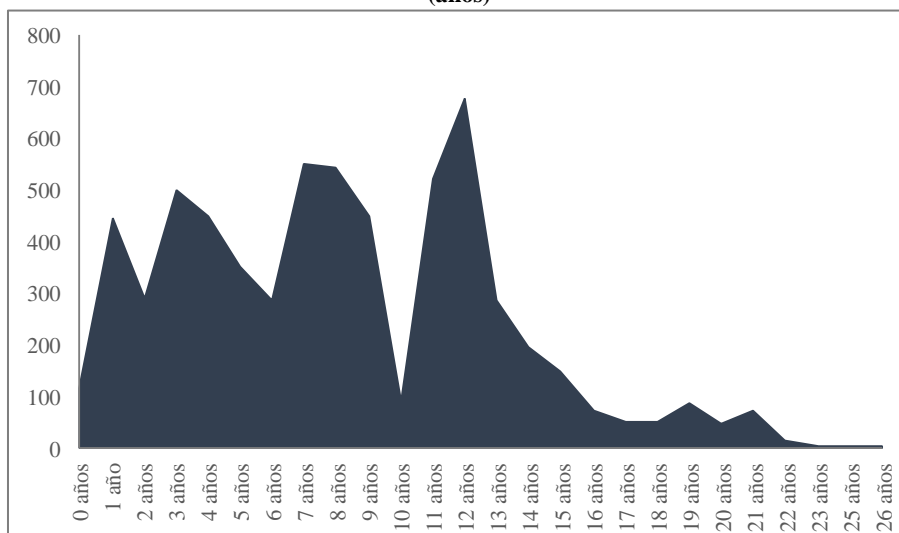
Departamento	Vehículos
Lima	3,882
La Libertad	683
Arequipa	346
Junín	268
Lambayeque	228
Puno	197
Ancash	141
Cajamarca	123
Huánuco	81
Cusco	59
Piura	59
Tumbes	42
Tacna	39
Moquegua	35
Ica	25
Pasco	21
Callao	16
Amazonas	11
Apurímac	9
Ayacucho	6
Madre de Dios	4
San Martín	1
<b>Total</b>	<b>6,277</b>

Fuente: MTC-Dirección General de Transporte Terrestre, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a la antigüedad de vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros, 678 unidades registran 12 años de antigüedad, seguido de 550 unidades con 7 años de antigüedad, 543 unidades con 8 años de antigüedad, 523 unidades con 11 años de antigüedad, 498 unidades con 3 años de antigüedad y 447 unidades con 4 años de antigüedad. Así, más del 83% de vehículos autorizados para el

transporte interprovincial de pasajeros oscilan entre el año y 12 años de antigüedad al año 2019, tal cual se visualiza en la Figura 2.31.

**Figura 2.31. Antigüedad de vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros, 2019 (años)**



Fuente: MTC-Dirección General de Transporte Terrestre, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### b) *Transporte de carga*

En el año 2019, se habilitan 168,882 camiones para el transporte de carga, de los cuales 93,103 unidades corresponden a Lima, seguido de Arequipa con 12,554 unidades y La Libertad con 10,772 unidades, los cuales obtienen una participación conjunta de 68.9%.

Asimismo, en dicho año, se habilitan 49,067 remolcadores para el transporte de carga, de los cuales Lima totalizó 30,285 unidades, seguido de Arequipa con 6,496 unidades y La Libertad con 3,095 unidades, los cuales obtienen una participación conjunta de 81.3%.

En la siguiente Tabla 2.13, Lima, Arequipa, La Libertad, Piura y Lambayeque son los departamentos que cuentan con mayor representatividad en camiones y remolcadores autorizados para el transporte de carga en el año 2019.

**Tabla 2.13. Camiones y remolcadores autorizados para el transporte de carga por departamento, 2019**

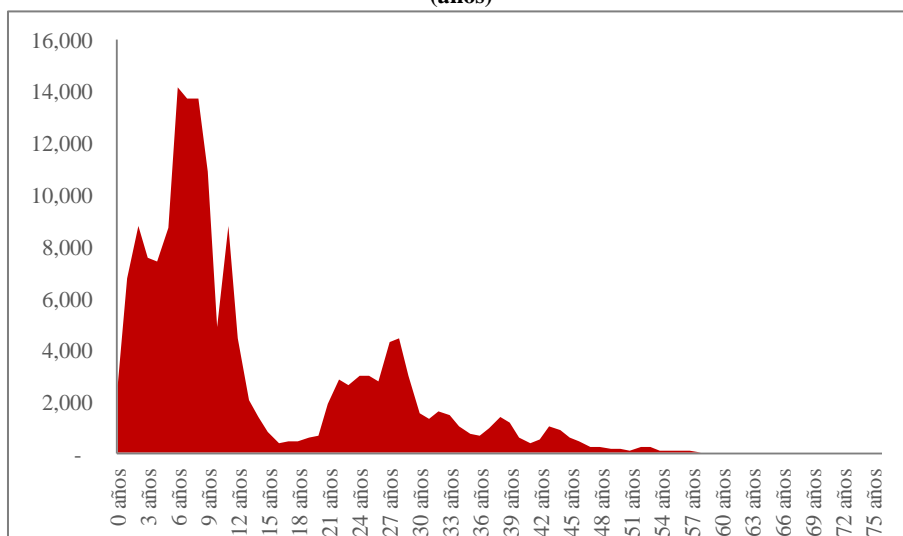
Departamento	Camiones	Remolcadores
Lima	93,103	30,285
Arequipa	12,554	6,496
La Libertad	10,772	3,095
Piura	6,963	1,638
Lambayeque	6,801	1,442
Cusco	6,108	883
Cajamarca	4,639	841
Junin	4,434	705
Puno	3,965	872
Ica	2,968	571
Huánuco	2,694	192
Tacna	2,438	647
San Martín	2,166	302
Ayacucho	1,822	366
Apurímac	1,625	131
Tumbes	1,237	92
Ancash	1,218	36
Ucayali	969	60
Madre De Dios	769	223
Moquegua	734	133
Amazonas	508	36
Pasco	335	19
Huancavelica	52	2
Loreto	8	0
<b>Total</b>	<b>168,882</b>	<b>49,067</b>

Fuente: MTC-DGTT, 2019

Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a la antigüedad de camiones habilitados para el transporte de carga, 14,126 unidades registran seis (6) años, seguido de 13,752 unidades con siete (7) años, 13,740 unidades con ocho (8) años, 10,896 unidades con nueve (9) años y 8,824 unidades con dos (2) años, las cuales obtiene una participación conjunta de 37.0% en el año 2019, tal cual se observa en la Figura 2.32.

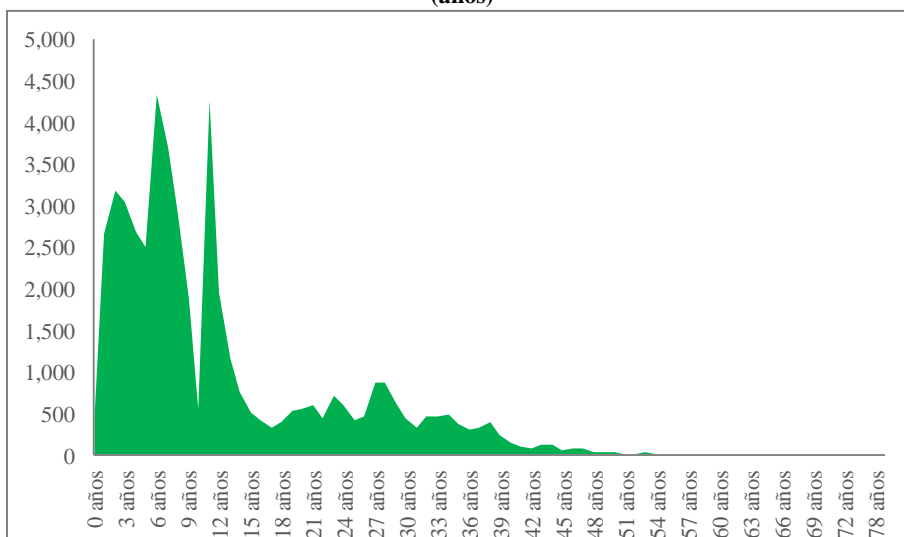
**Figura 2.32. Antigüedad de camiones habilitados para el transporte de carga, 2019 (años)**



Fuente: MTC-DGTT, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a la antigüedad de remolcadores habilitados para el transporte de carga, 4,334 unidades registraron seis (6) años, seguido de 4,265 unidades con once (11) años, 3,711 unidades con siete (7) años, 3,170 unidades con dos (2) años y 3,048 unidades con tres (3) años, las cuales obtienen una participación conjunta de 37.8% en el año 2019, tal cual se observa en la Figura 2.33.

**Figura 2.33. Antigüedad de remolcadores habilitados para el transporte de carga, 2019 (años)**



Fuente: MTC-Dirección General de Transporte Terrestre, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

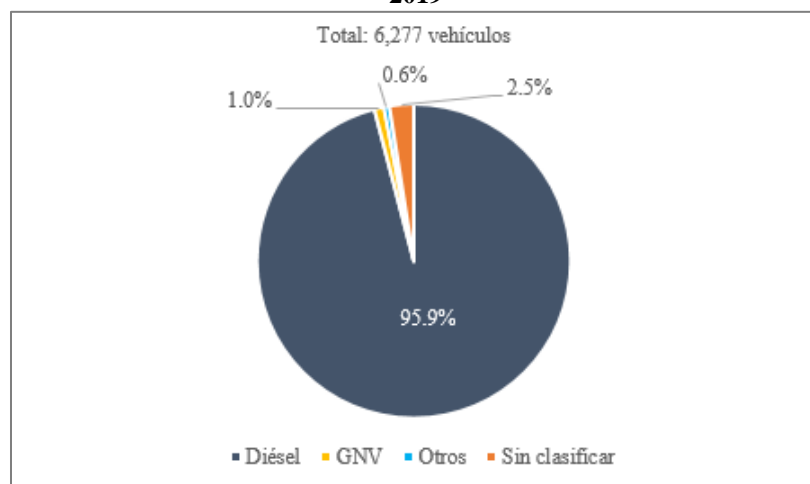
### 2.3.2. Tipos de combustibles utilizados

De acuerdo a la DGEE, el sector transporte se convierte en el principal consumidor de energía, porque pasa de la adquisición de vehículos más rápidos y con mayor

capacidad para llevar gran cantidad de carga o personas a la implementación de sistemas de transporte masivos, más competitivos, seguros, con menos emisiones contaminantes y mayores costos reducidos (Minem, 2017).

Respecto a los tipos de combustibles utilizados en los vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros, el diésel alcanza la mayor participación con 95.9%, seguido del GNV con 1.0% en el año 2019 (ver Figura 2.34).

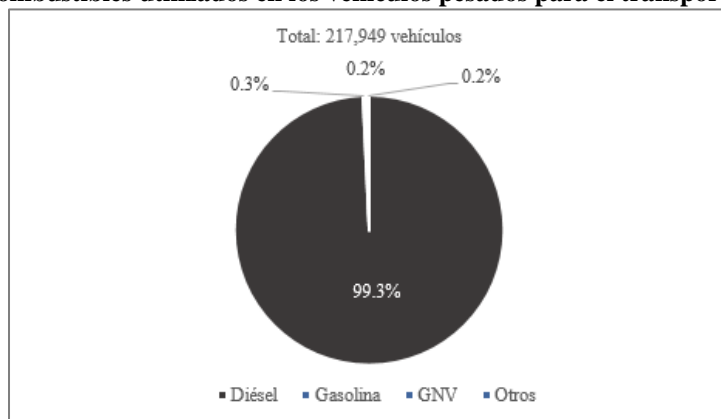
**Figura 2.34. Combustibles utilizados en los vehículos habilitados para el transporte de pasajeros, 2019**



Fuente: MTC-DGTT, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

Por su parte, con relación a los tipos de combustibles utilizados en los camiones habilitados para el transporte de carga, el diésel alcanza 99.3%, seguido de la gasolina con 0.3% y GNV con 0.2%; asimismo, en los remolcadores, el diésel registra 99.0% y el GNV 0.9% en el año 2019 (ver Figura 2.35).

**Figura 2.35. Combustibles utilizados en los vehículos pesados para el transporte de carga, 2019**



Fuente: MTC-Dirección General de Transporte Terrestre, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis



### **2.3.3. Infraestructura de red vial nacional**

De acuerdo a la DGCF, el ordenamiento de la red vial en el Perú se encuentra comprendida en el SINAC y clasificada por el nivel de importancia y funcionalidad de cada una de éstas. Por lo tanto, se define los niveles siguientes: i) Red Vial Nacional, de competencia del MTC; ii) Red Vial Departamental, de competencia de los Gobiernos Regionales, y iii) Red Vial Vecinal, de competencia de los Gobiernos Locales (MTC, 2016).

Con el objetivo de actualizar las condiciones de la red vial, se realiza la actualización del clasificador de rutas<sup>6</sup>, a cargo de la citada Dirección señalada en el párrafo precedente, e imparte los lineamientos para dicha actualización, según Decreto Supremo N° 011-2016-MTC.

La red vial se encuentra constituida por 175,365.6 km de carreteras, de las cuales, el 96.3% corresponde a red existente y el 3.7%, a red proyectada. Respecto al tipo de rodadura en la red existente, el 17.0% corresponde a red pavimentada y el 83.0% a carreteras no pavimentadas. Además, según la jerarquía de la red vial existente, el 16.0% es de competencia nacional, el 16.4% es de competencia departamental y el 67.6% es de competencia vecinal en el año 2019 (MTC, 2019: 37).

---

<sup>6</sup> Es un documento técnico del SINAC y toma en cuenta lo siguiente: i) los cambios experimentados por las intervenciones viales; ii) los ajustes de las carreteras que atraviesan zonas urbanas; iii) las clasificaciones y reclasificaciones de las vías; iv) la incorporación de redes viales vecinales no registradas provenientes de los Planes Viales, y v) ajustes de trayectorias como resultado de las actualizaciones por inventarios viales en Cusco, Huánuco y Piura (MTC, 2019: 36).

**Tabla 2.14. Infraestructura vial existente del SINAC por departamento, 2019**

Departamento	Pavimentada (km)	No Pavimentada (km)	Proyectada (km)	Longitud Total (km)
Cusco	2,495.1	15,007.8	668.9	18,171.8
Cajamarca	1,574.4	13,078.1	40.4	14,692.9
Puno	2,249.9	10,964.3	217.3	13,431.4
Ayacucho	2,060.9	10,255.5	115.5	12,431.9
Junín	1,326.1	10,689.5	64.7	12,080.3
Áncash	2,024.6	8,751.1	66.3	10,842.0
Arequipa	2,628.6	6,763.9	41.8	9,434.3
Piura	2,085.5	6,778.4	187.4	9,051.4
La Libertad	1,185.2	7,620.5	326.5	9,132.2
Huancavelica	1,213.2	7,056.4	0.0	8,269.6
Huánuco	900.6	6,965.6	119.4	7,985.6
Lima	1,679.7	5,867.1	121.2	7,667.9
Apurímac	991.1	6,528.9	153.3	7,673.3
San Martín	944.3	4,294.2	415.9	5,654.5
Ica	814.2	2,690.4	42.1	3,546.7
Amazonas	884.1	2,469.4	52.0	3,405.5
Pasco	397.4	2,893.7	36.2	3,227.2
Lambayeque	687.0	2,513.1	48.1	3,248.2
Moquegua	686.6	1,954.6	0.0	2,641.2
Tacna	828.5	1,687.5	31.9	2,548.0
Ucayali	229.9	2,281.6	593.1	3,104.6
Madre de Dios	408.0	1,607.0	1,347.0	3,362.0
Tumbes	219.5	773.8	38.2	1,031.5
Loreto	204.9	690.2	1,782.9	2,678.0
Callao	50.3	1.7	1.5	53.6
<b>Total</b>	<b>28,769.6</b>	<b>140,184.3</b>	<b>6,511.6</b>	<b>175,365.6</b>

Fuente: MTC-Anuario Estadístico, 2019  
 Elaboración: Autores de esta tesis

Por último, de acuerdo a PVN, existen 78 unidades de peaje<sup>7</sup> ubicadas en la red vial nacional, de las cuales 54 unidades de peaje son administradas por empresas concesionarias y 24 unidades de peaje son administradas por PVN al año 2019 (INEI, 2019; MTC, 2019).

### 2.3.4. *Producto bruto interno del sector transporte en la costa peruana*

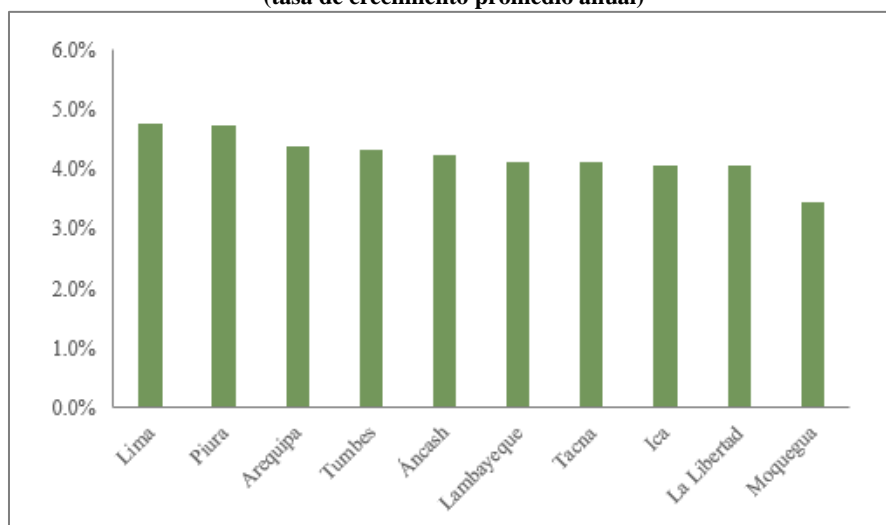
Con relación al valor agregado bruto transporte, almacenamiento, correo y mensajería<sup>8</sup>, Lima alcanza la mayor tasa de crecimiento promedio anual con 4.8%, seguido de Piura con 4.7%, Arequipa con 4.4%, Tumbes con 4.3% y Áncash con 4.2% en el periodo 2012-2019; en otras palabras, tres (3) departamentos ubicados en la costa

<sup>7</sup> Ver Anexo II.

<sup>8</sup> Valores a precios constantes del año 2007, según el INEI.

norte del país alcanzan tasas de crecimiento promedio anual por encima del 4.1% (ver Figura 2.36).

**Figura 2.36. VAB transporte por departamentos de la costa peruana, 2012-2019 (tasa de crecimiento promedio anual)**



Fuente: INEI, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En el año 2019, el valor agregado bruto de la actividad transporte, almacenamiento, correo y mensajería, a precios constantes de 2007, muestra un incremento de 2.5% respecto al año 2018 (INEI, 2019: 73).

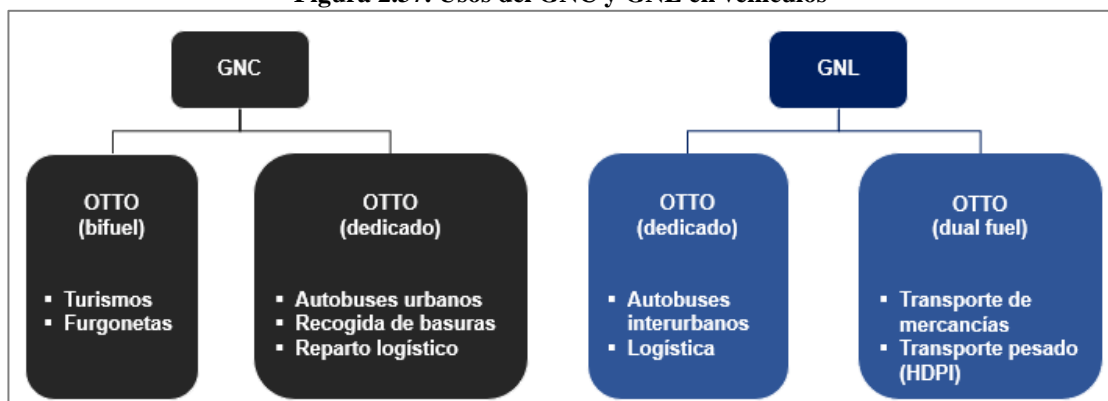
Así, el valor agregado bruto de la actividad transporte, almacenamiento, correo y mensajería de Lima totaliza S/ 17.3 millones, seguido de Arequipa con S/ 1.6 millones, Piura con S/ 1.6 millones, La Libertad con S/ 1.5 millones e Ica con S/ 1.1 millones en el año 2019.

### **2.3.5. Sistema Dual-Fuel**

Es un sistema que utiliza la mezcla de dos (2) combustibles, tales como: diésel y GNV.

El gas natural puede ser utilizado para los vehículos que consuman GNC o GNL; no obstante, cada uno muestra su particularidad dependiendo del tipo de ciclo del motor, tal cual se visualiza en la Figura 2.37.

**Figura 2.37. Usos del GNC y GNL en vehículos**



Fuente: Vaggi, 2017  
Elaboración: Autores de esta tesis

El tipo de motores duales Diésel-GNL, trabajan normalmente de dos (2) formas: i) sistema estándar, a través de inyección indirecta, la cual sustituye entre el 50 y 70% y, ii) sistema HDPI, a través del ingreso de gas de manera directa, por lo que se puede sustituir hasta un 95% de diésel.

Es un motor de combustión interna, en el que el combustible primario (gas natural) se mezcla de manera más o menos homogénea con el aire en el cilindro, como en un motor de encendido por chispa. Sin embargo, a diferencia de un motor de encendido por chispa, la mezcla aire/combustible se enciende inyectando una pequeña cantidad de combustible diésel a medida que el pistón se acerca a la parte superior de la carrera de compresión. Además, este combustible diésel sufre rápidamente reacciones prellama y se enciende, debido al calor de compresión, al igual que lo haría en un motor diésel. Así, la combustión del diésel se enciende por la mezcla aire-combustible en el resto del cilindro.

Los motores de combustión interna diésel-GNL, son una alternativa de solución para los vehículos livianos y pesados hacia una transición económica de energía renovable mixta. Los motores diésel-GNL proporcionan una alta eficiencia de conversión de energía de combustible y reducen las emisiones contaminantes.

Asimismo, una de las ventajas de este tipo de motores, es que son diseñados para funcionar indistintamente con gas natural de encendido con diésel o con combustible 100% diésel. Esto permite que sean versátiles en circunstancias en las que se desea el uso de gas natural por razones ambientales o económicas, pero en las que el suministro de gas puede no ser totalmente confiable. Por ejemplo, un camión de combustible dual podría trabajar con gas natural donde este combustible estuviera disponible (EESS de

GNL); sin embargo, si el camión tuviera que viajar más allá del alcance de su suministro de gas natural o hacia el interior del país, podría recurrir al 100% de diésel.

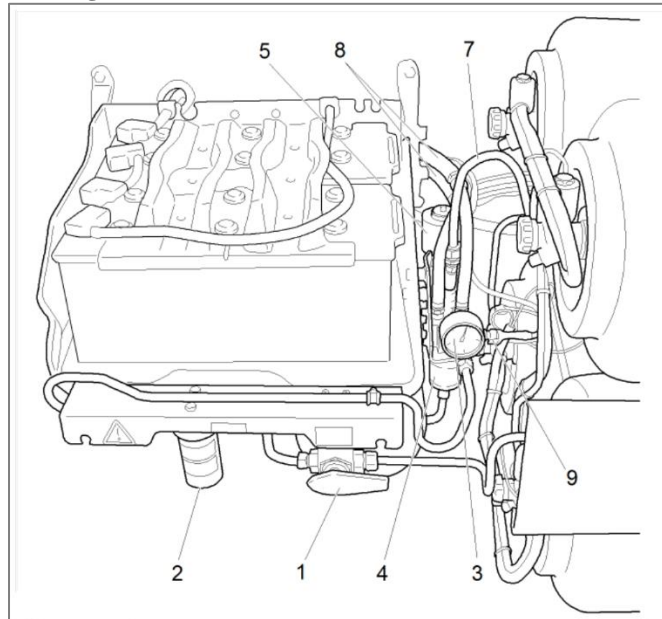
Los recientes desarrollos tecnológicos en estos tipos de motores de combustible dual, combinados con una nueva generación de sistemas electrónicos de medición y control de combustible permiten superar con problemas de eficiencia del combustible en el motor de combustible dual, principalmente.

Los últimos análisis económicos en Europa muestran que las conversiones, de estos tipos de motores, son principalmente por el ahorro de costos de combustible en aplicaciones, tales como: locomotoras ferroviarias, buques marinos, camiones mineros y sistemas de generación de energía a diésel.

En la Figura 2.38, se observa los elementos que se encuentran el camión:

- 1) Válvula de corte manual, flujo de gas
- 2) Filtro de combustible
- 3) Manómetro
- 4) Regulador de la presión del gas
- 5) Válvula solenoide de corte de gas, baja presión
- 6) Tubo de caja presión
- 7) Tubo de combustible de una válvula de seguridad por una presión alta
- 8) Tubo de refrigerante
- 9) Sensor de presión del depósito

**Figura 2.38. Posición de los elementos del camión**



Fuente: Yáñez, 2016

### 2.3.6. Vehículos pesados con tecnología de combustión a GNL

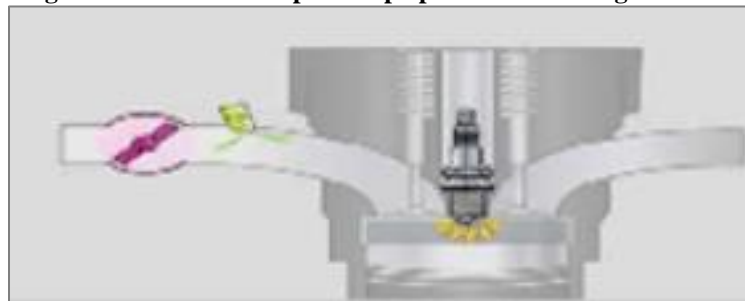
#### ▪ Características (tecnología, autonomía y consumo)

Según Sáenz (2018), las tecnologías disponibles de los motores a gas natural son los siguientes:

#### a) Encendido por chispa:

El gas y aire es mezclado a baja presión; en otras palabras, la ignición del gas natural se produce por medio de la chispa, bujía (ver Figura 2.39). Por otro lado, las aplicaciones típicas son los grupos electrógenos (velocidad continua) y compresión de gas (velocidad variable). Asimismo, cuenta con un bajo ratio de compresión para evitar detonaciones, y finalmente, utiliza el ciclo Otto.

**Figura 2.39. Encendido por chispa para el motor de gas natural**



Fuente: Westport, 2018

#### b) Dual-Fuel:

Los motores dual-fuel usan dos combustibles al mismo tiempo (ver Figura 2.40); es decir, diésel y gas natural. El encendido del gas se produce por la compresión del diésel y, cabe precisar que, el modo de funcionamiento solo en diésel es posible.

**Figura 2.40. Dual-Fuel para el motor de gas natural**



Fuente: Westport, 2018

**c) High Pressure Direct Injection (HPDI)<sup>9</sup>:**

Es una tecnología para aplicaciones que precisan de cambios bruscos de toma de carga o empleo en importante densidad de potencia, por ejemplo, en aplicaciones de tracción ferroviaria y minera (ver Figura 2.41).

**Figura 2.41. HDPI para el motor de gas natural**



Fuente: Westport, 2018

En este sistema, el piloto inyecta diésel para proporcionar energía en el encendido del gas natural. También, el gas natural es inyectado a alta presión al final de la carrera de compresión (no hay pre-mezcla de aire/combustible). Como resultado se origina: i) bajo consumo de diésel en todas las condiciones; es decir, un consumo medio de 5% de diésel durante todo el ciclo de funcionamiento; ii) el rendimiento es el mismo en potencia y par, y cuenta con igual o mayor eficiencia, y iii) presenta combustión perfecta en cualquier rango de potencia (no hay posibilidades de detonación).

---

<sup>9</sup> Es la inyección directa de alta presión.

Es preciso resaltar que, la tecnología WESTPORT HPDI ha sido desarrollada para la plataforma del motor diésel de la marca Cummins ISX, de 15 l, con potencia de 400 a 600 HP.

Finalmente, los principales fabricantes de motores a gas natural en el transporte de carreteras son: i) Cummins; ii) Man; iii) Rolls Royce; iv) Volvo, y v) WESTPORT.

En síntesis, las dos (2) tecnologías válidas para camiones de servicio pesado (HD) son: i) motores a gas natural, ciclo Otto, consumiendo el 100% de gas natural, y ii) motores dual-fuel, consumiendo diésel & gas natural al mismo tiempo, pero en ciclo diésel.

**Tabla 2.15. Aplicaciones en la tecnología de motores a gas natural**

Aplicaciones	Cilindrada	Potencia KW/Cilindro	Consumo diésel / año	Tecnología	Combustible
Pesados Grandes camiones	11 a 16 litros	50 a 75	75,000 litros	Inyección directa Dual fuel Encendido por chispa	GNL/GNC
Medios Buses y camiones medianos	5 a 11 litros	40	30,000 litros	Encendido por chispa	GNL/GNC
Ligeros Pasajeros y camiones ligeros	Hasta 7 litros	40	5,000 litros	Encendido por chispa	GNC

Fuente: Westport, 2018

Elaboración: Autores de esta tesis

▪ ***Proveedores existentes y modelos desarrollados***

De acuerdo a Sáenz (2018), el principal fabricante de grandes camiones pesados a GNL en Norteamérica es Daimler Group con una participación de 34%. Por otro lado, en Europa resulta Volvo Renault con 24%; mientras que, Faw con 22% y Tata con 70% en China e India, respectivamente (ver Tabla 2.16). Cabe precisar que, Scania obtuvo el quinto lugar con 14% de participación en Europa; no obstante, es una de las principales marcas representativas en el Perú.



**Tabla 2.16. Fabricantes de grandes camiones pesados, 2018**

Norteamérica	Europa	China	India
Daimler Group (Freightliner, Western Star) (34%)	Volvo Renault (24%)	Faw (22%)	Tata (70%)
International (25%)	Daimler (21%)	Sinotruck (19%)	Ashok Leyland (19%)
PACCAR (Peterbilt, Kenworth) (23%)	MAN (16%)	DongFeng (18%)	Force Motors (5%)
Volvo Group (18%)	DAF (16%)	Shanxi Automobile (11%)	Asia Motor Works (4%)

Fuente: ENERConsult, 2018  
Elaboración: Autores de esta tesis

**a) Freightliner:**

El camión Cascadia 113 day cab (ver Figura 2.42) cuenta con capacidad de hasta 300 galones de GNL y una autonomía de casi 1,000 km. Además, presenta un motor a gas natural Cummins Westport ISX12 G (Aufdemberg, 2014).

**Figura 2.42. Camión Cascadia 113 de Freightliner**



Fuente: Freightliner Trucks, 2014

**b) Volvo:**

El camión Volvo FH-LNG (ver Figura 2.43) es para operaciones pesadas regionales y de larga distancia. Cuenta con una autonomía de 1,095 km, presenta un consumo de combustible de 32 l/100km y tiene potencias de 420 hp o 460 hp y torques de 2,100 Nm

o 2300 Nm. Asimismo, se basa en un motor D13K de última generación y ofrece una reducción inmediata del 20% de emisiones de CO<sub>2</sub> (Euro VI).

**Figura 2.43. Camión Volvo FH-LNG**



Fuente: Volvo Trucks, 2019

**c) Daimler Group:**

El camión Foton Auman EST a GNL (ver Figura 2.44) cuenta con el motor WP13NG430E42. Asimismo, presenta una cilindrada de 12.5 l, potencia de 430 CV y torque de 2,000 Nm, acoplado a una transmisión Fast Gear de doce (12) velocidades. Finalmente, tiene una capacidad de carga de hasta 49 ton, equipado con tanques de combustible que almacena 900 l de gas en estado líquido, lo cual permite una autonomía de 1,000 km.

**Figura 2.44. Camión Foton Auman EST**



Fuente: Neoauto, 2019

**d) FAW:**

El tracto camión 6x4 FAW (ver Figura 2.45) cuenta con dos (2) tanques de capacidad de 750 l de GNL (1,500 l), lo cual permite una autonomía de 1,300 km. Es preciso resaltar que, Sinomaq presenta este primer camión industrial abastecido con GNL en octubre del año 2018.

**Figura 2.45. Tracto camión 6x4 FAW**



Fuente: Nitro.pe, 2018

**e) Iveco:**

El camión Iveco Stralis NP 460 GNL (ver Figura 2.46) cuenta con un motor cursor 13 Euro VI, siendo diseñado para el transporte de larga distancia. Además, presenta una cilindrada de 12.9 l, con una mecánica de ciclo Otto, proceso de combustión mejorado y un peso optimizado. Asimismo, tiene una caja de cambios automatizada de doce (12) velocidades Hi – Tronix de última generación, capaz de gestionar las cualidades del motor. Finalmente, el camión alcanza los 1,600 km de autonomía, puesto que está equipado con dos (2) depósitos criogénicos de 540 l de GNL cada uno.

**Figura 2.46. Camión Iveco Stralis NP 460 GNL**



Fuente: Iveco Trucks, 2019

**f) Scania:**

El bus Scania Interlink Medium Decker (ver Figura 2.47) de larga distancia tiene una altura de 13 m y cuenta con un motor de 320 CV propulsado por GNL. Además, dispone de dos (2) depósitos criogénicos que proporcionan hasta 1,300 km de autonomía. Asimismo, Interlink MD (2 ejes) es un autobús que admite hasta 59 pasajeros sentados y su versión de tres (3) ejes, 71 pasajeros sentados. (Radstrom, 2019).

**Figura 2.47. Bus Scania Interlink Medium Decker**



Fuente: Scania Soluciones España, 2019

En febrero del año 2019, el camión G410 4x2 de Scania (ver Figura 2.48), se convierte en el primer vehículo pesado europeo a GNL en recorrer la ruta Lima – Trujillo – Lima con 1,000 km de autonomía.

**Figura 2.48. Camión Scania G410**



Fuente: Scania del Perú, 2019

Según Tello (2020), en el Perú existen ocho (8) unidades de tractos a GNL de las marcas siguientes:

- Shacman: 3 unidades  
Autonomía: 850 km

Potencia: 430 hp

- CAMC: 2 unidades

Autonomía: 850 km

Potencia: 420 hp

- Scania: 2 unidades

Autonomía: 800 km

Potencia: 410 hp

- FAW: 1 unidad

Autonomía: más de 1,000 km

Potencia: 420 hp

#### **2.4. Establecimientos de venta al público de combustibles**

En el Perú, un establecimiento de venta al público de combustibles es una instalación en un bien inmueble donde se reciben, almacenan y comercializan combustibles para venta al público (Osinermin, 2002).

Según el Registro de Hidrocarburos del Osinermin (2021), se clasifica de la manera siguiente:

- **Estación de servicio:** Establecimiento dedicado a la comercialización de combustibles (combustible líquido derivado de hidrocarburo y/o GLP y/o GNV) a través de surtidores y/o dispensadores. A su vez, se puede vender otros productos como lubricantes, filtros, baterías, llantas, accesorios para automotores, GLP para uso doméstico en cilindros, artículos propios de un minimercado; así como prestar otros servicios al público en instalaciones adecuadas y aprobadas por la DGH del Osinermin, tales como: i) lavado y engrase; ii) cambio de aceite y filtros; iii) cambio, reparación, alineamiento y balanceo de llantas; iv) trabajos de mantenimiento automotor, y v) cualquier actividad comercial ligada a la prestación de servicio al público sin que afecte la seguridad del establecimiento.
- **Grifo:** Establecimiento dedicado a la comercialización de combustibles líquidos a través de surtidores y/o dispensadores. Además, se puede vender otros productos como lubricantes, filtros, baterías, llantas, accesorios para automotores y GLP para uso doméstico en cilindros.
- **Grifos flotantes:** Establecimiento flotante no autopropulsado donde se comercializan combustibles exclusivamente para suministrar embarcaciones a través

de surtidores y/o dispensadores, la cual puede ser anclado en el mar, río o lago. El almacenamiento puede estar en tierra o en la unidad flotante; asimismo, se le permite vender lubricantes y otros artículos conexos.

- **Grifos rurales:** Establecimiento donde se comercializan combustibles ubicados en zona o área clasificada como rural por la Municipalidad Provincial respectiva. El almacenamiento puede ser en cilindros y solo se permite almacenar combustibles líquidos como gasolinas, naftas y otros hidrocarburos líquidos (clase I) y/o diésel, gasóleo y kerosene (clase II).

Por otro lado, respecto al GNL utilizado en camiones de Europa, Norteamérica y China, ofrecen un potencial ahorro en el costo del combustible respecto al diésel convencional. Asimismo, constituye solo 1/600 de su volumen original y una gran cantidad de gas en el tanque. Un gran argumento, en comparación al diésel, es que el GNL cuenta con los atributos siguientes: i) 15% menos de emisiones de CO<sub>2</sub>; ii) 50% menos de ruido; iii) 50% menos de óxido de nitrógeno, y iv) menor proporción de óxido de azufre o partículas.

Otro punto importante, se refiere a que el GNL es la única alternativa para viajes de camión y ómnibus de larga distancia en la actualidad, puesto que no existen baterías desarrolladas de gran almacenamiento comparadas con un tanque de combustible de GNL.

Por otro lado, las EESS para los vehículos que usan gas natural son semejantes a las EESS tradicionales, puesto que se abastecen a los vehículos de gasolina, diésel o petróleo, tal como se observa en la Figura 2.49.

Normalmente, en dichas EESS se comprime a una presión de 250 bares el gas obtenido, ya sea de una red de distribución a un máximo de 16 bares o procedente de un depósito de GNL, la cual se almacena en depósitos y abasteciéndose a los vehículos.

**Figura 2.49. EESS de GNL en España**



Fuente: Shell, 2019

#### **2.4.1. Tipos de EESS de GNL**

De acuerdo al Workshop Valencia (2019), las EESS se pueden clasificar como públicas (de uso general) y privadas (uso particular), ello se encuentra relacionado, principalmente, en función al número de vehículos, grado de implicación de la compañía suministradora de gas y, en definitiva, a los costos asociados a ello.

Del mismo modo, otros autores las clasifican en fijas y móviles.

##### **a) Estaciones móviles**

###### Estaciones móviles TIPO 1:

Se encuentra constituida por un contenedor de 20 pulgadas o 40 pulgadas, válvulas manuales y bomba criogénica, tal cual se observa en la Figuras 2.50 y 2.51.

**Figura 2.50. Estaciones móviles TIPO 1, 20 pulgadas**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

**Figura 2.51. Estaciones móviles TIPO 1, 40 pulgadas**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

Las ventajas que presenta son las siguientes: i) baja inversión y costo operativo; ii) poco espacio requerido, y iii) no es necesaria acometida eléctrica.

Las limitaciones que presenta son las siguientes: i) necesidad de tener un operador; ii) no es válido depósitos de alta presión, y iii) sin boil-off gas<sup>10</sup>, diseñado a requerimientos específicos.

#### Estaciones móviles TIPO 2:

Se encuentra constituida por el TIPO 1 más dispensador, tal cual se visualiza en las Figuras 2.52 y 2.53.

**Figura 2.52. Estaciones móviles TIPO 2**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

---

<sup>10</sup> El ligero cambio de temperatura y/o presión provocan que el GNL se evapore.



**Figura 2.53. Estación móvil con dispensador**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

Las ventajas que presenta son las siguientes: i) baja inversión y costo operativo; ii) poco espacio requerido, y iii) totalmente automático.

Las limitaciones que presenta son las siguientes: i) no válido en depósitos de alta presión, y ii) sin boil-off gas, diseñado a requerimientos específicos.

#### Estaciones móviles TIPO 3:

Constituida por el TIPO 2 más GNL y GNC (ver Figura 2.54).

**Figura 2.54. Estación móvil TIPO 3**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

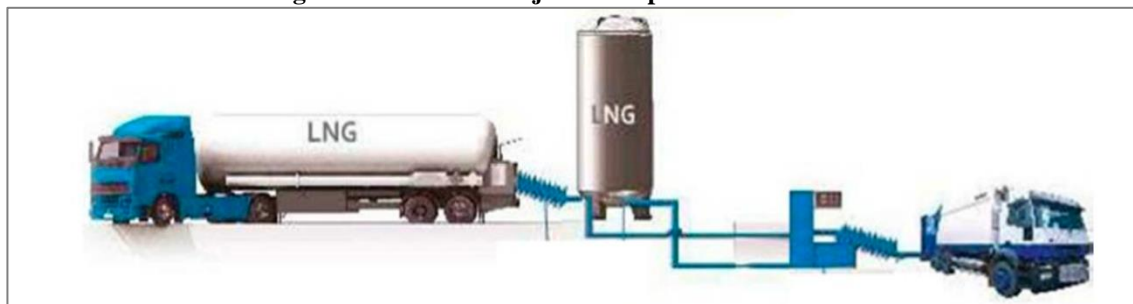
Las ventajas que presenta son las siguientes: i) baja inversión y costo operativo; ii) poco espacio requerido, y iii) válido para todo tipo de camión GNL (presión); mientras que, las limitaciones son: i) sin boil-off gas, diseñado a requerimientos específicos.

#### **b) Estaciones fijas**

##### Estaciones fijas TIPO A:

Se encuentra constituida por tanque más dispensador GNL (ver Figura 2.55).

**Figura 2.55. Estación fija más dispensador de GNL**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

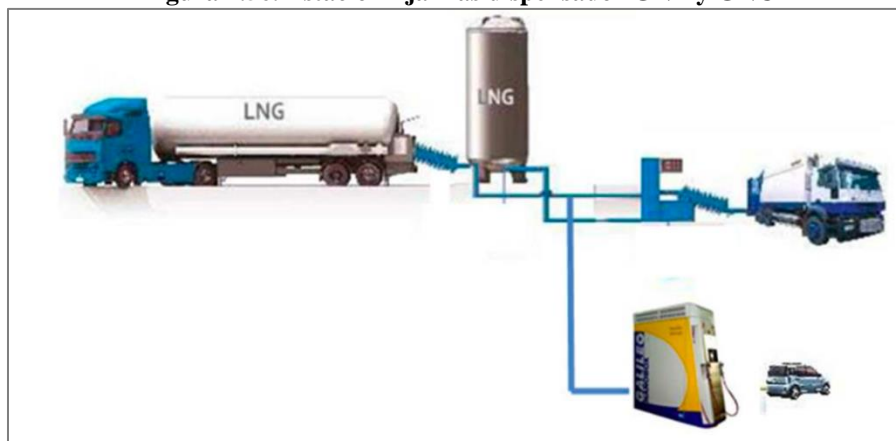
Las ventajas que presenta son: i) baja inversión y costo operativo, y ii) poco espacio requerido.

Las limitaciones que presenta son: i) no válido para depósitos de alta presión; ii) dispensador debe ser cercano, y iii) sin boil-off, diseñado a requerimientos específicos.

#### Estaciones fijas TIPO B:

Se encuentra constituida por un tanque más dispensador GNL y boil-off (ver Figura 2.56).

**Figura 2.56. Estación fija más dispensador GNL y GNC**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

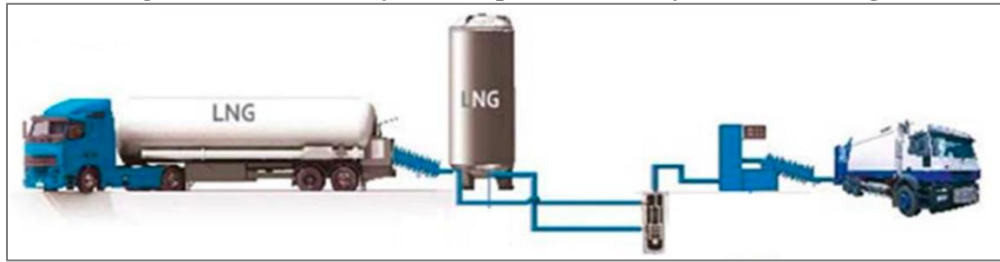
Las ventajas que presenta son: i) inversión intermedia; ii) poco espacio requerido, y iii) no requiere un mínimo de camiones GNL.

Las limitaciones que presenta son: i) no válido para depósitos de alta presión; ii) dispensador GNL debe estar cercano, y iii) costos operativos medios (compresor).

#### Estaciones fijas TIPO C:

Se encuentra constituida por un tanque más dispensador GNL y bomba centrífuga (ver Figura 2.57).

**Figura 2.57. Estación fija más dispensador GNL y bomba centrífuga**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

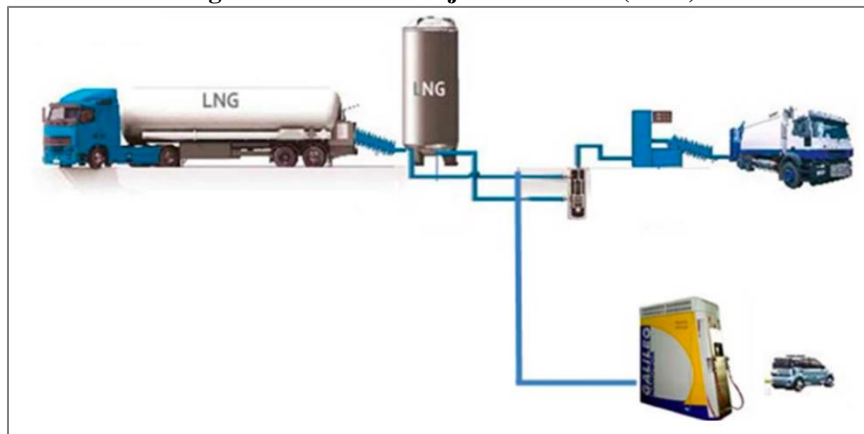
Las ventajas que presenta son: i) dispensador GNL no está cercano, y ii) capacidad de abastecimiento (varios dispensadores).

Las limitaciones que presenta son: i) inversión moderada-alta; ii) costos operativos medios-altos; iii) no válido para depósitos de alta presión, y iv) sin boil-off, requerimientos específicos.

#### Estaciones fijas TIPO D:

Se encuentra constituida por TIPO C más boil-off (GNC), tal cual se visualiza en la Figura 2.58.

**Figura 2.58. Estación fija más boil-off (GNC)**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

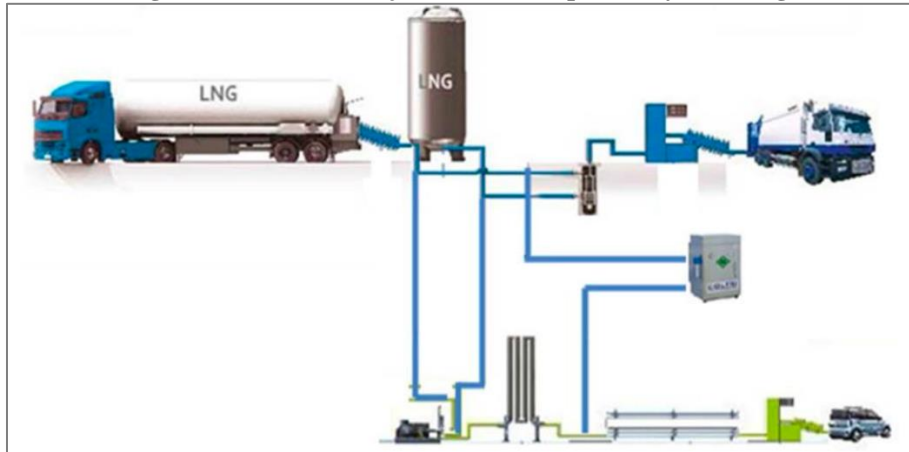
Las ventajas que presenta son: i) dispensador GNL no cercano; ii) capacidad de abastecimiento con varios dispensadores GNL; iii) suministro de GNC, y iv) no requiere un mínimo de GNL (venta de GNC).

Las limitaciones que presenta son: i) inversión moderada-alta; ii) costos operativos medios-altos, y iii) no válido para depósitos de alta presión.

#### Estaciones fijas TIPO E:

Se encuentra constituida por TIPO D más bombas pistones y centrífuga (ver Figura 2.59).

**Figura 2.59. Estación fija más bombas pistones y centrífuga**



Fuente: Workshop Valencia, 2019

Las ventajas que presenta son: i) válido para todo tipo de camión GNL (presión); ii) capacidad de varios dispensadores de GNL y GNC, y iii) no requiere un mínimo de GNL (venta de GNC).

Las limitaciones que presenta son: i) inversión alta, y ii) costos operativos altos.

#### **2.4.2. Infraestructura y funcionamiento de GNL**

El transporte y almacenamiento del GNL es fácil por sus características de alto índice de expansión de gas a líquido y gran eficiencia energética. Así, normalmente se usa un semiremolque de GNL para transportar este combustible desde la fábrica de gas o puerto hasta la estación de carga de gas natural.

Las EESS de GNL (ver Figura 2.60) requieren el uso de tanques de almacenamiento de GNL o biogás líquido y cuentan con la capacidad de almacenar GNL a presiones de hasta 20 bares. Entre las principales ventajas de las estaciones de GNL se incluyen las siguientes:

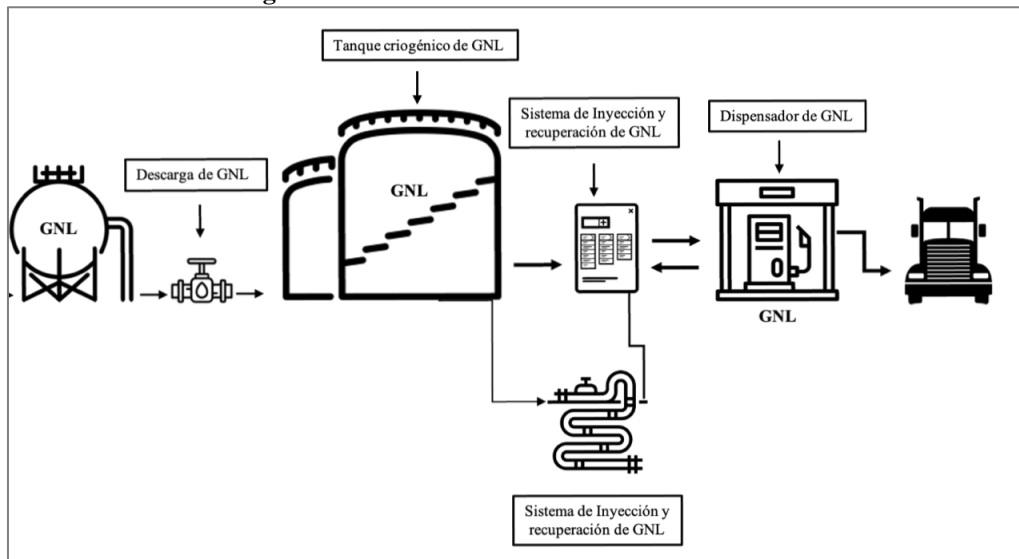
- i) La disminución del tamaño del tanque del vehículo a bordo, a través de la reducción del peso en comparación con el GNC.
- ii) El aumento de la autonomía del vehículo.
- iii) La capacidad de recuperar el gas de ebullición del vehículo.
- iv) Costo de inversión mucho menor por kg de gas distribuido.

Además, el tiempo de reabastecimiento de combustible es relativamente corto y existe una precisión de medición de reabastecimiento de combustible muy alta.

La bomba también puede arrancar y detenerse instantáneamente. Este tipo de estaciones de reabastecimiento de combustible también brinda la capacidad de

administrar la presión dentro del tanque de almacenamiento y la posibilidad de integrar las funciones de saturación y descarga al patín de la bomba.

**Figura 2.60. Infraestructura de la EESS de GNL**



Fuente: GA Santos, 2018

Elaboración: Autores de esta tesis

Los principales componentes de una EESS de GNL son:

**a) Tanque de GNL criogénico (PED/ADP):**

Se encuentra constituido por un recipiente de dos (2) paredes aislado y separado al vacío. En estos se recibe el GNL de los camiones cisterna y se entrega a los dispensadores de la estación a requerimiento del usuario.

Dentro de sus características se cuenta:

- i) Capacidad: de cinco (5) a 130 m<sup>3</sup><sup>11</sup> (volumen geométrico interno disponible para GNL, un m<sup>3</sup> contiene aproximadamente media tonelada de GNL), por razones de seguridad el tanque solo se llena hasta el 95% de la capacidad.
- ii) Presión de 5 a 15 bar.
- iii) Contiene un depósito interior de acero inoxidable.
- iv) Conector de suministro: Parker y Kodiak.
- v) Medidor de flujo de masa.

**b) Dispensador de GNL:**

<sup>11</sup> Es el volumen geométrico interno disponible para GNL; en otras palabras, un m<sup>3</sup> contiene aproximadamente media tonelada de GNL.

El dispensador de GNL es el alimentador para los vehículos en la EESS de GNL. Estos generalmente tienen una alta precisión de medición y están totalmente equipados con mangueras, boquillas y un sistema de separación. Algunos de estos dispensadores tienen la capacidad de recuperar los gases de ebullición de los vehículos.

**c) Panel de control eléctrico**

Este panel controla automáticamente la estación a través de la recepción de señales en forma continua por los diferentes transductores en el campo como:

- i) Presión en el tanque criogénico de la EESS.
- ii) Temperatura de GNL.
- iii) Nivel de líquido en el tanque criogénico.
- iv) Presión en la línea.
- v) Detector de temperatura del gas frío.
- vi) Temperatura del circuito de enfriamiento.
- vii) Presión de entrega de gas (GNL).

Por normas de seguridad, el panel eléctrico se debe instalar en un área segura, por lo que es el único componente que no se encuentra instalado en la plataforma del sistema.

**d) Bomba criogénica de baja presión**

Es usado normalmente para transferir GNL, desde el tanque de la EESS al tanque del vehículo, durante el reabastecimiento de combustible de los vehículos, los cuales cuentan con las siguientes características:

- i) Presión máxima de trabajo de 34 bar.
- ii) Caudal típico: 700-800 kg/min.
- iii) Potencia: 16 KW

### **2.4.3. Opciones tecnológicas de GNL**

Según el análisis de costos realizados por la European Commission (2016) en las EESS, las principales tecnologías de GNL utilizadas para proyectos desarrollados tipo corredor azul, como el que se está proponiendo son los siguientes:

- i) Tecnología A: GNL saturado a 7-8 bar.
- ii) Tecnología AM: tecnología A, tipo móvil.
- iii) Tecnología B: GNL y GNC saturados (GNC-L).
- iv) Tecnología C: GNL súper saturado (18 bar) y saturado.
- v) Tecnología D: GNL y GNC súper saturados y saturados (GNC-L).
- vi) Tecnología DM: Tecnología D, tipo móvil.

En la Tabla 2.17, se presentan las ventajas y limitaciones de cada tecnología, independientemente de sus fabricantes.

**Tabla 2.17. Tecnologías de GNL en EESS**

Tecnología	Limitaciones de trabajo	Ventajas	Desventajas
<b>A:</b> GNL saturado a 7 - 8 bar	Presión diferencial	CAPEX relativamente bajo OPEX relativamente bajo Requisitos de poco espacio Alta confiabilidad	Sólo camiones de baja presión Sin entrega de GNC Sin recuperación de ebullición Baja tasa de reabastecimiento de combustible Diseño personalizado
<b>AM:</b> Tecnología A, tipo móvil	Presión diferencial móvil	CAPEX relativamente bajo OPEX relativamente bajo Bajos requisitos de espacio Alta confiabilidad Flexibilidad Aprobaciones	Sólo camiones de baja presión Sin entrega de GNC Sin recuperación de ebullición Baja tasa de reabastecimiento de combustible Diseño personalizado
<b>B:</b> GNL saturado y GNC (GNC-L)	Presión diferencial Recuperación de ebullición con compresor	CAPEX medio Bajo requisitos de espacio Alta confiabilidad Suministro a vehículos GNC No requiere un mínimo de camiones a GNL	Sólo camiones de baja presión El dispensador de GNL no se puede asignar lejos del tanque Costos operaciones moderados
<b>C:</b> GNL super saturado (18 bar) y saturado	Bomba centrífuga	Posibilidad de repostar todo tipo de camiones de GNL El dispensador de GNL no necesita estar cerca del tanque de almacenamiento Alta capacidad de repostaje de GNL	Costo de inversión moderado - alto Costo operacional moderado Sin recuperación de ebullición Sin GNC
<b>D:</b> GNL y GNC super saturado y saturado (GNL)	Bomba centrífuga Bomba de pistón Recuperación de ebullición	Posibilidad de repostar todo tipo de camiones de GNL El dispensador de GNL no necesita estar cerca del tanque de almacenamiento Alta capacidad de reabastecimiento de GNL (se pueden servir varios dispensadores al mismo tiempo) Alta capacidad de repostaje de GNL No requiere un mínimo de camiones de GNL, ya que existe disponible un número aceptable de clientes de GNL	Altos costos de inversión Alto costo operativo
<b>DM:</b> Tecnología D, tipo móvil	Bomba centrífuga Bomba de pistón	Posibilidad de repostar todo tipo de camiones de GNL El dispensador de GNL no necesita estar cerca del tanque de almacenamiento Bajos costos de capital y operacionales Bajos requisitos de espacio Flexibilidad debido al concepto móvil Capacidad de repostaje de GNC No requiere un mínimo de camiones de GNL	Sin recuperación de ebullición

Fuente: European Commission, 2016  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### **2.4.4. Experiencias internacionales**

##### **a) Proyecto LNG Blue Corridors**

Los corredores azules de GNL surgen como el resultado del proyecto de cooperación entre fabricantes de vehículos pesados, proveedores y distribuidores de combustible junto con operadores de flotas, la cual pretende establecer al GNL como



alternativa real para el transporte de media y larga distancia, de tal modo que sea utilizado combustible primario y sustituto del diésel. Hasta ese momento, los vehículos pesados que utilizan dicha tecnología son los buses urbanos y camiones de basura. Además, el rendimiento y la autonomía son buenos con dichas tecnologías porque estaban adaptadas a este combustible alternativo más limpio.

No obstante, si se analiza los datos de consumo, la equivalencia en autonomía de un (1) litro de diésel es de cinco (5) l de GNC comprimido a 200 bares. Así, cinco (5) veces más de volumen del combustible evita el uso de GNC en el transporte pesado por carretera, ya que su volumen y peso son demasiado grandes para el transporte de camiones en largas distancias. Por ello, esto es el punto de partida para el uso eficiente del GNL transportado por barco a cualquier parte del mundo, puesto que solo se necesitaban 1.8 l de GNL para cumplir con la autonomía equivalente de usar un litro de diésel. Asimismo, un camión de 40 t en Europa con tecnología diésel necesita un tanque de 400 a 500 l para un viaje de 1,000 km, siendo su equivalente de 700 a 900 l para GNL mediante el acoplamiento de dos tanques en los laterales del chasis del camión. En ese sentido, el GNL abre el camino al uso eficiente de este combustible para el transporte por carretera de grandes distancias.

Para cumplir con los objetivos de las políticas europeas, se definen una serie de estaciones de GNL a lo largo de cuatro (4) corredores que cubren el área del Atlántico (línea verde), la región Mediterránea (línea roja) y conectando el Eje Sur de Europa con el Eje Norte (línea azul) y Eje Oeste - Este (línea amarilla), respectivamente, tal cual se observa en la Figura 2.59. A fin de que se pudiera implementar una red de transporte sostenible para Europa, el proyecto establece el objetivo de construir aproximadamente catorce (14) nuevas estaciones de GNL, tanto en instalaciones fijas como móviles, en lugares estratégicos a lo largo de los corredores azules, construyendo una flota de aproximadamente 100 vehículos pesados propulsados por GNL.

**Figura 2.61. Proyecto LNG Blue Corridors en Europa**



Fuente: LNG Blue Corridors

El costo del proyecto resulta de 14.33 M€ y es financiado por el Seventh Framework Programme de la Unión Europea con 7.96 M€, lo cual incluye 27 socios de 11 países, de los cuales figuran empresas, tales como: Eni, Gas Natural Fenosa, Iveco, Linde, Renault Trucks, Energigas Sverige, Volvo, Westport, entre otros, la cual finaliza en mayo del año 2018 la implementación del proyecto.

Según NGVA Europe (2021)<sup>12</sup>, se reporta 373 EESS de GNL en Europa, de los cuales Italia totaliza 88 EESS de GNL; España, 65 EESS de GNL; Francia, 48 EESS de GNL; Alemania, 48 EESS de GNL, y Países Bajos, 28 EESS de GNL, los cuales obtienen una participación conjunta de 74.3%, tal cual se visualiza en la Figura 2.62.

---

<sup>12</sup> Ver en: <https://www.ngva.eu/stations-map/>



**Figura 2.63. Estaciones de GNL en España**



Fuente: GASNAM, 2018

Las tres (3) estaciones móviles de repostaje de GNL son construidas por la empresa HAM Criogénica S.L. (partner del consorcio que desarrolla el proyecto) sobre camiones en ubicaciones estratégicas para incrementar la cobertura en uso y consumo del GNL.

El objetivo principal del proyecto es:

- Investigar la logística de suministro de GNL a las estaciones.
- Definir modelos de negocio basados en la experiencia de suministrar GNL a un precio económico para facilitar el transporte en el territorio nacional.
- Reducir la contaminación dado que el uso del gas natural como combustible para el transporte reduce en más de un 85% las emisiones de óxidos de nitrógeno y partículas en suspensión y hasta un 20% las emisiones de CO<sub>2</sub>, principal gas de efecto invernadero. Además, el gas natural disminuye hasta un 50% la contaminación acústica en comparación con el diésel.
- Impacto económico en las poblaciones donde se sitúan las estaciones.
- Ventaja competitiva para las empresas transportistas españolas al poder contar con un combustible más económico y con menor impacto medioambiental.
- Oportunidad de negocio para el sector nacional de automoción, de tecnólogos de estaciones de carga y distribuidores de gas natural.

### **c) Proyecto MidCat**

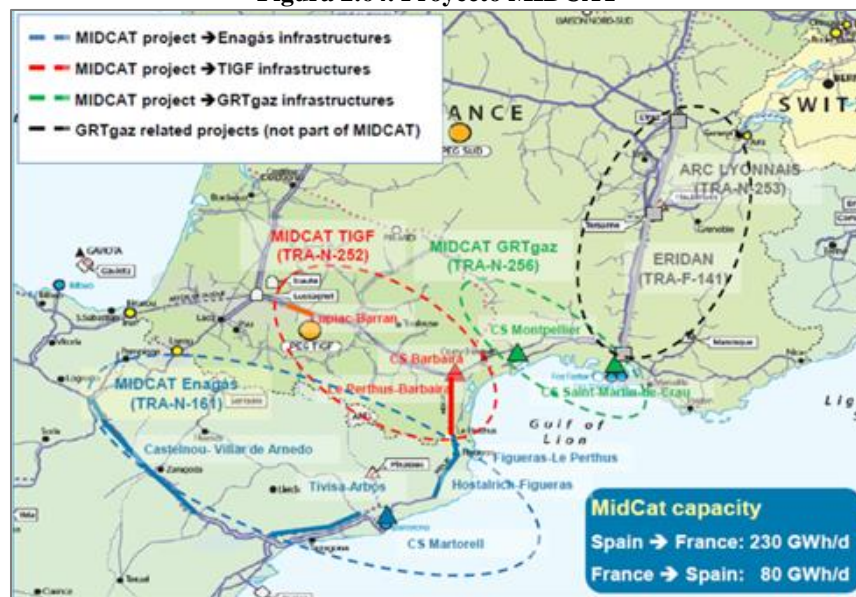
Se empieza a construir a finales del año 2010, la cual promueve un proyecto de construcción de gasoducto de 109 km que uniera España y Francia. Así, cuando el tramo construido llegó a Hostalric (Cataluña) a principios del año 2011, a unos 90 km de

Martorell, se tuvo que paralizar debido a la oposición que mostró el gobierno francés. Este tramo fue el primero y único construido, generando una grieta en el territorio de varias decenas de kilómetros y una anchura de 30 m.

En la Declaración de Madrid, los presidentes del gobierno de España y Francia junto al presidente de la Comisión Europea firman un pacto para impulsar la interconexión gasista en Europa, con el fin de integrar físicamente los mercados energéticos en Europa para diversificar las fuentes de suministro y culminar al aislamiento energético que cuentan algunos países. No obstante, el pasado 31 de octubre de 2019 la Comisión Europea publica la cuarta lista de Proyectos de Interés Común (PCI, por sus siglas en inglés) en la que no se encuentra este proyecto, por lo que ya no se construye el gasoducto que hubiera conectado los municipios de Martorell (Barcelona) y Barbaira (Languedoc-Rosellón, Francia) y hubiera significado la segunda interconexión gasística entre los dos países mencionados líneas arriba (ver Figura 2.64). El desarrollo de esta interconexión permitiría:

- Convergencia de precios.
- Incrementar de forma significativa la capacidad de interconexión entre España y Francia
- Conexión directa Eje Mediterráneo (Medgaz) y Eje Atlántico.
- Integración de mercado.

Figura 2.64. Proyecto MIDCAT



Fuente: Enagás, 2018

#### d) Proyecto BESTWay

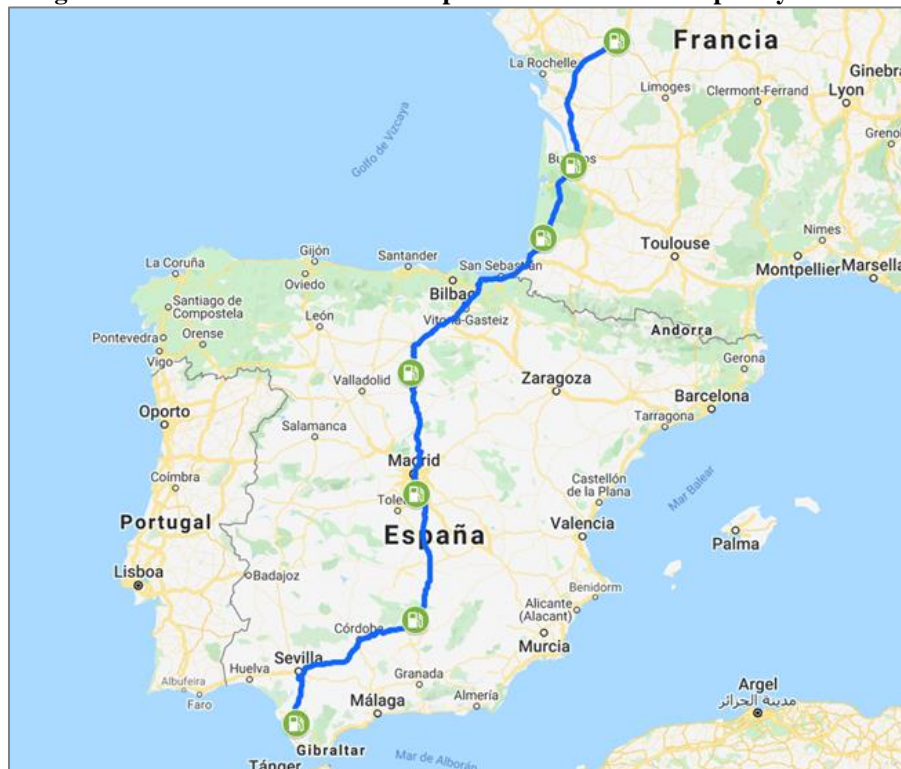
Es una importante iniciativa de infraestructuras entre España y Francia, la cual considera para suministrar GNL a los vehículos pesados.

El objetivo general del proyecto es identificar, implementar y validar nuevas soluciones de repostaje de GNL/GNC a lo largo del Corredor Atlántico, la cual se desarrolla en nueve (9) EESS de GNL a lo largo del corredor (de Algeciras a París).

Adicionalmente, se desarrolla una infraestructura TIC, la cual ofrece servicios y aplicaciones para mejorar la interoperatividad y al mismo tiempo garantizar el acceso público a la estación (ver Figura 2.65).

El financiamiento es aprobado por la actual convocatoria de ayudas de Connecting Europe Facility (CEF) hasta un 50% del valor del proyecto (3.8 MM€), por lo que su implementación fue completamente desarrollada en julio del año 2018.

**Figura 2.65. Estaciones de servicio operativas de GNL en España y Francia**



Fuente: Gas Natural Fenosa, 2018

#### e) Corredor azul en EEUU

La dependencia norteamericana del combustible convencional conlleva a costos indirectos en forma de altas primas de seguridad energética y costos ambientales. Estos costos, que resultaron de los efectos económicos de los precios del petróleo a largo

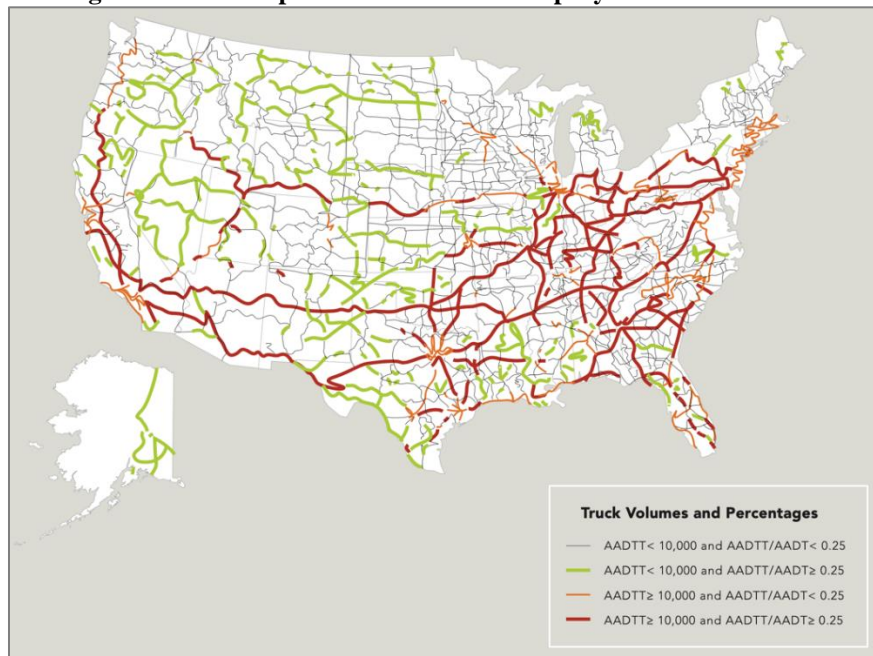
plazo, los costos de importación de EEUU, los efectos en la producción de la economía en general y los impactos en la salud humana, entre otros, son asumidos por la sociedad en su conjunto.

La ubicación y selección del tipo de infraestructura es primordial para el éxito general del gas natural como combustible de transporte; por lo tanto, debe haber una disponibilidad mínima de infraestructura y reabastecimiento de combustible para que no sea un impedimento para la compra de vehículos. Asimismo, la falta de infraestructura y repostaje impedirá la compra de vehículos y la penetración general del gas natural.

La identificación en su momento de las principales rutas de transporte y movimiento de mercancías actuales y futuras ayudaría a determinar la ubicación de los centros de licuefacción y las estaciones de servicio para que coincidan con el futuro desarrollo de la infraestructura a nivel nacional.

Las principales rutas de camiones proyectadas en el año 2035 que se muestran en la Figura 2.66 podrían proporcionar una hoja de ruta y un plan para el desarrollo de la infraestructura de GNL en los EEUU.

**Figura 2.66. Principales rutas de camiones proyectadas al año 2035**

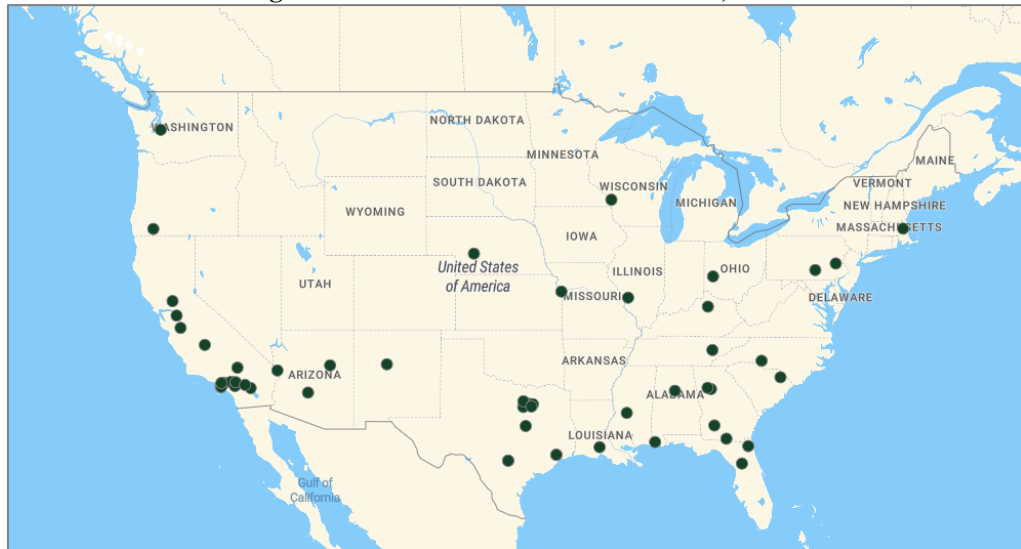


Fuente: LNG Infrastructure, 2007

Es preciso resaltar que, la mayor parte de infraestructura de abastecimiento de combustible, en sus inicios, para apoyar a los vehículos de GNL se concentró en el estado de California.

Según Alternative Fuels Data Center (2021), se reporta 55 estaciones de servicio de GNL disponibles, que brindan servicio a la industria de camiones pesados, tal cual se visualiza en la Figura 2.67.

**Figura 2.67. Estaciones de GNL en EEUU, 2021**



Fuente: ADFC Energy, 2021

Los despliegues regionales de vehículos de GNL fueron acompañados del desarrollo de infraestructura, y la expansión de esta infraestructura permite que las regiones estén conectadas. Dichos esfuerzos conjuntos fueron realizados por UPS-Clean Energy para conectar el sur de California con Las Vegas.

Por otro lado, Clean Energy Fuels es una de las primeras empresas en proporcionar una red de EESS de GNL, así como ENN, de propiedad china, quien se asoció con una pequeña empresa de Utah, CH4 Energy, para crear Blue LNG, una empresa comercial conjunta y Shell que invirtió en licuefacción de GNL como en infraestructura de reabastecimiento de combustible.

Finalmente, el mercado de GNL como combustible para vehículos crece, pero sigue siendo una pequeña parte del mercado de combustibles en EEUU. Algunas barreras, limitan el despliegue de instalaciones de GNL, tales como: costo de capital de las plantas de GN, costo y alcance de los vehículos de GNL, opciones de motor y precios del combustible.



#### **f) Corredor azul en China**

La producción de GNL en China se realiza desde principios del año 1970, aumentado por la creciente abundancia de recursos de GNL, junto con la localización de equipos de llenado de GNL, contenedores criogénicos de GNL y camiones cisterna de transporte de GNL; en los últimos años, los vehículos de GNL de China comenzaron a entrar en una etapa de promoción a pequeña escala de floración en muchos lugares.

Experimentalmente en las décadas de los 80 y 90, se comienza a probar autobuses de GNL en las provincias de Kaifeng, Beijing, Mianyang, Sichuan y Jilin Oilfield.

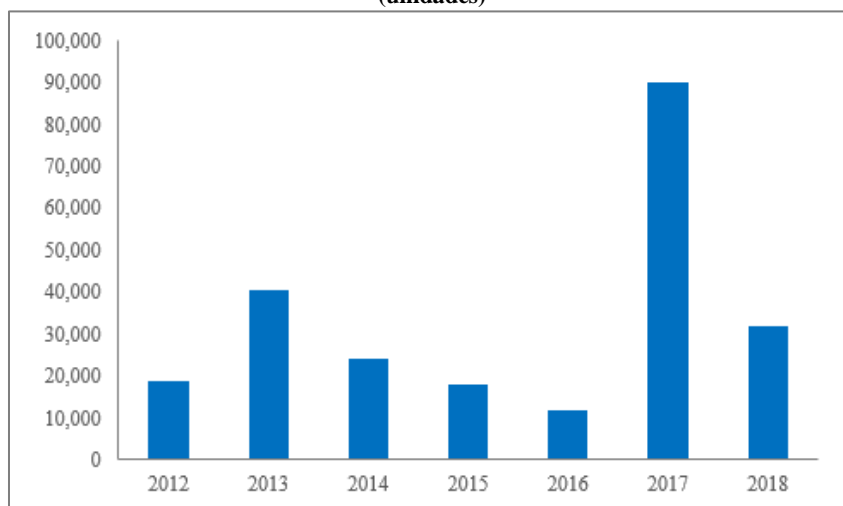
Posteriormente, el 22 de septiembre de 2007, se completa la primera estación de aireación de automóviles a GNL de Guangdong y se puso en funcionamiento en Zhanjiang.

La construcción de la EESS de vehículos de GNL de China y la promoción de vehículos de GNL, llega junto con el desarrollo de la industria de equipos. En el país se comienzan a fabricar equipos de para las estaciones de carga de automóviles de GNL, cilindros para los vehículos a GNL, camiones cisterna y camiones portacontenedores y por último automóviles de GNL, en busca que los automóviles de GNL tendrán una perspectiva de desarrollo más amplia en China como combustible para automóviles.

Su área de desarrollo fue el área circundante de la estación receptora de GNL costera, luego la región occidental como Xinjiang, Mongolia Interior, Shaanxi, Gansu, Ningxia y otras áreas con bases de producción de GNL, especialmente en el difícil acceso a corto plazo del gas natural del gasoducto. Asimismo, su campo de aplicación es el primer camión mediano y pesado con una capacidad continua de más de 600 km.

Respecto a los vehículos de GNL, en el año 2017 se incrementa las ventas de los camiones pesados (crecimiento del 500% respecto al año 2016), lo cual totaliza 90,000 camiones vendidos aproximadamente en dicho año. A finales del año 2018, se registra 343,933 vehículos suministrados con GNL en las carreteras de China; en otras palabras, 33,233 unidades de incremento desde el año 2017 (ver Figura 2.68). Asimismo, 236,265 fueron camiones pesados y 107,668, autobuses y autocares de GNL (SCI, 2019).

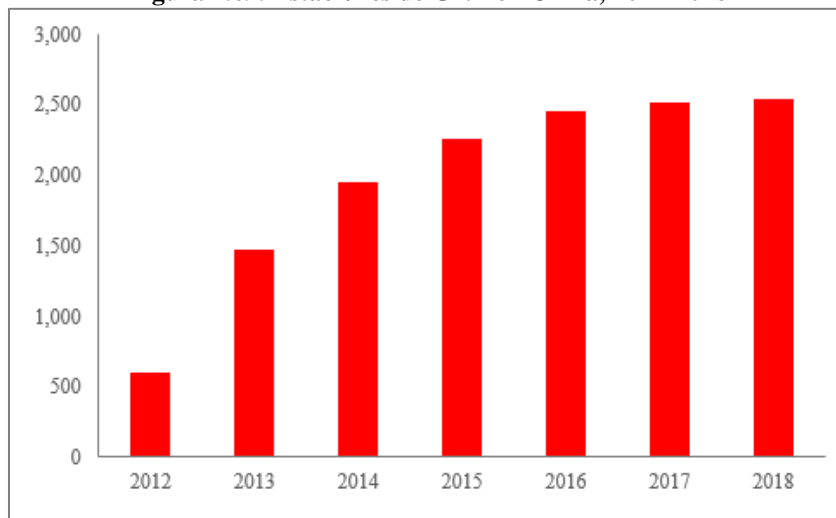
**Figura 2.68. Venta de camiones a GNL en China, 2012-2018 (unidades)**



Fuente: Sublime China Information, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

Por el lado de la infraestructura de suministro, en el año 2012 pasa de 610 EESS de GNL en China, lo cual crece en 205.0% respecto al año 2011 (200 EESS de GNL), a 2,552 EESS de GNL (ver Figura 2.69).

**Figura 2.69. Estaciones de GNL en China, 2012-2018**



Fuente: Sublime China Information, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

## **2.5. Marco Normativo Nacional**

### **2.5.1. Legal**

La LOH, Ley N° 26221, entra en vigencia el 18 de noviembre de 1993, la cual norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional, y tiene por objeto la promoción de inversión en exploración y explotación.

Además, señala las competencias para el Osinergmin, facultado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos del país. También, se creó Perupetro, empresa estatal de derecho privado que promueve la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como celebra, negocia y supervisa los contratos establecidos por la LOH y el MINEM, encargado de elaborar, proponer y aplicar las políticas del sector, y dictar las demás normas pertinentes.

Dicha Ley precisa que los hidrocarburos “in situ”; es decir, en el subsuelo, son de propiedad del Estado, y que una vez extraídos, en el marco de un contrato de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos, serán de propiedad del licenciatario. En contraprestación, el contratista se encuentra obligado a pagar al Estado, a través de Perupetro, la regalía en efectivo en las condiciones y oportunidad establecidas en el contrato; mientras que, en los contratos de servicio, Perupetro mantiene el derecho de propiedad de los hidrocarburos.

#### ***2.5.1.1. Política Energética Nacional***

Es aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, siendo desarrollada por el Minem, en colaboración con la sociedad peruana y los diversos actores del mercado energético; considerando en su “*Propuesta de Política Energética de Estado Perú 2010-2040*”, una visión dada por: “[u]n sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera segura, oportuna, sostenible y eficiente, que se soporta en la planificación y en la investigación e innovación continua” (Minem, 2010).

Esta Política Energética Nacional del Perú toma como referencia los lineamientos del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional-Plan Perú 2021, elaborado por el CEPLAN, y sustentado en conceptos de desarrollo sostenible y en el marco jurídico nacional, con énfasis en los aspectos de promoción y protección de la inversión privada, lo cual busca minimizar los impactos sociales y ambientales, respetar e incentivar los mercados energéticos; así como, promover la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables a nivel local, regional y nacional. (Minem, 2010).

Además, presenta los nueve (9) objetivos de política, los cuales son:

- a) Contar con una matriz energética diversificada, la cual prioriza las fuentes renovables y la eficiencia energética.
- b) Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- c) Acceso universal al suministro energético.

- d) Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- e) Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
- f) Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.
- g) Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.
- h) Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
- i) Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

De acuerdo a la propuesta de Política Energética Nacional 2010-2040, publicada por el Minem, considera lineamientos de política por cada uno de los nueve (9) objetivos señalados anteriormente, los cuales se describen en el Anexo III.

Dentro del objetivo de la Política Energética Nacional respecto al desarrollo del gas natural, se establecen los lineamientos siguientes:

- Facilitar sistemas descentralizados en la distribución del gas natural en todos los sectores de consumo del país.
  - Incentivar el uso eficiente y con mayor valor agregado del gas natural.
  - Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica.
  - Promover el establecimiento de una tarifa única de gas natural por sector de consumo.
    - Promover la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural y GLP en la industria y el transporte urbano, interprovincial y de carga.
    - Ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú.
    - Promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistemas de transporte y distribución de gas natural.

En ese sentido, se enfatiza la importancia de actualizar la nueva política energética nacional, la cual prioriza el mercado nacional de hidrocarburos (ver Figura 2.68). Por lo tanto, se debe desarrollar más redes de ductos a fin de masificar el gas natural a nivel nacional (Espinoza, 2020).

**Figura 2.70. Prioridades de la nueva Política Energética en el país**



Fuente: Espinoza, 2020

Elaboración: Autores de este documento

### **2.5.1.2. Comercialización de GNL**

A partir de la creación de la Comisión Nacional para la Promoción del Uso de Gas Natural (Decreto Supremo N° 022-2004-PRODUCE), el cual tiene como finalidad, promover el desarrollo de los mercados de gas a nivel industrial, automotor y residencial, el Estado cuya función es la de fomentar y desarrollar la industria de gas natural busca que este sea accesible para todos los consumidores ubicados dentro y fuera de la zona de concesión, pues se vio necesario desarrollar alternativas de abastecimiento de gas, como el GNC y el GNL, a fin de que los consumidores alejados del sistema de distribución sean atendidos; por ello, a través de la promulgación del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, se dictan normativas para promover el consumo masivo del gas natural mediante la incorporación de condiciones que faciliten su acceso. En dicho Decreto Supremo se norman, entre otros, la comercialización del GNC y el GNL, instalación y operación de las estaciones de compresión o licuefacción de gas natural, con el objeto de atender a consumidores que se encuentren lejos de la red de ductos del concesionario.

Además, según lo establecido en el art. 13° del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, que dictan normas para el consumo masivo de gas natural, se autoriza la realización de pruebas por parte de la DGH para verificar la viabilidad del GNL.

Del mismo modo, a través del Decreto Supremo N° 057-2008-EM se aprueba el reglamento de comercialización de GNC y GNL, cuya finalidad es establecer las normas aplicables para desarrollar las actividades de comercialización de dichos gases naturales. En este, se señala las normativas de seguridad para el diseño, construcción y

operación de estaciones de servicio, actividades de comercialización, operación de vehículos de transporte de GNC y/o GNL.

Posteriormente, se dictamina el Decreto Supremo N° 046-2013-EM, que modifica el reglamento de comercialización de GNC y GNL, la cual incorpora nuevos agentes en el mercado para la comercialización de GNC y GNL para impulsar la política pública de masificación del gas natural.

Mediante Resolución N° 203-2013-DM, se aprueba el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022, con el objetivo de promover proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro eléctrico. Así, se prioriza el uso de fuentes energéticas disponibles, lo cual busca establecer su viabilidad técnica, social y geográfica. Además, se considera la disponibilidad de recursos con los que cuenta el Perú; así como, el plan de acceso prevé fomentar los programas de promoción de masificación del uso del gas residencial y GNV.

Con el Decreto Supremo N° 037-2014-EM, se modifica el reglamento de comercialización de GNC y GNL, el cual establece disposiciones especiales, aplicables a las instalaciones y a la operación en el suministro de gas natural a partir del GNL.

Finalmente, el Decreto Supremo N° 046-2014-EM, que modifica el reglamento de comercialización de GNC y GNL fomenta el desarrollo del mercado de GNL, a fin de precisar algunas definiciones establecidas en la citada norma.

Es preciso resaltar que, el 09 de marzo de 2020, mediante Resolución Ministerial N° 080-2020-MINEM/DM, se dispuso la publicación del proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de comercialización de GNC y GNL, el cual se encuentra en absolución de consultas por parte del sector (Murillo, 2021).

Debido a los avances tecnológicos desarrollados en la comercialización de GNC y GNL y con la finalidad que la utilización de este hidrocarburo genere un beneficio a la población, se recomienda realizar modificaciones al reglamento de comercialización de GNC y GNL.

Asimismo, el Minem propone modificaciones en las definiciones para incorporar la figura de unidades móviles de GNV-L y unidades móviles de GNL en la comercialización de GNL, con la incorporación en dichas unidades móviles dentro de la definición de agente habilitado de GNL, lo cual se puede operar y/o comercializar a

través de la unidad móvil de GNV-L, dentro de una concesión de distribución de gas natural, solo con previa autorización del concesionario. También, se suministra dichos hidrocarburos a empresas o industrias que representen grandes volúmenes de demanda, lo que origina la justificación de la inversión realizada de los ductos para la política de masificación del gas natural prioritaria por el Gobierno.

En ese sentido, la presente propuesta normativa busca establecer las condiciones de mercado necesarias para los agentes habilitados, que utilicen dentro de sus operaciones a las unidades móviles de GNV-L, y los concesionarios actuales de distribución de gas natural puedan desarrollar sus actividades de manera eficiente y compatible, y debido a ello, se logre el acceso universal para todos los consumidores.

### ***2.5.1.3. EESS de GNL***

En referencia al marco normativo de las EESS, mediante Decreto Supremo N° 006-2005-EM, se publica el reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV, la cual norma los procedimientos de obtención de informes técnicos, normas de seguridad para instalación y equipamiento de establecimientos de venta al público de GNV, normas de operación, condiciones de seguridad, control ambiental, entre otros. Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 009-2006-EM, se declara de interés nacional el uso de GNV y modifica el reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de gas natural, puesto que se considera que el mecanismo de financiamiento para la conversión de vehículos a GNV, a través del Sistema de Control de Carga de GNV, es una alternativa que permita la conversión masiva de vehículos, por lo que resulta conveniente modificar dicho reglamento.

Del mismo modo, mediante el Decreto Supremo N° 050-2007-EM, se modifica el reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV, en el sentido de uniformizar las distancias mínimas de seguridad para los establecimientos de venta al público de GNV, lo cual toma en consideración la normatividad para los combustibles líquidos y GLP.

En adición, el Osinerg, con Resolución N° 096-2007-OS/CD aprueba procedimientos de otorgamiento de informes técnicos favorables para establecimientos de venta al público de GNV, consumidores directos de GNV y estaciones de servicio, grifos y gasocentros de GLP para uso automotor.

Por otro lado, se publica la NTP 111.032-2008: Gas Natural Seco, la cual establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones en las EESS para suministrar GNL a vehículos automotores, así como los requisitos mínimos de seguridad para las operaciones de dichas EESS; sin embargo, el 26 de octubre de 2020, se publica la NTP 111.032-1:2020 (en reemplazo de la NTP del año 2008) referida a las instalaciones y equipamiento del GNL, y los requisitos mínimos para las EESS para venta de GNV-C y GNV-L a vehículos y consumidores directos (Inacal, 2020).

Además, se publica la NTP 111.035-2020 respecto a los requisitos de seguridad del transporte de GNL en vehículos (Inacal, 2020).

Cabe precisar que, el 09 de marzo de 2020, el Minem, mediante Resolución Ministerial N° 081-2020-MINEM/DM, realiza la prepublicación del proyecto del Decreto Supremo que modifica el Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de GNV, el cual fue aprobado mediante DS N° 006-2005-EM, lo cual pretende alcanzar los puntos siguientes:

En primer lugar, el Minem busca promover el uso del GNV-L por razones de seguridad (pronta disipación ante un derrame) y economías de escala (ventajas como combustible derivado del gas natural), por lo que se propone modificar definiciones del glosario del artículo tres del reglamento del GNV, cuyo objetivo sería plantear un nuevo escenario en la comercialización de GNV, lo cual tiene relevancia en la administración de EESS y la comercialización de GNV-L.

En segundo lugar, se propone modificar la definición de consumidor directo de GNV, de tal manera que permita contar (como parte de las instalaciones para el suministro de GNV) a la unidad móvil de GNV-L, con la finalidad de despachar GNV-L y llevarlo hasta el lugar que el consumidor requiera. En este sentido, las definiciones modificadas en relación a los establecimientos de venta al público de GNV y los establecimientos destinados al suministro de GNV en SIT se precisan que pueden ser abastecidos por redes de distribución de gas natural, GNC y/o GNL.

En síntesis, las modificaciones de los artículos del reglamento tienen como objetivo señalar que el GNV se puede diferenciar el GNV-C en fase gaseoso y el GNV-L en fase líquido, así como de las diferentes tecnologías que requieren ambos para hacer uso de uno u otro combustible.



Por lo tanto, el MINEM, enmarcado en el desarrollo de la Política Energética Nacional orientada a la masificación de gas natural, a través de la publicación de estos dos (2) proyectos de Decreto Supremo propone:

- a) Permitir la construcción de estaciones de servicio que suministren GNL-
- b) Permitir que los consumidores directos y demás agentes del mercado de GNL puedan construir sus propias estaciones de carga para utilizarlos en sus actividades.
- c) Autorizar la operación de estaciones móviles para despachar GNL (denominadas Microfueler), las cuales permiten trasladar el combustible donde requiera el usuario y la creación del Sistema de Control de Carga de GNV-L, que regulará el consumo de combustible.
- d) Fomentar el uso de GNL en buses urbanos y camiones, a través de la implementación de EESS.

Con respecto a los puntos señalados líneas arriba, se logra fortalecer la comercialización y consumo de GNL a nivel nacional, lo cual atiende en forma más segura, confiable y eficiente la demanda nacional; así como, reducir el consumo de combustibles importados, principalmente el diésel. Del mismo modo, respecto al último punto, tema de estudio de la presente tesis, el uso de GNL para el transporte de carga pesada e interprovincial de pasajeros a lo largo de corredor vial costero, permite un ahorro en gastos de combustible para los dueños de los transportes, reducir la importación de combustible al país, diversificar la matriz energética por una fuente de energía limpia, económica y eficiente y reducir los índices de nocividad.

Asimismo, según De la Flor (2020), con la modificación del marco normativo, se busca cumplir con los objetivos de masificación, lo cual propone incentivos, tales como: la adopción de una tarifa única nivelada para el servicio de gas natural en todo el país a través de un fondo de compensación financiado con los recursos del FISE o del canon minero, cuya estructuración puede contemplar alguna modificación para destinar algunos recursos a fin de incentivar la masificación.

Finalmente, se utiliza esos recursos para compensar la diferencia entre la tarifa nivelada fijada y la tarifa de referencia del concesionario, por lo que se iguala las condiciones de acceso al servicio de todas las regiones del país, lo cual incentiva el desarrollo de infraestructura.

### 2.5.2. *Ambiental*

Según la Política Nacional del Ambiente, se busca mejorar los estándares ambientales y sociales de las actividades minero energéticas con códigos y normas de conductas concertadas y transparentes a fin de verificar su cumplimiento, y fomentar el uso de tecnologías limpias en la actividad minera-energética para minimizar los riesgos e impactos ambientales (Minam, 2009).

Por otro lado, la Política Nacional Energética 2010-2040 busca desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible, lo cual permite alcanzar una normativa ambiental con requerimientos compatibles con la Política Nacional del Ambiente y los estándares internacionales, como lineamiento de política (Minem, 2010).

Con relación a la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (Ley N° 27446) se precisa que no puede iniciarse la ejecución de proyectos y ninguna autoridad puede aprobarlos o autorizarlos si estos no cuentan previamente con la certificación ambiental correspondiente; es decir, los estudios ambientales a presentar para impactos negativos leves es la DIA; mientras que, para impactos negativos moderados, el EIASd, y para impactos negativos altos, el EIAd.

Mediante Decreto Supremo N° 039-2014-EM, se establece el formato de DIA para establecimiento de venta al combustible líquido, GLP para uso automotor, GNV y GNC (adecuado al anexo VI del Reglamento de la Ley del SEIA).

Luego, se publica el Decreto Supremo N° 023-2018-EM, el cual establece que el Minem mediante Resolución Ministerial, y con la opinión técnica favorable del Minam aprobará los nuevos contenidos para la DIA de comercialización de hidrocarburos. Así, se deroga el formato de DIA para establecimientos de venta al público de hidrocarburos del año 2014.

En adición, según Resolución Ministerial N° 306-2019-MINEM/DM, se prepublica los nuevos contenidos de la DIA de comercialización de hidrocarburos.

Finalmente, mediante Resolución Ministerial N° 151-2020-MINEM/DM, se aprueba los nuevos contenidos de la DIA para establecimientos de venta al público de combustibles líquidos, GLP para uso automotor (gasocentro), GNV, GNC, GNL y plantas envasadoras de GLP, el cual busca lo siguiente: en primer lugar, se establece

contenidos específicos a fin de dotar de mayor predictibilidad a los administrados y optimizar la evaluación ambiental, así como se precisa la información requerida y se establece ejemplos para la mejor orientación; en segundo lugar, se establece contenidos<sup>14</sup> relacionados con la evaluación ambiental, y en tercer lugar, no se requiere la presentación del plan de contingencias de seguridad, solo un plan de contingencia para atender las emergencias ambientales, puesto que el Decreto Supremo N° 023-2018-EM deroga el requisito relacionado al plan de contingencia bajo la competencia del Osinergmin.

- a) Las autoridades ambientales competentes, encargadas de la evaluación y aprobación de la DIA, serán el Minem o los Gobiernos Regionales.
- b) La DIA debe ser elaborada y suscrita por una consultora ambiental o por un equipo multidisciplinario inscritas en el Registro Nacional de Consultores Ambientales del SENACE.
- c) Las autoridades ambientales competentes deberán solicitar opinión técnica al SERNAMP si el proyecto se ubica en áreas naturales protegidas, zonas de amortiguamiento y/o áreas de conservación regional.
- d) Si el proyecto se ubica en áreas naturales protegidas, zonas de amortiguamiento y/o áreas de conservación regional, se debe contar con la compatibilidad antes de presentar el estudio ambiental por parte del titular.
- e) No procede la aprobación de la DIA para proyectos implementados o ejecutados, la cual incluye la etapa constructiva total o parcialmente.
- f) Se puede presentar en una sola DIA la solicitud para comercializar más de un producto derivado de hidrocarburos en un mismo establecimiento.
- g) Si diferentes personas (naturales y/o jurídicas) desean desarrollar la actividad de comercialización de hidrocarburos en un mismo establecimiento, cada persona debe presentar una DIA (operadores solidarios).
- h) La información contenida en la DIA se debe referir al ámbito de gestión ambiental, lo que no comprende aspectos de seguridad de instalaciones, salud ocupacional, entre otros.

---

<sup>14</sup> Las autoridades competentes ya no solicitan la presentación de documentos que sustenten que el predio donde se instala el establecimiento cuente con inscripción en Registros Públicos.

- i) No es viable solicitar la instalación de un establecimiento de venta al público de combustibles ubicado en la vía pública.
- j) El desarrollo de la estructura de la DIA considera los siguientes capítulos: i) datos generales; ii) objetivos del proyecto; iii) descripción del proyecto<sup>15</sup>; iv) caracterización del impacto ambiental; v) planes, programas y medidas de manejo ambiental; vi) plan de contingencias; vii) plan de abandono; viii) participación ciudadana en el procedimiento de evaluación de la DIA, y ix) anexos.

---

<sup>15</sup>Considera los siguientes acápites: i) datos generales del proyecto; ii) infraestructura de servicio existente en el predio; iii) características del proyecto, y iv) características ambientales del área de influencia del proyecto (línea base).

## **CAPÍTULO III. MARCO CONTEXTUAL**

Se desarrolla el diagnóstico de la situación actual del mercado de combustibles líquidos a nivel nacional por sectores económicos, tipo de actividad y combustibles más demandados. Además, se describe la oferta actual de infraestructura para el abastecimiento de combustibles líquidos; en otras palabras, los terminales, plantas de abastecimiento y establecimientos de venta al público de combustibles del país. Asimismo, se realiza el análisis demográfico por grupo etario y el análisis por sectores económicos, contribuyentes con la mayor participación al PBI según los departamentos potenciales identificados. Por otro lado, se analiza a los principales ofertantes de estaciones de servicio de GNL, tales como: Cálidda, Quavii y Petroperú, y se identifica a los potenciales demandantes de dicho combustible por sector económico y departamentos potenciales, las cuales son: i) La Libertad; ii) Lima; iii) Ica, y iv) Arequipa.

### **3.1. Situación actual del mercado de combustibles líquidos a nivel nacional**

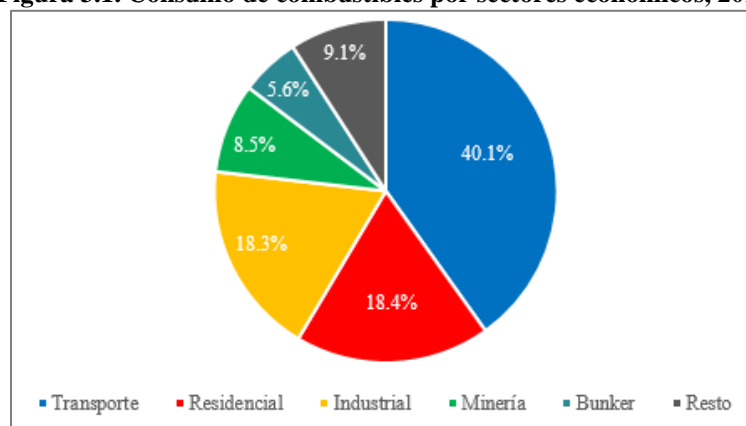
La demanda de combustibles líquidos en el Perú tiende a aumentar o disminuir según la actividad económica del usuario, los precios de los combustibles, los impuestos y por el uso de los sustitutos (Macroconsult, 2008).

Así, el sector transporte<sup>16</sup> es el mayor consumidor de combustibles líquidos a nivel nacional, siendo el diésel el principal producto demandado (55.0%), seguido del gasohol (21.3%). El sector residencial es el segundo consumidor (18.4%), siendo la leña (45.6%) y el GLP (23.9%) los principales productos demandados, y el tercer consumidor fue el sector industrial (18.3%), siendo el gas natural (30.7%) y carbón mineral (13.0%) los principales combustibles demandados en el año 2018 (Minem, 2018).

---

<sup>16</sup> Se considera el transporte terrestre, aéreo, marítimo, fluvial y ferroviario (Balance Nacional de Energía, 2018).

**Figura 3.1. Consumo de combustibles por sectores económicos, 2018**



Fuente: Minem-Balance Nacional de Energía, 2018  
Elaboración: Autores de esta tesis

### **3.1.1. Demanda de combustibles líquidos**

En el año 2020, la demanda de combustibles líquidos a nivel nacional registra una caída de 19.6% (216.2 MBDC) respecto al año 2019 (268.8 MBDC), debido a la COVID-19.

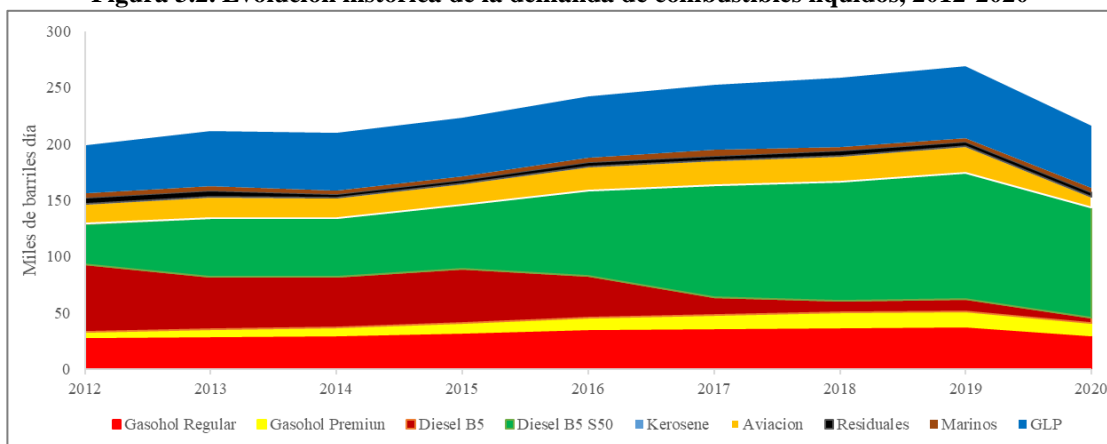
En primer lugar, el combustible líquido más demandado a nivel nacional fue el diésel<sup>17</sup>, el cual totaliza 102.7 MBDC; en segundo lugar, fue el GLP con 55.6 MBDC, y en tercer lugar, el gasohol<sup>18</sup> con 41.1 MBDC en el año 2020.

Es preciso resaltar que, durante el periodo 2012-2020, la demanda de combustibles líquidos alcanza un crecimiento promedio anual de 1.8%, siendo su valor mínimo 198.0 MBDC en el año 2012 y su valor máximo 268.8 MBDC en el año 2019, tal cual se observa en la Figura 3.2.

<sup>17</sup> Compuesto por diésel B5 con 5.1 MBDC y diésel B5 S50 con 97.6 MBDC en el año 2020 (Osinermin-SCOP, 2020).

<sup>18</sup> Compuesto por gasohol regular con 32.2 MBDC y gasohol premium con 10.9 MBDC en el año 2020 (Osinermin-SCOP, 2020).

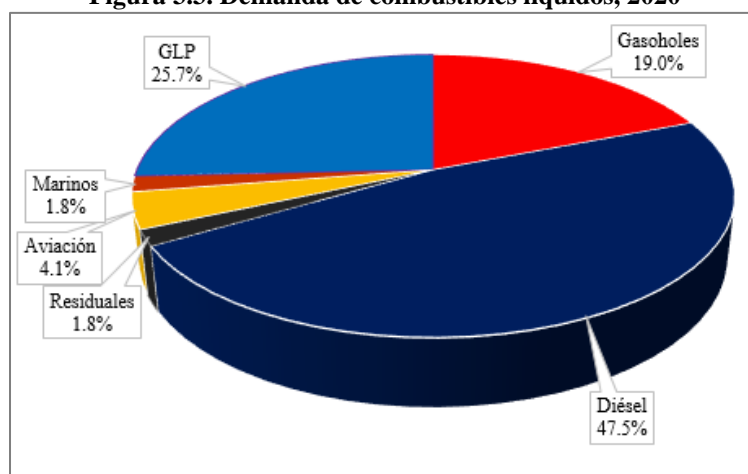
**Figura 3.2. Evolución histórica de la demanda de combustibles líquidos, 2012-2020**



Fuente: Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En el año 2020, la participación porcentual por tipo de combustible líquido demandado a nivel nacional alcanza: i) diésel (47.5%); ii) GLP (25.7%); iii) gasoholes (19.0%); iv) aviación (4.1%); v) marinos (1.8%), y vi) residuales (1.8%), tal cual se visualiza en la Figura 3.3.

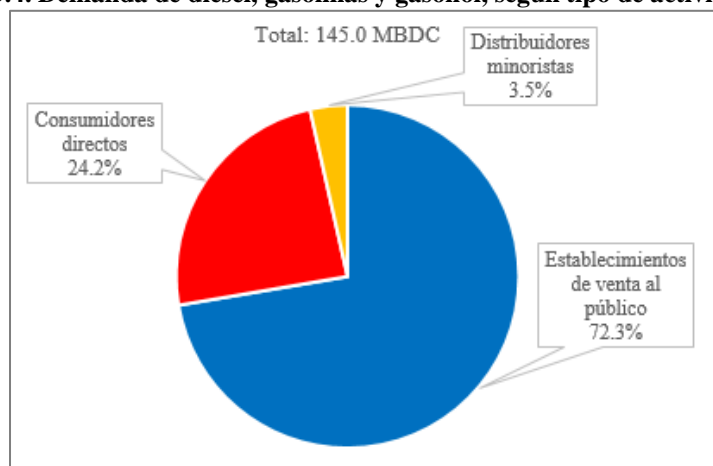
**Figura 3.3. Demanda de combustibles líquidos, 2020**



Fuente: Osinergmin-SCOP, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Finalmente, la demanda de diésel, gasolinas y gasohol a nivel nacional se realiza en los establecimientos de venta al público con 72.3%, seguido de los consumidores directos con 24.2% y los distribuidores minoristas con 3.5% (ver Figura 3.4).

**Figura 3.4. Demanda de diésel, gasolinas y gasohol, según tipo de actividad, 2020**



Fuente: Osinergmin-SCOP, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

### **3.1.2. Oferta actual de infraestructura para el abastecimiento de combustibles líquidos**

Según el Osinergmin (2021), se cuenta con 9 terminales y 19 plantas de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo a cargo de empresas privadas y públicas. Además, la capacidad total de almacenamiento de combustibles líquidos asciende a 8,533.9 MBLS.

Los principales terminales y plantas de abastecimiento en el país, son: i) Terminal Callao (1,608.5 MBLS); ii) Terminal Mollendo (1,123.9 MBLS); iii) Planta de Abastecimiento Valero (967.5 MBLS); iv) Planta de Abastecimiento Corporación GTM del Perú (885.0 MBLS), y v) Terminal Pluspetrol (653.3 MBLS), tal cual se visualiza en la Tabla 3.1.



**Tabla 3.1. Terminales y plantas de abastecimiento en el Perú, 2021**

Nº	Terminal / Planta de abastecimiento	Departamento	Capacidad (MBLS)
1	Terminal Callao	Lima	1,608.5
2	Terminal Mollendo	Arequipa	1,123.9
3	Planta Valero	Lima	967.5
4	Planta Corporación GTM	Lima	885.0
5	Terminal Pluspetrol	Ica	653.3
6	Planta Corporación GTM	Lima	554.9
7	Terminal Eten	Lambayeque	405.1
8	Terminal Pisco	Ica	376.6
9	Planta Conchán	Lima	361.0
10	Terminal Chimbote	Áncash	322.1
11	Terminal Salaverry	La Libertad	274.5
12	Terminal Supe	Lima	196.8
13	Terminal Ilo	Moquegua	195.3
14	Planta Depósitos Químicos Mineros	Lima	139.9
15	Planta Iquitos	Loreto	116.1
16	Planta Cusco	Cusco	56.8
17	Planta La Pampilla	Lima	54.3
18	Planta El Milagro	Amazonas	44.6
19	Planta Juliaca	Puno	44.4
20	Planta Herco Combustibles	Lima	43.7
21	Planta Yurimaguas	Loreto	40.7
22	Planta Talara - Petroperú	Piura	35.9
23	Planta Piura - Petroperú	Piura	9.7
24	Planta Pucallpa	Ucayali	9.7
25	Planta Tarapoto - Petroperú	San Martín	7.1
26	Planta Jebicorp	Lima	2.4
27	Planta Procesadora Gas Pariñas	Piura	2.1
28	Planta GMP	Piura	1.6
<b>Total</b>			<b>8,533.9</b>

Fuente: Osinergmin-Registros de hidrocarburos hábiles, 2021  
 Elaboración: Autores de esta tesis

Con relación a los establecimientos de venta al público de combustibles<sup>19</sup>, en el año 2020 se habilita a 5,368, de los cuales 5,242 despachan diésel y 5,272, gasoholes, tal

<sup>19</sup> Es una instalación en un bien inmueble donde se reciben, almacenan y comercializan combustibles para venta al público (Osinergmin, 2002).

cual se observa en la Tabla 3.2. Además, se registra un mayor número de EESS (3,058) que grifos (locales fijos), debido a que el primero ofrece mejor servicio al cliente, ya que dispone de mayores servicios complementarios, tales como: minimarket, servicios higiénicos, llantería, lavado, engrasado, entre otros.

**Tabla 3.2. Número de establecimientos de venta al público de combustibles, 2020**

Cantidad de establecimientos	TOTALES	DIÉSEL	GASOHOLES	GLP	GNV
Estaciones de Servicio	3,058	2,952	2,962	1,439	217
Grifos (Locales fijos)	1,554	1,547	1,554	0	0
Grifos flotantes	134	128	134	0	0
Grifos rurales (almacenamiento en cilindros)	622	615	622	0	0
<b>Total de establecimientos</b>	<b>5,368</b>	<b>5,242</b>	<b>5,272</b>	<b>1,439</b>	<b>217</b>

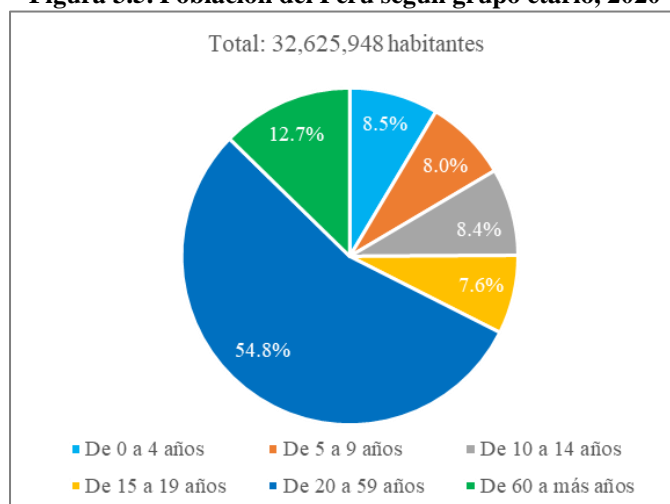
Fuente: Osinermin-Registro de hidrocarburos, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

### 3.2. Análisis demográfico y económico en los departamentos potenciales

#### 3.2.1. Caracterización de la población en el año 2020

La población del Perú alcanza 32.6 millones de habitantes en el año 2020, de los cuales el grupo etario de 20 a 59 años de edad totaliza 54.8%, de 60 a más años de edad registra 12.7% y de 0 a 4 años de edad significa 8.5%, principalmente (INEI, 2020).

**Figura 3.5. Población del Perú según grupo etario, 2020**

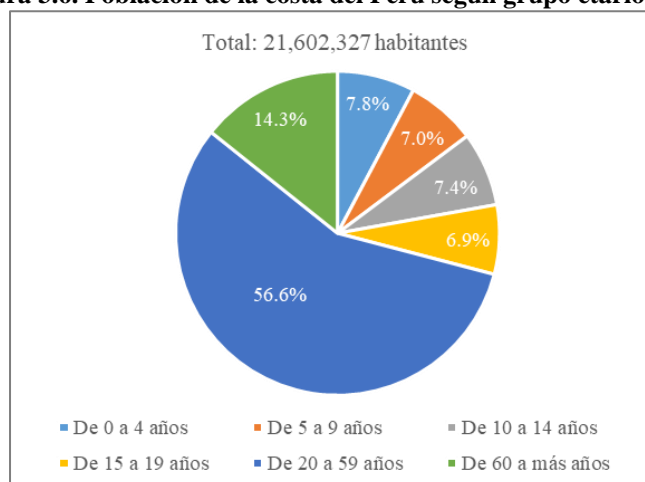


Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Además, los departamentos de la costa peruana alcanzan una población de 21.6 millones de habitantes en el año 2020, de los cuales el grupo etario de 20 a 59 años

totaliza 56.6%, de 60 a más años de edad registra 14.3% y de 0 a 4 años de edad totaliza 7.8%, principalmente, tal cual se visualiza en la Figura 3.6.

**Figura 3.6. Población de la costa del Perú según grupo etario, 2020**

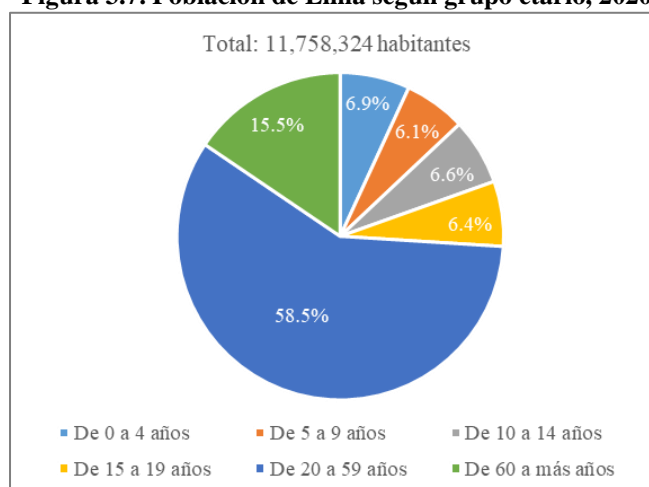


Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, en todos los departamentos potenciales, la población se concentra en el grupo etario de 20 a 59 años de edad (55.3% en promedio), seguido del grupo etario de 60 a más años de edad (13.7% en promedio) y del grupo etario de 0 a 4 años de edad (8.4% en promedio).

El primer departamento potencial más poblado es Lima con un total de 11.8 millones de habitantes en el año 2020, de los cuales el grupo etario de 20 a 59 años de edad totaliza 58.5% de la población, de 60 a más años de edad registra 15.5% y de 0 a 4 años de edad totaliza 6.9%, principalmente (ver Figura 3.7).

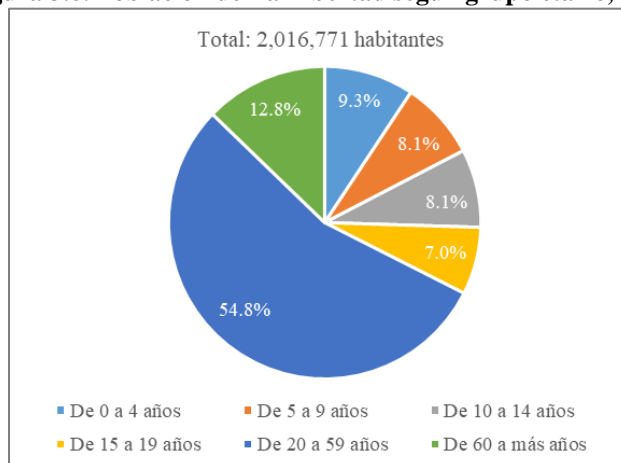
**Figura 3.7. Población de Lima según grupo etario, 2020**



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El segundo departamento potencial más poblado es La Libertad con un total de 2.0 millones de habitantes en el año 2020, de los cuales el grupo etario de 20 a 59 años de edad totaliza 54.8% de la población, de 60 a más años de edad registra 12.8% y de 0 a 4 años de edad totaliza 9.3%, principalmente (ver Figura 3.8).

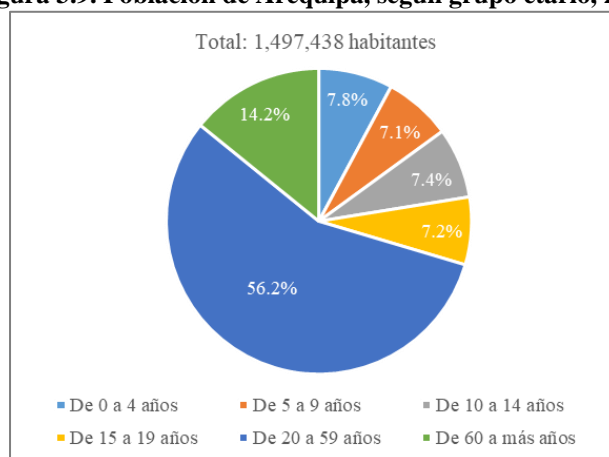
**Figura 3.8. Población de La Libertad según grupo etario, 2020**



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El tercer departamento potencial más poblado es Arequipa con un total de 1.5 millones de habitantes en el año 2020, de los cuales el grupo etario de 20 a 59 años de edad alcanza 56.2% de la población, de 60 a más años de edad registra 14.2% y de 0 a 4 años de edad totaliza 7.8%, principalmente (ver Figura 3.9).

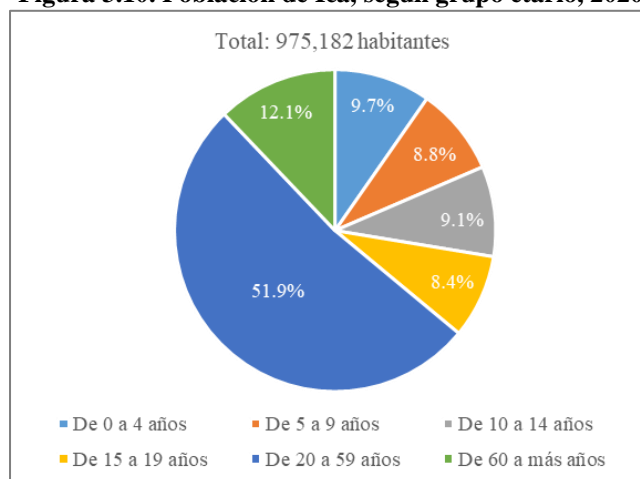
**Figura 3.9. Población de Arequipa, según grupo etario, 2020**



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El cuarto departamento potencial más poblado es Ica con un total de 975.2 miles de habitantes en el año 2020, de los cuales el grupo etario de 20 a 59 años de edad alcanza 51.9% de la población, de 60 a más años de edad registra 12.1% y de 0 a 4 años de edad totaliza 9.7%, principalmente (ver Figura 3.10).

**Figura 3.10. Población de Ica, según grupo etario, 2020**



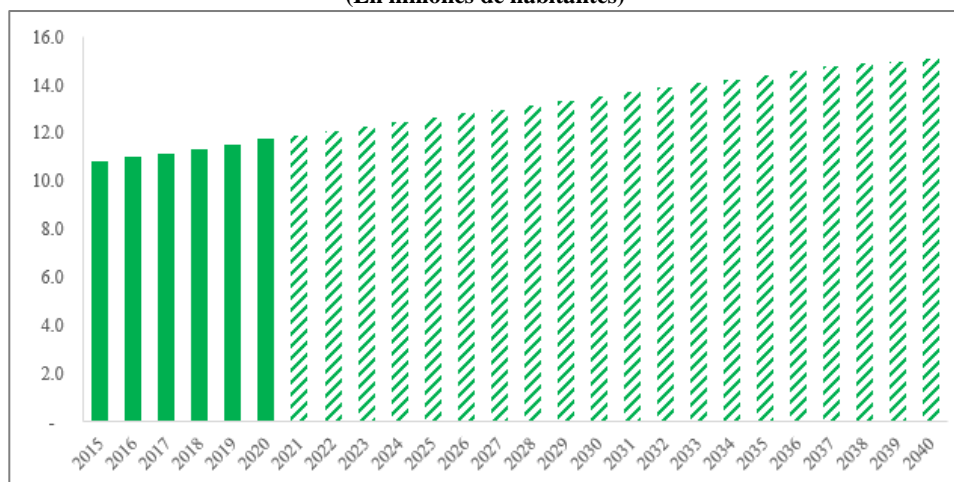
Fuente: INEI, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

### 3.2.2. Evolución y proyección de la población al año 2040

El primer departamento potencial (Lima) totaliza una población actual de 11.8 millones de habitantes, por lo que se proyecta alcanzar 15.1 millones de habitantes al año 2040 con un crecimiento de 1.3% en los próximos veinte años, acorde con las estimaciones del INEI (ver Figura 3.11).

**Figura 3.11. Proyección de la población de Lima al año 2040**  
(En millones de habitantes)

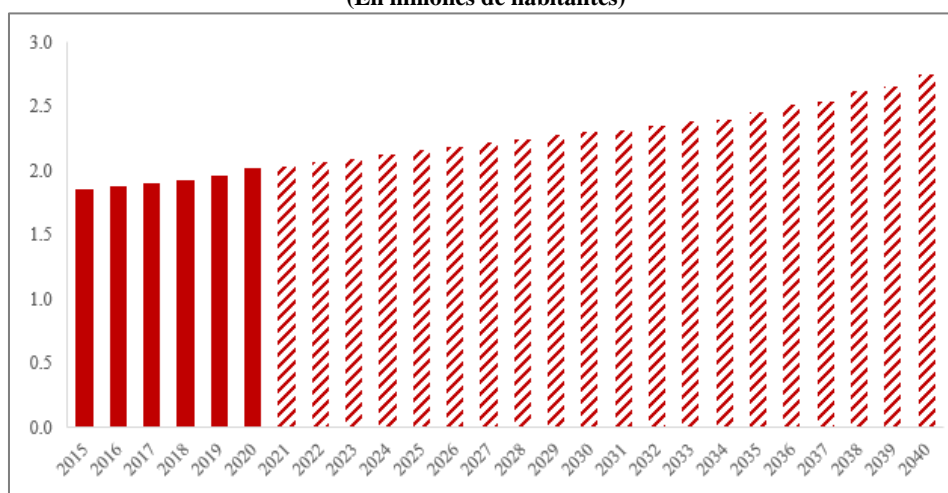


Fuente: INEI, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

El segundo departamento potencial (La Libertad) totaliza una población actual de 2.0 millones de habitantes, por lo que se estima alcanzar 2.8 millones de habitantes al año 2040 con un crecimiento de 1.6% en los próximos veinte años, acorde con las estimaciones del INEI (ver Figura 3.12).

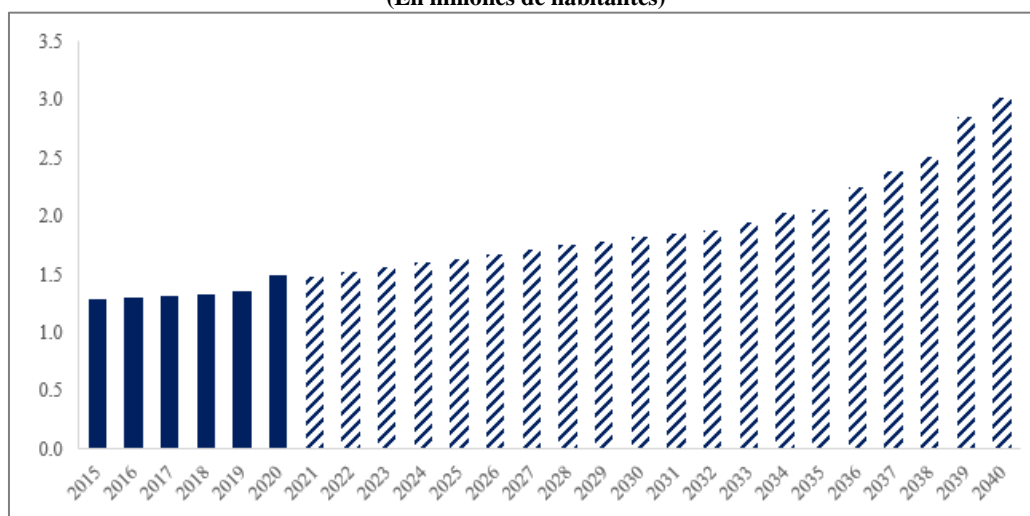
**Figura 3.12. Proyección de la población de La Libertad al año 2040**  
(En millones de habitantes)



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El tercer departamento potencial (Arequipa) totaliza una población actual de 1.5 millones de habitantes, por lo que se estima alcanzar 3.0 millones de habitantes al año 2040 con un crecimiento de 3.6% en los próximos veinte años, según las estimaciones del INEI (ver Figura 3.13).

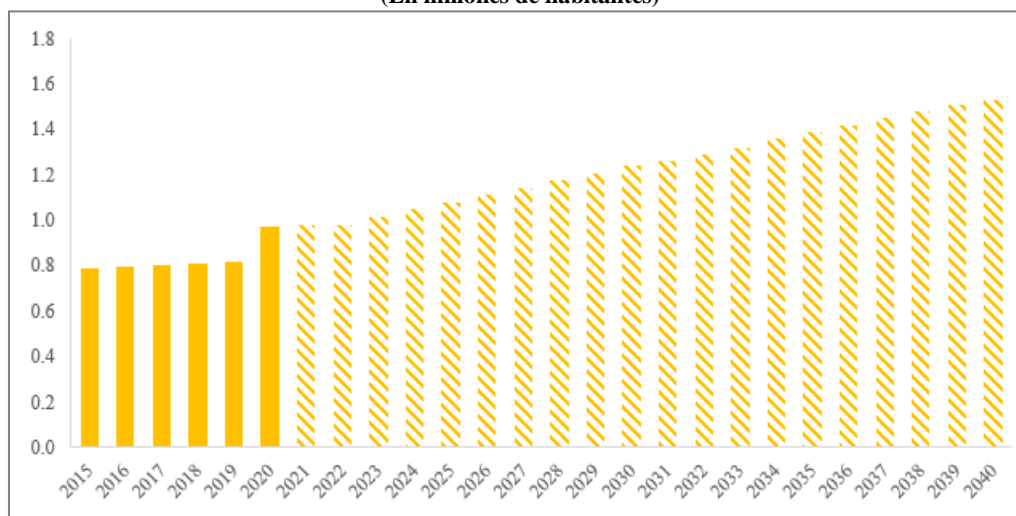
**Figura 3.13. Proyección de la población de Arequipa al año 2040**  
(En millones de habitantes)



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El cuarto departamento potencial (Ica) totaliza una población actual de 975.2 miles de habitantes, por lo que se estima alcanzar 1.5 millones de habitantes al año 2040 con un crecimiento de 2.3% en los próximos veinte años, según las estimaciones del INEI (ver Figura 3.14).

**Figura 3.14. Proyección de la población de Ica al año 2040**  
(En millones de habitantes)

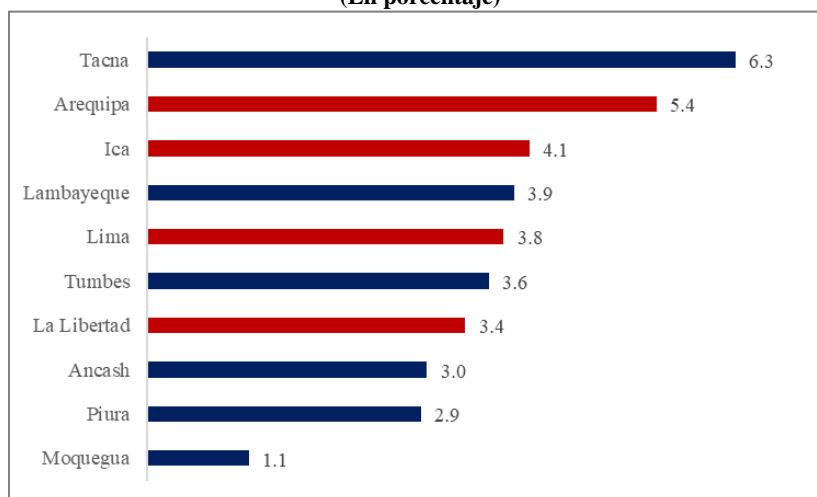


Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

### 3.2.3. Evolución de la actividad económica departamental

Con relación al PBI de los diez (10) departamentos ubicados en la costa peruana, Tacna alcanza el mayor crecimiento con 6.3%, seguido de Arequipa con 5,4%, Ica con 4.1%, Lambayeque con 3.9% y Lima con 3.8% en el periodo 2012-2019 (ver Figura 3.15).

**Figura 3.15. Tasa de crecimiento promedio anual del PBI por departamento, 2012-2019**  
(En porcentaje)

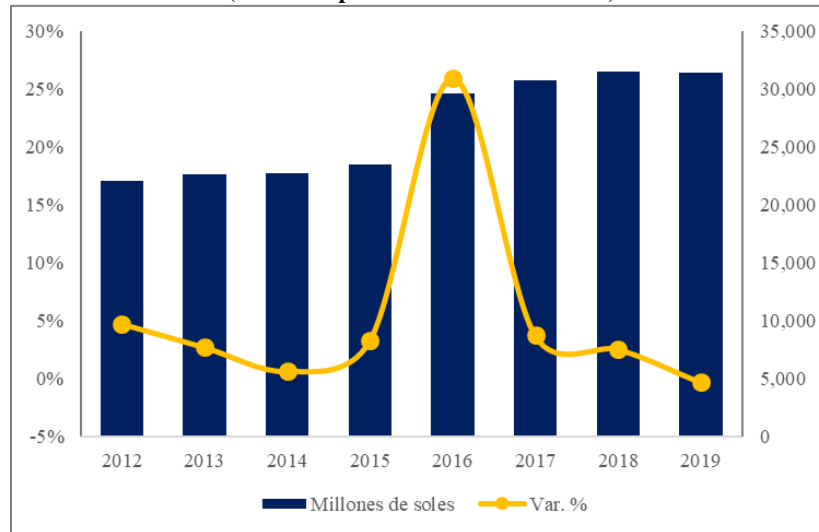


Fuente: INEI, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

De los cuatro (4) departamentos potenciales, Arequipa es el departamento que experimenta el mayor crecimiento del PBI acumulado en los últimos ocho (8) años con 42.6% en dicho periodo, ya que totaliza de S/ 22.0 millones en el año 2012 a S/ 31.4

millones en el año 2019. Asimismo, Arequipa registra el mayor crecimiento (5.4%) durante el periodo 2012-2019, según el INEI (ver Figura 3.16).

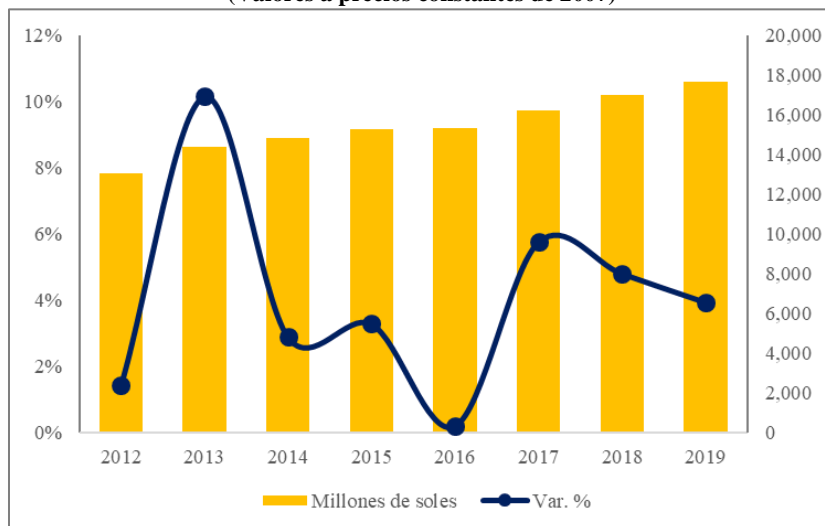
**Figura 3.16. Evolución del PBI en Arequipa**  
(Valores a precios constantes de 2007)



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El segundo departamento potencial que experimenta el mayor crecimiento del PBI acumulado en los últimos ocho (8) años es Ica con 35.1% en dicho periodo, puesto que asciende de S/ 13.1 millones en el año 2012 a S/ 17.7 millones en el año 2019. Además, registra un crecimiento de 4.1% en el periodo 2012-2019, según el INEI (ver Figura 3.17).

**Figura 3.17. Evolución del PBI en Ica**  
(Valores a precios constantes de 2007)

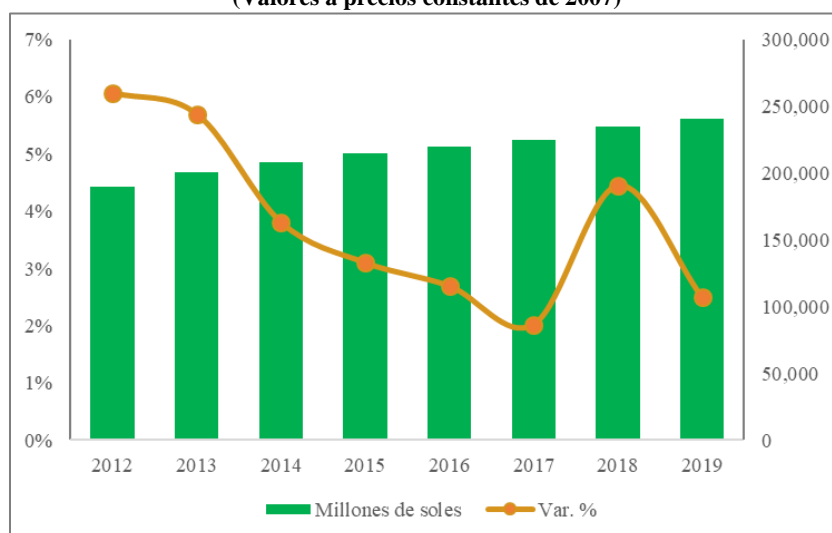


Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis



El tercer departamento potencial que experimenta el mayor crecimiento del PBI acumulado en los últimos ocho (8) años es Lima con 26.9% en dicho periodo, porque asciende de S/ 189.6 millones en el año 2012 a S/ 240.6 millones en el año 2019. Además, Lima alcanza un crecimiento de 3.8% en el periodo 2012-2019, según el INEI (ver Figura 3.18).

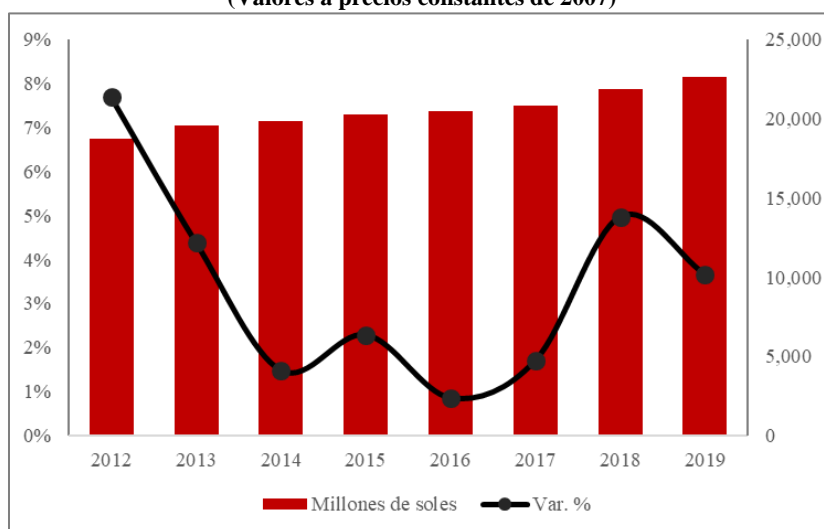
**Figura 3.18. Evolución del PBI en Lima**  
(Valores a precios constantes de 2007)



Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

El cuarto departamento potencial que experimenta el mayor crecimiento del PBI en los últimos ocho (8) años es La Libertad con 20.9% en dicho periodo, porque asciende de S/ 18.7 millones en el año 2012 a S/ 22.6 millones en el año 2019. Además, La Libertad alcanza un crecimiento de 3.4% en el periodo 2012-2019, según el INEI (ver Figura 3.19).

**Figura 3.19. Evolución del PBI en La Libertad**  
(Valores a precios constantes de 2007)



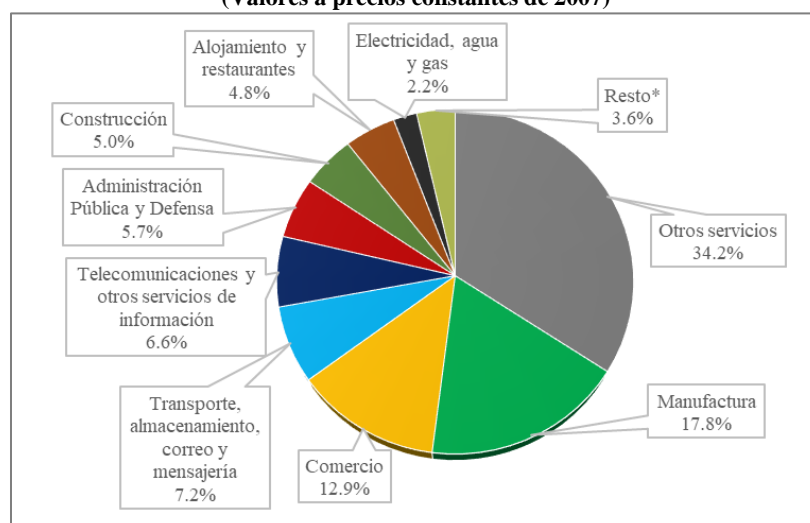
Fuente: INEI, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### 3.2.4. PBI departamental según actividad económica

En el año 2019, el PBI de Lima asciende a S/ 240.6 millones, siendo otros servicios la principal actividad económica con 22.0%, seguido de la manufactura con 17.8% y el comercio con 12.9%, tal cual se observa en la Figura 3.20.

Respecto a la principal actividad económica correspondiente a otros servicios, la variación porcentual del valor agregado de Lima (4.3%) en el año 2019 con respecto al año 2018, se encuentra influenciado por el mayor dinamismo de los servicios de salud (6.0%), así como de la actividad de servicios financieros, lo cual crece 5.2% (INEI, 2020).

**Figura 3.20. PBI de Lima por actividad económica, 2019**  
(Valores a precios constantes de 2007)



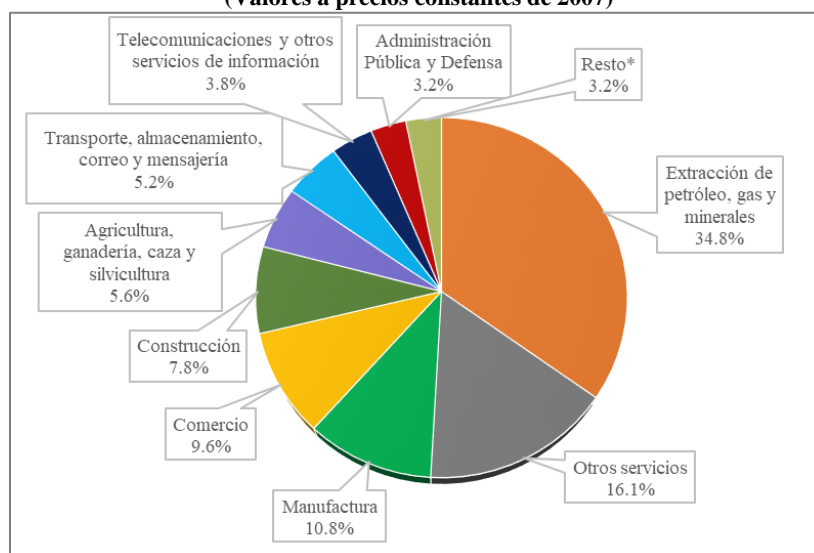
\* Agricultura, ganadería, caza y silvicultura (1.9%), extracción de petróleo, gas y minerales (1.6%) y pesca y acuicultura (0.1%)

Fuente: INEI, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

Por su parte, el PBI de Arequipa totaliza S/ 31.4 millones en el año 2019, siendo las principales actividades económicas: i) extracción de petróleo, gas y minerales (34.8%); ii) otros servicios (16.1%), y iii) manufactura (10.8%); es decir, predomina la extracción de minerales (ver Figura 3.21).

**Figura 3.21. PBI de Arequipa por actividad económica, 2019**  
(Valores a precios constantes de 2007)



\* Alojamiento y restaurantes (2.1%), electricidad, agua y gas (1.0%) y pesca y acuicultura (0.1%)

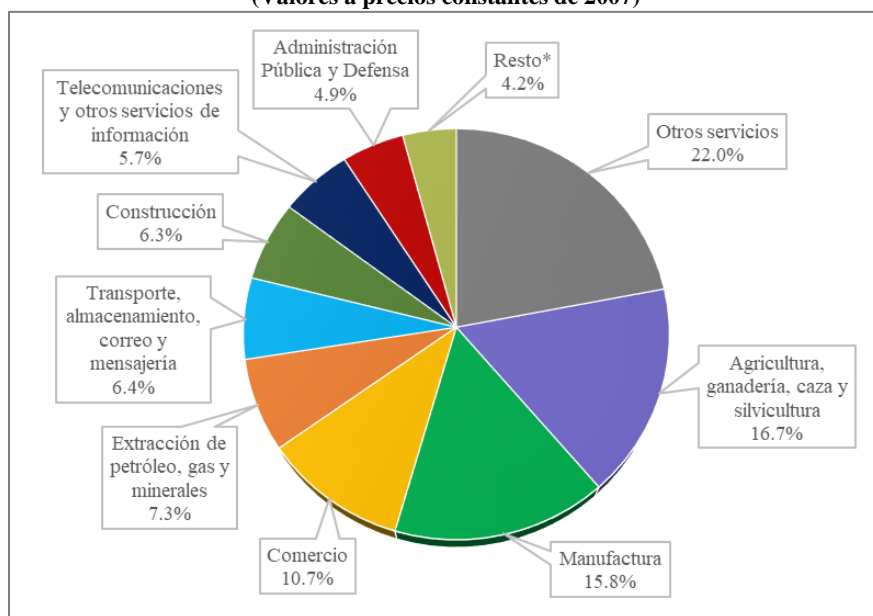
Fuente: INEI, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

Por otro lado, el PBI de La Libertad asciende a S/ 22.6 millones en el año 2019, donde sus tres principales actividades económicas son otros servicios (22.0%),

agricultura, ganadería, caza y silvicultura (16.7%) y manufactura (15.8%), tal cual se visualiza en la Figura 3.22.

**Figura 3.22. PBI de La Libertad por actividad económica, 2019**  
(Valores a precios constantes de 2007)



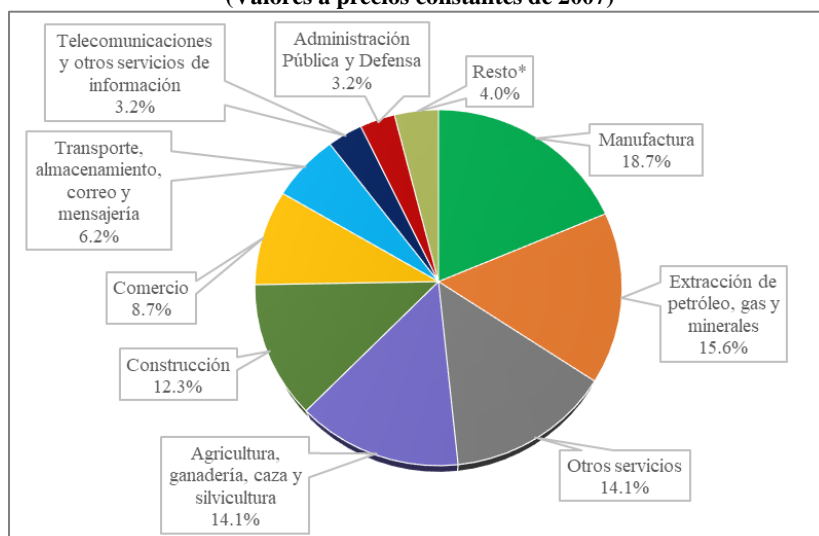
\* Alojamiento y restaurantes (2.5%), electricidad, agua y gas (1.0%) y pesca y acuicultura (0.7%)

Fuente: INEI, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

Finalmente, el PBI de Ica asciende a S/ 17.7 millones en el año 2019, siendo las principales actividades económicas: i) manufactura (18.7%); ii) extracción de petróleo, gas y minerales (15.6%) y otros servicios (14.1%), tal cual se visualiza en la Figura 3.23.

**Figura 3.23. PBI de Ica por actividad económica, 2019**  
(Valores a precios constantes de 2007)



\* Electricidad, agua y gas (1.7%), alojamiento y restaurantes (1.5%) y pesca y acuicultura (0.8%)

Fuente: INEI, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

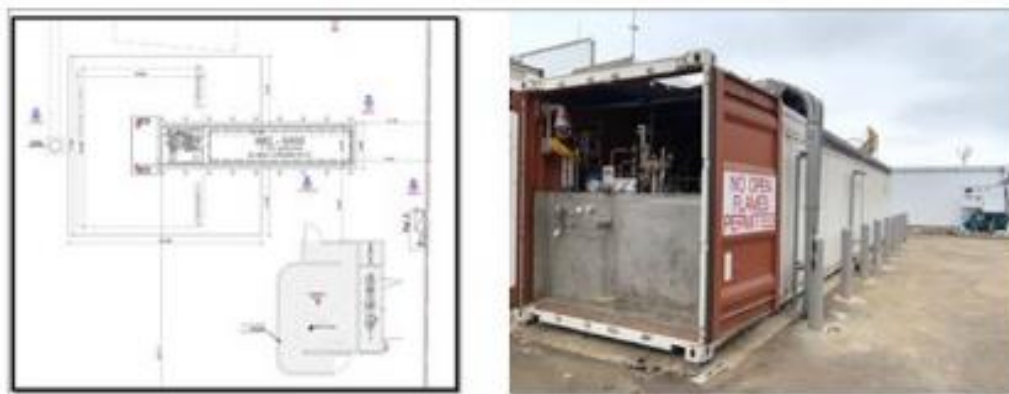
### 3.3. Análisis de la oferta de EESS de GNL

#### 3.3.1. Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda

Para el desarrollo del segmento de carga pesada y transporte interprovincial de la Panamericana Norte, Cálidda se encuentra implementando el proyecto de EESS de GNL-GESA, ubicado en Puente Piedra (km 27.5 de la Panamericana Norte).

El proyecto consiste en instalar y acondicionar una estación paquetizada (equipo integrado de recepción, almacenamiento de 20 m<sup>3</sup> y despacho de GNL) montada en una EESS existente de Grifos Espinoza S.A. (GESA). El acuerdo consiste en que GESA realice todas inversiones necesarias para adecuar el terreno; mientras que, Cálidda realice las inversiones en la implementación de la garita de despacho de GNL. Por otra parte, GESA se encarga de la atención y operación de los dispensadores; mientras que, Cálidda se encarga de todo lo referente al mantenimiento del sistema de despacho de GNL. El proyecto cuenta con un avance constructivo del 100%, (instalación del techo, tablero de comunicación, implementos de seguridad, entre otros).

Figura 3.24. EESS de GNL-GESA, 2021



Fuente: Cálidda, 2021

Por otro lado, Cálidda cierra un acuerdo preliminar con Shell para suministrar GNL para las pruebas operativas, las cuales se realizan a inicios de abril de 2021. A su vez, se encuentra negociando con Shell la adquisición de la molécula de GNL (Cálidda, 2021).

Finalmente, para la EESS de GNL ubicado en Puente Piedra se realiza la inversión de US\$ 0.8 millones, y se prevé iniciar la puesta en operación comercial para el segundo semestre del año 2021 (Mejía, 2021).

### 3.3.2. Gases del Pacífico – Quavii

Una de las primeras iniciativas del sector privado es realizada por la automotriz Scania del Perú y Quavii. Por su parte, Scania del Perú trajo el primer camión a GNL para realizar pruebas operativas, el cual registra una autonomía mayor a 1,000 km en febrero de 2019; mientras que, Quavii, proyecta instalar EESS.

Según Cruzado (2020), se prevé iniciar la construcción de dos (2) estaciones de servicio de GNL, ubicadas en Alto Moche (La Libertad) y Huarmey (Áncash), en febrero o marzo del año 2021 y la puesta en operación comercial de las mismas en el segundo semestre del año 2021 (julio o agosto) con una inversión aproximada de US\$ 3.0 millones.

Eventualmente, se proyecta construir una tercera EESS de GNL en la concesión que abarca Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque y Cajamarca, la cual apunta principalmente a camiones y puede llegar, en el trayecto por la Panamericana Norte, hasta Piura, ya que Quavii cuenta con la concesión de distribución de gas natural en dicha región (Diario Gestión, 2020).

Cabe precisar que, según el contrato de concesión<sup>20</sup> suscrito con el Estado, Quavii se compromete a instalar y mantener operativas un mínimo de nueve (9)<sup>21</sup> EESS de GNV (en estado comprimido y/o licuefactado) culminado el plazo del primer plan de conexiones; es decir, hasta el año 2025.

La intención de Quavii es que estas dos (2) EESS del corredor verde se sumen a las otras dos (2) en construcción, por lo que solo falta implementar cinco (5) EESS para cumplir con el contrato que vence el año 2025, de lo contrario existe una penalidad de US\$ 200,000 por EESS. Por lo tanto, a Quavii le resulta más económico pagar los US\$ 200,000 de penalidad por estación que invertir casi US\$ 900,000 en construir la misma (Tello, 2020).

Es preciso resaltar que, los autores de esta tesis consideran que Quavii no tendría ningún costo hundido, puesto que las inversiones realizadas en la implementación de las cuatro (4) EESS de GNL, de los cuales dos (2) son para autoconsumo, contribuyen

---

<sup>20</sup> El 08 de julio de 2013 se suscribió el contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte entre Gases del Pacífico y la República del Perú (Ministerio de Energía y Minas) del proyecto: “Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional”.

<sup>21</sup> Se detalla en el anexo 2 (Primer plan de conexiones) del contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte (p. 52).

al cumplimiento de la política pública de seguir masificando el gas natural a nivel nacional. Asimismo, a la fecha, tiene contrato con Transportes Rodrigo Carranza, en la que este último estipula renovar el 50% de su flota a GNL (Lozada, 2020).

### **3.3.3. *Petroperú***

Según el comunicado de Gas Natural Fenosa Perú – Naturgy, el 01 de septiembre de 2020 anuncia su decisión de resolver el contrato debido a los temas siguientes: i) falta de acciones concretas del Estado frente a los problemas estructurales agravados por la emergencia sanitaria hacen inviable la concesión de distribución de gas natural del suroeste; ii) imposibilidad de garantizar la continuidad del servicio de distribución en la zona suroeste, y iii) paralización de la política de masificación del gas en el sur tiene impacto en el desarrollo económico y generación de empleo para las regiones.

De acuerdo a ello, el 19 de diciembre de 2020, Petroperú asume la concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Sur Oeste hasta por tres (3) años, a fin de garantizar la continuidad de la prestación del servicio público en las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna.

Es preciso resaltar que, según el contrato de concesión suscrito con el Estado, Naturgy se compromete a instalar y mantener operativas un mínimo de cuatro (4)<sup>22</sup> EESS de GNV (en estado comprimido y/o licuefactado) culminado el plazo del primer plan de conexiones; es decir, hasta el año 2025; sin embargo, no se cuenta con algún avance a la fecha.

## **3.4. Análisis de la demanda potencial en estaciones de servicio de GNL**

Los potenciales consumidores directos son los sectores transporte: ómnibus o buses interprovinciales para el transporte de pasajeros; mientras que, camiones y tracto-camiones (remolcadores) para el transporte de carga, y la gran minería con el uso del GNL en camiones mineros, como consumidores directos, en los cuatro (4) potenciales departamentos a implementar las EESS de GNL ubicados en el norte y sur del país.

### **3.4.1. *La Libertad***

Según el Osinergmin (2021), las empresas de transporte de carga: Empresa de Transportes Guzmán y A&M Transporte Maquinarias Equipos y Servicios Generales

---

<sup>22</sup> Se detalla en el anexo 2 (Primer plan de conexiones) del contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Sur Oeste (p. 52).

son las dos (2) principales potenciales demandantes de GNL, ya que cuentan con una capacidad de abastecimiento en sus tanques de diésel 2 y B2 de 750.0 BLS, y diésel B5 S50 de 742.9 BLS, respectivamente. Por otro lado, la empresa de transporte de pasajeros: Empresa de Transportes Ave Fénix es el tercer potencial demandante de GNL, puesto que cuenta con una capacidad de almacenamiento en sus tanques de diésel B5 S50 de 356.9 BLS en las provincias de Trujillo y Santiago de Chuco.

En la Tabla 3.3, se identifica a otras doce (12) empresas potenciales de transportes de pasajeros y carga ubicadas en La Libertad, principalmente en la provincia de Trujillo, las cuales pueden migrar al consumo de GNL en sus buses y camiones y firmar un contrato especial con la EESS a implementar en dicho departamento.

**Tabla 3.3. Potenciales demandantes del sector transporte en La Libertad, 2021**

N°	Razón Social	Provincia	Capacidad (BLS)
1	Empresa de Transportes Guzmán S.A.	Trujillo	750.0
2	A&M Transporte Maquinarias Equipos y Servicios Generales	Santiago de Chuco	742.9
3	Empresa de Transportes Ave Fénix S.A.C.	Trujillo	356.9
4	Empresa de Transportes Huanchaco S.A.	Trujillo	328.5
5	Turismo Dias S.A.	Trujillo	235.7
6	Transportes y Servicios Generales Joselito S.A.C.	Trujillo	190.5
7	Empresa de Transportes Anticon S.R.L.	Trujillo	190.5
8	Empresa de Transportes Keny S.A.C.	Trujillo	166.7
9	Empresa de Transportes y Servicios Señor de los Milagros S.A.	Trujillo	157.1
10	Empresa de Transportes Icaro S.A.C.	Trujillo	154.8
11	Expreso León del Norte S.R.L.	Trujillo	152.0
12	Empresa de Transportes El Icaro Inversionistas S.A.	Trujillo	142.9
13	Transportes Jevrem S.A.C.	Trujillo	142.9
14	Transportes Géminis S.A.C.	Santiago de Chuco	142.9
15	Transportes Mercedes S.R.L.	Trujillo	131.1

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2021

Elaboración: Autores de esta tesis

Por otro lado, se identifica a las principales mineras ubicadas en La Libertad con mayor capacidad de abastecimiento de combustibles líquidos, tales como: i) Minera Barrick Misquichilca; ii) Minera Aurífera Retamas; iii) Compañía Minera Poderosa; iv) Summa Gold Corporation; v) Consorcio Minero Horizonte, y vi) Compañía Minera San Simón.



### 3.4.2. Lima

La empresa de transporte de pasajeros Perú Bus es el principal potencial demandante de GNL, puesto que cuenta con 646.7 BLS en sus tanques de almacenamiento de diésel 2; mientras que, la empresa de transporte de carga Transportes 77 y la empresa de transportes de pasajeros y carga Transportes El Pino son la segunda y tercera potenciales demandantes de GNL, ya que cuentan con 562.3 BLS y 476.2 BLS en sus tanques de almacenamiento de diésel B5 S50 ubicados en la provincia de Lima, respectivamente.

Según el Osinergmin (2021), se identifica a otras doce (12) empresas potenciales de transportes de pasajeros y carga ubicadas en Lima, principalmente en las provincias de Lima y Huarochirí, las cuales podrían migrar al consumo de GNL en sus buses y camiones y firmar un contrato especial con la EESS a implementar en dicho departamento (ver Tabla 3.4).

**Tabla 3.4. Potenciales demandantes del sector transporte en Lima, 2021**

N°	Razón Social	Provincia	Capacidad (BLS)
1	Empresa de Transportes Perú Bus S.A.	Lima	646.7
2	Transportes 77 S.A.	Lima	562.3
3	Transportes El Pino S.A.C.	Lima	476.2
4	Empresa de Transportes de Pasajeros y Carga Cavassa S.A.C.	Lima	476.2
5	Transportes Cruz del Sur S.A.C.	Lima	450.0
6	Empresa de Transporte Turístico Olano S.A.	Lima	428.6
7	Empresa de Transportes Unidos Chama S.A.	Lima	394.8
8	Empresa de Transportes y Servicios El Inti S.A.	Lima	383.3
9	Empresa de Transportes y Servicios Virgen de la Puerta S.A.	Lima	381.0
10	Empresa de Transportes y Servicios Lima Chosica S.A.	Lima	381.0
11	Empresa de Transportes Urbanos Los Chinos S.A.	Lima	345.2
12	Empresa de Transportes Flores Hermanos S.R.L.	Lima	325.5
13	Empresa de Transportes Urbano Línea 4 S.A.	Huarochirí	309.3
14	Empresa de Servicios de Transporte Santa Catalina S.A.	Huarochirí	285.7
15	Empresa de Transporte Luis Bancho Rossi S.A.	Huarochirí	245.4

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2021  
Elaboración: Autores de esta tesis

### 3.4.3. Ica

Se identifica a las principales empresas mineras ubicadas en Ica con mayor capacidad de abastecimiento de combustibles líquidos, tales como: i) Shougang Hierro Perú; ii) Marcobre; iii) Nexa Resources Perú, y iv) Minsur.

Por otro lado, en el sector transporte, la empresa de transporte de carga y maquinaria Oré (Oretrans) es el principal potencial demandante de GNL, ya que cuenta con 333.3 BLS en sus tanques de almacenamiento de diésel 2, seguido de la empresa de transporte de pasajeros Perú Bus con 290.0 BLS en su tanque de almacenamiento de diésel B5 S50 y la empresa de transporte de pasajeros Flores Hermanos con 238.1 BLS en su tanque de almacenamiento de diésel B5 S50 ubicados en la provincia de Ica.

Según el Osinergmin (2021), se identifica a otras cinco (5) empresas potenciales de transportes de pasajeros y carga ubicadas en Ica, principalmente en las provincias de Ica y Chincha, las cuales podrían migrar al consumo de GNL en sus buses y/o camiones y firmar un contrato especial con la EESS a implementar en dicho departamento (ver Tabla 3.5).

**Tabla 3.5. Potenciales demandantes del sector transporte en Ica, 2021**

Nº	Razón Social	Provincia	Capacidad (BLS)
1	Empresa de Transportes Oré S.R.L.	Ica	333.3
2	Empresa de Transportes Perú Bus S.A.	Ica	290.0
3	Empresa de Transportes Flores Hermanos S.A.	Ica	238.1
4	Empresa de Transportes San Isidro S.A.	Chincha	190.5
5	Empresa de Transportes Pueblo Nuevo S.A.	Chincha	71.4

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2021  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### **3.4.4. Arequipa**

Las principales empresas mineras identificadas en Arequipa con mayor capacidad de abastecimiento de combustibles líquidos son: i) Sociedad Minera Cerro Verde; ii) Compañía Minera Ares; iii) Compañía de Minas Buenaventura; iv) Minera Bateas, y v) Century Mining Perú.

Por su parte, en el sector transporte, la empresa de transporte de carga Arequipa Expreso Marvisur es el principal potencial demandante de GNL, puesto que cuenta con 240.7 BLS en sus tanques de almacenamiento de diésel B5 S50, seguido de la empresa de transporte de pasajeros Flores Hermanos con 238.1 BLS en su tanque de almacenamiento de diésel B5 S50 y la empresa de transporte de carga Iberoamericano con 214.3 BLS en su tanque de almacenamiento de diésel B2 ubicados en la provincia de Arequipa.

Según el Osinergmin (2021), se identifica a otras doce (12) empresas potenciales de pasajeros y carga ubicadas en Arequipa, principalmente en las provincias de Arequipa, Islay y Caylloma, las cuales podrían migrar al consumo de GNL en sus buses y/o camiones y firmar un contrato especial con la EESS a implementar en dicho departamento (ver Tabla 3.6).

**Tabla 3.6. Potenciales demandantes del sector transporte en Arequipa, 2021**

N°	Razón Social	Provincia	Capacidad (BLS)
1	Arequipa Expreso Marvisur E.I.R.L.	Arequipa	240.7
2	Empresa de Transportes Flores Hermanos S.R.L.	Arequipa	238.1
3	Transportes Iberoamericano S.R.L.	Arequipa	214.3
4	Transportes Zoilita S.A.C.	Arequipa	172.5
5	Corporación Transportes Terrestre S.A.C.	Islay	142.9
6	Transportes Corval S.A.	Arequipa	131.0
7	Empresa de Transportes Santa Úrsula S.A.	Arequipa	119.0
8	Transportes Cruz del Sur S.A.C.	Arequipa	95.2
9	Empresa de Transportes Monterrey Vallecito S.A.	Arequipa	95.2
10	Transportes Ángel Ibarcena Reynoso S.R.L.	Arequipa	95.2
11	Empresa de Transportes Ciudad Municipal Arequipa S.A.	Arequipa	94.1
12	Transportes Elio S.A.C.	Arequipa	90.5
13	Transportes Revilla S.R.L.	Caylloma	85.7
14	Empresa de Transportes y Turismo Las Begonias 1 S.A.	Arequipa	71.4
15	Empresa de Transportes Cotaspa S.A.	Arequipa	55.2

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2021

Elaboración: Autores de esta tesis

## CAPÍTULO IV. DEMANDA Y PRECIOS DEL DIÉSEL Y GAS NATURAL

### 4.1. Proyección de la demanda nacional de diésel al año 2040

Según el Minem (2020), son tres principales proyectos mineros demandantes de combustibles líquidos en la costa peruana del país durante los próximos años, los cuales se estima iniciar construcción, tales como: i) Quellaveco con una inversión estimada de US\$ 5,300 millones; ii) Mina Justa, US\$ 1,600 millones, y iii) Ampliación Santa María, US\$ 110 millones, tal cual se visualiza en la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1. Cartera de proyectos mineros en etapa de construcción, 2020**

Puesta en marcha	Proyecto	Operador	Región	Inversión (US\$ millones)
2021	Mina Justa	Marcobre S.A.C.	Ica	1,600
2022	Quellaveco	Anglo American Quellaveco S.A.	Moquegua	5,300
2023	Ampliación Santa María	Compañía Minera Poderosa S.A.	La Libertad	121

Fuente: Minem, 2020. Cartera de Proyectos de Construcción de Mina  
Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, se cuenta con el proyecto minero en etapa de ingeniería de detalle (Ampliación Shouxin), con una inversión estimada de US\$ 140 millones en el departamento de Ica y puesta en marcha prevista en el año 2022, tal cual se visualiza en la Tabla 4.2.

**Tabla 4.2. Cartera de proyecto minero en etapa de ingeniería de detalle, 2020**

Puesta en marcha	Proyecto	Operador	Región	Inversión (US\$ millones)
2022	Ampliación Shouxin	Minera Shouxin S.A.	Ica	140

Fuente: Minem, 2020. Cartera de Proyectos de Construcción de Mina  
Elaboración: Autores de esta tesis

Finalmente, los proyectos mineros en etapa de factibilidad<sup>23</sup> demandantes de combustibles líquidos en la costa peruana del país durante los próximos años son: i) San Gabriel; ii) Planta de Cobre Río Seco; iii) Magistral, y iv) Zafranal con una inversión acumulada de US\$ 2,525 millones, tal cual se visualiza en la Tabla 4.3.

---

<sup>23</sup> Producto de la COVID-19, la mayoría de proyectos mineros reprogramaron la puesta en marcha por más de dos años (Minem, 2020).

**Tabla 4.3. Cartera de proyectos mineros en etapa de factibilidad, 2020**

Puesta en marcha	Proyecto	Operador	Región	Inversión (US\$ millones)
2023	San Gabriel	Cía de Minas Buenaventura S.A.A.	Moquegua	422
2024	Planta de Cobre Río Seco	Procesadora Industrial Río Seco S.A.	Lima	350
2025	Magistral	Nexa Resources Perú S.A.A.	Ancash	490
2026	Zafranal	Cía Minera Zafranal S.A.C.	Arequipa	1,263

Fuente: Minem, 2020. Cartera de Proyectos de Construcción de Mina

Elaboración: Autores de esta tesis

En suma, la cartera de proyectos mineros 2021-2026 en los departamentos potenciales totaliza US\$ 9,686 millones (Minem, 2020),

Respecto a la política pública del Estado de masificar el gas natural a nivel nacional, y dada la existencia de reservas probadas de gas natural que le brindan sostenibilidad a los proyectos de hidrocarburos, el Minem encarga a Proinversión el proyecto SITGAS, el cual garantiza la seguridad energética (ante posibles fallas del sistema de transporte de gas en Camisea) y estima beneficiar a los sectores residencial, comercial, industrial, transporte y generadores eléctricos (Nodo Energético del Sur), por lo que evita sobrecostos en su operación y un beneficio de US\$ 2,831 millones al año 2028). En ese sentido, se tiene prevista la puesta en operación comercial del proyecto para el año 2025 (Murillo, 2020).

Con la finalidad de proyectar la demanda nacional de diésel<sup>24</sup> para el periodo 2021-2040, se realiza un análisis de simulación bajo el escenario esperado; en otras palabras, el impacto de los proyectos mineros e hidrocarburos en los próximos años será moderado y las principales variables explicativas de la demanda de diésel mantendrán un comportamiento estable.

En primer lugar, los supuestos generales aplicados al escenario normal son:

- a) En el periodo 2021-2040, la tasa de crecimiento promedio anual del flujo vehicular pesado de La Libertad, Lima, Ica y Arequipa se estima en 3.8%.
- b) Se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 3.1% para los próximos veinte (20) años de la evolución del parque automotor en el país
- c) La tasa de crecimiento poblacional de La Libertad, Lima, Ica y Arequipa se estima en 2.2% para los próximos veinte (20) años.

---

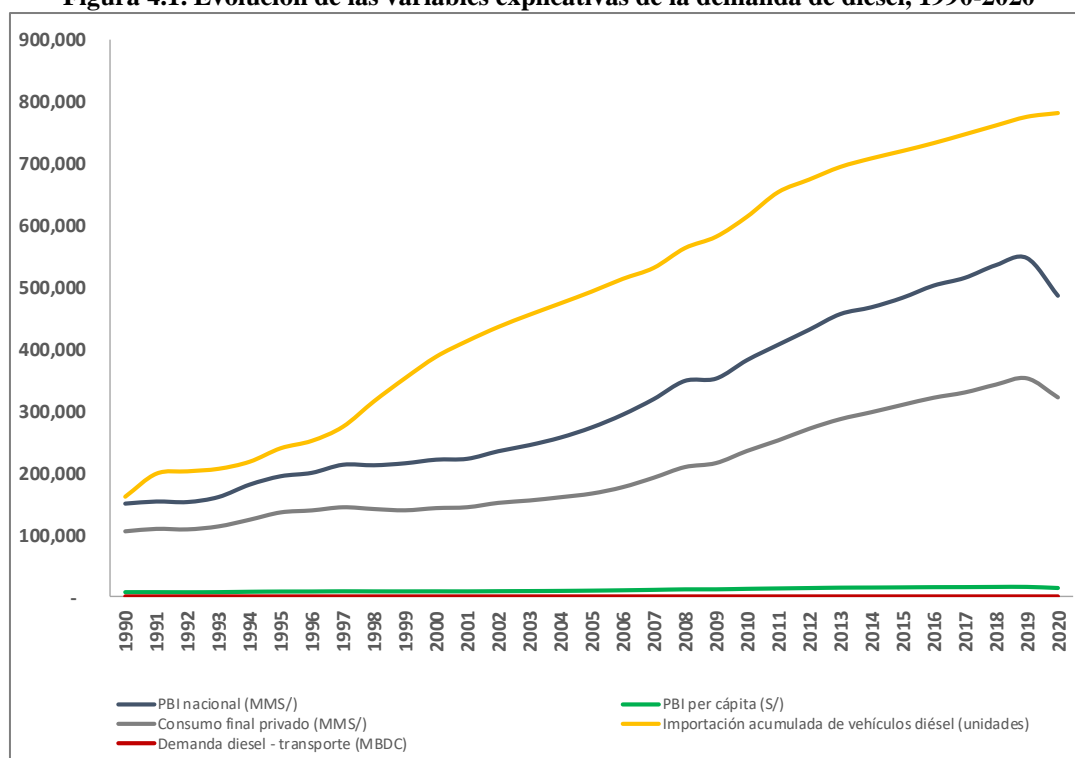
<sup>24</sup> Con la información histórica recopilada del BCRP y Osinergmin, los autores de esta tesis determinan que el PBI peruano se encuentra correlacionado un 98.8% con la demanda nacional de diésel.

- d) Los proyectos mineros y de hidrocarburos presentados se desarrollan en las fechas previstas; es decir, en el periodo 2021-2026.
- e) Se considera el efecto de la COVID-19 para los años 2021 y 2022<sup>25</sup>.

En segundo lugar, las principales variables explicativas de la demanda nacional de diésel analizadas durante el periodo 1990-2020 son las siguientes:

- i. Producto bruto interno (en millones de soles-año base 2007)<sup>26</sup>
- ii. Producto bruto interno per cápita (en soles-año base 2007)<sup>27</sup>
- iii. Consumo final privado (en millones de soles-año base 2007)<sup>28</sup>
- iv. Importación acumulada de vehículos a diésel (unidades)<sup>29</sup>
- v. Demanda de diésel en el sector transporte (en MBDC)<sup>30</sup>

**Figura 4.1. Evolución de las variables explicativas de la demanda de diésel, 1990-2020**



Fuente: BCRP, 2020; Osinermin-SCOP, 2020 y Sunat, varios años

Elaboración: Autores de esta tesis

En tercer lugar, se realiza el análisis de correlación entre la demanda de diésel del sector transporte con las variables explicativas siguientes: i) producto bruto interno; ii)

<sup>25</sup> Se tiene previsto vacunar a los 32.6 millones de peruanos contra el coronavirus en el año 2022 (The Economist Intelligence Unit, 2020).

<sup>26</sup> Según el BCRP.

<sup>27</sup> Ídem.

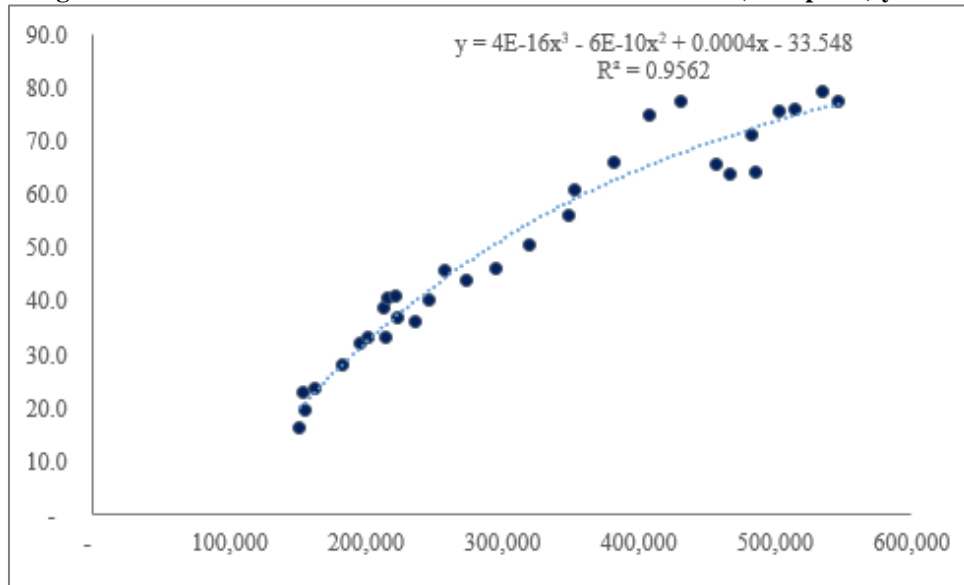
<sup>28</sup> Ídem.

<sup>29</sup> Según Operatividad Aduanera de la Sunat.

<sup>30</sup> Según el MTC.

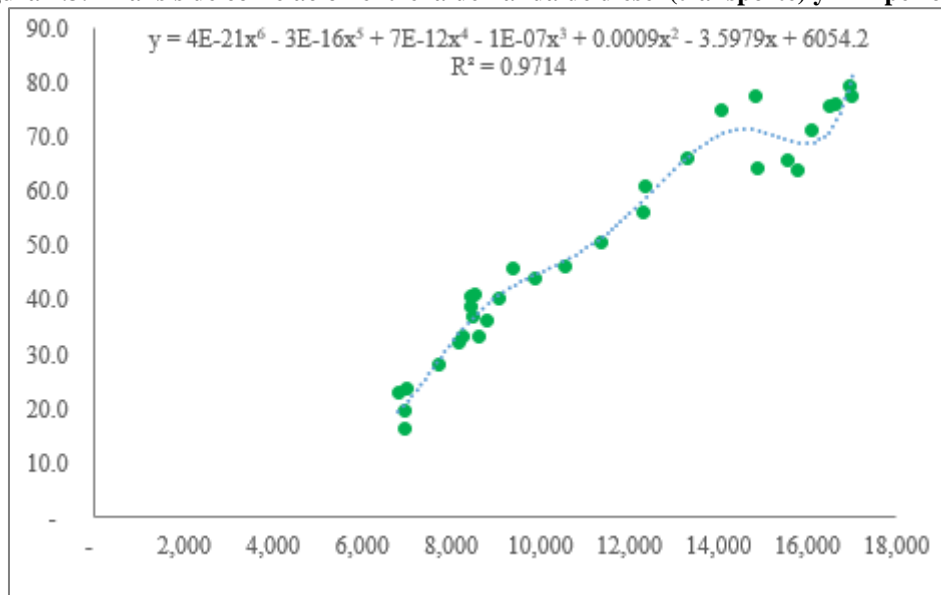
producto bruto interno per cápita; iii) consumo final privado, e iv) importación acumulada de vehículos a diésel, lo cual evidenció una correlación positiva significativa por encima del 96% (ver Figuras 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5).

**Figura 4.2. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) y PBI**



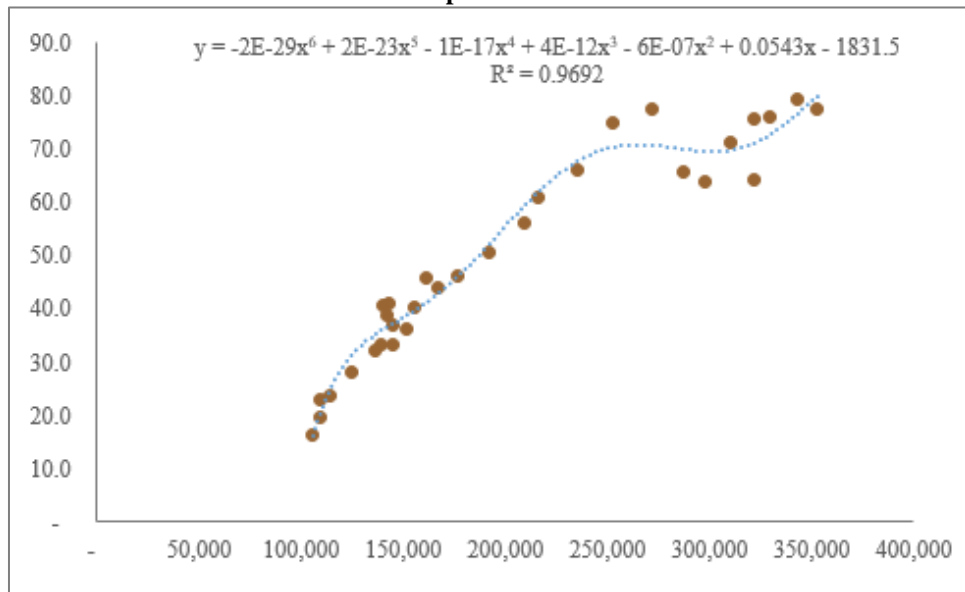
Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 4.3. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) y PBI per cápita**



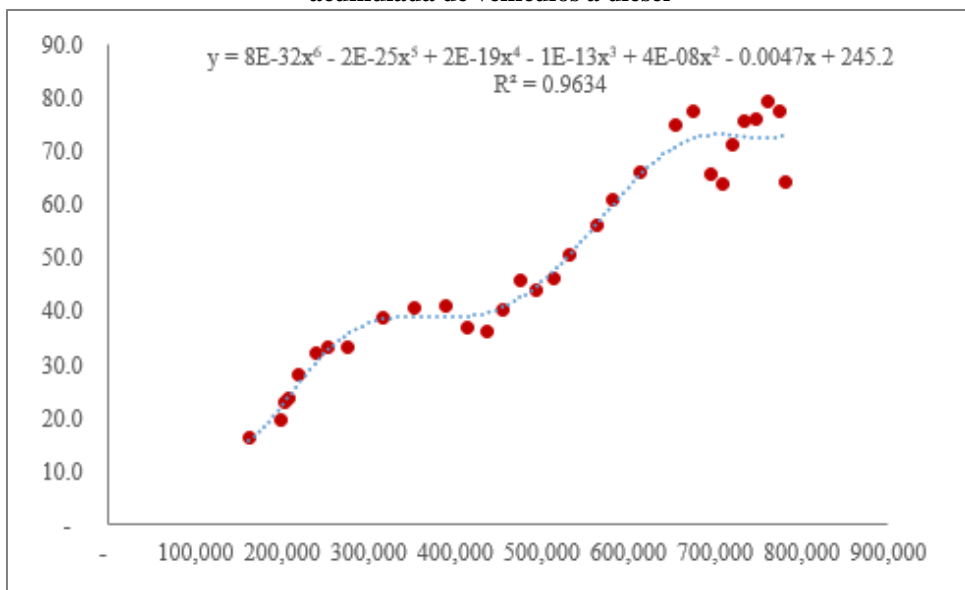
Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 4.4. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) y consumo final privado**



Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 4.5. Análisis de correlación entre la demanda de diésel (transporte) e importación acumulada de vehículos a diésel**



Elaboración: Autores de esta tesis

En cuarto lugar, se realiza el análisis de resultados a través del programa estadístico EViews 11<sup>31</sup>, el cual permite pronosticar la demanda de diésel al año 2040 de acuerdo al modelo ARIMA<sup>32</sup>, por lo que se considera los criterios siguientes:

<sup>31</sup> Software utilizado para el análisis estadístico general, con énfasis en realizar análisis econométrico en modelos de corte transversal, datos de panel y estimación y predicción de modelos con series de tiempo, siendo este último el caso de los autores de esta tesis.

<sup>32</sup> Ver Anexo IV.



- a) Se parte de un modelo de regresión múltiple en el que una variable dependiente ( $Y$ ) es explicada por  $k$  variables explicativas independientes ( $X_k$ ) con  $n$  observaciones:

$$Y_i = B_0 + B_1X_{1i} + \dots + B_kX_{ki} + u_i$$

Donde

$Y_i$  es la variable a predecir

$B_0, B_1 \dots B_k$  son los parámetros a predecir

$u_i$  es la perturbación aleatoria

- b) La especificación del modelo econométrico es el siguiente:

$$DDIE = c + B_1*CFP + B_2*MAVD + B_3*PBI + B_4*PBIPC + e$$

Donde:

**DDIE:** demanda de diésel (en MBDC)

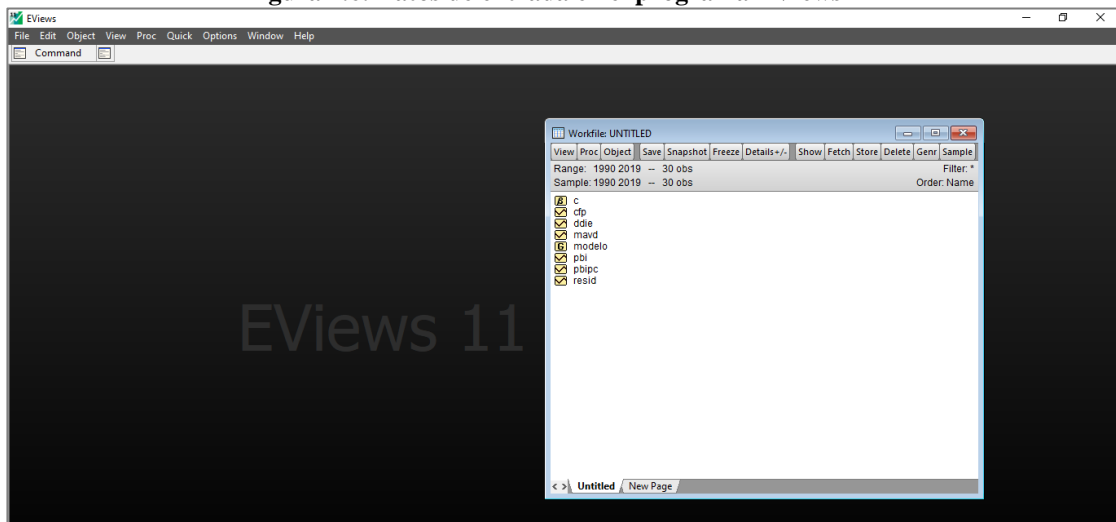
**CFP:** consumo final privado (en MM S/)

**MAVD:** importación de vehículos a diésel (en unidades)

**PBI:** producto bruto interno (en MM S/)

**PBIPC:** producto bruto interno per cápita (en S/)

**Figura 4.6. Datos de entrada en el programa EViews 11**



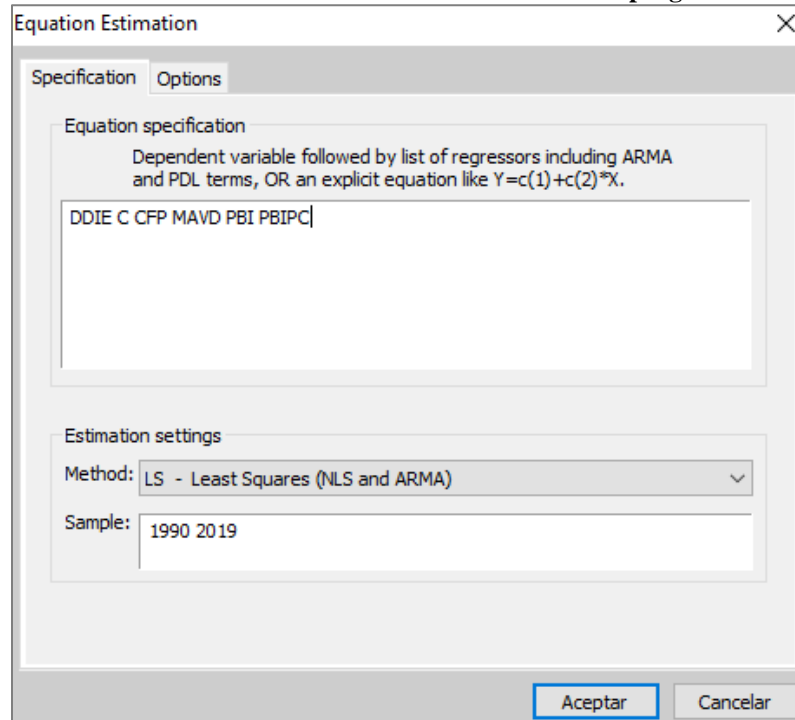
Fuente: EViews 11

Elaboración: Autores de esta tesis

- c) En el programa EViews 11, se digita la variable dependiente (DDIE), luego la constante (C) y las demás variables explicativas independientes por analizar (CFP, MAVD, PIB y PBIPC). Además, se selecciona el método de mínimos cuadrados

ordinarios con el objeto de estimar el mejor modelo econométrico y el periodo<sup>33</sup> planteado es 1990-2019.

**Figura 4.7. Ecuación de la demanda nacional de diésel en el programa EViews 11**



Fuente: EViews 11  
Elaboración: Autores de esta tesis

- d) Los resultados principales son los siguientes:
- Las variables independientes explican el modelo en 97.9%
  - Las variables independientes no son estadísticamente significativas, ya que sus probabilidades son mayores a 5%.
  - El estadístico T de las variables independientes no son estadísticamente significativas, ya que su estadístico es menor a 2.
  - Existen problemas de autocorrelación positiva en el modelo; es decir, por la existencia de ciclos y tendencias en los datos (Estadístico Durbin Watson cercano a 1).

---

<sup>33</sup> Los autores de esta tesis identifican en las variables explicativas analizadas caídas significativas producto de la COVID-19 en el año 2020. Por lo tanto, no se considera dicho año como dato de entrada por ser un año atípico en el periodo de evaluación.

**Tabla 4.4. Estimación del modelo econométrico de la demanda nacional de diésel**

Dependent Variable: DDIE				
Method: Least Squares				
Date: 05/24/20 Time: 21:48				
Sample: 1990 2019				
Included observations: 30				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	5.946501	11.23465	0.529300	0.6013
PBI	0.000181	0.000248	0.728363	0.4732
PBIPC	-0.001293	0.003820	-0.338397	0.7379
CFP	0.000120	0.000235	0.507685	0.6161
MAVD	-9.88E-08	3.23E-05	-0.003056	0.9976
R-squared	0.978522	Mean dependent var	71.63095	
Adjusted R-squared	0.975086	S.D. dependent var	28.62741	
S.E. of regression	4.518603	Akaike info criterion	6.005295	
Sum squared resid	510.4443	Schwarz criterion	6.238827	
Log likelihood	-85.07942	Hannan-Quinn criter.	6.080004	
F-statistic	284.7506	Durbin-Watson stat	0.838027	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Elaboración: Autores de esta tesis

- e) Para corregir los problemas de autocorrelación, se realiza la prueba de Breusch-Godfrey y se procede a aplicar las primeras diferencias de las variables explicativas del modelo; es decir, rezagarlas un periodo.

**Tabla 4.5. Cálculo del rezago en primeras diferencias del modelo econométrico de la demanda de diésel**

Dependent Variable: DDIET				
Method: Least Squares				
Date: 05/24/20 Time: 22:17				
Sample (adjusted): 1991 2019				
Included observations: 29 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4.869428	5.720571	0.851214	0.4031
PBIT	0.000273	0.000264	1.033441	0.3117
PBIPCT	-0.000654	0.004472	-0.146285	0.8849
CFPT	9.41E-06	0.000249	0.037735	0.9702
MAVDT	-3.82E-05	3.71E-05	-1.029633	0.3134
R-squared	0.939543	Mean dependent var	32.63193	
Adjusted R-squared	0.929467	S.D. dependent var	12.19952	
S.E. of regression	3.239956	Akaike info criterion	5.344582	
Sum squared resid	251.9355	Schwarz criterion	5.580323	
Log likelihood	-72.49644	Hannan-Quinn criter.	5.418413	
F-statistic	93.24422	Durbin-Watson stat	2.148448	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Elaboración: Autores de esta tesis

- f) Así, se corrige el problema de autocorrelación, ya que el estadístico Durbin Watson es cercano a 2, y la variable dependiente es transformada a la primera diferencia de la demanda de diésel.

**Tabla 4.6. Corrección en primeras diferencias del modelo econométrico de la demanda de diésel**

Dependent Variable: D(DDIE)				
Method: Least Squares				
Date: 05/25/20 Time: 00:36				
Sample (adjusted): 1991 2019				
Included observations: 29 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.037315	2.646796	0.769729	0.4490
D(CFP)	3.41E-05	0.000345	0.098875	0.9221
D(MAVD)	-2.97E-05	7.99E-05	-0.371434	0.7136
D(PBI)	6.78E-05	0.000425	0.159510	0.8746
D(PBIPC)	0.002097	0.008806	0.238164	0.8138
R-squared	0.132271	Mean dependent var	3.351724	
Adjusted R-squared	-0.012350	S.D. dependent var	4.128061	
S.E. of regression	4.153475	Akaike info criterion	5.841353	
Sum squared resid	414.0324	Schwarz criterion	6.077094	
Log likelihood	-79.69962	Hannan-Quinn criter.	5.915184	
F-statistic	0.914602	Durbin-Watson stat	1.975904	
Prob(F-statistic)	0.471463			

Elaboración: Autores de esta tesis

g) Luego, a la serie original de la demanda de diésel se realiza la prueba de raíces unitarias; es decir, si presenta estacionariedad.

$H_0$ : DDIE tiene raíz unitaria (no es estacionaria)

$H_1$ : DDIE no tiene raíces unitarias (estacionaria)

El estadístico t de Dickey-Fuller Aumentado debe ser superior a los valores críticos de la prueba, en sus respectivos niveles, considerando valores absolutos. En ese sentido, no se rechaza  $H_0$ , ya que el estadístico t es menor que los mencionados valores.

**Tabla 4.7. Cálculos de la Prueba de Dickey-Fuller Aumentado para la DDIE**

Null Hypothesis: DDIE has a unit root Exogenous: Constant, Linear Trend Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=9)				
		t-Statistic	Prob.*	
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-1.390527	0.8424	
Test critical values:		1% level	-4.309824	
		5% level	-3.574244	
		10% level	-3.221728	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation Dependent Variable: D(DDIE) Method: Least Squares Date: 05/25/20 Time: 17:17 Sample (adjusted): 1991 2019 Included observations: 29 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDIE(-1)	-0.147879	0.106348	-1.390527	0.1762
C	6.304501	2.932558	2.149830	0.0410
@TREND("1990")	0.492057	0.342829	1.435286	0.1631
R-squared	0.073441	Mean dependent var	3.351724	
Adjusted R-squared	0.002167	S.D. dependent var	4.128061	
S.E. of regression	4.123587	Akaike info criterion	5.769021	
Sum squared resid	442.1031	Schwarz criterion	5.910465	
Log likelihood	-80.65080	Hannan-Quinn criter.	5.813320	
F-statistic	1.030400	Durbin-Watson stat	1.712162	
Prob(F-statistic)	0.370982			

Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, se realiza la misma prueba de Dickey-Fuller aumentado a la serie transformada, denominada DDIE. Por lo tanto, dado que el valor absoluto de Augmented Dickey-Fuller (4.76) es mayor que los valores críticos (3.69, 2.97 y 2.63) se rechaza la  $H_0$ , de tal modo que la DDIE es estacionaria.

**Tabla 4.8. Cálculos de la prueba de Dickey-Fuller Aumentado para la D(DDIE)**

Null Hypothesis: D(DDIE) has a unit root					
Exogenous: Constant					
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=9)					
			t-Statistic	Prob.*	
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-4.762802	0.0007	
Test critical values:	1% level		-3.689194		
	5% level		-2.971853		
	10% level		-2.625121		
*Mackinnon (1996) one-sided p-values.					
Augmented Dickey-Fuller Test Equation					
Dependent Variable: D(DDIE,2)					
Method: Least Squares					
Date: 05/25/20 Time: 17:23					
Sample (adjusted): 1992 2019					
Included observations: 28 after adjustments					
	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
	D(DDIE(-1))	-0.927756	0.194792	-4.762802	0.0001
	C	3.014261	1.041235	2.894890	0.0076
R-squared	0.465947	Mean dependent var		-0.150050	
Adjusted R-squared	0.445406	S.D. dependent var		5.696646	
S.E. of regression	4.242352	Akaike info criterion		5.796862	
Sum squared resid	467.9363	Schwarz criterion		5.892019	
Log likelihood	-79.15607	Hannan-Quinn criter.		5.825953	
F-statistic	22.68428	Durbin-Watson stat		1.980390	
Prob(F-statistic)	0.000063				

Elaboración: Autores de esta tesis

- h) Mediante el pronóstico del modelo ARIMA, se evidencia un modelo AR (p) y MA (q), en particular un proceso ARMA (0,0) o ARIMA (0,0,0) a través de 225 iteraciones.

**Tabla 4.9. Pronóstico del modelo ARIMA**

Automatic ARIMA Forecasting
Selected dependent variable: D(DDIE)
Date: 08/01/20 Time: 12:53
Sample: 1990 2019
Included observations: 29
Forecast length: 11
Number of estimated ARMA models: 225
Number of non-converged estimations: 0
Selected ARMA model: (0,0)(0,0)
AIC value: 5.77633247465

Elaboración: Autores de esta tesis

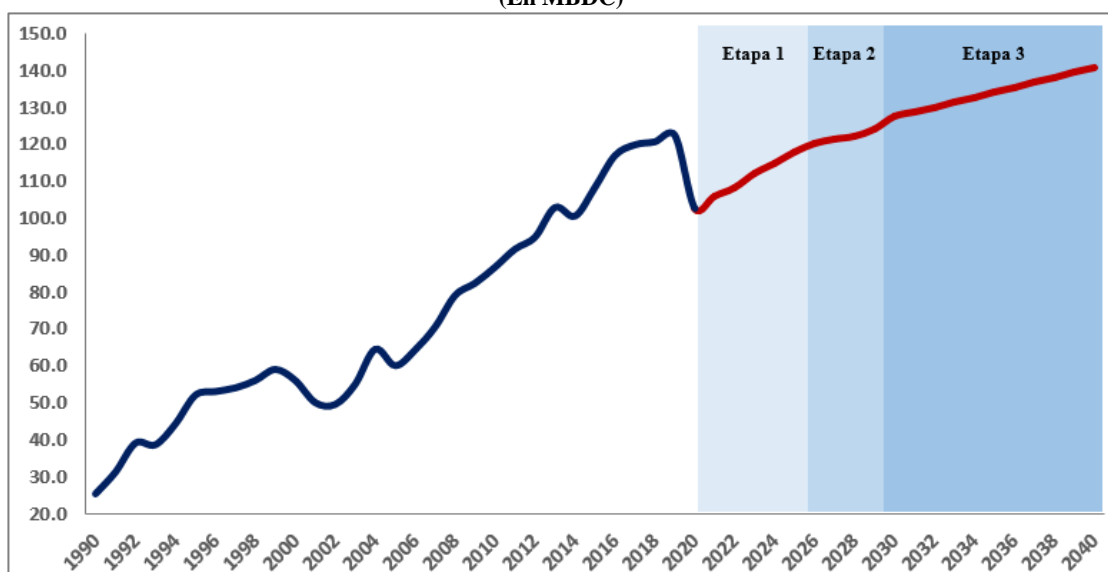
Bajo el escenario esperado, el cual presenta los supuestos siguientes: i) la puesta en marcha de nueve (9) proyectos mineros en la costa del país con una inversión aproximada de US\$ 9,686 millones durante el periodo 2021-2026; ii) la puesta en operación comercial de dos (2) proyectos de hidrocarburos, tales como: Siete Regiones y SIT GAS, en el año 2023 y 2025, respectivamente; iii) el crecimiento del parque automotor en los departamentos de interés presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 3.1% en el periodo 2021-2040; iv) la tasa de crecimiento poblacional en los departamentos de interés es de 2.2% promedio anual en el periodo 2021-2040; v) la tasa de crecimiento promedio anual del flujo vehicular pesado en los departamentos de interés es de 3.8% en el periodo 2021-2040, y vi) las variables que explican el comportamiento de la demanda de diésel en el periodo 2021-2040, tales como: PBI, PBI per cápita, consumo final privado, importación acumulada de vehículos a diésel y demanda de diésel en el sector transporte tienen un comportamiento estable y son significativas en más del 95%, se proyecta que la demanda nacional de diésel crezca 1.6% durante los próximos veinte (20) años, lo cual se estima alcanzar 140.9 MBDC al finalizar el año 2040, tal cual se visualiza en la Figura 4.8.

En la etapa 1, que contempla el inicio de la puesta en operación comercial de los proyectos mineros, tales como: Mina Justa, Quellaveco, Ampliación Santa María, Ampliación Shouxin, San Gabriel, Río Seco, Magistral y Zafranal, se estima que la demanda de diésel crezca en promedio 2.7% de la demanda de diésel, debido a que la sustitución del gas natural se realiza gradualmente en el periodo 2021-2026.

En la etapa 2, que comprende el inicio de la puesta en operación comercial del SIT GAS y la implementación total del Programa Bonogas FISE vehicular en camiones y buses interprovinciales en Lima, Arequipa y La Libertad, se estima que la demanda de diésel crezca en promedio 1.6%, ante la sustitución gradual a gas natural por parte de las industrias, centrales termoeléctricas y el parque vehicular en el periodo 2026-2030.

Finalmente, en la etapa 3, se prevé que el SIT GAS opera en la zona sur del país e implementa el Programa Bonogas FISE vehicular en camiones y buses interprovinciales en todos los departamentos del país, por lo que se estima que la demanda de diésel obtenga un crecimiento vegetativo promedio de 1.0% en el periodo 2031-2040, acorde con las proyecciones macroeconómicas del MEF.

**Figura 4.8. Estimación de la demanda nacional de diésel, 2021-2040**  
(En MBDC)



Elaboración: Autores de esta tesis

#### **4.1.1. Arequipa**

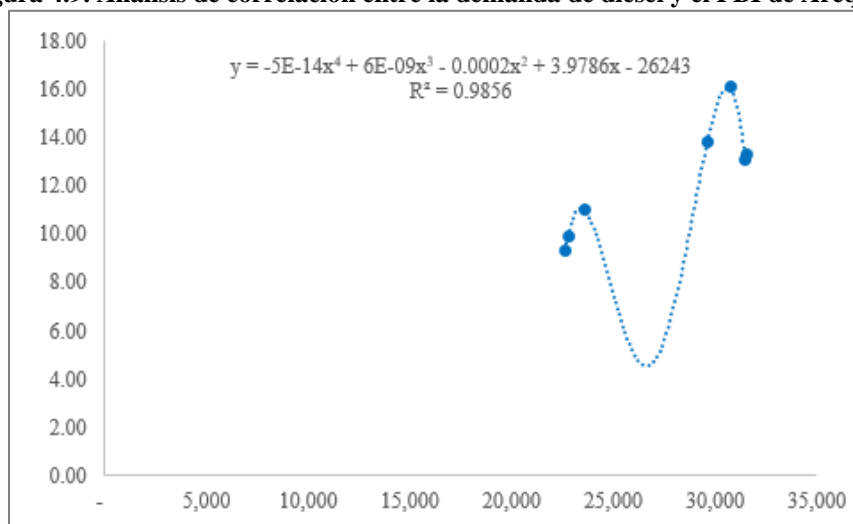
Según el Osinergmin (2020), la demanda de diésel en Arequipa durante el periodo enero de 2013 a diciembre de 2020 alcanza 12.2 MBDC en promedio, con un crecimiento de 3.3%.

Así, se realiza un análisis de correlación entre la demanda de diésel en Arequipa y el PBI<sup>34</sup> de Arequipa; es decir, la primera (variable dependiente) en función de la segunda (variable independiente). Por lo tanto, la demanda de diésel en Arequipa alcanza una correlación positiva significativa de 98.6% explicada por el comportamiento del PBI de Arequipa, tal cual se observa en la Figura 4.9.

<sup>34</sup> A precios constantes de 2007, según el INEI.



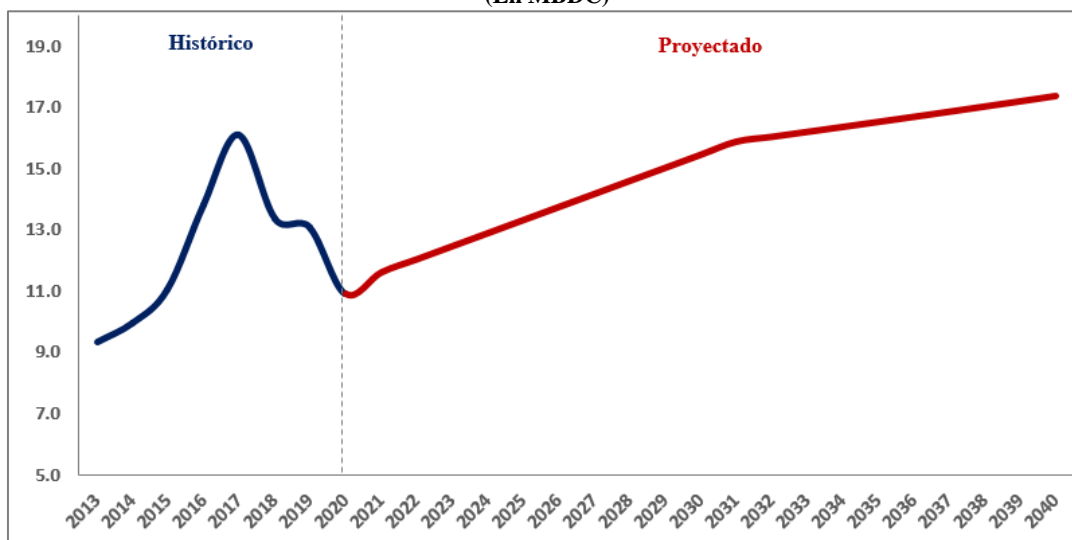
**Figura 4.9. Análisis de correlación entre la demanda de diésel y el PBI de Arequipa**



Elaboración: Autores de esta tesis

Por lo tanto, se proyecta la demanda de diésel en Arequipa bajo el análisis de correlación descrito, totaliza 17.4 MBDC al año 2040 con una tasa de crecimiento promedio anual de 2.4% (ver Figura 4.10).

**Figura 4.10. Proyección de la demanda de diésel en Arequipa, 2021-2040 (En MBDC)**



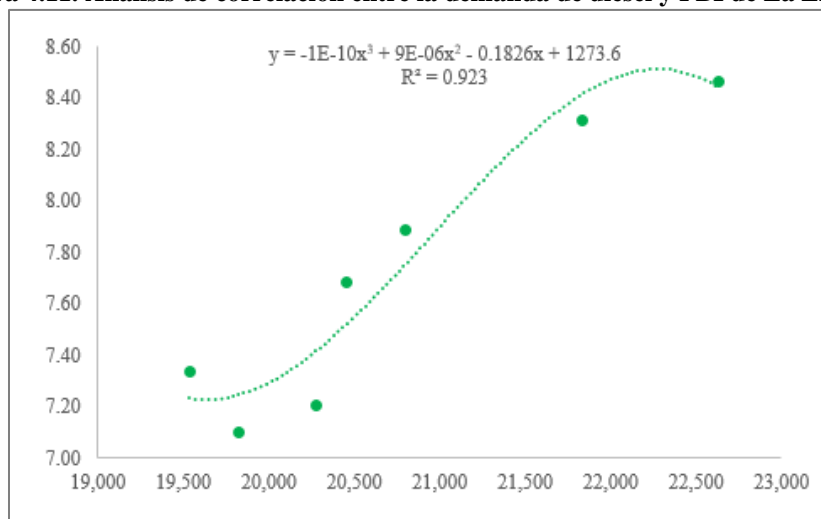
Elaboración: Autores de esta tesis

#### **4.1.2. La Libertad**

De acuerdo al Osinergmin (2020), la demanda de diésel en La Libertad durante el periodo enero de 2013 a diciembre de 2020 totaliza 7.6 MBDC en promedio.

Así, se realiza un análisis de correlación entre la demanda de diésel en La Libertad y el PBI<sup>35</sup> de La Libertad; en otras palabras, la primera (variable dependiente) en función de la segunda (variable independiente). Por ello, la demanda de diésel en La Libertad alcanza una correlación positiva significativa de 92.3% explicada por el comportamiento del PBI de La Libertad (ver Figura 4.11).

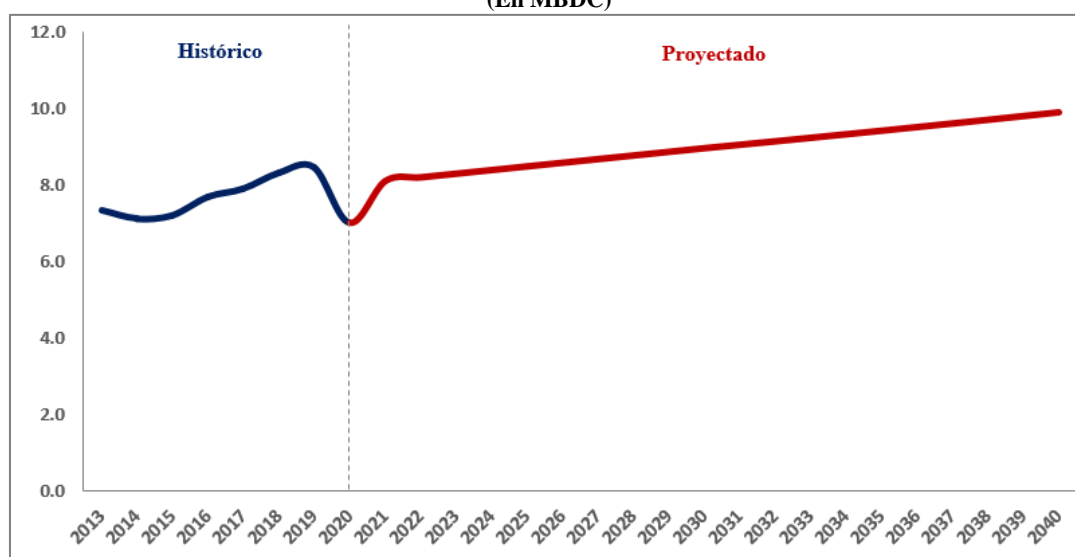
**Figura 4.11. Análisis de correlación entre la demanda de diésel y PBI de La Libertad**



Elaboración: Autores de esta tesis

Finalmente, se proyecta la demanda de diésel en La Libertad bajo el análisis de correlación descrito, la cual totaliza 9.9 MBDC al año 2040 con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.8% (ver Figura 4.12).

**Figura 4.12. Proyección de la demanda de diésel en La Libertad, 2021-2040 (En MBDC)**



Elaboración: Autores de esta tesis

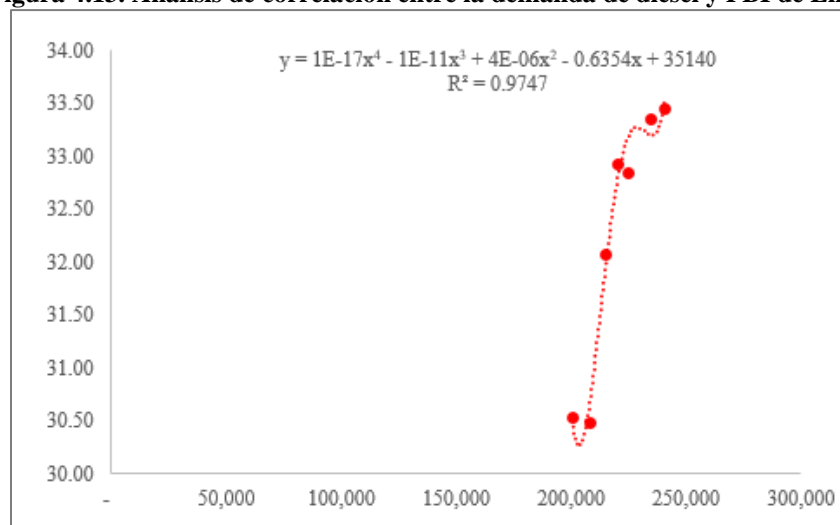
<sup>35</sup> Idem.

#### 4.1.3. Lima

Según el Osinergmin (2020), la demanda de diésel en Lima durante el periodo enero de 2013 a diciembre de 2020 totaliza 31.6 MBDC en promedio.

Así, se realiza un análisis de correlación entre la demanda de diésel en Lima y el PBI<sup>36</sup> de Lima; en otras palabras, la primera (variable dependiente) en función de la segunda (variable independiente). Por lo tanto, la demanda de diésel en Lima alcanza una correlación positiva significativa de 92.3% explicada por el comportamiento del PBI de Lima (ver Figura 4.13).

**Figura 4.13. Análisis de correlación entre la demanda de diésel y PBI de Lima**



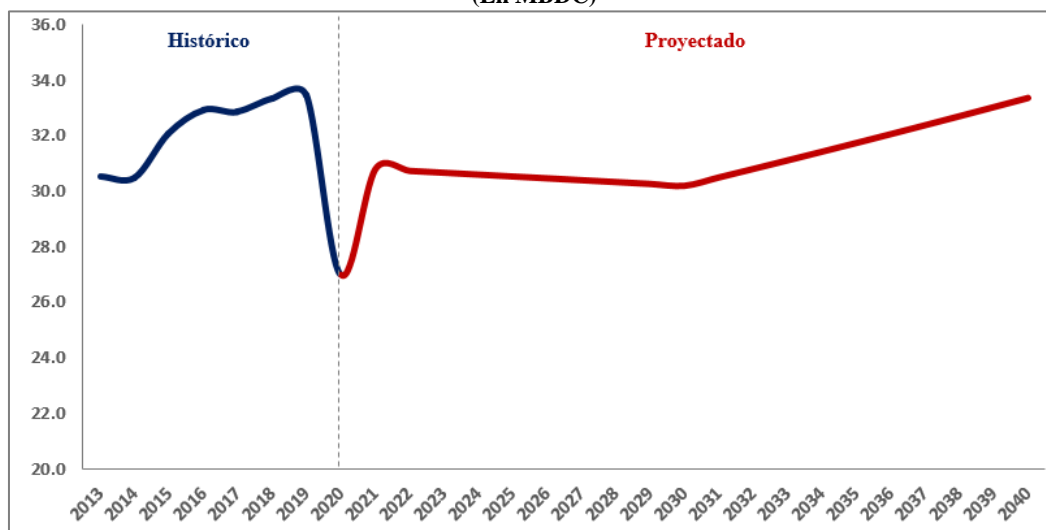
Elaboración: Autores de esta tesis

Finalmente, se proyecta la demanda de diésel en Lima bajo el análisis de correlación descrito, la cual totaliza 33.4 MBDC al año 2040 con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.1% (ver Figura 4.14).

---

<sup>36</sup> Idem.

**Figura 4.14. Proyección de la demanda de diésel en Lima, 2021-2040**  
(En MBDC)



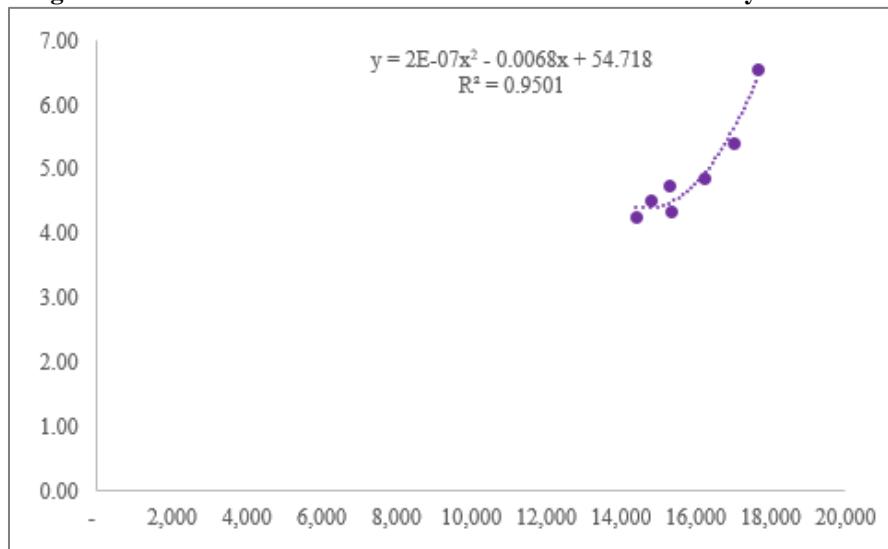
Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.1.4. Ica

Según el Osinergmin (2020), la demanda de diésel en Ica alcanza 5.0 MBDC en promedio, durante el periodo enero de 2013 a diciembre de 2020-

Así, se realiza un análisis de correlación entre la demanda de diésel en Ica y el PBI<sup>37</sup> de Ica; es decir, la primera (variable dependiente) en función de la segunda (variable independiente). Por lo tanto, la demanda de diésel en Ica alcanza una correlación positiva significativa de 95.0% explicada por el comportamiento del PBI de Ica (ver Figura 4.15).

**Figura 4.15. Análisis de correlación entre la demanda de diésel y PBI de Ica**

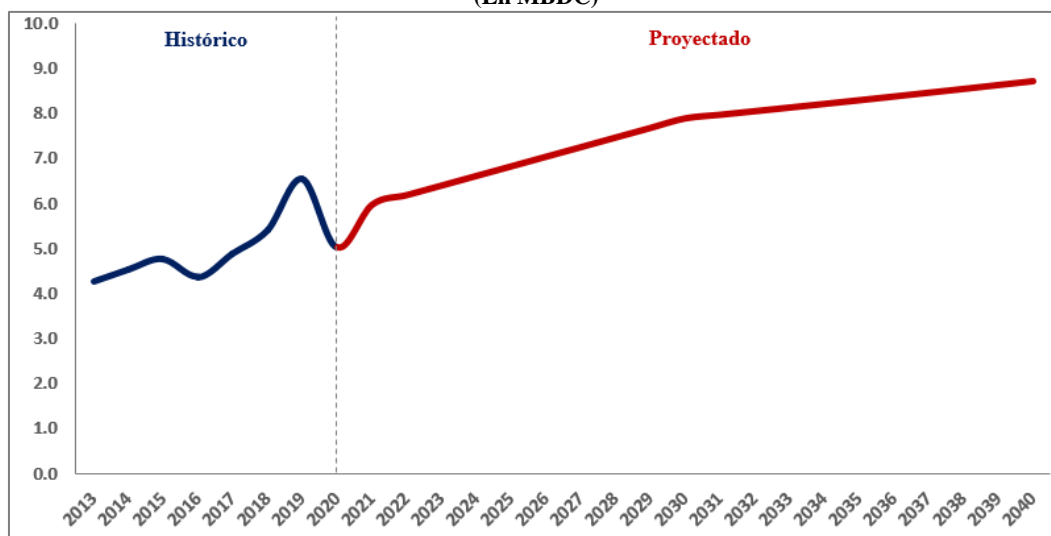


Elaboración: Autores de esta tesis

<sup>37</sup> Idem.

Finalmente, se proyecta la demanda de diésel en Ica bajo el análisis de correlación descrito, la cual totaliza 8.7 MBDC al año 2040 con una tasa de crecimiento promedio anual de 2.9% (ver Figura 4.16).

**Figura 4.16. Proyección de la demanda de diésel en Ica, 2021-2040**  
(En MBDC)

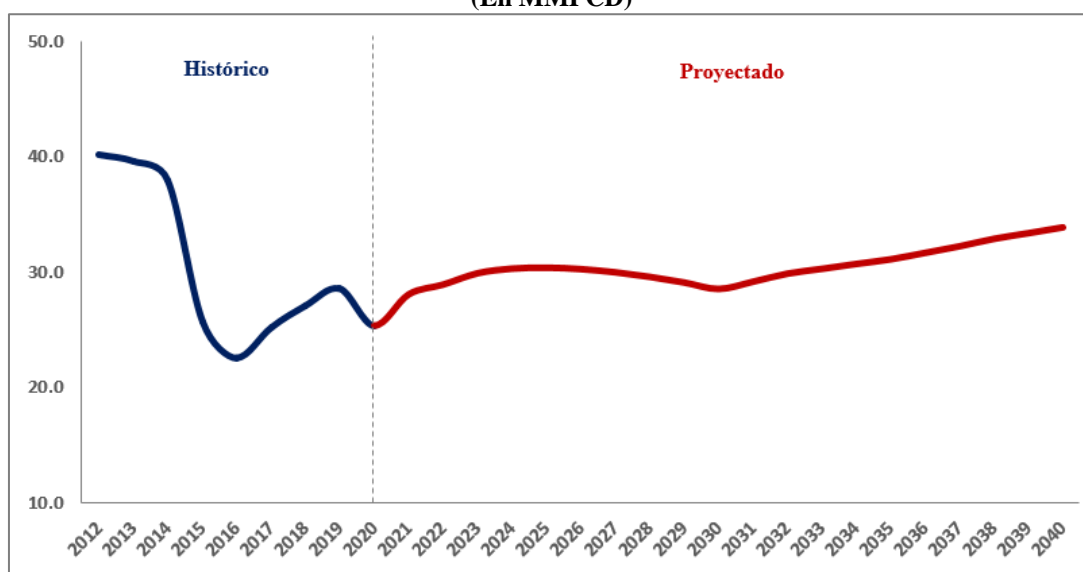


Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.2. Proyección de la demanda de gas natural al año 2040

Según un estudio de la demanda de gas natural realizado por la DGGN, la cual considera la puesta en operación comercial del proyecto Siete Regiones en el año 2023, se estima que la demanda de gas natural alcance 822.3 MMPCD al año 2040 con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.9% (Minem, 2020).

**Figura 4.17. Estimación de la demanda de gas natural, 2021-2040**  
(En MMPCD)



Elaboración: Autores de esta tesis

### **4.3. Proyección del precio del diésel al año 2040**

Las premisas para proyectar el precio del diésel al año 2040 son las siguientes:

- a) Se recopila la información de los departamentos de interés referido al reporte de precios mensuales del diésel B5 y diésel B5-S50 de EESS, grifos y gasocentros (en soles por galón) publicado por el SCOPS del Osinergmin desde enero de 2012 a diciembre de 2020.
- b) Se realiza la conversión de los precios del diésel B5 y diésel B5-S50 de EESS, grifos y gasocentros a US\$/MMBTU desde enero de 2012 a diciembre de 2020.
- c) El precio del petróleo marca el comportamiento de los derivados (diésel) en el Perú. Por lo tanto, para establecer un precio de referencia del petróleo se cuenta con marcadores en cada zona del mundo, siendo uno de los más empleados el crudo WTI en América y el crudo Brent en Europa.
- d) Se toma como precio de referencia el crudo Brent, ya que su comportamiento es más estable que el crudo WTI y presenta una mayor correlación con el precio del diésel.
- e) Se utiliza las proyecciones del precio del crudo Brent realizadas por el EIA al año 2050 (Annual Energy Outlook, 2021).

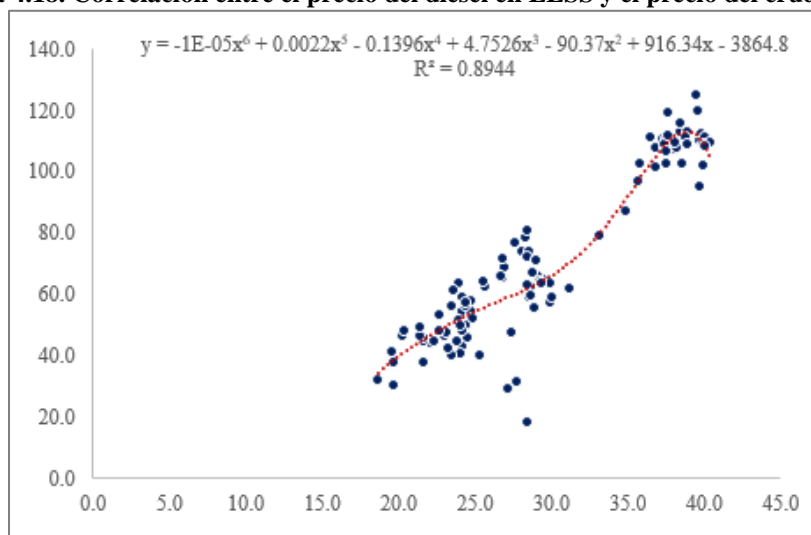
**Tabla 4.10. Proyección del precio del crudo Brent al año 2040  
(En US\$/BLS)**

<b>Año</b>	<b>Brent</b>
2021	46.58
2022	49.83
2023	54.86
2024	58.33
2025	61.12
2026	64.11
2027	66.33
2028	68.65
2029	70.64
2030	72.76
2031	74.34
2032	76.38
2033	77.59
2034	78.84
2035	79.67
2036	81.09
2037	82.69
2038	84.25
2039	84.55
2040	87.10

Fuente: EIA-Annual Energy Outlook, 2021  
Elaboración: Autores de esta tesis

- f) Se realiza el análisis de correlación entre el precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros y el precio del crudo Brent; es decir, la primera (variable dependiente) en función de la segunda (variable independiente). Por lo tanto, el precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros alcanza una correlación positiva significativa de 89.4% explicada por el comportamiento del precio mensual del crudo Brent, tal como se visualiza en la Figura 4.18.

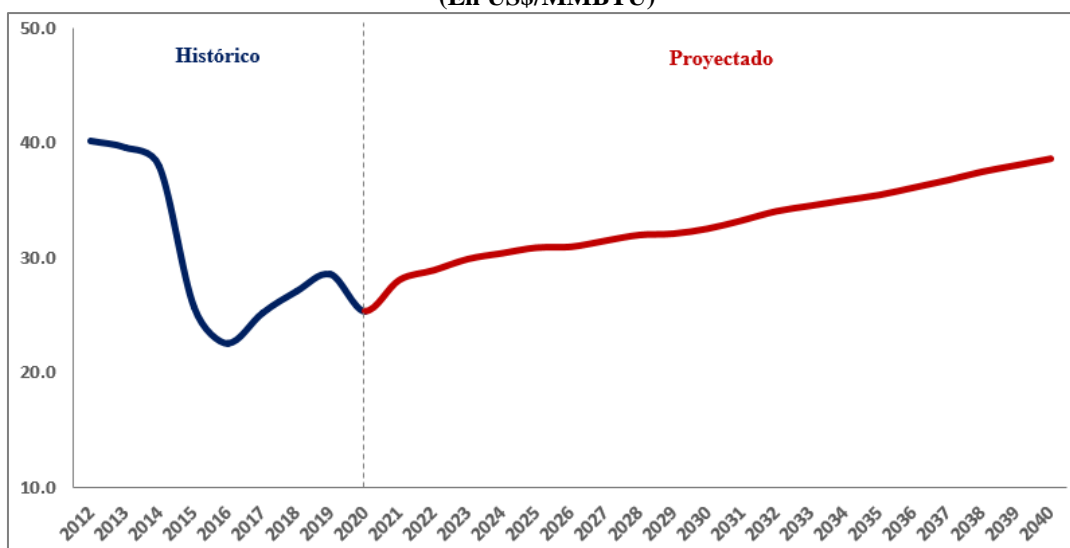
**Figura 4.18. Correlación entre el precio del diésel en EESS y el precio del crudo Brent**



Elaboración: Autores de esta tesis

g) Finalmente, según las premisas desarrolladas líneas arriba, se proyecta que el precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros al año 2040 crezca 2.1% anual en promedio, por lo que se estima alcanzar 38.6 US\$/MMBTU al año 2040 (ver Figura 4.19).

**Figura 4.19. Proyección del precio del diésel en EESS al año 2040 (En US\$/MMBTU)**



Elaboración: Autores de esta tesis

Bajo las premisas desarrolladas, se proyecta el precio del diésel en los departamentos de interés, tales como: Arequipa, La Libertad, Lima e Ica al año 2040.

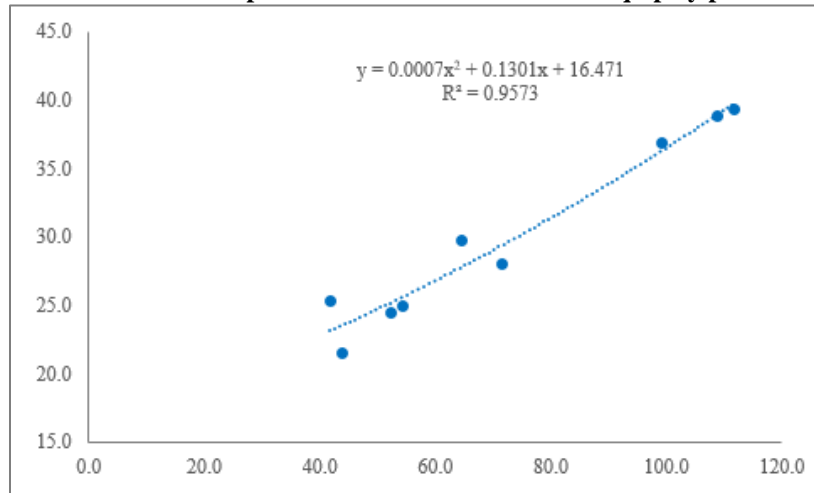
#### **4.3.1. Arequipa**

Se considera que el precio del diésel en las EESS de Arequipa (variable dependiente) está en función del precio del crudo Brent (variable independiente). Así,



se alcanza una correlación positiva significativa de 95.7% explicada por el comportamiento del precio del crudo Brent durante el periodo de evaluación (ver Figura 4.20).

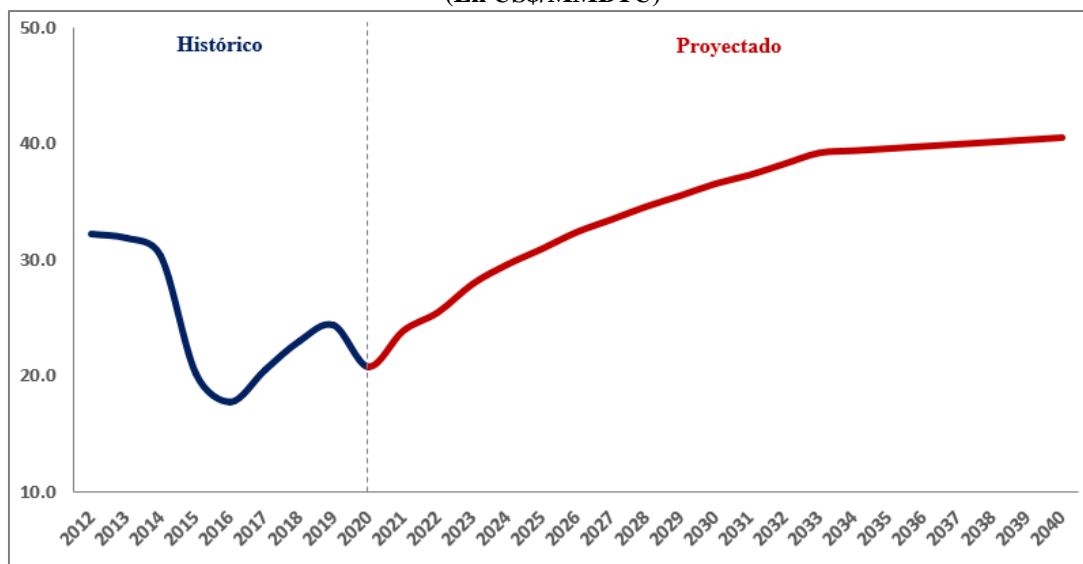
**Figura 4.20. Correlación entre el precio del diésel en EESS de Arequipa y precio del crudo Brent**



Elaboración: Autores de esta tesis

Por lo tanto, se estima que el precio del diésel en las EESS de Arequipa al año 2040 totaliza 40.6 US\$/MMBTU a un ritmo de crecimiento promedio anual de 3.5%. (ver Figura 4.21).

**Figura 4.21. Proyección del precio del diésel en EESS de Arequipa al año 2040 (En US\$/MMBTU)**



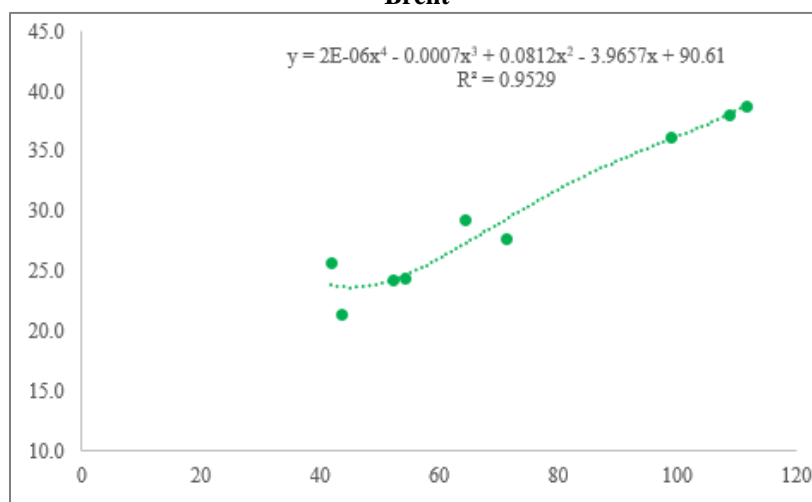
Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.3.2. La Libertad

Se considera que el precio del diésel en las EESS de La Libertad está en función del precio del crudo Brent. Por ello, se determina una correlación positiva significativa

de 95.3% explicada por el comportamiento del precio del crudo Brent durante el periodo de evaluación, tal cual se visualiza en la Figura 4.22.

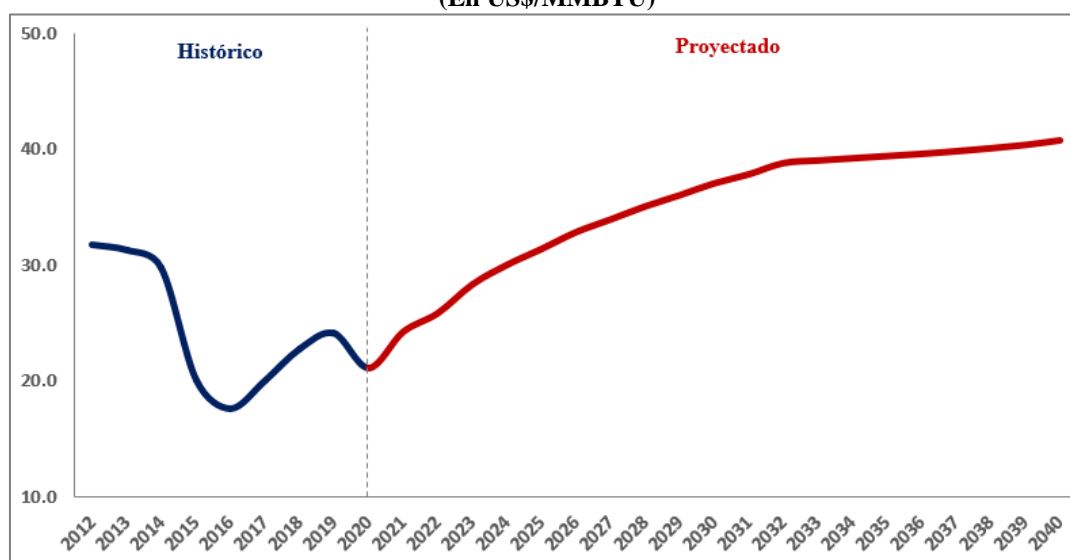
**Figura 4.22. Correlación entre el precio del diésel en EESS de La Libertad y precio del crudo Brent**



Elaboración: Autores de esta tesis

Por lo tanto, se estima que el precio del diésel en las EESS de La Libertad al año 2040 totaliza 40.8 US\$/MMBTU a un ritmo de crecimiento promedio anual de 3.4% (ver Figura 4.23).

**Figura 4.23. Proyección del precio del diésel en EESS de La Libertad al año 2040 (En US\$/MMBTU)**



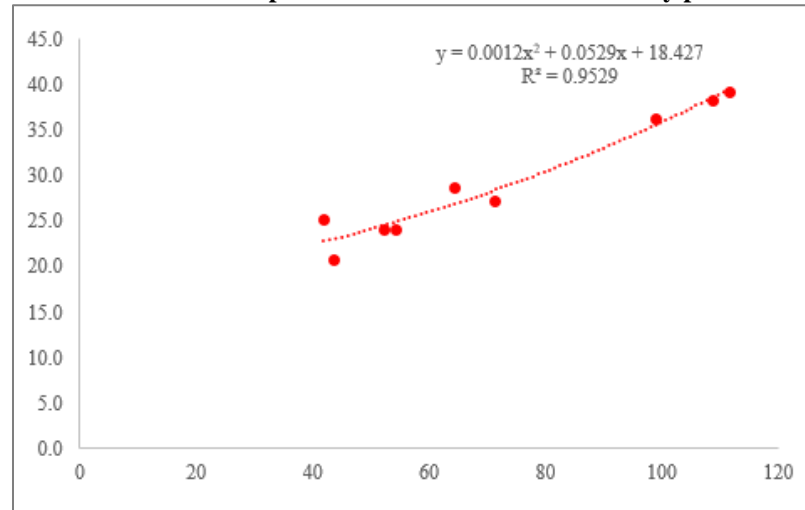
Elaboración: Autores de esta tesis

### 4.3.3. Lima

Se considera que el precio del diésel en las EESS de Lima está en función del precio del crudo Brent. De esta manera, se determina una correlación positiva significativa de

95.3% explicada por el comportamiento del precio del crudo Brent durante el periodo de evaluación, tal cual se visualiza en la Figura 4.24.

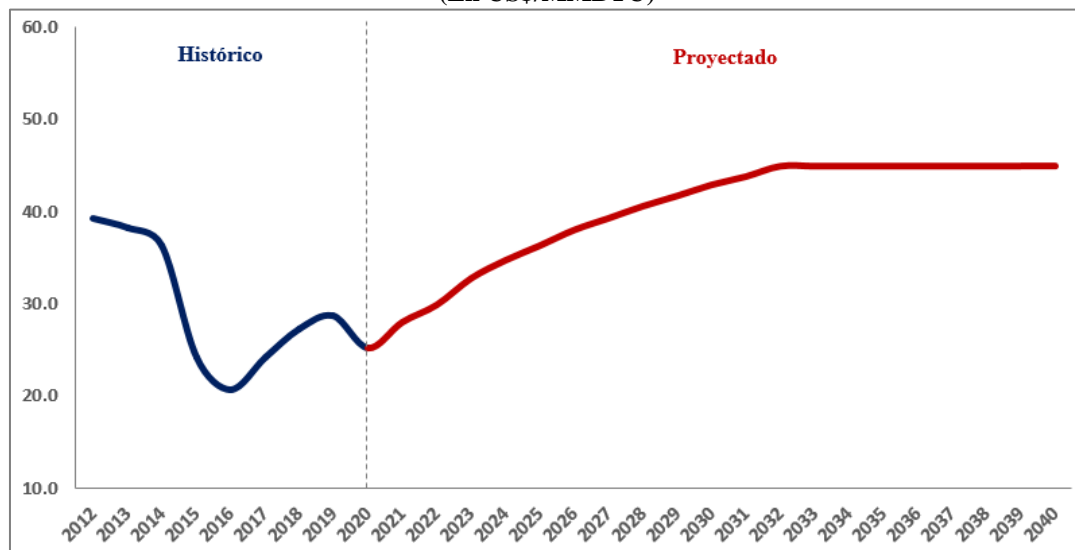
**Figura 4.24. Correlación entre el precio del diésel en EESS de Lima y precio del crudo Brent**



Elaboración: Autores de esta tesis

Por lo tanto, se proyecta que el precio del diésel en las EESS de Lima al año 2040 totaliza 40.3 US\$/MMBTU a un ritmo de crecimiento promedio anual de 3.4%.

**Figura 4.25. Proyección del precio del diésel en EESS de Lima al año 2040 (En US\$/MMBTU)**

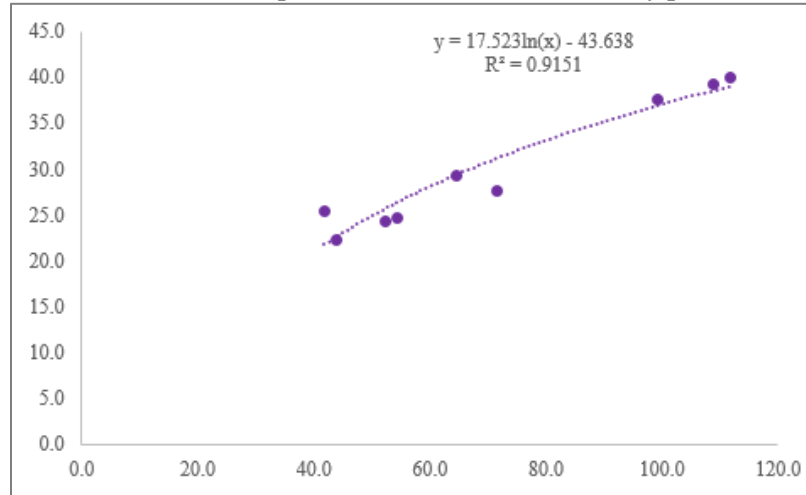


Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.3.4. Ica

El precio del diésel en las EESS de Ica se encuentra en función del precio del crudo Brent, según lo detallado líneas arriba. De esta manera, se determina una correlación positiva significativa de 91.5% explicada por el comportamiento del precio del crudo Brent durante el periodo de evaluación, tal cual se visualiza en la Figura 4.26.

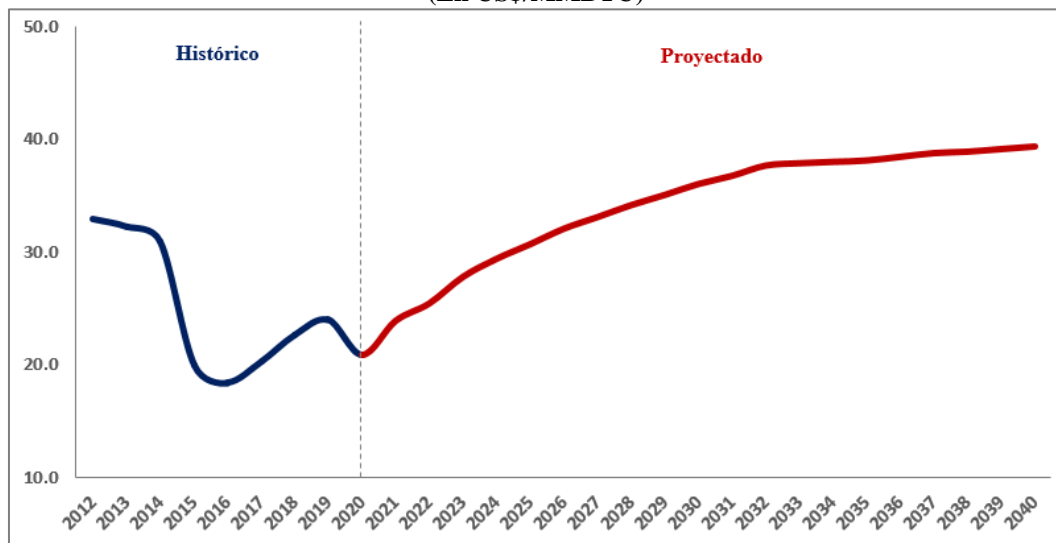
**Figura 4.26. Correlación entre el precio del diésel en EESS de Ica y precio del crudo Brent**



Elaboración: Autores de esta tesis

Por lo tanto, se proyecta que el precio del diésel en las EESS de Ica al año 2040, totaliza 39.4 US\$/MMBTU a un ritmo de crecimiento promedio anual de 3.3% (ver Figura 4.27).

**Figura 4.27. Proyección del precio del diésel en EESS de Ica al año 2040 (En US\$/MMBTU)**



Elaboración: Autores de esta tesis

#### **4.4. Análisis de la propuesta tarifaria del GNL**

El precio de la molécula del GNL se obtiene a través de fórmula siguiente, la cual se visualiza en la Figura 4.28.

**Figura 4.28. Esquema de la tarifa para la molécula del GNL**

$$\text{Precio molécula de GNL} = \frac{(\text{PGBP} + \text{TTRP})}{\text{K}} + \text{S}$$

Donde:  
PGBP = Precio del gas natural en boca de pozo  
TTRP = Tarifa de transporte de la red principal  
K = Factor de ajuste  
S = Tarifa por proceso de licuefacción

Fuente: Proinversión-Contrato de suministro GNL, 2013: 28  
Elaboración: Autores de esta tesis

El costo de la molécula de GNL incluye el costo de gas en boca de pozo (lote 88 de Camisea), transporte (TGP y Perú LNG) y licuefacción (Perú LNG).

El precio en boca de pozo de Camisea tiene cuatro (4) tarifas diferenciadas<sup>38</sup>:

- Para la generación eléctrica, el cual es 1.70 US\$/MMBTU aproximadamente.
- Para otros usuarios no considerados en generación, el cual es 3.00 US\$/MMBTU aproximadamente.
- Para uso doméstico, el cual es 1.30 US\$/MMBTU aproximadamente.
- Para uso industrial y/u otros, el cual es 1.70 US\$/MMBTU aproximadamente.

Por otro lado, la tarifa de transporte varía dependiendo la modalidad del servicio. Al aplicar el servicio de transporte firme, el costo es de 1.10 US\$/MMBTU; mientras que, si se aplica el servicio de transporte interrumpible, el costo será 10% mayor; es decir, 1.20 US\$/MMBTU.

El factor de ajuste “K” de la tarifa, fijado inicialmente en el contrato en 0.85, actualmente es 0.9.

La tarifa del proceso de licuefacción (“S”), cuando se firma el contrato en el año 2013, era de 1.57 US\$/MMBTU, que se componía de dos costos:

- Costo del propio proceso de licuefacción, el cual es 1.00 US\$/MMBTU aproximadamente.
- Costo de cargos fijos, principalmente para costos de operación y mantenimiento del cargadero y una pequeña fracción para los costos administrativos de Shell, el cual es 0.57 US\$/MMBTU aproximadamente.

---

<sup>38</sup> Las tarifas para uso doméstico, industrial y/u otros tienen un precio promocional, conocido como “gas natural para las regiones”, de acuerdo al contrato suscrito entre Proinversión y el Consorcio Camisea el 20 de febrero de 2007.

Actualmente el costo del proceso de licuefacción es 1.77 US\$/MMBTU aproximadamente.

Para calcular la tarifa de transporte a través de cisternas, se determina en base a las tarifas de HAM, las cuales se detallan en la Tabla 4.11.

**Tabla 4.11. Tarifas de transporte a través de cisternas, 2021**

<b>Tarifa HAM</b>	<b>1.57 US\$/km</b>
Volumen en cisterna	1,200 MMBTU
Distancia hacia el punto de entrega	1,200 km
Distancia total (ida y vuelta)	2,400 km
<b>Tarifa calculada</b>	<b>3.14 US\$/MMBTU</b>
Costo de apoyo en la descarga	0.11 US\$/MMBTU
<b>Costo total por transporte en las cisternas</b>	<b>3.25 US\$/MMBTU</b>

Fuente: HAM, 2021

Elaboración: Autores de esta tesis

#### **4.4.1. Concesionario Quavii**

Para la presente investigación, se plantea como premisa que el costo de la tarifa del GNL sea la misma que la tarifa del GNV, según el pliego tarifario de Quavii.

El costo especial de la molécula del GNL es 4.8 US\$/MMBTU (Tello, 2020) aproximadamente, ya que el precio del gas natural en boca de pozo se encuentra afecto al precio promocional denominado “*gas para las regiones*”. Por otro lado, el costo del transporte por cisternas es regulado, cuyo resultado totaliza 3.6 US\$/MMBTU aproximadamente. Por su parte, el costo de distribución y comercialización también es regulado, cuyo resultado registra 1.1 US\$/MMBTU aproximadamente. En ese sentido, la tarifa total para GNV alcanza 9.5 US\$/MMBTU sin incluir IGV.

#### **4.4.2. Concesionario Petroperú**

Para la presente investigación, se plantea como premisa que el costo de la tarifa del GNL sea la misma que la tarifa del GNV, según el pliego tarifario de Petroperú.

El costo especial de la molécula del GNL es 5.1 US\$/MMBTU (Segovia 2020) aproximadamente, ya que el precio del gas natural en boca de pozo se encuentra afecto al precio promocional denominado “*gas para las regiones*”. Por otro lado, el costo del transporte por cisternas es regulado, cuyo resultado totaliza 3.7 US\$/MMBTU aproximadamente. Por su parte, el costo de distribución y comercialización también es regulado, cuyo resultado registra 0.6 US\$/MMBTU aproximadamente. En ese sentido, la tarifa total para GNV alcanza 9.4 US\$/MMBTU sin incluir IGV.

#### **4.4.3. Concesionario Contugas**

Para la presente investigación, se plantea como premisa que el costo de la tarifa del GNL sea la misma que la tarifa del GNV, según el pliego tarifario de Contugas.

El costo especial de la molécula del GNL es 5.1 US\$/MMBTU (Segovia, 2020) aproximadamente, ya que el precio del gas natural en boca de pozo se encuentra afecto al precio promocional denominado “*gas para las regiones*”. Por otro lado, el costo del transporte por cisternas se determina según las tarifas cobradas por HAM, cuyo resultado es 1.05 US\$/MMBTU aproximadamente. Por su parte, el costo de distribución y comercialización se determina según la tarifa de GNV, la cual totaliza 3.1 US\$/MMBTU. En ese sentido, la tarifa total para GNV alcanza 9.3 US\$/MMBTU sin incluir IGV.

#### **4.4.4. Concesionario Cálidda**

Según Segovia (2020), el precio de la molécula del GNL por cobrar a Cálidda sería de 8.50 US\$/MMBTU, cuyo costo sería distinto a las otras concesiones descritas líneas arriba, puesto que el precio del gas natural en boca de pozo no está afecto al precio promocional denominado “*gas para las regiones*”. Por otro lado, el costo del transporte por cisternas se determina según las tarifas cobradas por HAM, cuyo resultado totaliza 1.15 US\$/MMBTU. Por su parte, el costo de distribución y comercialización se determina según la tarifa de GNV, la cual alcanza 1.1 US\$/MMBTU. En ese sentido, la tarifa total para GNV alcanza 10.75 US\$/MMBTU sin incluir IGV.

#### **4.4.5. Comercializador independiente**

En caso la venta se realice a un comercializador independiente y no a un concesionario, el precio del gas natural en boca de pozo no se encuentra afecto al precio promocional denominado “*gas para las regiones*”. Según Segovia (2020), la tarifa que cobra Schell es de 8.50 US\$/MMBTU. Por otro lado, el costo del transporte depende de la distancia al punto de entrega y es similar a las tarifas de las actuales concesiones. A este costo, se le suma un margen del comercializador, el cual alcanza 1.1 US\$/MMBTU.

En la Tabla 4.12, se observa los costos de las tarifas para los actuales concesionarios y el comercializador independiente, siendo los precios de este último mayor en 15.1% al de Contugas; 38.9% mayor al de Quavii, y 41.5% mayor al de Petroperú.

**Tabla 4.12. Tarifario comparativos entre concesionarios y comercializador independiente  
(En US\$/MMBTU)**

<b>Tarifario</b>	<b>Cálidda</b>	<b>Comercializador independiente</b>
Precio de la molécula de GNL	8.50	8.50
Precio del transporte	1.15	1.15
Distribución / Comercialización	1.10	1.10
<b>Tarifa Total</b>	<b>10.75</b>	<b>10.75</b>
<b>Tarifario</b>	<b>Contugas</b>	<b>Comercializador independiente</b>
Precio de la molécula de GNL	5.10	8.50
Precio del transporte	1.05	1.05
Distribución / Comercialización	3.10	1.10
<b>Tarifa Total</b>	<b>9.25</b>	<b>10.65</b>
<b>Tarifario</b>	<b>Quavii</b>	<b>Comercializador independiente</b>
Precio de la molécula de GNL	4.80	8.50
Precio del transporte	3.60	3.60
Distribución / Comercialización	1.10	1.10
<b>Tarifa Total</b>	<b>9.50</b>	<b>13.20</b>
<b>Tarifario</b>	<b>Petroperú</b>	<b>Comercializador independiente</b>
Precio de la molécula de GNL	5.10	8.50
Precio del transporte	3.70	3.70
Distribución / Comercialización	0.60	1.10
<b>Tarifa Total</b>	<b>9.40</b>	<b>13.30</b>

Fuente: Segovia, 2020; HAM, 2021 y Pliegos Tarifarios de concesionarios, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

## **4.5. Proyección del precio del GNL al año 2040**

### **4.5.1. Arequipa**

En primer lugar, en base al pliego tarifario y a la entrevista a profundidad con Segovia (2020), se estima la tarifa final del costo del GNL para el consumidor de la categoría tarifaria C (GNV) de Petroperú, siendo los componentes evaluados: i) precio de la molécula del GNL, que corresponde al costo del gas, transporte y licuefacción; ii) precio del transporte, en función al recorrido (ida y vuelta) por km, y iii) precio de la distribución (ver Tabla 4.13).



**Tabla 4.13. Precio estimado del costo del GNL en Arequipa**  
(En US\$/MMBTU)

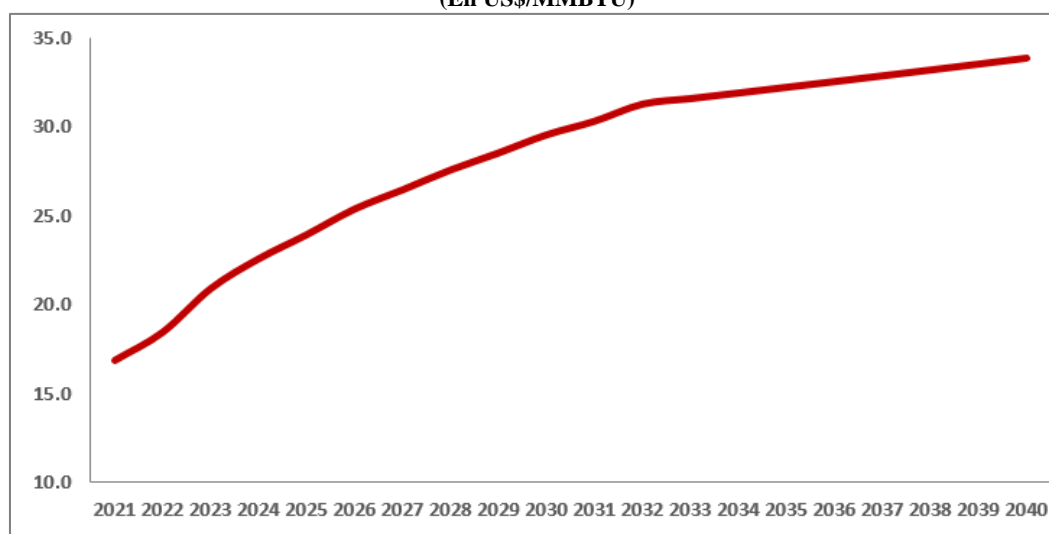
Concesionaria	Precio de la molécula del GNL	Precio del transporte	Distribución	Precio final del GNL
Petroperú	5.10	3.70	0.60	9.40

Fuente: Naturgy-Pliego Tarifario, 2019; Segovia, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

En segundo lugar, según la información histórica reportada por el Osinergmin del precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros durante el periodo 2012-2019, se toma el menor precio registrado en Arequipa para dicho periodo (21.6 US\$/MMBTU) en un escenario conservador.

Finalmente, Tello (2020) manifiesta que el precio del GNL en EESS es el 30% menos del precio del diésel en EESS; por lo tanto, el precio estimado para el año 2021 alcanza 16.8 US\$/MMBTU con un crecimiento anual de 3.8% al año 2040 (ver Figura 4.29).

**Figura 4.29. Proyección del precio del GNL en EESS de Arequipa al año 2040**  
(En US\$/MMBTU)



Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.5.2. *La Libertad*

En primer lugar, según el pliego tarifario que la empresa de distribución de gas natural en la concesión Norte (Quavii) aplica a los distintos tipos de consumidores de gas natural, se estima la tarifa final del costo del GNL para el consumidor de la categoría GNV, siendo los componentes evaluados: i) precio de la molécula de GNL, que corresponde al costo del gas, transporte y licuefacción; ii) precio del transporte, en

función al recorrido (ida y vuelta) por km, y iii) precio de la distribución (ver Tabla 4.14).

**Tabla 4.14. Precio estimado del costo del GNL en La Libertad**  
(En US\$/MMBTU)

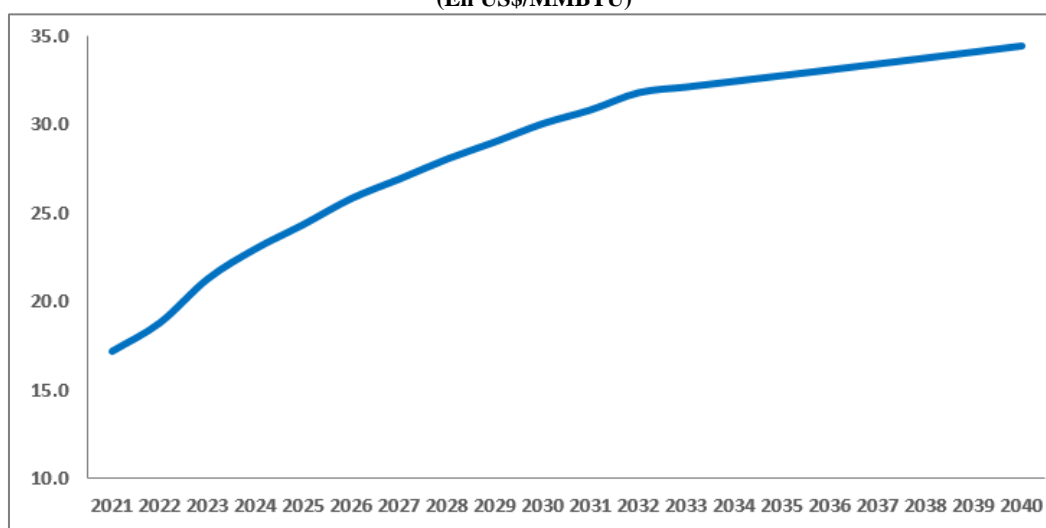
Concesionaria	Precio de la molécula del GNL	Precio del transporte	Distribución	Precio final del GNL
Quavii	4.80	3.60	1.10	9.50

Fuente: Quavii-Pliego Tarifario, 2019; Segovia, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

En segundo lugar, según la información histórica reportada por el Osinergmin del precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros durante el periodo 2012-2019, se toma el menor precio registrado de La Libertad en dicho periodo (21.4 US\$/MMBTU) en un escenario conservador.

Finalmente, Tello (2020) señala que el precio del GNL en EESS es el 30% menos del precio del diésel en EESS; por ello, el precio estimado para el año 2021 alcanza 17.2 US\$/MMBTU y para el año 2040 totaliza 34.5 US\$/MMBTU (ver Figura 4.30).

**Figura 4.30. Proyección del precio del GNL en EESS de La Libertad al año 2040**  
(En US\$/MMBTU)



Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.5.3. Lima

En primer lugar, según Promigas (2020), el precio que Cálidda reporta en su pliego tarifario al consumidor GNV es 6.0 US\$/MMBTU en el año 2019.

En segundo lugar, Segovia (2020) señala que el precio de la molécula del GNL por cobrar a Cálidda es de 8.50 US\$/MMBTU; mientras que, el precio del transporte, en

función al recorrido<sup>39</sup> (ida y vuelta) por km totaliza 1.15 US\$/MMBTU, y el precio de la distribución (similar al GNV) alcanza 1.10 US\$/MMBTU, tal cual se visualiza en la Tabla 4.15.

**Tabla 4.15. Precio estimado del costo del GNL en Lima**  
(En US\$/MMBTU)

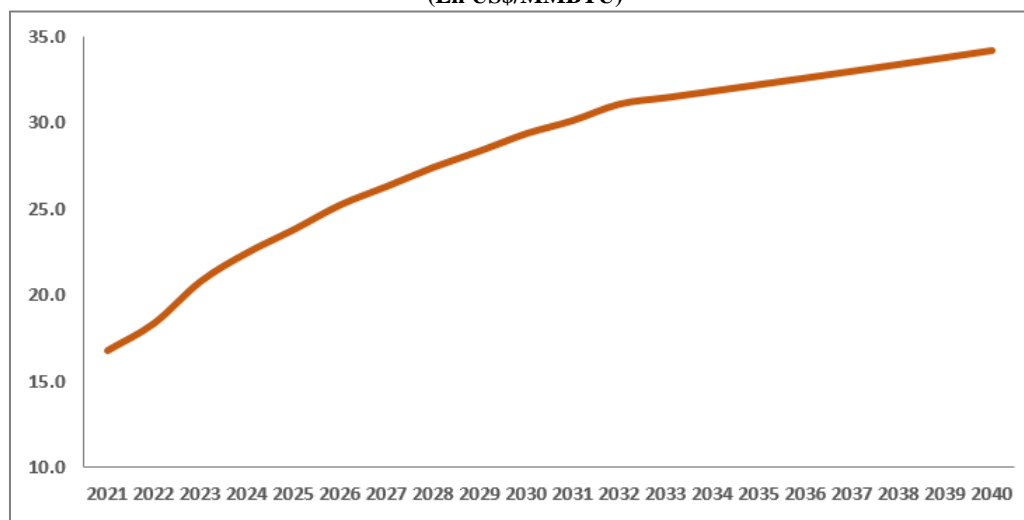
Concesionaria	Precio de la molécula del GNL	Precio del transporte	Distribución	Precio final del GNL
Cálidda	8.50	1.15	1.10	10.75

Fuente: Cálidda-Pliego Tarifario, 2019; Segovia, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

En tercer lugar, según la información histórica reportada por el Osinergmin del precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros durante el periodo 2012-2019, se toma el menor precio registrado de Lima en dicho periodo (20.7 US\$/MMBTU) en un escenario conservador.

Finalmente, Tello (2020) señala que el precio del GNL en EESS es el 30% menos del precio del diésel en EESS; por lo tanto, el precio estimado para el año 2021 alcanza 16.8 US\$/MMBTU con un crecimiento de 3.9% al año 2040 (ver Figura 4.31).

**Figura 4.31. Proyección del precio del GNL en EESS de Lima al año 2040**  
(En US\$/MMBTU)



Elaboración: Autores de esta tesis

#### 4.5.4. Ica

En primer lugar, según Promigas (2020), el precio que reporta Contugas en su pliego tarifario al consumidor GNV (categoría C) es 7.1 US\$/MMBTU en el año 2019.

<sup>39</sup> 3.14 US\$/MMBTU es la tarifa de transporte por un recorrido de 2,400 km de ida y vuelta (HAM, 2021).

En segundo lugar, Segovia (2020) señala que el precio de la molécula del GNL por cobrar es de 5.10 US\$/MMBTU; mientras que, el precio del transporte, en función al recorrido (ida y vuelta) por km totaliza 1.05 US\$/MMBTU, y el precio de la distribución (similar al GNV) alcanza 3.10 US\$/MMBTU (ver Tabla 4.16).

**Tabla 4.16. Precio estimado del costo del GNL en Ica**  
(En US\$/MMBTU)

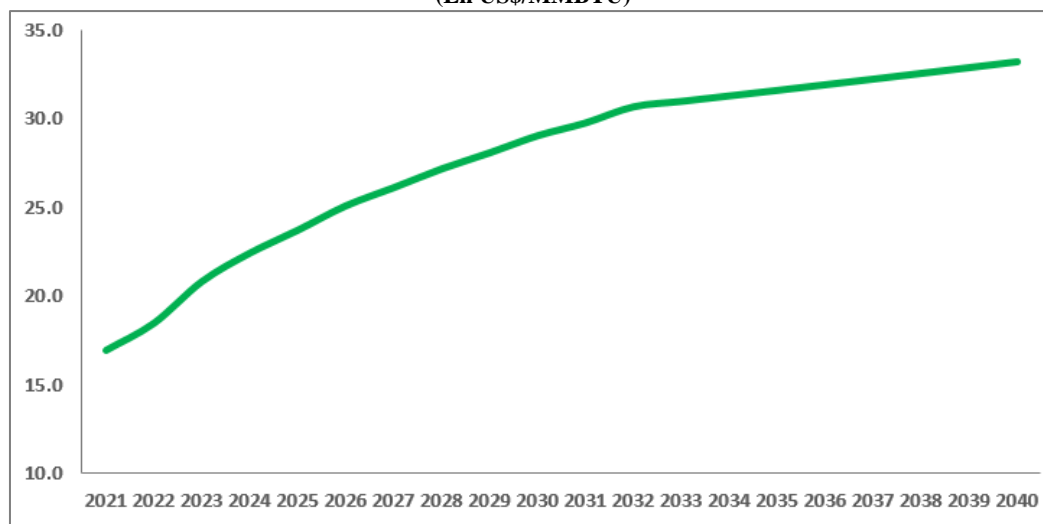
Concesionaria	Precio de la molécula del GNL	Precio del transporte	Distribución	Precio final del GNL
Contugas	5.10	1.05	3.10	9.25

Fuente: Segovia, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

En tercer lugar, según la información histórica reportada por el Osinergmin del precio del diésel en EESS/grifos y gasocentros durante el periodo 2012-2019, se toma el menor precio registrado de Ica en dicho periodo (22.4 US\$/MMBTU) en un escenario conservador.

Finalmente, Tello (2020) señala que el precio del GNL en EESS es el 30% menos del precio del diésel en EESS; por lo tanto, el precio estimado para el año 2021 alcanza 16.9 US\$/MMBTU con un crecimiento de 3.7% al año 2040 (ver Figura 4.32).

**Figura 4.32. Proyección del precio del GNL en EESS de Ica al año 2040**  
(En US\$/MMBTU)



Elaboración: Autores de esta tesis

## **CAPÍTULO V. MERCADO POTENCIAL DE VEHÍCULOS PESADOS**

### **5.1. Proyección del flujo vehicular en la costa peruana al año 2032**

La proyección del flujo vehicular se determina de acuerdo al análisis de los Informes Técnicos del INEI sobre el flujo vehicular en las unidades de peaje existentes en el Perú del período 2011-2020, por lo que se identifica a los departamentos con mayor flujo vehicular de unidades de carga pesada, tales como: i) Lima; ii) La Libertad; iii) Arequipa; iv) Ancash; v) Piura e vi) Ica. Además, según las concesiones de distribución de gas natural existentes en cada región, las cuales tienen previsto la instalación de EESS de GNL en el mediano plazo, y la autonomía actual de un camión que consume GNL como combustible, se determina los departamentos potenciales para la implementación de EESS de GNL en el litoral costero peruano, tales como: i) La Libertad; ii) Lima; iii) Ica, y iv) Arequipa.

Los principales criterios de análisis fueron los siguientes:

- La autonomía de un camión de GNL es de aproximadamente 500 km/carga<sup>40</sup> de combustible.
- El flujo vehicular diario en cada unidad de peaje representa el total de vehículos pesados distintos que transitaron por aquella unidad de peaje.
- El movimiento comercial y cercanía a terminales portuarios ubicados en la costa peruana son los lugares más idóneos y estratégicos para las EESS.

Así, en el año 2020 se alcanza un flujo vehicular pesado de 23.7 millones de unidades a nivel nacional, de los cuales Lima totaliza 6.7 millones de unidades, seguido de La Libertad con 3.7 millones de unidades, Arequipa con 2.6 millones de unidades e Ica con 1.7 millones de unidades, tal cual se observa en las Tablas 5.1 y 5.2.

---

<sup>40</sup> Corresponde a un camión con un tanque de 500 l.

**Tabla 5.1. Flujo vehicular mensual por departamento, enero-julio 2020**  
(unidades)

Departamento	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
<b>Total mes</b>	<b>2,922,599</b>	<b>2,795,599</b>	<b>1,991,439</b>	<b>842,442</b>	<b>1,190,454</b>	<b>1,517,879</b>
Amazonas	17,239	16,843	12,631	11,023	17,994	11,189
Áncash	223,129	219,177	157,098	73,478	106,961	132,791
Apurímac	25,440	24,529	19,110	7,449	11,126	16,408
Arequipa	338,715	321,826	231,619	83,977	130,403	160,022
Ayacucho	46,017	45,816	32,722	4,307	6,579	10,354
Cajamarca	22,478	22,032	16,092	5,545	7,643	13,263
Cusco	68,108	63,669	41,134	5,281	9,049	13,061
Huánuco	41,039	37,534	29,302	0	0	0
Ica	269,115	252,039	175,097	53,194	71,538	94,835
Junín	152,117	144,756	109,614	44,139	60,991	75,212
La Libertad	393,923	378,332	265,949	133,943	199,368	254,454
Lambayeque	76,254	67,626	48,708	20,152	29,741	43,364
Lima	735,250	713,446	521,772	284,409	376,269	466,955
Madre de Dios	15,102	13,872	11,724	5,760	9,859	7,358
Moquegua	33,792	31,355	23,384	14,497	19,512	21,927
Piura	252,434	235,764	154,532	44,183	62,459	106,193
Puno	138,301	134,062	89,925	25,694	43,682	62,791
San Martín	27,502	26,948	20,543	22,079	22,893	23,225
Tacna	24,100	21,389	15,350	3,332	4,387	4,477
Tumbes	22,544	24,584	15,133	0	0	0

Fuente: INEI–Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.2. Flujo vehicular mensual por departamento, julio-diciembre 2020**  
(unidades)

Departamento	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total pesados
<b>Total mes</b>	<b>1,793,891</b>	<b>1,878,884</b>	<b>1,982,740</b>	<b>2,304,513</b>	<b>2,321,937</b>	<b>2,122,019</b>	<b>23,664,396</b>
Amazonas	13,348	14,198	15,298	17,691	17,122	16,077	<b>180,653</b>
Áncash	165,660	178,460	175,129	199,820	200,592	188,500	<b>2,020,795</b>
Apurímac	22,673	24,937	26,108	28,683	29,033	27,190	<b>262,686</b>
Arequipa	171,660	178,864	219,129	262,399	259,636	230,007	<b>2,588,257</b>
Ayacucho	12,827	13,995	14,644	16,693	16,531	15,466	<b>235,951</b>
Cajamarca	16,519	18,107	20,740	22,862	22,549	21,065	<b>208,895</b>
Cusco	16,009	15,037	15,711	17,809	18,144	16,675	<b>299,687</b>
Huánuco	0	0	0	0	0	0	<b>107,875</b>
Ica	118,215	118,713	127,349	144,028	139,951	132,510	<b>1,696,584</b>
Junín	87,767	93,374	96,096	109,970	110,490	102,483	<b>1,187,009</b>
La Libertad	299,071	320,703	325,782	378,327	387,620	353,108	<b>3,690,580</b>
Lambayeque	49,224	52,069	52,902	63,930	65,215	58,529	<b>627,714</b>
Lima	546,232	565,031	570,241	653,237	665,579	613,522	<b>6,711,943</b>
Madre de Dios	15,470	16,013	19,233	21,849	19,394	19,122	<b>174,756</b>
Moquegua	23,933	20,233	31,331	41,966	42,371	33,975	<b>338,276</b>
Piura	134,204	150,531	164,592	191,265	195,336	175,431	<b>1,866,924</b>
Puno	72,620	70,259	74,679	93,715	93,235	82,972	<b>981,935</b>
San Martín	24,178	24,815	27,855	30,268	28,398	27,834	<b>306,538</b>
Tacna	4,281	3,545	5,921	10,001	10,741	7,552	<b>115,076</b>
Tumbes	0	0	0	0	0	0	<b>62,261</b>

Fuente: INEI–Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Al definir los departamentos con mayor potencial, se identifican las unidades de peaje cercanas a la zona de interés para analizar el flujo vehicular que sirve de base para la proyección. Por ello, en la zona sur del país, se determina a la unidad de peaje Uchumayo como representativa en Arequipa; mientras que, en Ica, las unidades de peaje Jahuay y Nazca. Por su parte, en la zona norte del país, la unidad de peaje Chicama es la más representativa en La Libertad; mientras que, en Lima, las unidades de peaje Variante Pasamayo y el Serpentín Pasamayo.

**Tabla 5.3. Unidades de peaje en zonas de interés**

Departamento	Peaje de referencia
Arequipa	Uchumayo
Ica	Jahuay
Ica	Nasca
La Libertad	Chicama
Lima	Variante Pasamayo
Lima	Serpentín Pasamayo

Elaboración: Autores de esta tesis

Por lo tanto, se propone las ubicaciones estratégicas según lo mencionado anteriormente (ver Figura 5.1).

**Figura 5.1. Propuesta de ubicaciones estratégicas de EESS de GNL por departamento**



Elaboración: Autores de esta tesis

Para realizar la proyección del flujo vehicular hasta el año 2032 se utilizan dos (2) criterios: i) información histórica del flujo vehicular de unidades de carga pesada durante el periodo 2011-2020, y ii) similar tasa de crecimiento del flujo vehicular con la tasa de crecimiento de la demanda de diésel con año base 2020.

h) Información histórica del flujo vehicular de unidades de carga pesada

En primer lugar, se determina el porcentaje de unidades de carga pesada en cada departamento en base al flujo vehicular total y el flujo vehicular de unidades de carga pesada. Para el año 2020, el departamento de Lima alcanza el mayor flujo vehicular total con 15.6 millones de unidades, seguido del departamento de La Libertad con 8.5 millones de unidades y por último los departamentos de Arequipa e Ica con 5.4 millones de unidades y 3.7 millones de unidades, respectivamente.

**Tabla 5.4. Flujo vehicular total por departamento, 2011-2015**  
(unidades)

Departamento	2011	2012	2013	2014	2015
Arequipa	5,299,723	5,734,763	5,630,175	5,937,819	6,638,783
Ica	4,522,075	4,876,773	5,094,729	4,447,216	4,812,165
La Libertad	3,416,871	4,350,096	4,870,545	4,809,854	4,540,040
Lima	10,507,867	12,383,452	13,344,303	13,906,306	15,287,429

Fuente: INEI–Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.5. Flujo vehicular total por departamento, 2016-2020**  
(unidades)

Departamento	2016	2017	2018	2019	2020
Arequipa	6,930,690	6,593,899	6,549,959	6,267,638	5,443,919
Ica	5,002,301	5,282,873	5,804,690	6,191,881	3,798,733
La Libertad	5,159,097	4,242,883	8,778,993	9,853,583	8,508,303
Lima	17,302,235	17,140,842	18,872,171	19,489,385	15,601,596

Fuente: INEI–Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

Para el caso del flujo de vehículos pesados se observa similar comportamiento; de tal modo que, al año 2020, el departamento de Lima registra un total de 6.6 millones de unidades, seguido del departamento de La Libertad con 3.6 millones de unidades. Además, en la zona sur del país, el departamento de Arequipa registra un total de 2.5 millones de unidades, seguido de Ica con 1.7 millones de unidades.



**Tabla 5.6. Flujo de vehículos pesados por departamento, 2011-2015  
(unidades)**

Departamento	2011	2012	2013	2014	2015
Arequipa	3,200,435	3,337,869	3,261,574	3,685,691	3,957,229
Ica	2,548,471	2,695,406	2,757,330	2,392,144	2,476,023
La Libertad	1,904,236	2,274,757	2,410,628	2,381,600	2,138,024
Lima	5,422,701	6,197,089	6,573,138	6,708,405	7,007,595

Fuente: INEI-Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.7. Flujo de vehículos pesados por departamento, 2016-2020  
(unidades)**

Departamento	2016	2017	2018	2019	2020
Arequipa	4,086,344	3,881,692	3,778,881	3,249,480	2,572,636
Ica	2,539,517	2,648,526	2,826,517	3,007,110	1,706,263
La Libertad	2,356,287	2,243,223	4,224,398	4,641,399	3,640,879
Lima	7,845,624	7,657,481	8,440,901	8,532,147	6,652,823

Fuente: INEI-Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años

Elaboración: Autores de esta tesis

Cabe precisar que, el ratio de vehículos pesados para cada departamento es muy similar, ya que oscila en el rango de 42.6% a 47.3%.

**Tabla 5.8. Estructura porcentual de vehículos pesados por departamento, 2011-2015**

Departamento	2011	2012	2013	2014	2015
Arequipa	60.4%	58.2%	57.9%	62.1%	59.6%
Ica	56.4%	55.3%	54.1%	53.8%	51.5%
La Libertad	55.7%	52.3%	49.5%	49.5%	47.1%
Lima	51.6%	50.0%	49.3%	48.2%	45.8%

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.9. Estructura porcentual de vehículos pesados por departamento, 2016-2020**

Departamento	2016	2017	2018	2019	2020
Arequipa	59.0%	58.9%	57.7%	51.8%	47.3%
Ica	50.8%	50.1%	48.7%	48.6%	44.9%
La Libertad	45.7%	52.9%	48.1%	47.1%	42.8%
Lima	45.3%	44.7%	44.7%	43.8%	42.6%

Elaboración: Autores de esta tesis

En segundo lugar, se identifica el flujo vehicular en cada unidad de peaje de interés y se calcula el flujo de vehículos pesados aplicando los porcentajes indicados en la tabla anterior al flujo total de la unidad de peaje. De los resultados obtenidos, para el año 2020, se observa que las unidades de peaje Variante Pasamayo y Serpentin de Pasamayo totalizan 2.1 millones de vehículos pesados; mientras que, similar comportamiento se registra en el flujo vehicular de las unidades de peaje de Jahuay y Nasca, Chicama y Uchumayo, los cuales

totalizan 1.4 millones de unidades, 1.3 millones de unidades y 1.0 millones de unidades, respectivamente.

**Tabla 5.10. Flujo vehicular total en las unidades de peaje de interés, 2011-2015 (unidades)**

Peaje Referencia	2011	2012	2013	2014	2015
Uchumayo	1,788,947	1,968,094	2,108,553	2,376,539	2,740,573
Jahuay + Nasca	2,263,811	2,399,698	2,563,825	2,639,105	2,828,918
Chicama	1,194,269	1,278,186	1,309,205	1,376,500	1,482,063
Var. Pasamayo + Serp. Pasamayo	3,627,689	4,008,344	4,262,522	4,476,359	5,003,035

Fuente: INEI-Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.11. Flujo vehicular total en unidades de peaje de interés, 2016-2020 (unidades)**

Peaje Referencia	2016	2017	2018	2019	2020
Uchumayo	2,705,961	2,448,722	1,931,478	2,268,014	2,279,208
Jahuay + Nasca	2,982,045	3,175,706	3,449,167	3,595,161	3,159,865
Chicama	1,610,930	1,573,868	3,423,876	3,512,707	3,015,642
Var. Pasamayo + Serp. Pasamayo	5,468,537	5,615,277	5,898,720	6,063,094	5,073,447

Fuente: INEI- Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.12. Flujo de vehículos pesados en unidades de peaje de interés, 2011-2015 (unidades)**

Peaje Referencia	2011	2012	2013	2014	2015
Uchumayo	1,080,322	1,145,512	1,221,490	1,475,152	1,633,594
Jahuay + Nasca	1,275,799	1,326,320	1,387,574	1,419,567	1,455,575
Chicama	665,571	668,390	647,978	681,574	697,942
Var. Pasamayo + Serp. Pasamayo	1,872,109	2,005,908	2,099,633	2,159,397	2,293,338

Fuente: INEI- Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.13. Flujo vehículos pesados en unidades de peaje de interés, 2016-2020 (unidades)**

Peaje Referencia	2016	2017	2018	2019	2020
Uchumayo	1,595,438	1,441,512	1,114,331	1,175,860	1,077,087
Jahuay + Nasca	1,513,894	1,592,115	1,679,526	1,746,003	1,419,304
Chicama	735,752	832,108	1,647,548	1,654,614	1,290,455
Var. Pasamayo + Serp. Pasamayo	2,479,685	2,508,563	2,638,303	2,654,327	2,163,416

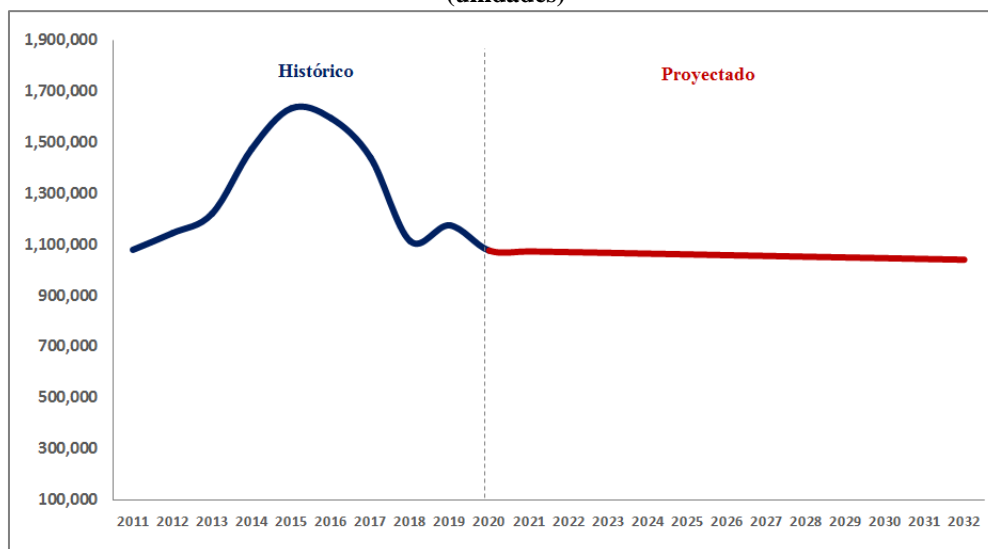
Fuente: INEI-Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En tercer lugar, se proyecta el flujo vehicular en cada unidad de peaje hasta el año 2032<sup>41</sup>. En la siguiente figura se observa un comportamiento creciente del flujo vehicular en la unidad de peaje de Uchumayo desde el año 2012 hasta lograr un pico en el año 2016, por lo que el flujo cae producto de los conflictos sociales suscitados en dicho departamento, lo cual se acentúa en el año 2020,

<sup>41</sup> Con el uso de la herramienta Pronóstico del software Excel, en base a información histórica del flujo vehicular por unidades de peaje recopilados del INEI.

debido a las medidas tomadas por el Estado para mitigar los efectos de la COVID-19. Por lo tanto, se estima que la proyección del flujo vehicular al año 2032 asciende a 8.0 millones de unidades con un crecimiento anual de 2.8%.

**Figura 5.2. Proyección del flujo vehicular en la unidad de peaje Uchumayo al año 2032 (unidades)**

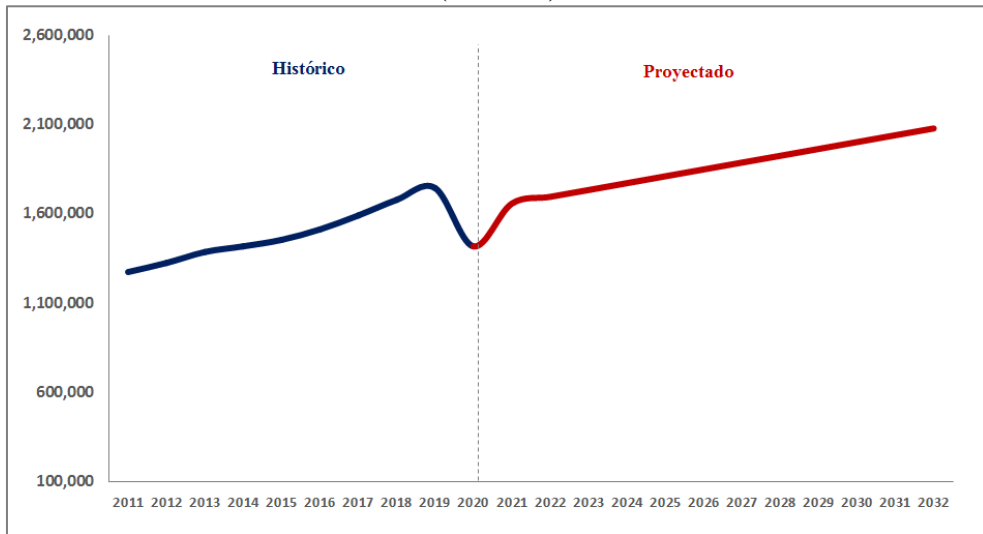


Elaboración: Autores de esta tesis

Para el caso de las unidades de peaje de Jahuay y Nasca (Ica), Chicama (La Libertad) y la Variante de Pasamayo y el Serpentin de Pasamayo (Lima), se observa un aumento constante del flujo vehicular desde el año 2011 hasta el año 2019, acorde con el crecimiento del PBI en cada departamento<sup>42</sup>; mientras que, en el año 2020, existe una reducción del mismo producto de las medidas que se indicaron anteriormente. Asimismo, la proyección del flujo vehicular de vehículos pesados hasta el año 2032 es favorable en estas unidades de peaje, puesto que se estima obtener tasas de crecimiento del 46.5%, 114.9% y 37.3% respecto al año 2020, respectivamente.

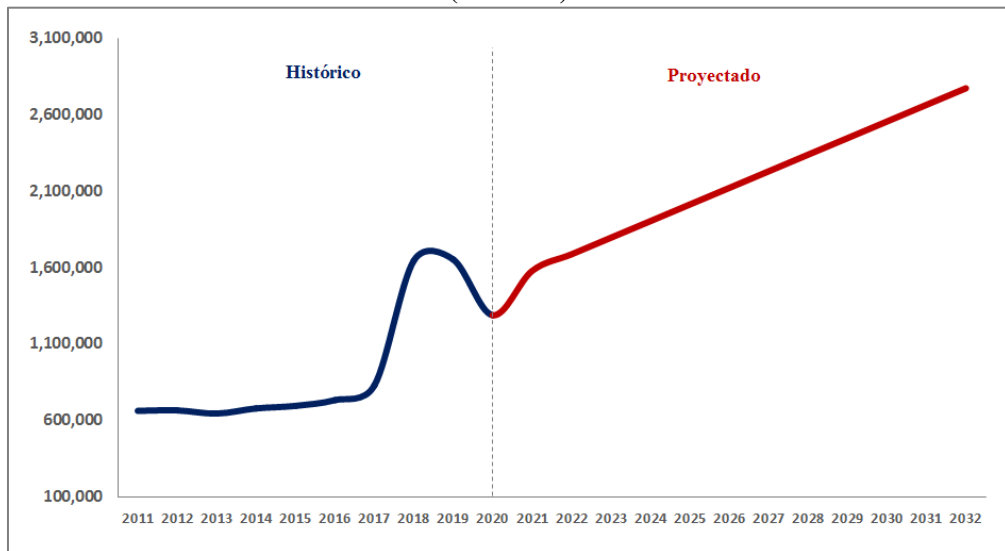
<sup>42</sup> Según el INEL, PBI de Ica alcanzó un crecimiento de 4.8%; Lima totalizó 4.3%, y La Libertad registró 3.5% durante el periodo 2012-2019.

**Figura 5.3. Proyección del flujo vehicular en las unidades de peaje Jahuay y Nasca al año 2032 (unidades)**



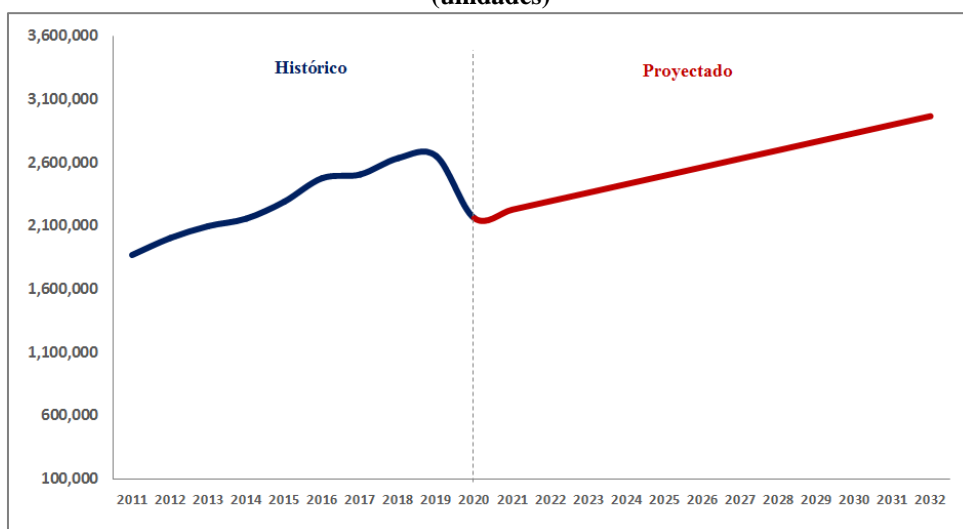
Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 5.4. Proyección del flujo vehicular en la unidad de peaje Chicama al año 2032 (unidades)**



Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 5.5. Proyección del flujo vehicular en las unidades de peaje Variante Pasamayo y Serpentin Pasamayo al año 2032 (unidades)**



Elaboración: Autores de esta tesis

- ii) Igual tasa de crecimiento del flujo vehicular con la tasa de crecimiento de la demanda de diésel.

En primer lugar, se toma como base el flujo vehicular de vehículos de carga pesada para el año 2020 calculados según el método anterior.

En segundo lugar, se estima los porcentajes de crecimiento de la demanda de diésel en los departamentos de Arequipa, Ica, La Libertad y Lima proyectados hasta el año 2032 respecto al año base 2020, lo cual se evidencia que el mayor crecimiento de la demanda de diésel corresponde al departamento de Ica con 60.1% respecto al año 2020; en segundo lugar, se ubicó el departamento de Arequipa con 46.8%; en tercer lugar, el departamento de La Libertad con 30.4%, y por último, el departamento de Lima con 14.1%.

**Tabla 5.14. Porcentaje de crecimiento de la demanda de diésel por departamento, 2021-2026 (Año base 2020)**

Ubicación estación de servicio	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Arequipa	6.4%	10.3%	14.2%	18.1%	21.9%	25.8%
Ica	18.8%	23.1%	27.3%	31.5%	35.8%	40.0%
La Libertad	15.6%	16.9%	18.3%	19.7%	21.0%	22.4%
Lima	14.1%	13.8%	13.6%	13.3%	13.1%	12.8%

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.15. Porcentaje de crecimiento de demanda de diésel por departamento, 2027-2032**

Ubicación estación de servicio	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	29.7%	33.6%	37.5%	41.4%	45.3%	46.8%
Ica	44.3%	48.5%	52.7%	57.0%	58.5%	60.1%
La Libertad	23.7%	25.1%	26.4%	27.8%	29.1%	30.4%
Lima	12.6%	12.3%	12.1%	11.8%	13.0%	14.1%

Elaboración: Autores de esta tesis

En tercer lugar, se aplican estos ratios de crecimiento al flujo vehicular del año 2020 y se proyecta el flujo vehicular en las unidades de peajes de interés hasta el año 2032. En las Tablas 5.16 y 5.17 se observa que los departamentos de Lima e Ica presentan similar comportamiento en la proyección del flujo vehicular al año 2032, con 2.5 millones de unidades y 2.3 millones de unidades, respectivamente; mientras que, los departamentos de La Libertad y Arequipa totalizaron 1.7 millones de unidades y 1.6 millones de unidades, respectivamente.

**Tabla 5.16. Proyección del flujo vehicular en departamentos de interés, 2021-2026 (unidades)**

Ubicación estación de servicio	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Arequipa	1,145,661	1,187,619	1,229,577	1,271,535	1,313,493	1,355,451
Ica	1,686,396	1,746,560	1,806,724	1,866,888	1,927,052	1,987,216
La Libertad	1,491,525	1,509,035	1,526,546	1,544,056	1,561,567	1,579,078
Lima	2,467,765	2,462,392	2,457,018	2,451,645	2,446,271	2,440,898

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.17. Proyección del flujo vehicular en departamentos de interés, 2027-2032 (unidades)**

Ubicación estación de servicio	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	1,397,409	1,439,367	1,481,324	1,523,282	1,565,240	1,580,893
Ica	2,047,380	2,107,544	2,167,708	2,227,872	2,250,151	2,272,652
La Libertad	1,596,588	1,614,099	1,631,610	1,649,120	1,665,611	1,682,268
Lima	2,435,524	2,430,150	2,424,777	2,419,403	2,443,597	2,468,033

Elaboración: Autores de esta tesis

Luego de obtener la proyección con las metodologías señaladas líneas arriba, se visualiza que para el caso de los departamentos de Ica y Lima el flujo vehicular es similar, con diferencias de 9.3% y 16.9% al año 2032, respectivamente. Además, debido a que el primer método considera información histórica, se ajusta más a la realidad. Para el caso particular del departamento de La Libertad, con el primer método se obtiene un flujo vehicular superior al del segundo método en aproximadamente en 39.3% para el año 2032; sin embargo, con fines de realizar un escenario conservador, se considera el

flujo estimado hasta el año 2026 y a partir del año 2027, un crecimiento vegetativo del 1% anual.

Por otro lado, en el departamento de Arequipa el crecimiento del flujo vehicular con el primer método es decreciente. No obstante, si se tiene en cuenta el crecimiento del PBI en este departamento para los siguientes años y los proyectos de inversión<sup>43</sup> para impulsar el crecimiento económico, no es de esperarse un descenso del flujo, sino todo lo contrario; así, el método más apropiado resulta el segundo.

Del análisis realizado, se estima 9.0 millones de unidades como flujo vehicular en los departamentos de interés al año 2032, de los cuales Lima totalizaría 3.0 millones de unidades, seguido de La Libertad con 2.3 millones de unidades, Ica con 2.1 millones de unidades y Arequipa con 1.6 millones de unidades, tal cual se observa en las Tablas 5.18 y 5.19.

**Tabla 5.18. Proyección final del flujo vehicular en departamentos de interés, 2021-2026 (unidades)**

Ubicación estación de servicio	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Arequipa	1,145,661	1,187,619	1,229,577	1,271,535	1,313,493	1,355,451
Ica	1,658,085	1,696,397	1,734,709	1,773,021	1,811,333	1,849,645
La Libertad	1,580,013	1,688,508	1,797,003	1,905,498	2,013,994	2,122,489
Lima	2,230,615	2,297,815	2,365,014	2,432,213	2,499,413	2,566,612

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.19. Proyección final del flujo vehicular en departamentos de interés, 2027-2032 (unidades)**

Ubicación estación de servicio	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	1,397,409	1,439,367	1,481,324	1,523,282	1,565,240	1,580,893
Ica	1,887,957	1,926,268	1,964,580	2,002,892	2,041,204	2,079,516
La Libertad	2,143,714	2,165,151	2,186,802	2,208,670	2,230,757	2,253,065
Lima	2,633,811	2,701,011	2,768,210	2,835,410	2,902,609	2,969,808

Elaboración: Autores de esta tesis

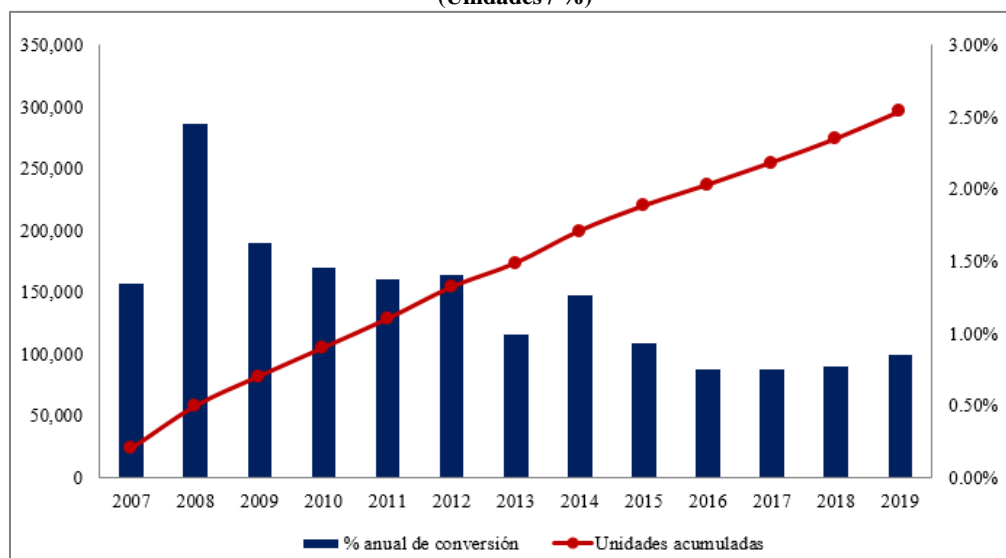
## 5.2. Plan de conversión de vehículos pesados a GNL al año 2032

Para realizar el plan de conversión de vehículos pesados a GNL se analiza el caso de conversiones de vehículos ligeros a gas natural, las cuales totaliza 295,877 conversiones acumuladas al año 2019 (Infogas, 2019). Por lo tanto, se calcula el

<sup>43</sup> Para impulsar el crecimiento económico de Arequipa, la agenda al año 2031 es implementar los proyectos siguientes: i) Majes Siguanas II; ii) construcción de centrales hidroeléctricas; iii) carretera Variante Uchumayo; iv) Programa de viviendas, y v) construcción de la carretera La Joya (USIL, 2021).

porcentaje anual de conversión de estas unidades, según la Figura 5.6 mostrada a continuación:

**Figura 5.6. Conversión de vehículos ligeros a GNV, 2004-2019**  
(Unidades / %)



Fuente: Infogas-Vehículos a GNV vs N° de Estaciones, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.20. Conversión de vehículos ligeros a GNV, 2007-2019**  
(Unidades / %)

Año	Conversiones anuales	% Conversión total
2007	17,729	1.76%
2008	34,457	4.11%
2009	24,207	5.53%
2010	23,030	6.64%
2011	23,306	7.59%
2012	25,701	8.43%
2013	19,450	8.93%
2014	26,080	9.73%
2015	20,261	10.18%
2016	17,034	10.46%
2017	17,991	10.73%
2018	19,110	11.09%
2019	22,083	11.48%

Fuente: Infogas –Vehículos a GNV vs N° de Estaciones, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En la Tabla 5.20, se visualiza que entre el periodo 2007-2016 el porcentaje de conversión asciende a 8.7% con un ratio de conversión promedio de 1% anual aproximadamente. Para el caso de estudio, se proyecta que existe mayor apoyo del Gobierno para impulsar la conversión de unidades de diésel a GNL, debido a los compromisos medioambientales firmados por el Estado y al programa de masificación



del gas natural actualmente en vigencia. Por lo tanto, se define un porcentaje de conversión de vehículos de carga pesada hasta el 10% del total para el año 2032 (valor considerado aceptable) y se mantiene la misma tasa de conversión anual de 1%. No obstante, según los plazos de ejecución del proyecto, que incluye la gestión de permisos, autorizaciones y construcción, se estima la puesta en operación comercial para el año 2023.

Asimismo, se asume que el flujo vehicular proyectado hasta el año 2032 corresponde al tránsito de una unidad vehicular de carga pesada por cada día. De esta manera, y con los porcentajes de conversión indicados líneas arriba, se totalizan 2,487 unidades convertidas a GNL al año 2032.

**Tabla 5.21. Proyección del plan de reemplazo de vehículos pesados, 2023-2032**

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Unidades reemplazadas	197	212	228	243	246	257	267	278	279	280
Acumulado	197	409	637	880	1,126	1,383	1,650	1,928	2,207	2,487

Elaboración: Autores de esta tesis

### 5.3. Cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub> en vehículos pesados

Tal como se ha mencionado anteriormente, además del beneficio económico obtenido del reemplazo del diésel por el GNL, este cambio de tipo de combustible permite reducir la cantidad de gases de efecto invernadero que se emiten al medio ambiente, lo cual contribuye al cumplimiento de objetivos de la Propuesta de INDC referidas a reducción de emisiones al año 2030, según el Acuerdo de París (2015).

Para calcular la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenido con la implementación propuesta del presente estudio, se tiene en cuenta los lineamientos indicados por El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático<sup>44</sup> indicados en el documento: *Directrices para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero 2006, volumen 2*<sup>45</sup>, la cual indica que la totalización de emisiones de CO<sub>2</sub> se debe calcular con la siguiente fórmula<sup>46</sup>.

$$\text{Emisión} = \sum_a(\text{Combustible}_a \cdot \text{EF}_a) \quad (2)$$

Donde:

<sup>44</sup> IPCC, por sus siglas en inglés.

<sup>45</sup> Nombre original en inglés: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2.

<sup>46</sup> Para mayor detalle, se revisó el capítulo 3 correspondiente a Emisiones del Transporte por Carretera.

**Emisión:** Emisiones de CO<sub>2</sub> (kg)

**Combustible<sub>a</sub>:** Combustible vendido

**EF<sub>a</sub>:** Factor de emisión (kg/TJ); en otras palabras, equivale al contenido total del combustible multiplicado por 44/12

**Tabla 5.22. Factores de emisión de CO<sub>2</sub> para el transporte por carretera  
(En kg/TJ)**

Tipo de combustible	Por defecto	Inferior	Superior
Motor de gasolina	69,300	67,500	73,000
Gas/Diesel oil	74,100	72,600	74,800
GLP	63,100	61,600	65,600
Kerosene	71,900	70,800	73,700
Gas Natural Comprimido	56,100	54,300	58,300
Gas Natural Licuefactado	56,100	54,300	58,300

Fuente: IPCC-Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006  
Elaboración: Autores de esta tesis

Para determinar el consumo energético, se debe simular el consumo de las unidades convertidas a GNL en el período 2023-2032<sup>47</sup>, en primer lugar, se considera como combustible al GNL y luego, para hacer la comparación, el consumo de las mismas unidades si continuaran consumiendo diésel. Respecto a las autonomías, se han considerado los valores referenciales indicados en las entrevistas realizadas a las empresas transportistas, las cuales fueron: i) GNL: 24.9 kg/100 km, y ii) Diésel: 8.03 km/gal. Asimismo, el poder calorífico del GNL se determinó con el uso del programa de simulación de procesos ASPEN HYSYS (versión 8.4) para una mezcla típica de 91.2% en masa de metano, 2.4% en masa de etano, 0.2% en masa de n-butano, 0.08% en masa de n-pentano, 0.02% en masa de n-hexano, 5% en masa de nitrógeno y 1.03% en masa de CO<sub>2</sub>; en la cual, se obtiene un valor de 25.6 MMBTU/m<sup>3</sup>. Para el caso del diésel, se considera como poder calorífico un valor de 0.04053 MMTBU/kg (Mendoza, 2020).

En las Tablas 5.23 y 5.24, se muestra los resultados de consumos energéticos para los casos del GNL y diésel según lo señalado líneas arriba. Para ello, se utiliza la información del flujo vehicular en las EESS de GNL. Tal como se aprecia, el departamento con mayor impacto energético considerando el diésel como combustible es Lima con 2,282 TJ al año 2032, seguido de Ica y La Libertad con similar

<sup>47</sup> No se consideran los años 2021 y 2022, puesto que es la etapa preoperativa del proyecto.

contribución, los cuales totalizan 1,746 TJ y 1,731 TJ, respectivamente. Por último, el departamento de Arequipa registra 1,215 TJ. Cabe precisar que, para el caso del GNL, el consumo energético se reduce a 87% respecto al diésel.

**Tabla 5.23. Energía consumida por unidades convertidas a GNL, 2023-2032**  
(En TJ)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	82	170	264	363	467	578	693	815	942	1,057
Ica	121	250	387	532	685	846	1,015	1,192	1,354	1,520
La Libertad	120	255	404	568	717	869	1,024	1,182	1,343	1,507
Lima	158	325	501	687	881	1,084	1,296	1,517	1,747	1,986
<b>Total</b>	<b>481</b>	<b>1,000</b>	<b>1,556</b>	<b>2,148</b>	<b>2,749</b>	<b>3,376</b>	<b>4,028</b>	<b>4,705</b>	<b>5,386</b>	<b>6,070</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 5.24. Energía equivalente a diésel consumida por unidades convertidas a GNL, 2023-2032**  
(En TJ)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	94	195	303	417	537	664	797	936	1,082	1,215
Ica	139	287	444	611	787	972	1,166	1,369	1,556	1,746
La Libertad	138	293	464	652	824	998	1,176	1,358	1,543	1,731
Lima	182	374	576	789	1,012	1,245	1,489	1,743	2,007	2,282
<b>Total</b>	<b>553</b>	<b>1,149</b>	<b>1,787</b>	<b>2,468</b>	<b>3,159</b>	<b>3,878</b>	<b>4,627</b>	<b>5,406</b>	<b>6,188</b>	<b>6,973</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

Además, se determina las toneladas de CO<sub>2</sub> para cada año de evaluación. Además, se realiza la diferencia del caso diésel respecto al caso GNL; luego, el resultado se multiplica por los factores de emisión respectivos, de tal modo que al año 2032 se estima reducir 0.176 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (ver Tabla 5.25).

**Tabla 5.25. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, 2023-2032**  
(En millones de toneladas de CO<sub>2</sub>)

Tipo de Combustible	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
GNL	0.027	0.056	0.087	0.121	0.154	0.189	0.226	0.264	0.302	0.341
Diésel	0.041	0.085	0.132	0.183	0.234	0.287	0.343	0.401	0.459	0.517
<b>Reducción de emisiones CO<sub>2</sub></b>	<b>0.014</b>	<b>0.029</b>	<b>0.045</b>	<b>0.062</b>	<b>0.080</b>	<b>0.098</b>	<b>0.117</b>	<b>0.137</b>	<b>0.156</b>	<b>0.176</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

El porcentaje de reducción de las emisiones al año 2032 se estima en 34.1%<sup>48</sup>, el cual es un valor que cumple con los objetivos medioambientales mencionados y permite mejorar la calidad del aire para beneficio de la población.

<sup>48</sup> Es calculado como la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> entre la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por diésel.

A pesar de no existir un marco normativo en el Perú que retribuya a las empresas por la reducción de sus emisiones de CO<sub>2</sub>, se estima la cantidad aproximada de esta retribución con fines ilustrativos. Así, al implementar un bono por este concepto, los proyectos de transición energética son más rentables. Por ejemplo, para el caso de la empresa Repsol, el bono actual tiene un valor aproximado de 25 US\$/tonelada de CO<sub>2</sub>; por lo tanto, para el presente proyecto se puede obtener un flujo de caja por bonos de carbono que contribuye favorablemente al flujo de caja del proyecto. Por lo tanto, solo en el segundo año del proyecto, se obtiene un ingreso por bonos de carbono de US\$ 0.7 millones; mientras que, al año 2032 se incrementa a US\$ 4.4 millones.

**Tabla 5.26. Ingreso estimado por bonos de carbono, 2023-2032**  
(En millones de dólares)

Concepto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ingreso por reducción de emisiones de CO <sub>2</sub>	0.3	0.7	1.1	1.6	2.0	2.4	2.9	3.4	3.9	4.4

Elaboración: Autores de esta tesis

#### 5.4. Demanda de GNL en vehículos pesados

Las premisas para proyectar la demanda de GNL en vehículos pesados al año 2032 son las siguientes:

- a) Recorrido diario por cada vehículo de carga pesada igual a 500 km por día.
- b) Flujo vehicular proyectado para cada departamento de interés hasta el año 2032.
- c) Autonomía de cada vehículo de carga pesada en 24.9 kg/100 km de recorrido.
- d) Densidad del GNL en 452.5 kg/m<sup>3</sup>.

En primer lugar, se convierte el flujo vehicular anual a kilómetros totales recorridos para cada año, por lo que se multiplica el flujo por el recorrido diario de cada unidad. En segundo lugar, se calculan los kg equivalentes de GNL necesarios para el recorrido total en cada año, por lo que se multiplica el recorrido por el valor de autonomía de cada vehículo. Finalmente, para determinar el volumen de GNL en m<sup>3</sup>, se divide el resultado anterior por la densidad del GNL y se realiza una conversión de unidades para obtener los MMPCD.

En la Tabla 5.27, se visualiza que para el año 2032 la demanda total de GNL asciende a 14.60 MMPCD, siendo Lima el departamento de mayor proporción con el 32.7% del total, seguido de Ica y La Libertad con 3.65 MMPCD y 3.62 MMPCD, respectivamente, lo cual representa en conjunto el 49.8% del total. Finalmente, en el

departamento de Arequipa se cuantifica el 17.39% del total, con una demanda de 2.54 MMPDC.

**Tabla 5.27. Demanda de GNL por unidades convertidas, 2023-2032**  
(En MMPDC)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	0.20	0.41	0.63	0.87	1.12	1.39	1.67	1.96	2.27	2.54
Ica	0.29	0.60	0.93	1.28	1.65	2.03	2.44	2.87	3.26	3.65
La Libertad	0.29	0.61	0.97	1.37	1.72	2.09	2.46	2.84	3.23	3.62
Lima	0.38	0.78	1.21	1.65	2.12	2.61	3.12	3.65	4.20	4.78
<b>Total</b>	<b>1.16</b>	<b>2.40</b>	<b>3.74</b>	<b>5.17</b>	<b>6.61</b>	<b>8.12</b>	<b>9.69</b>	<b>11.32</b>	<b>12.95</b>	<b>14.60</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

## **CAPÍTULO VI: PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE ESTACIÓN DE SERVICIO EN EL CORREDOR VIAL COSTERO PERUANO**

### **6.1. Características del combustible GNL vehicular**

Los vehículos se encuentran previstos de operar con el combustible GNL en tres diferentes condiciones: i) insaturado: temperatura a menos de  $-143^{\circ}\text{C}$  y una presión absoluta de 3,4 bar; ii) saturado: temperatura entre  $-125^{\circ}\text{C}$  a  $-131^{\circ}\text{C}$  y una presión absoluta entre 6,9 y 9,3 bar; iii) supersaturado: temperatura a más de  $-125^{\circ}\text{C}$  y una presión absoluta entre 15 y 18 bar. Para el transporte pesado, generalmente se emplea GNL insaturado o saturado, ya que permite tener mayor autonomía por repostaje y por consiguiente mayores distancias de recorrido.

Asimismo, el sistema más comercial en los vehículos es el suministro de GNL desde el tanque de combustible hasta el motor con bomba criogénica, el cual impulsa el GNL al vaporizador y pueda ser suministrado al motor en cualquier condición de saturación. La ventaja de estos sistemas de bombeo es que no se requieren equipos de acondicionamiento del GNL o tanques de alta presión; sin embargo, una gran limitante es que esta tecnología tiene un mayor costo inicial y mayores costos de mantenimiento.

Los autores de esta tesis plantean diseñar las ESS considerando el escenario pesimista, la cual el vehículo no cuente con el sistema de acondicionamiento de GNL. El diseño de la estación proyecta contar con cuatro (4) dispensadores específicos que puedan surtir el GNL en sus dos (2) condiciones más frecuentes: GNL insaturado (1 dispensador) y GNL saturado (3 dispensadores).

### **6.2. Especificaciones de diseño**

Para la operación de equipos para el recibo, almacenamiento y despacho de GNL, como combustible automotor, se contempla los siguientes sistemas de seguridad que actúan según su especificación en los diferentes sistemas operativos.

#### **6.2.1. *Instalaciones eléctricas para zonas de riesgo eléctrico***

De acuerdo con la clasificación de áreas de riesgo eléctrico para uso en instalaciones peligrosas, las instalaciones eléctricas son con accesorios a prueba de explosión y cuenta con sellos antiexplosivos, colocados al inicio y al término de las tuberías eléctricas que se conectan entre las cajas de distribución eléctrica, artefactos de maniobras, iluminación y equipos de gas natural.

### 6.2.2. Distancias de seguridad

Para las especificaciones de diseño, se utiliza como referencia la norma NTP 111.032-1 del Anexo B (Inacal, 2020), la cual se visualiza en las Tablas 6.1 y 6.2.

**Tabla 6.1. Especificaciones de distancia de seguridad de edificaciones**

Cantidad de personas en las edificaciones	Comentarios adicionales	Edificaciones interiores		Edificaciones exteriores	
		Dimensión	Distancia mínima (m)	Dimensión	Distancia mínima (m)
Distancia desde el recipiente criogénico de almacenamiento de GNL a otros componentes que contienen GNL					
Ninguna		C	0 a 3	D	3
<10		C	10	D	15
10 a 100		C	15	D	30
>100		C	15	D	30
Distancia desde la conexión del punto de transferencia					
Ninguna	Edificaciones con paredes incombustibles	I	0 a 3	J	3
	Edificaciones con paredes combustibles	I	10	J	10
<10	Bomba con conexión a tierra	I	10	J	10
	Bomba sin conexión a tierra	I	20	J	20
10 a 100		I	30	J	30
>100		I	50	J	50

Fuente: Inacal-NTP 111.032-1 (Anexo B), 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis.

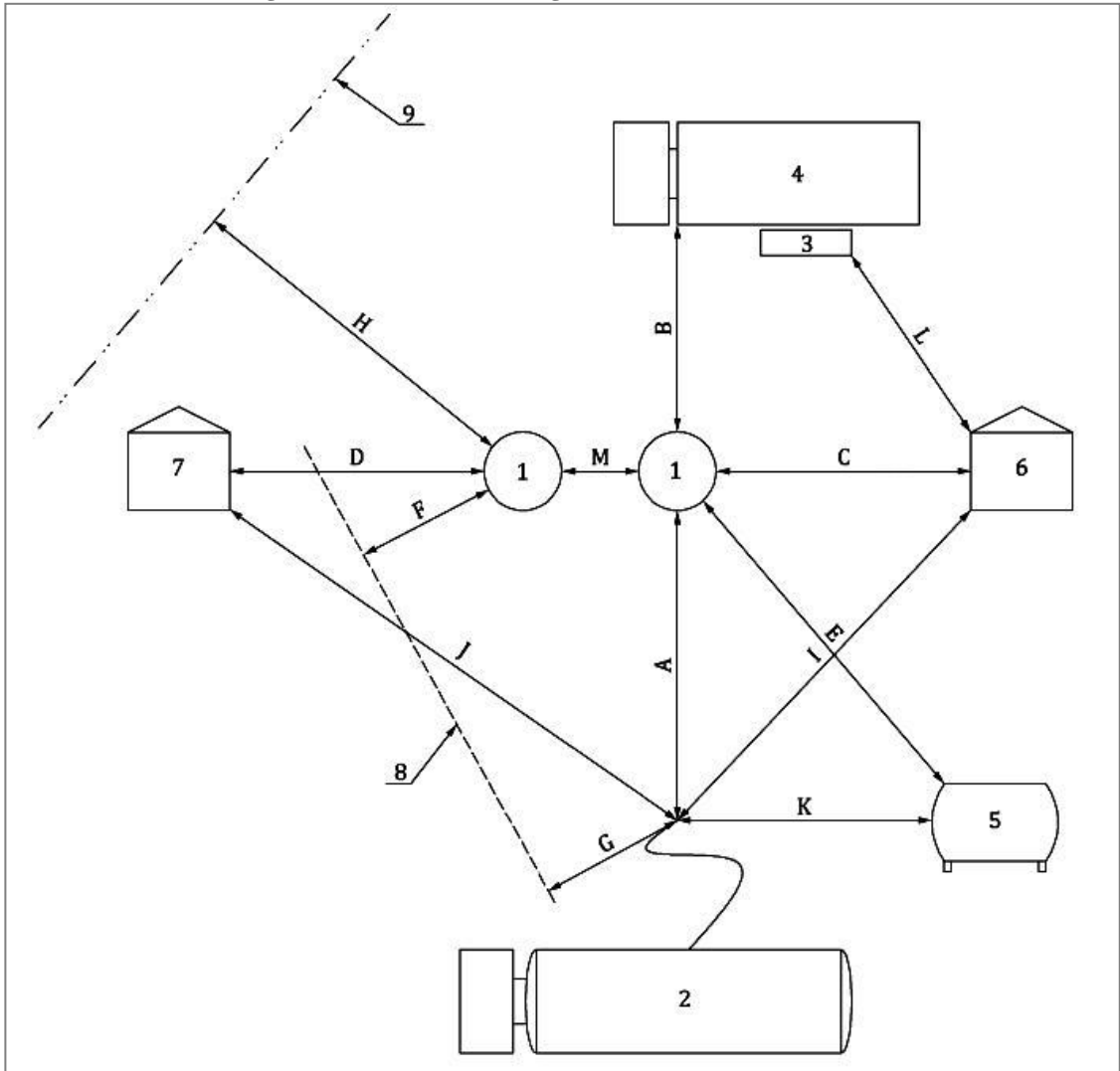
**Tabla 5.2. Especificaciones de distancia en las EESS estacionarias**

DIMENSIÓN (m)	COMENTARIO		DISTANCIA MÍNIMA (m)
	Desde:	Hasta la:	
A	Conexión de descarga del vehículo que transporta GNL	Cubierta externa del recipiente criogénico de almacenamiento de GNL	6
	Si posee una pared de protección al fuego u otro escudo resistente al fuego o si el recipiente criogénico de almacenamiento de GNL tiene 2 horas de resistencia al fuego a una radiación de 15 kW/m <sup>2</sup> .		0,5 a 6
B	Alimentación de combustible a vehículos	Cubierta externa del recipiente criogénico de almacenamiento de GNL	4
E	Recipientes de otros combustibles líquidos en el área y sus ductos de venteo de gases	Cubierta externa del recipiente criogénico de almacenamiento de GNL	5
F	Linderos de la Estación de Servicio	Cubierta externa del recipiente criogénico de almacenamiento de GNL	
	Recipientes criogénicos de almacenamiento de GNL < 120 m <sup>3</sup>		3
	Recipientes criogénicos de almacenamiento de GNL de 120 m <sup>3</sup> a 300 m <sup>3</sup>		6
	Recipientes criogénicos de almacenamiento de GNL > 300 m <sup>3</sup>		10
G	Linderos de la Estación de Servicio	Conexión descarga del vehículo que transporta GNL	3
H	Líneas eléctricas aéreas, por encima de 600 V		10
K	Recipientes de combustibles líquidos en el área y sus ductos de venteo de gases	Conexión descarga del vehículo que transporta GNL	5
L	Surtidor	Edificaciones en el sitio	6
	Si el botón de “hombre muerto” limita la descarga accidental de GNL a 60 s		3
M	Distancia mínima entre recipientes criogénicos de almacenamiento de GNL		1,5

Fuente: Inacal-NTP 111.032-1 (Anexo B), 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis.



**Figura 6.1. Distancias de seguridad en la EESS de GNL**



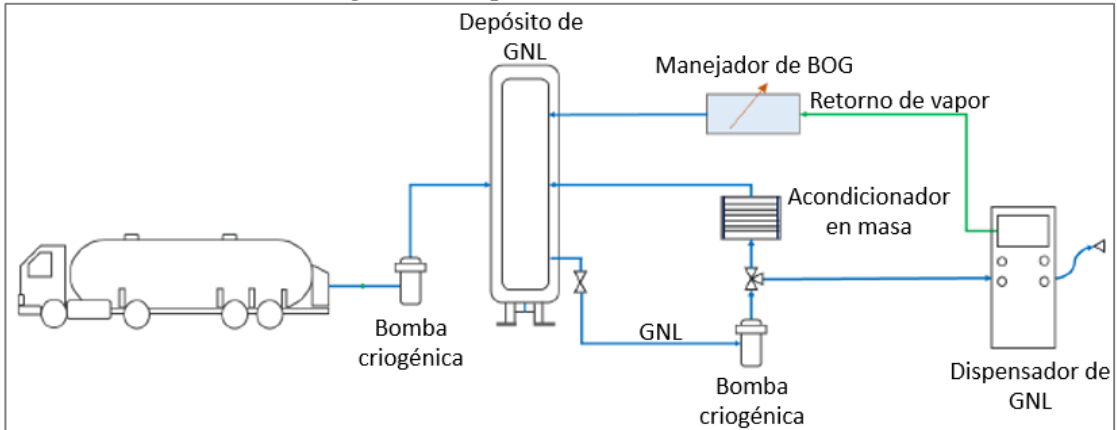
1. Recipiente criogénico de almacenamiento de GNL
2. Vehículo de transporte de GNL en punto de descarga
3. Dispensador de GNL
4. Vehículo que está siendo surtido con GNL
5. Almacén de líquidos inflamables
6. Edificación en EESS de GNL
7. Edificación fuera de los linderos de la EESS de GNL
8. Líderos de la EESS de GNL
9. Líneas de energía eléctrica

Fuente: Inacal-NTP 111.032-1 (Anexo B), 2020  
 Elaboración: Autores de esta tesis.

### 6.2.3. Esquema de la EESS de GNL

En la Figura 6.2, se presenta el esquema base para el diseño preliminar.

**Figura 6.2. Esquema de la EESS de GNL**

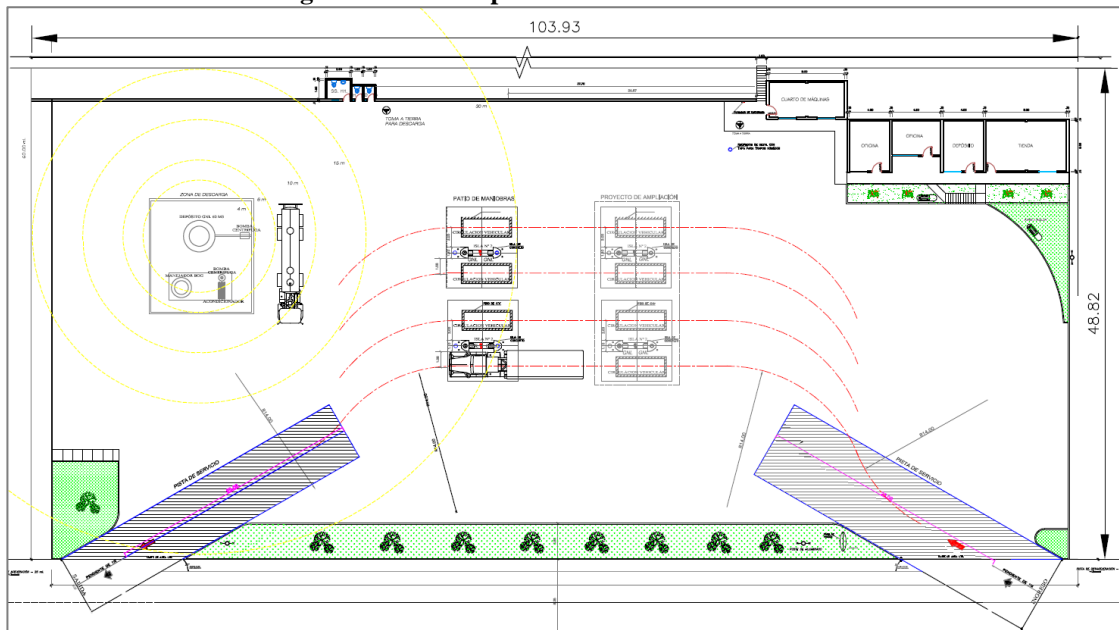


Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

#### **6.2.4. Propuesta de diseño y distribución de estación de GNL**

En la Figura 6.3, se presenta el diseño preliminar y la ubicación de los componentes de la EESS de GNL propuesta. Los autores de esta tesis consideran un espacio mínimo de terreno de 2,500 m<sup>2</sup> para la construcción de una estación con capacidad de depósito criogénico de 60 m<sup>3</sup> con cuatro (4) dispensadores. Las restricciones mínimas de espacio son determinadas por el radio de giro de vehículos pesados (14 m) y las distancias mínimas entre componentes. La propuesta prevé contar con terrenos de 5,000 m<sup>2</sup> para poder realizar reinversiones y ampliar la capacidad de depósito e instalar dispensadores adicionales en los próximos años.

**Figura 6.3. Diseño preliminar de la EESS de GNL**



Elaboración: Autores de esta tesis

### **6.2.5. Descripción de equipos principales**

Una estación de llenado de GNL típica consta de varios componentes, como el depósito de GNL, bombas de GNL criogénicas específicas, dispensadores de GNL y otros componentes requeridos para un funcionamiento seguro de la estación de llenado y un proceso de llenado constante. Debido a que el mercado aún no ofrece tanques para vehículos estandarizados, los surtidores de GNL son diferentes. El proceso de llenado en sí tiene lugar en condiciones ambientales / presión de llenado de 5 a 18 bar.

Además, la planta debe ser equipada con todos los componentes necesarios para garantizar un funcionamiento seguro y estable. También, se debe tener la facilidad de modificarse en cualquier momento.

La EESS LNG consta de los siguientes componentes:

- Sistema de Bombeo GNL desde cisterna hasta el depósito
- Depósito criogénico de GNL
- Bomba centrífuga sumergible para temperatura criogénica
- Manejador de Boil off gas
- Acondicionador de GNL
- Dispensador de GNL

#### **a) Sistema de Bombeo GNL desde cisterna hasta el depósito**

Existen dos maneras de bombear GNL desde la cisterna al depósito. En primer lugar, acondicionar un intercambiador de calor para generar gas a presión al retorno de la cisterna e impulse la transferencia del GNL. En segundo lugar, es incorporar una bomba auxiliar para que genere la presión necesaria para la transferencia. Los autores de esta tesis optan por la segunda opción para poder realizar cargas rápidas. Ambas opciones pueden ser instaladas en el camión cisterna; sin embargo, para el diseño de nuestra estación consideraremos que esos equipos serán instalados en la misma EESS.

#### **b) Depósito criogénico de GNL**

Estos equipos sirven para el almacenamiento del GNL descargado de las unidades suministradoras y que luego alimentarán al sistema de carga de vehículos de carga pesada.

Están constituido de dos (2) depósitos concéntricos, uno interior normalmente fabricado en acero inoxidable austenítico y otro exterior fabricado normalmente en acero al carbono (también puede ser de acero inoxidable, pero dependerá de los costos asociados al proyecto). Entre ambos depósitos se genera un sistema de aislamiento en

base a perlita y vacío que reduce al mínimo el ingreso de calor para evitar la vaporización del GNL. Debido a que estos equipos quedan expuestos al ambiente, luego de su instalación son protegidos con una pintura anticorrosión.

El llenado del depósito se realiza hasta el 95% de la capacidad con el objetivo de evitar el efecto boil-off<sup>49</sup>. Además, cuentan con válvulas de seguridad que se activan cuando el sistema llega a la presión de seteo, la cual suele ser la presión de diseño del depósito para evitar daños del mismo.

**Figura 6.4. Ejemplo de un depósito de almacenamiento de GNL**



Fuente: Lapesa, 2020

La mayor parte de las EESS estándar en Europa, Estados Unidos y Asia usa depósitos verticales de 60 m<sup>3</sup>, por lo cual son los más viables en términos de implementación. La capacidad del depósito depende de la afluencia de vehículos, para nuestra propuesta se opta por la instalación de depósitos con capacidad de almacenamiento de 60 m<sup>3</sup> en la mayoría de las estaciones. Es importante indicar que el volumen útil del depósito es 90% de la capacidad, por tal el depósito de 60 m<sup>3</sup> tiene una capacidad útil de 54 m<sup>3</sup>.

Los vehículos más comerciales llevan uno o dos depósitos de 510 l de GNL cada uno, el cual puede recorrer entre 700 km a 1400 km dependiendo de la cantidad de tanques. Para nuestro cálculo se considera un (1) camión con un solo tanque de 510 l, el cual recorre hasta 700 km.

---

<sup>49</sup> Vaporización del GNL que provoca un incremento de presión en el sistema.

Considerando una densidad de 450 kg/m<sup>3</sup> para el GNL, se calcula el volumen en masa (kg) y volumen (m<sup>3</sup>) de gas natural. Luego se aplica un factor de 90% para el cálculo de volumen útil del tanque.

$$m (\text{GNL}) = d \times v$$

$$m = \text{masa (kg)}$$

$$d = \text{densidad (kg)}$$

$$v = \text{volumen (m}^3\text{)}$$

$$m (\text{GNL}) = 510 \text{ L} \times 450 \text{ kg/m}^3 \times 0.001 \text{ m}^3/\text{L} = 229.5 \text{ kg} \times 90\% = 206.55 \text{ kg}$$

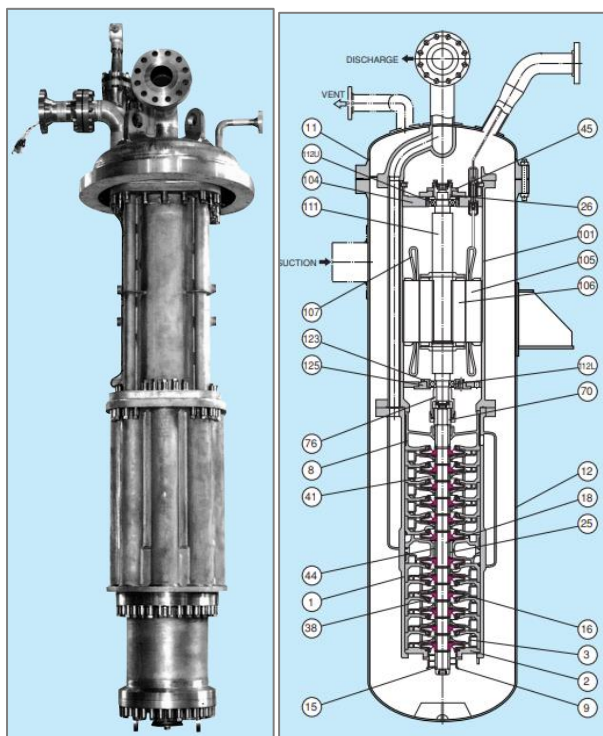
$$V (\text{GNL}) = 510 \text{ L} \times 0.001 \text{ m}^3/\text{L} = 0.51 \text{ m}^3 \times 90\% = 0.459 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, la capacidad de vehículos por atender en una EESS con un depósito de 60 m<sup>3</sup> es de 117 vehículos (capacidad de tanque de 510 l por vehículo). Cabe precisar que, la logística de llenado del depósito prevé realizarse una vez por día durante la noche, siendo la máxima capacidad de atención de 117 cargas diarias.

**c) *Bomba criogénica***

Este equipo cumple la función de bombear el GNL desde el depósito de almacenamiento hasta el dispensador. Se encuentra sumergida totalmente en el líquido a ser bombeado y dentro de un tanque, lo que permite prescindir de sellos mecánicos para evitar fugas de producto al exterior. El motor también se encuentra sumergido al interior del líquido y está aislado totalmente de la atmósfera, lo que reduce el riesgo de una explosión, convirtiéndolo en un equipo de una sola unidad; además, el motor es refrigerado con el líquido bombeado. Por su diseño, es de fácil mantenimiento al solo ser necesario bloquear la válvula de ingreso al tanque para retirar la bomba e inspeccionarla.

**Figura 6.5. Ejemplo de una bomba criogénica de GNL**



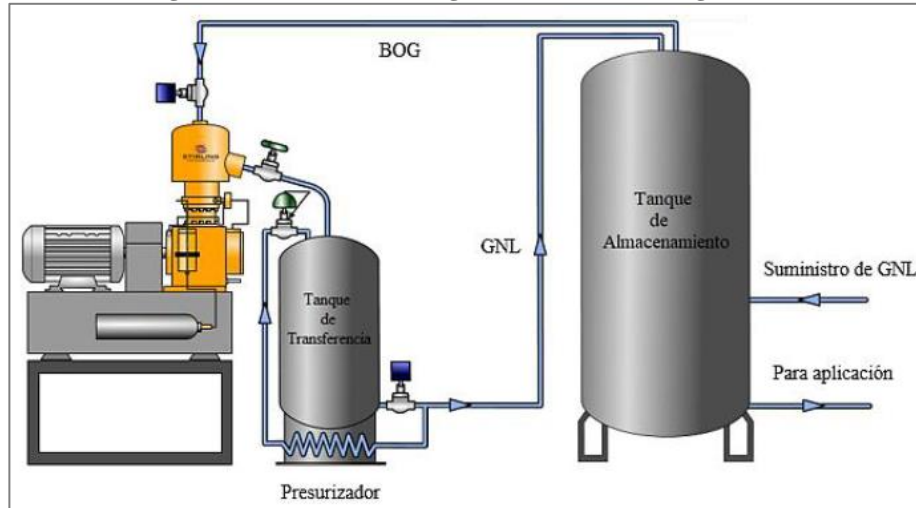
Fuente: SHINKO IND. LTD., 2020

Para el suministro al vehículo, se selecciona una bomba con un caudal de 200 L/min, lo que supone un tiempo de repostaje de 2.55 min. Además, se adiciona un tiempo de 5 min para maniobras y 5 min para logística de cobranza. En total, se tiene un acumulado de 12.55 min que un vehículo podría permanecer en la EESS. Por lo tanto, la estación se encuentra diseñada con cuatro (4) dispensadores para atender las 117 cargas diarias con un total de 6,12 horas al día.

#### **d) *Manejador de boil off gas***

Para la EESS de GNL se puede optar por tres (3) opciones de tratamiento del boil off gas: i) condensarlo mediante intercambiadores que disponen nitrógeno líquido (LN<sub>2</sub>), utilizarlos para la producción de GNC o liberarlos a la atmósfera. Si bien, aproximadamente el 44% de estaciones comerciales en el mundo no realizan ningún tratamiento y liberan el gas, esto podría ocasionar problemas con entidades fiscalizadoras como la OEFA, la cual es bastante exigente en la regulación de liberación de gas. Como nuestra estación es diseñada solamente para despachar GNL, se opta por el método de condensación mediante nitrógeno líquido para recuperar el GNL que se evapora. Otra posible solución es implementar generadores eléctricos a gas, instalar un punto de conexión a una zona comercial (restaurante en el market place) o inyectarlo al sistema de distribución de gas (en caso exista alguno cercano).

**Figura 6.6. Sistema de criogenización de boil off gas**

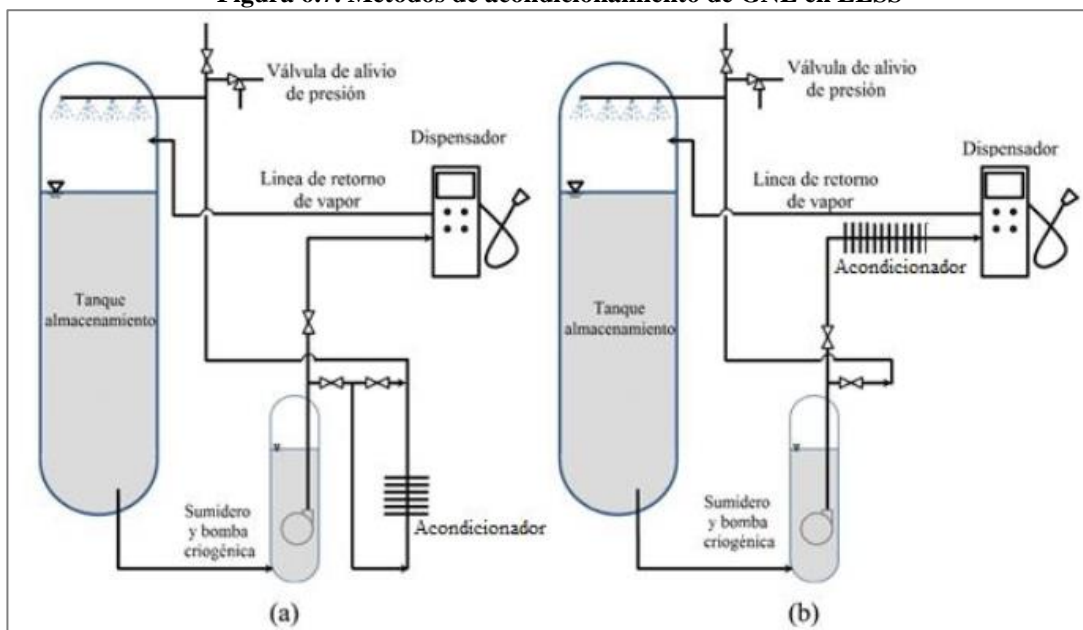


Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira, 2019

**e) Acondicionador de GNL**

En primer lugar, para acondicionar el gas a sus diferentes presentaciones (saturado, insaturado) se instala un pequeño vaporizador entre el tanque y el dispensador de GNL. Además, para acondicionar el GNL en la estación, se pueden utilizar dos (2) métodos: acondicionamiento en masa o acondicionamiento sobre la marcha. Para nuestra estación, se selecciona el método de acondicionamiento en masa, debido a que cuenta con una estructura más amigable y no es necesario intercambiadores de calor de alta precisión (ver Figura 6.7).

**Figura 6.7. Métodos de acondicionamiento de GNL en EESS**



Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

### *f) Dispensador de GNL*

El dispensador se instala normalmente en una isleta de hormigón por encima de la pista de circulación de vehículos con el objetivo de evitar impactos por malas maniobras de los conductores que pudiesen dañar la instalación.

El suministro de GNL se realiza en un rango de temperatura entre  $-140^{\circ}\text{C}$  y  $-110^{\circ}\text{C}$  y a una presión entre 5 bar y 18 bar. Se cuenta con una manguera principal de DN 25, con la cual suministra el GNL al vehículo, y otra adicional de 15 DN que sirve para recuperar el producto que queda en las tuberías. Ambas mangueras tienen doble capa con aislamiento al vacío intermedio con el objetivo de reducir el ingreso de calor.

Los dispensadores cuentan con un display que indica el inicio y finalización de la carga y un sistema de control automático que hace de la carga un proceso seguro. No obstante, existe un botón de seguridad para detener la carga en cualquier momento que considere apropiado. El sistema cuenta con un reconocedor de vehículos que reconoce la presión requerida de carga, adecuándose a cada una de ellas. Para medir la masa cargada a los vehículos se cuenta con un medidor tipo coriolis de 1/2".

**Figura 6.8. Dispensador de GNL**



Fuente: SHINKO IND. LTD., 2020

## **6.3. Consideraciones de seguridad**

### **6.3.1. Equipamiento de Seguridad**

Las EESS tendrán los siguientes equipos de seguridad en las instalaciones:



- **Hidrantes:**

Instalación de un hidrante contra incendios a menos de 100 m de distancia del límite de propiedad.

- **Extintores:**

Para la selección, señalización y mantenimiento de los extintores portátiles, se utiliza como referencia la norma NTP 111.019-2007, NTP 350.043, NTP 350.062, NTP 350.034 y de ser necesario algo adicional con la NFPA 10.

También, se instala un extintor portátil de Polvo Químico Seco (tipo PQS), de 12kg de capacidad, ubicado en las EESS de GNL.

Asimismo, se instala un extintor portátil de monóxido de carbono (CO<sub>2</sub>), de 7kg de capacidad, ubicado en el tablero de control.

Ambos extintores portátiles tienen una cartilla de instrucciones para ser utilizados.

### **6.3.2. Pulsadores de emergencia**

Por temas de seguridad es necesario colocar pulsadores de emergencia, cuyo accionamiento cortará el suministro de energía eléctrica en los equipos de GNL.

Independientemente del sistema para el que operen, producirán el corte total de la energía eléctrica a todo equipo o elemento relacionado con las instalaciones de GNL, a excepción de la iluminación y sistema de detección de gas. Estos equipos son de restablecimiento manual. Para el presente proyecto, se considera la instalación de tres (3) pulsadores en las siguientes ubicaciones:

- En fachada de edificación
- En muro de conexión de descarga.
- En tablero de operación

### **6.3.3. Alarma en caso de fugas de gas**

Se plantea colocar un sistema de alarmas para caso de fugas de gas, por lo que se avisa de forma oportuna al personal y visitantes que se encuentren en las EESS de GNL.

### **6.3.4. Señaléticas de seguridad**

Para dichas especificaciones se utiliza como referencia la norma NTP 399.009, NTP 399.010 y NTP 399.011, la cual considera instalar letreros de seguridad visibles y legibles con dimensiones y colores de acuerdo a norma.

## **6.4. Análisis de ubicación estratégica en las EESS**

### **6.4.1. Sistema de despacho de GNL en EESS existentes**

La instalación de estaciones de despacho de GNL dentro de una estación de combustibles líquidos como gasolina/diésel ya existente es la solución más óptima, puesto que se consigue mejor eficiencia económica al aprovechar el terreno, estructuras, sistemas de seguridad, edificación y personal de la estación. Del mismo modo, ayuda a mitigar los costos al inicio de la operación, los cuales por la poca demanda generarán déficit.

Por otra parte, esta se encuentra posicionada en un lugar estratégico y cuenta con clientes que le generan un consumo asegurado, los cuales a futuro podrían convertirse en usuarios potenciales del GNL.

Una oportunidad estratégica es conseguir un aliado comercial de parte de las EESS existentes que se encuentren dentro del tránsito vehicular, para que se pueda alquilar y/o brindar un espacio dentro de su estación. De acuerdo a las entrevistas a profundidad con Repsol, Hernández<sup>50</sup>(2020) señaló que la empresa donde labora no tiene mucho interés en participar de esta alianza comercial, puesto que el objetivo de impulso del GNL en el sector vehicular es ajeno a la política de la empresa y va en contra de su beneficio comercial; por lo tanto, se debe precisar que dentro de su grupo empresarial cuenta con Refinería La Pampilla, el cual es productor de diésel (combustible a reemplazar). Además, no forma parte de su giro de negocio el alquiler y/o cesión de espacios dentro de la EESS. También, manifestó que la gran parte de los terrenos de sus estaciones no son propias; es decir, tienen distintos tipos de contratos con los dueños, los cuales pueden ser de alquiler por tiempo prolongado, alquiler venta, etc.

Por otra parte, se recomienda realizar una alianza estratégica comercial con otros operadores como Primax, el cual es un comercializador logístico de combustibles, ya que tiene la mayor cantidad representativa de EESS y se adecúa más al requerimiento de los autores de esta tesis. Otra posible opción es Petroperú, que si bien tiene refinerías que comercializan diésel, es una empresa estatal y puede alinearse con los objetivos del Estado y la Política Energética Nacional en la masificación del GNL en el sector transporte vehicular.

---

<sup>50</sup> Ver Anexo 1.

#### **6.4.2. *Requisitos para la construcción de una nueva estación de despacho de GNL***

En este apartado, se explica el procedimiento necesario para construir una nueva estación de despacho de GNL.

Inicialmente, se deben realizar unos trámites previos a la construcción, los cuales son los siguientes:

##### **a) Evaluar las características físicas del terreno**

Se debe buscar un terreno de topografía plana, con posibilidades de ser nivelado. Por motivos de seguridad, el terreno debe estar alejado 50 m de lugares como colegios, mercados, supermercados, hospitales, clínicas, iglesias, cines, teatros, cuarteles, zonas militares, comisarias, zonas policiales, establecimientos penitenciarios y/o lugares de espectáculos públicos. Esto con el fin de evitar mayores catástrofes, en caso exista un accidente en el establecimiento, pueda extenderse y perjudicar a zonas aledañas. En caso sea un grifo pequeño (de 300 a 400 m<sup>2</sup>), se solicita estar alejado de ocho (8) a doce (12) m de estaciones y subestaciones eléctricas, centros de transformación, transformadores eléctricos y líneas aéreas.

Para el proyecto, se necesita un espacio mínimo de 3,200 m<sup>2</sup> que pueda cumplir con todas las distancias normativas, radios de giro, etc.

##### **b) Características legales del terreno**

Se debe verificar que el terreno cumple con los permisos reglamentarios para ser utilizado en actividades comerciales de venta de combustibles y otros servicios afines. Estos trámites se realizan en la Municipalidad de la zona solicitando el “certificado de zonificación del predio/terreno”, el cual debe indicar: i) terreno/predio en zona rural, ii) terreno/predio en zona urbana<sup>51</sup>. En caso el terreno no se encuentre declarado como zonificación comercial, se solicita el trámite a la Municipalidad del sector, el cual puede o no ser aceptado.

##### **c) Trámites con un especialista**

Luego de esto, un especialista realiza una visita al terreno para obtener mayor información de las características físicas del terreno a tener en cuenta para proceder con el diseño, en esta etapa se determina la cantidad de islas y tipo de combustible que se desea vender y otros servicios como: minimarket, llantería, lavado, engrase, etc.

---

<sup>51</sup> Se debe especificar que tenga zonificación comercial tipo comercio vecinal, zonal o metropolitano.

Posterior a ello, dos (2) o tres (3) días posteriores, el especialista presentará la propuesta más adecuada de diseño arquitectónico que aproveche eficientemente el espacio del terreno. Luego, una vez que se apruebe el diseño de la EESS, el especialista debe presentar la documentación ante las entidades nacionales respectivas: i) DIA a ser presentado al Gobierno Regional del sector, y ii) expediente técnico a ser presentado ante el Osinergmin.

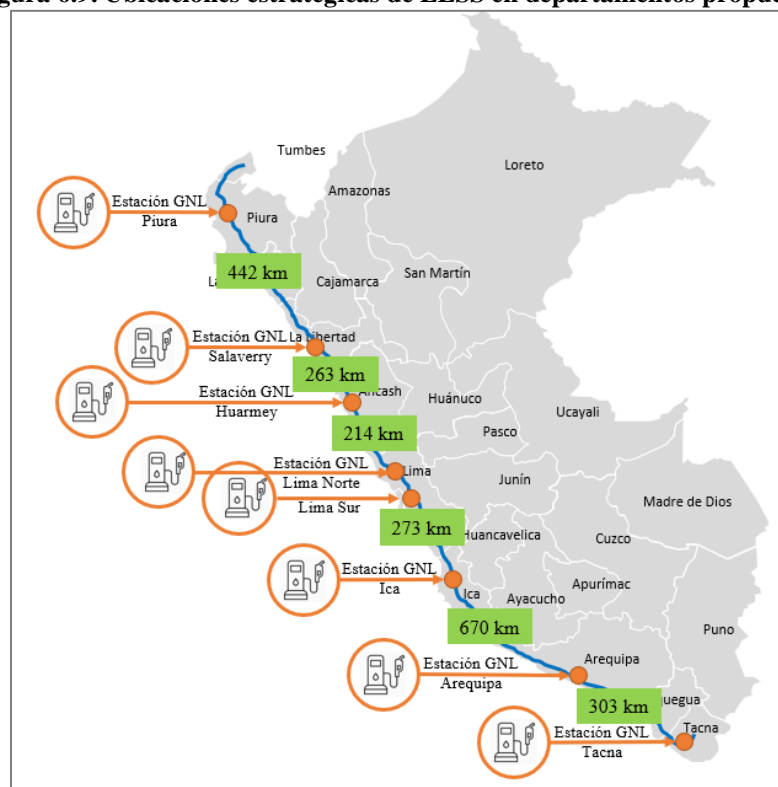
Asimismo, se espera que las entidades mencionadas emitan el informe técnico favorable con resolución aprobatoria para que pueda iniciar con la instalación del tanque de combustible y el recorrido de tuberías (de acuerdo al procedimiento del Osinergmin). Culminado todos los requerimientos y trámites necesarios, se logra obtener la licencia que le permita comprar el combustible, denominado: “*Registro de Hidrocarburos*”.

Por lo general, el tiempo que dura realizar la tramitología para gestionar un Proyecto de Estación de Servicio de Combustibles Líquidos (incluido GLP) hasta tener la aprobación y empezar a construir es de seis (6) a ocho (8) meses, en el caso de una estación o ampliación de GNV, el proyecto puede ser aprobado hasta en doce (12) meses para empezar a construir.

#### **6.4.3. Propuesta de ubicación de las EESS**

La cantidad y ubicación de las EESS se encuentra supeditado a la autonomía de los vehículos a GNL, los cuales de acuerdo a la marca y tecnología pueden estar en un rango desde 700 km a más dependiendo del volumen almacenado en los depósitos del vehículo (500 l a más). En todo caso, la distancia entre EESS no puede ser mayor a 700 km y en la medida posible lo más óptimo es que se encuentre a cada 350 km, en caso se omita el repostaje en una estación.

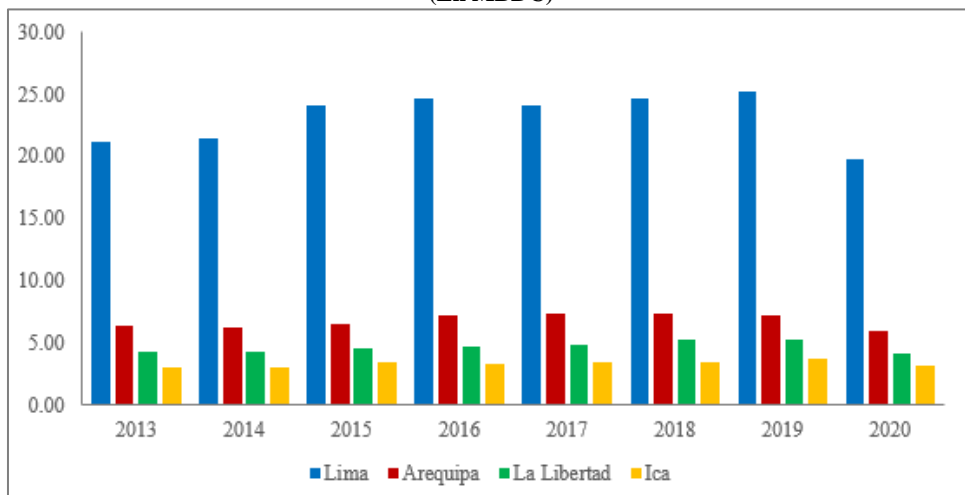
**Figura 6.9. Ubicaciones estratégicas de EESS en departamentos propuestos**



Elaboración: Autores de esta tesis

Según el Osinermin (2020), la demanda de diésel en el sector transporte pasa de 65.8 MBDC en el año 2013 a 64.3 MBDC en el año 2020; en otras palabras, disminuye en 2.3%, debido a la COVID-19. Asimismo, durante el periodo 2013-2020, Lima, Arequipa y La Libertad son los tres departamentos de la costa con mayor demanda de diésel en el sector transporte, los cuales alcanzan 23.1 MBDC, 6.8 MBDC y 4.7 MBDC en promedio, respectivamente. Por último, en el año 2020, Lima registra 19.7 MBDC, seguido de Arequipa (6.0 MBDC) y La Libertad (4.2 MBDC), tal cual se visualiza en la Figura 6.9.

**Figura 6.10. Demanda de diésel en el sector transporte, 2013-2020  
(En MBDC)**



Fuente: Osinergmin-SCOP, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

En la Tabla 6.3, se realiza un análisis de la cantidad y capacidad instalada de los establecimientos de venta al público de diésel, las cuales sirven de referencia para localizar las ubicaciones exactas de la EESS de GNL a implementar. Así, se determina 5,242 de establecimientos de venta al público de diésel a nivel nacional en el año 2020, de los cuales 2,952 corresponden a EESS y 1,547 corresponden a grifos.

**Tabla 6.3. Cantidad de establecimientos de venta al público de diésel por departamentos, 2020**

Cantidad de establecimientos	EESS	Grifos (Locales fijos)	Grifos flotantes	Grifos rurales	Totales
Lima	788	155		1	944
Puno	15	293	1	202	511
Cusco	221	113	2	77	413
Arequipa	175	139		6	320
Junin	185	82		11	278
La Libertad	193	60		11	264
Loreto	67	39	76	50	232
Lambayeque	146	63		4	213
San Martín	93	53		63	209
Piura	117	66	22	2	207
Ancash	139	42	2	19	202
Cajamarca	116	50		17	183
Ucayali	82	45	18	34	179
Ica	149	17	1		167
Ayacucho	77	66		4	147
Huánuco	85	13		43	141
Madre De Dios	27	96	2		125
Amazonas	44	23	2	35	104
Apurímac	44	31		1	76
Callao	56	15	2		73
Tacna	31	26		15	72
Pasco	39	24		8	71
Huancavelica	29	16		10	55
Moquegua	18	18		1	37
Tumbes	16	2		1	19
<b>Total establecimientos</b>	<b>2,952</b>	<b>1,547</b>	<b>128</b>	<b>615</b>	<b>5,242</b>

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2020  
 Elaboración: Autores de esta tesis

Luego, se determina 502 establecimiento de venta al público de diésel que están ubicadas a lo largo del corredor vial costero, de los cuales 400 corresponden a EESS y 100 corresponden a grifos en el año 2020 (ver Tabla 6.4).

**Tabla 6.4. Cantidad de establecimientos de venta al público de diésel en corredor vial costero, 2020**

Cantidad de establecimientos	Total	En corredor vial costero	EESS	Grifos (Locales fijos)	Grifos rurales
Lima	944	127	111	16	
Arequipa	320	48	28	20	
La Libertad	264	65	51	14	
Lambayeque	213	42	32	9	1
Piura	207	59	40	19	
Ancash	202	33	31	2	
Ica	167	76	70	6	
Callao	73	11	11	0	
Tacna	72	19	9	9	1
Moquegua	37	7	3	4	
Tumbes	19	15	14	1	
<b>Total establecimientos</b>	<b>2,518</b>	<b>502</b>	<b>400</b>	<b>100</b>	<b>2</b>

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

Por otro lado, se muestra la capacidad instalada de almacenamiento de diésel (en galones) y su equivalente en GNL (m<sup>3</sup>) de los establecimientos de venta al público por departamento, provincia y distrito, a fin de determinar los distritos con mayor potencial de referencia para seleccionar la ubicación estratégica de las EESS de GNL. En el Anexo V, se presenta el detalle de los resultados analizados por departamento, provincia y distrito a nivel nacional.



**Tabla 6.5. Capacidad instalada de almacenamiento de diésel y equivalencia en GNL por departamento y provincia, 2020**

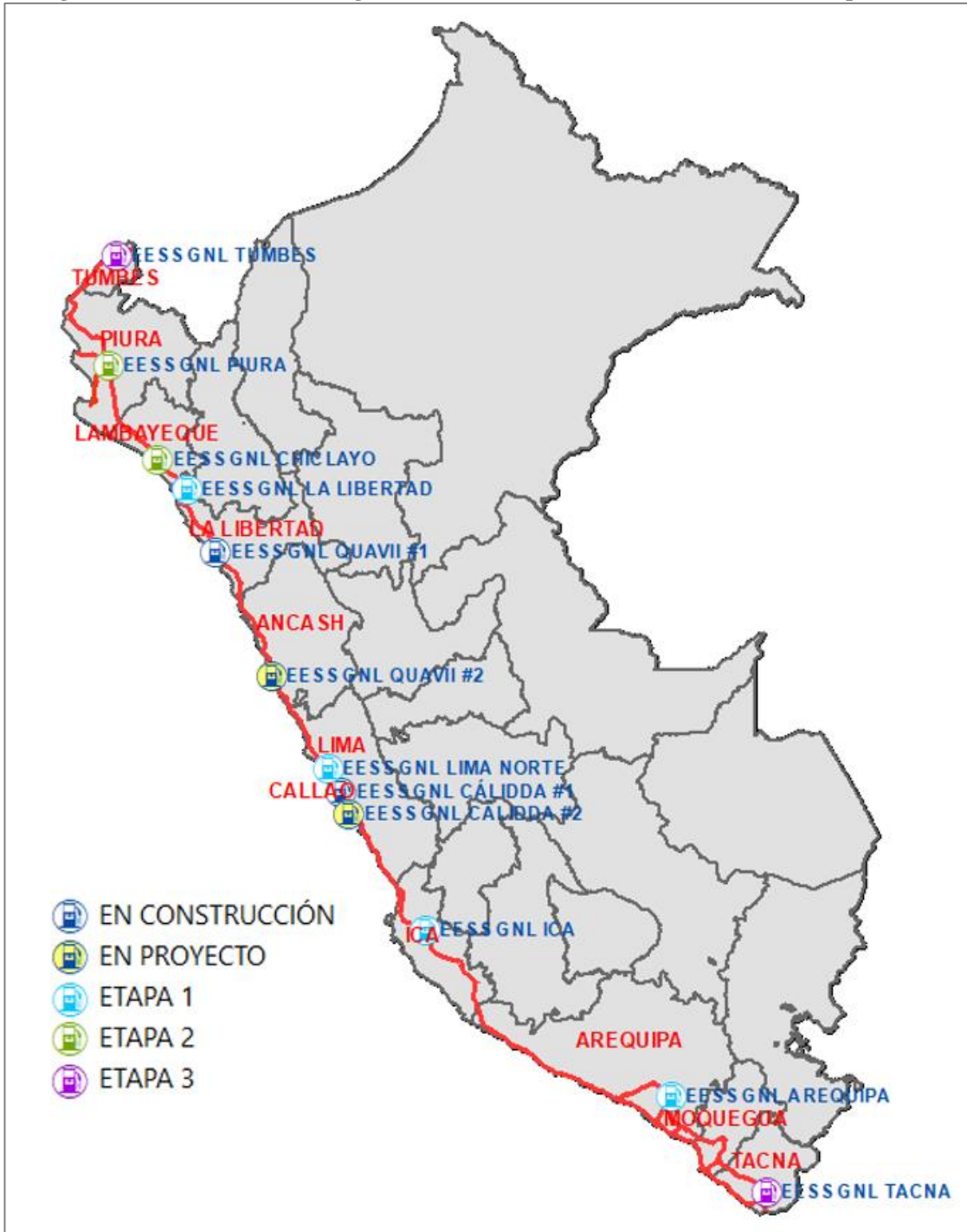
Departamento - Provincia	En corredor Vial Costero	Capacidad instalada de diésel (gl)	Equivalencia en capacidad de GNL (m3)
<b>Total Lima</b>	<b>127</b>	<b>1,353,645</b>	<b>8,526</b>
Lima	55	654,714	4,124
Cañete	25	267,281	1,684
Huaral	16	185,825	1,170
Barranca	15	123,977	781
Huaura	16	121,848	767
<b>Total Ica</b>	<b>76</b>	<b>801,454</b>	<b>5,048</b>
Ica	30	296,143	1,865
Nazca	16	221,646	1,396
Chincha	18	132,685	836
Pisco	9	99,980	630
Palpa	3	51,000	321
<b>Total La Libertad</b>	<b>65</b>	<b>652,887</b>	<b>4,112</b>
Trujillo	25	330,959	2,085
Pacasmayo	15	103,750	654
Ascope	8	85,296	537
Viru	9	71,189	448
Chepen	8	61,693	389
<b>Total Piura</b>	<b>59</b>	<b>510,972</b>	<b>3,219</b>
Piura	23	231,920	1,461
Sechura	15	133,452	841
Sullana	11	89,000	561
Talara	10	56,600	357
<b>Total Arequipa</b>	<b>48</b>	<b>463,387</b>	<b>2,919</b>
Arequipa	15	195,640	1,232
Camana	14	138,726	874
Caraveli	10	76,889	484
Islay	8	42,945	271
Caylloma	1	9,187	58
<b>Total Lambayeque</b>	<b>42</b>	<b>415,268</b>	<b>2,616</b>
Chiclayo	27	261,024	1,644
Lambayeque	15	154,244	972
<b>Total Ancash</b>	<b>33</b>	<b>353,593</b>	<b>2,227</b>
Santa	23	226,570	1,427
Casma	8	114,023	718
Huarmey	2	13,000	82
<b>Total Callao</b>	<b>11</b>	<b>202,880</b>	<b>1,278</b>
<b>Total Tacna</b>	<b>19</b>	<b>124,267</b>	<b>783</b>
Tacna	16	104,217	656
Jorge Basadre	3	20,050	126
<b>Total Tumbes</b>	<b>15</b>	<b>119,200</b>	<b>751</b>
Tumbes	12	101,900	642
Contralmirante Villar	3	17,300	109
<b>Total Moquegua</b>	<b>7</b>	<b>47,408</b>	<b>299</b>
Ilo	5	37,148	234
Mariscal Nieto	2	10,260	65
<b>Total</b>	<b>502</b>	<b>5,044,961</b>	<b>31,777</b>

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

Además, se describe un listado de los establecimientos de venta al público con mayor capacidad instalada de almacenamiento de diésel, lo cual sirve de referencia para la ubicación estratégica de las EESS de GNL. Por otra parte, alguno de estos establecimientos puede convertirse en aliados comerciales, en caso acepten la instalación de la estación de despacho de GNL dentro y/o en una extensión de su instalación, ya sea mediante modalidad de alquiler y/o acuerdo de cesión de espacio. Como ya se indicó anteriormente, para una etapa inicial de masificación del GNL en el sector vehicular, se recomienda buscar aliados comerciales, ya que será la solución más eficiente en términos de inversión, costos de operación y posición estratégica (Hernández, 2020). En el Anexo VI, se analiza los resultados de los establecimientos con mayor capacidad instalada de almacenamiento de diésel.

Finalmente, al considerar los criterios de concentración de establecimientos por departamento, provincia, distrito y la ubicación de los establecimientos con mayor capacidad en el departamento, se determina la ubicación estratégica de las EESS de GNL en construcción, primera etapa, segunda etapa y tercera etapa. Cabe precisar que, durante el periodo de análisis (2023-2032), los autores de esta tesis implementan las EESS de GNL de la primera etapa (ver Figura 6.10).

Figura 6.11. Ubicaciones estratégicas de EESS de GNL en el corredor vial costero peruano

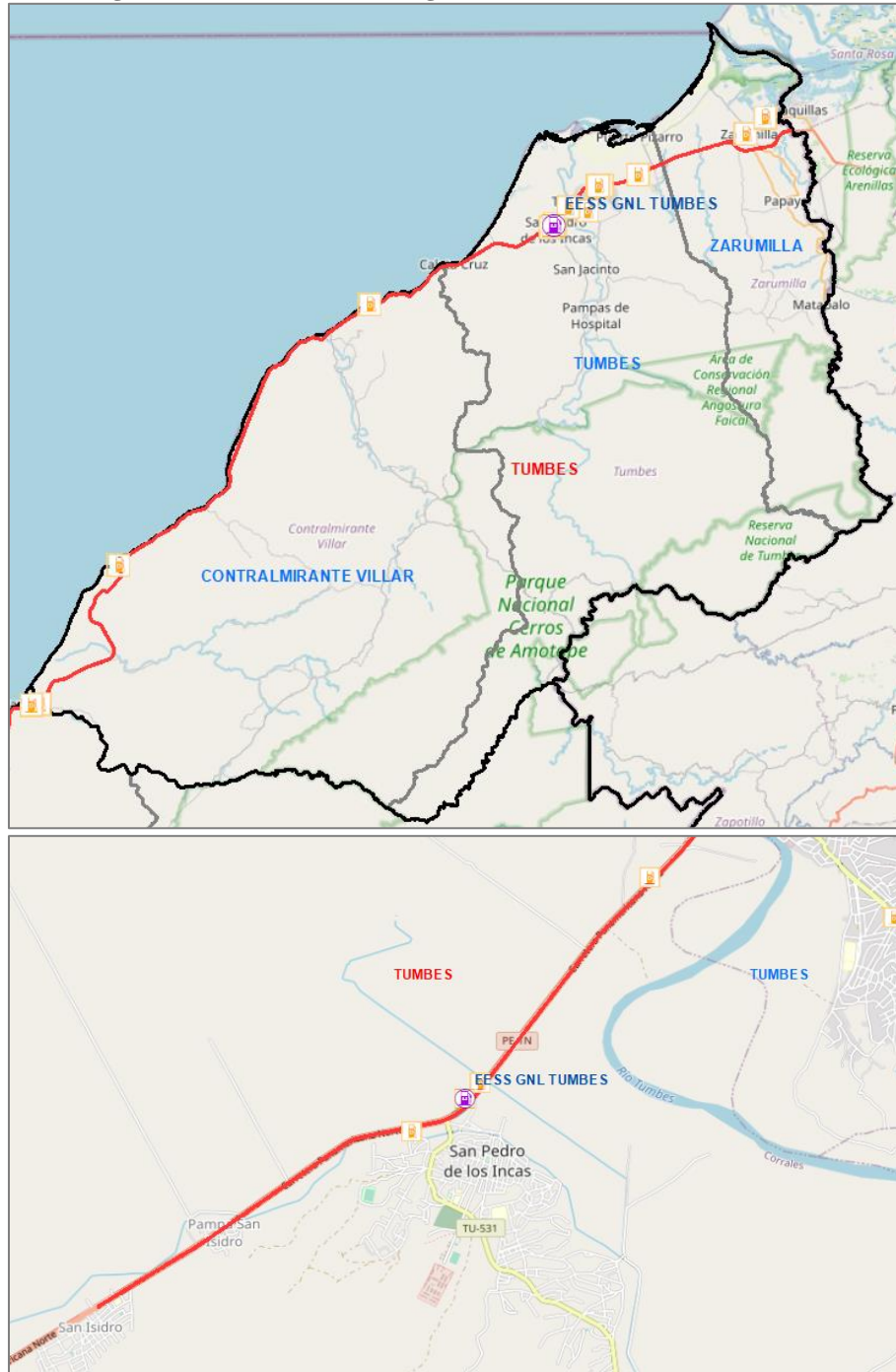


Elaboración: Autores de esta tesis

**a) Tumbes**

En el departamento de Tumbes, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia y distrito de Tumbes; es decir, la construcción se estima realizar en una tercera etapa, posterior a la evaluación de nuestro proyecto, debido a que la economía fue afectada por la pandemia.

**Figura 6.12. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Tumbes**



Elaboración: Autores de esta tesis

## b) Piura

En el departamento de Piura, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia y distrito de Piura; en otras palabras, la construcción se estima realizar en una segunda etapa, posterior a la evaluación de nuestro proyecto, debido a que la economía fue afectada por la pandemia.

**Figura 6.13. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Piura**

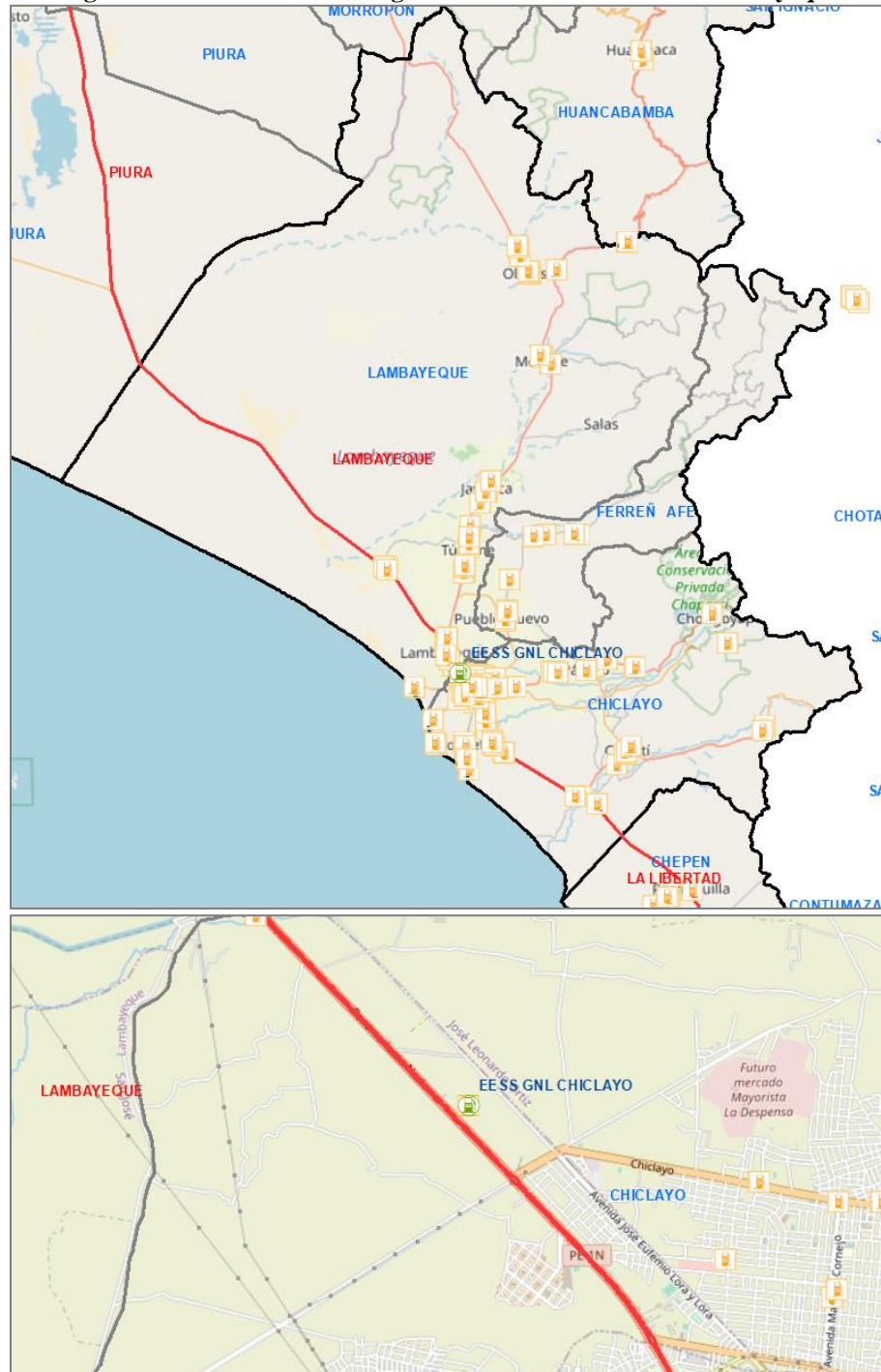


Elaboración: Autores de esta tesis

**c) Lambayeque**

En el departamento de Lambayeque, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia y distrito de Chiclayo; es decir, la construcción se estima realizar en una segunda etapa, posterior a la evaluación de nuestro proyecto, debido a que la economía fue afectada por la pandemia.

**Figura 6.14. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Lambayeque**



Elaboración: Autores de esta tesis

#### **d) La Libertad**

En el departamento de La Libertad, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia de Trujillo, distrito de Chepén. En la actualidad, existe un proyecto de la concesión Quavii ubicado en Alto Moche (distrito de

Salaverry), lugar colindante y cercano al distrito de Moche, ya que es un lugar bastante estratégico, debido a la cercanía al puerto de Salaverry.

**Figura 6.15. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en La Libertad**



Elaboración: Autores de esta tesis

### e) **Áncash**

En el departamento de Áncash, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia de Santa, distrito de Santa o Chimbote. En la actualidad, existe un proyecto de la concesión Quavii ubicado en el distrito de Huarmey. Este lugar fue seleccionado por Quavii para tener mayor cobertura respecto al distanciamiento entre estaciones; sin embargo, no es la mejor ubicación respecto al potencial de abastecimiento de GNL.

Figura 6.16. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Áncash



Elaboración: Autores de esta tesis

#### f) Lima Norte chico

En el departamento de Lima, zona norte chico, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia de Huaral, distrito de Chancay. Este es considerado un lugar estratégico y con bastante potencial, ya que se proyecta un flujo vehicular de 22,190 vehículos pesados en el año 2021; 27,864 en el año 2022, y 25,170 en el año 2023 por la construcción del proyecto del Terminal

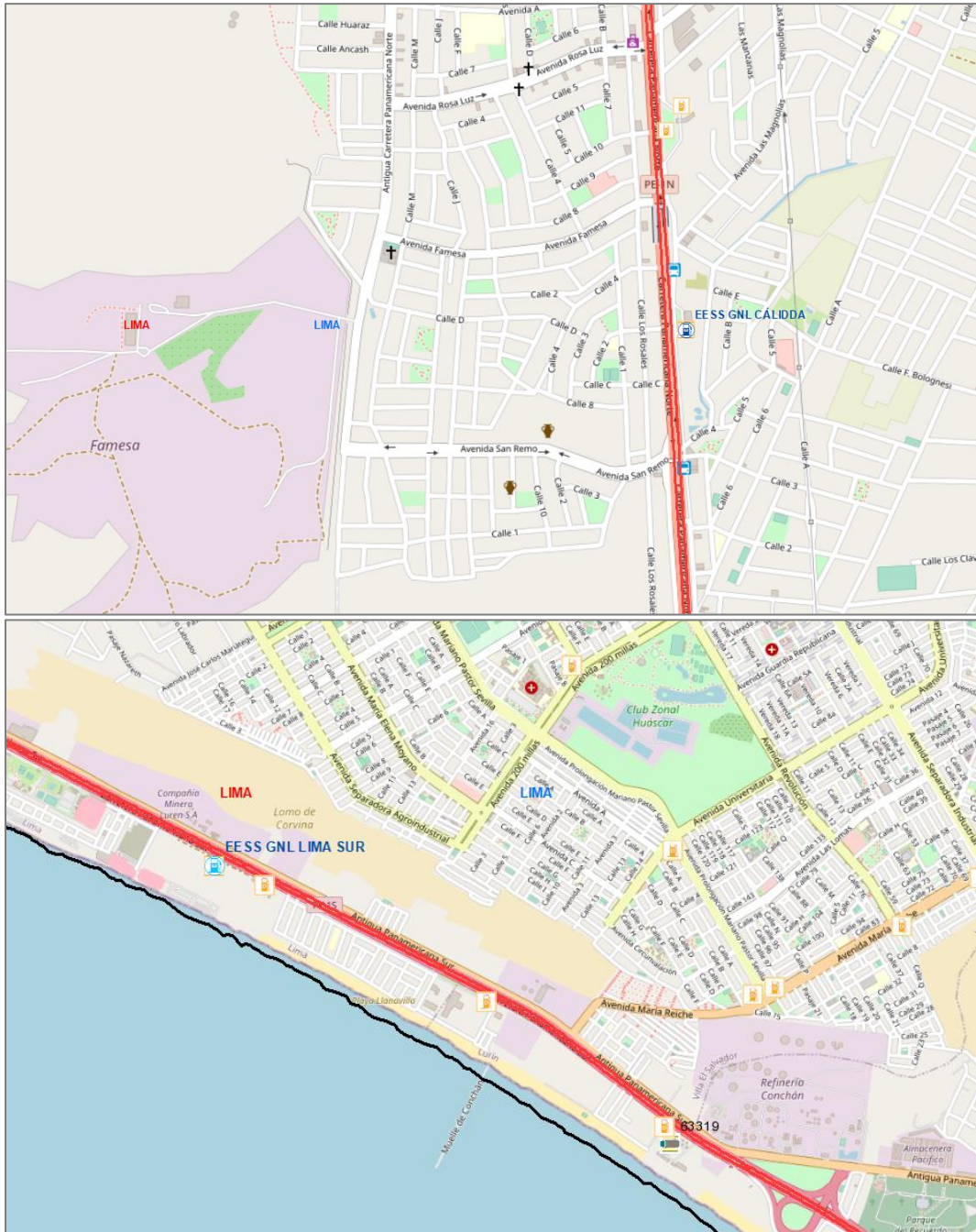




Para la zona sur, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia de Lima, distritos de Lurín y/o límite de Villa El Salvador. Este es un lugar con la mayor concentración de establecimientos de venta al público de diésel. A su vez, sirve para abastecer a toda la zona de Lima Sur. Además, otra excelente ubicación sería la provincia de Cañete, distrito de Chilca, ya que existe una buena concentración de EESS. Finalmente, Cálidda tiene aprobado construir una EESS de GNL en la zona sur (Mejía, 2021).

**Figura 6.18. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Puente Piedra y zona sur**





Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 6.19. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Cañete**



Elaboración: Autores de esta tesis

#### **h) Ica**

En el departamento de Ica, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia de Ica, distrito de Subtanjalla en la primera etapa, debido a que es una zona con bastante flujo vehicular.



**Figura 6.21. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Arequipa**

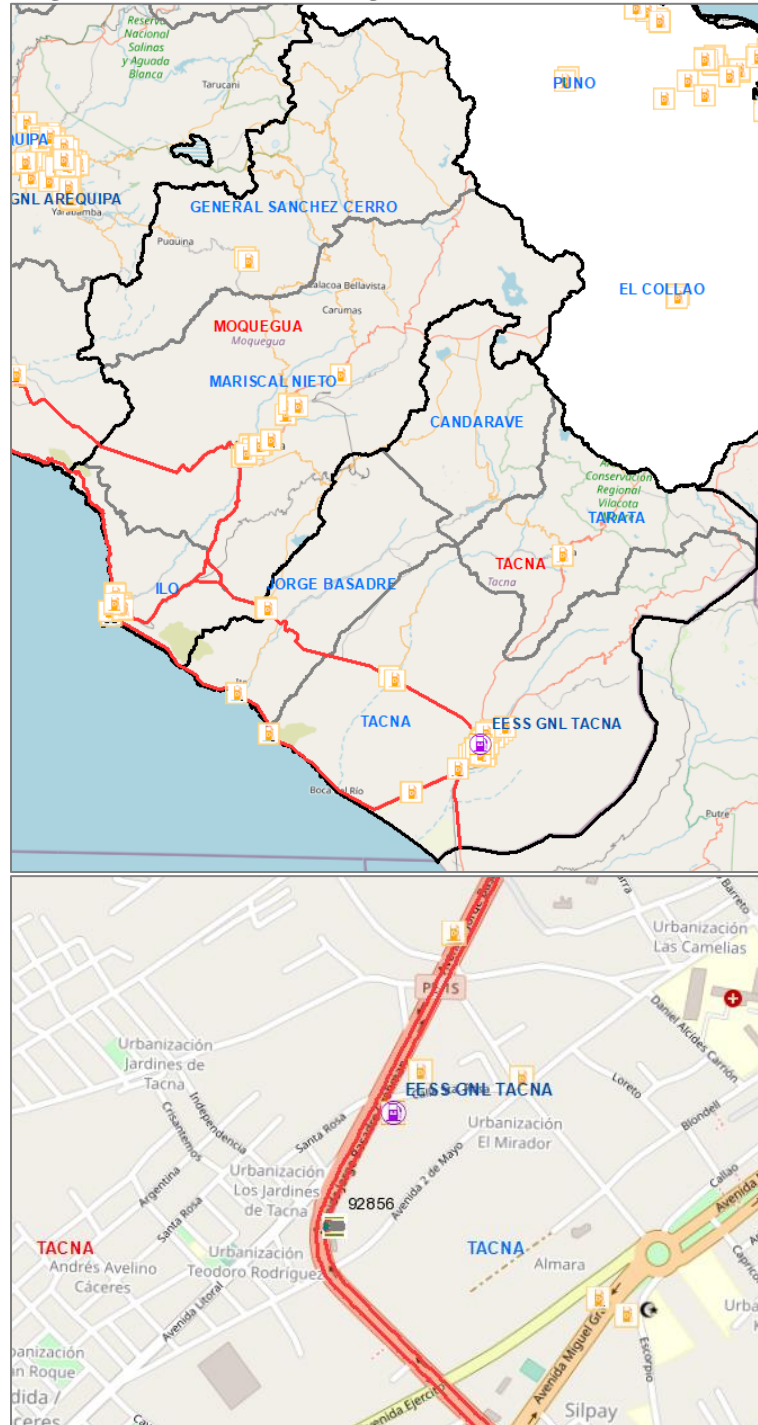


Elaboración: Autores de esta tesis

## **j) Tacna**

En el departamento de Tacna, se propone realizar la instalación de la EESS de GNL en la provincia y distrito de Tacna. Dicha construcción sería en una tercera etapa, posterior a la evaluación de nuestro proyecto, debido a que la economía fue afectada por la pandemia.

Figura 6.22. Ubicación estratégica de la EESS de GNL en Tacna



Elaboración: Autores de esta tesis

Para el caso de las estaciones con mayor demanda de diésel ubicados en los departamentos de Lima, Arequipa, Piura, Ica, Áncash, La Libertad y Lambayeque, se selecciona una estación con capacidad de 60 m<sup>3</sup> con una atención promedio de 120 camiones (capacidad de depósito del vehículo de 500 l).

Para el caso de las estaciones con menor demanda de diésel ubicados en los departamentos de Tumbes, Tacna y Moquegua, se selecciona una estación paquetizada con capacidad de 25 m<sup>3</sup> con una atención promedio de 50 camiones (capacidad de depósito del vehículo de 500 l).

Para el proyecto, se considera la construcción de cuatro (4) EESS de GNL en el departamento, provincia y distrito, respectivamente.

- La Libertad-Trujillo-Chepén.
- Lima-Huaral-Chancay.
- Ica-Ica-Subtanjalla.
- Arequipa-Arequipa-La Joya.

### **6.5. Consumo esperado en las EESS**

El potencial consumo de diésel a reducirse con la implementación de la presente investigación, se determina considerando una autonomía de 8.8 km por galón de diésel, según las entrevistas a profundidad de las comercializadoras de camiones de carga pesada. Además, se considera un recorrido diario por cada vehículo pesado de 500 km. Asimismo, se calcula el consumo de diésel equivalente para los vehículos de carga pesada, a fin de determinar el porcentaje de reducción de este combustible.

En la Tabla 6.6 se observa que la demanda de diésel del total de vehículos pesados que pasan por el corredor vial costero peruano de los cuatro (4) departamentos potenciales alcanza 35.6 MBDC al año 2032; no obstante, se observa que la demanda de diésel para las unidades convertidas a GNL totaliza en 3.7 MBDC, lo cual equivale una reducción de 10.39% para el mercado de vehículos pesados en los departamentos de interés, tal cual se observa en la Tabla 6.7.

También, tal como se menciona en capítulos anteriores, el Perú es deficitario de este combustible; por lo tanto, el proyecto contribuye a reducir las importaciones de diésel de bajo azufre.



**Tabla 6.6. Consumo de diésel equivalente al total de unidades de vehículos pesados, 2023-2032**  
(En MBDC)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	4.8	5.0	5.2	5.4	5.5	5.7	5.9	6.0	6.2	6.4
Ica	6.9	7.1	7.2	7.4	7.5	7.7	7.9	8.0	8.2	8.3
La Libertad	6.9	7.3	7.8	8.2	8.7	8.7	8.8	8.9	9.0	9.1
Lima	9.4	9.6	9.9	10.2	10.5	10.7	11.0	11.3	11.6	11.8
<b>MBPD diésel</b>	<b>28.0</b>	<b>29.1</b>	<b>30.1</b>	<b>31.1</b>	<b>32.2</b>	<b>32.9</b>	<b>33.6</b>	<b>34.3</b>	<b>34.9</b>	<b>35.6</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 6.7. Consumo de diésel equivalente a las unidades convertidas de GNL, 2023-2032**  
(En MBDC)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6
Ica	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
La Libertad	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
Lima	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	0.9	1.1	1.2
<b>MBPD diésel</b>	<b>0.3</b>	<b>0.6</b>	<b>0.9</b>	<b>1.3</b>	<b>1.7</b>	<b>2.1</b>	<b>2.5</b>	<b>2.9</b>	<b>3.3</b>	<b>3.7</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

Por otro lado, la demanda de diésel del total de vehículos pesados que se pronostica transitar por el corredor vial costero peruano de los cuatro (4) departamentos potenciales totaliza 172.8 MMPCD al año 2032; mientras que, la demanda de diésel para las unidades convertidas a GNL alcanza 17.7 MMPCD, de los cuales la EESS de Lima consume 5.8 MMPCD; la EESS de Ica, 4.4 MMPCD; la EESS de La Libertad, 4.4 MMPCD, y la EESS de Arequipa consume 3.1 MMPCD al año 2040 (ver Tablas 6.8 y 6.9).

**Tabla 6.8. Consumo de gas natural seco equivalente al total de unidades de vehículos pesados, 2023-2032**  
(En MMPCD)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	23.92	24.73	25.55	26.37	27.18	28.00	28.81	29.63	30.45	30.75
Ica	33.74	34.49	35.23	35.98	36.72	37.47	38.21	38.96	39.70	40.45
La Libertad	34.95	37.06	39.17	41.29	41.70	42.12	42.54	42.96	43.39	43.83
Lima	46.00	47.31	48.62	49.92	51.23	52.54	53.85	55.15	56.46	57.77
<b>MMPCD gas natural seco</b>	<b>138.6</b>	<b>143.6</b>	<b>148.6</b>	<b>153.6</b>	<b>156.8</b>	<b>160.1</b>	<b>163.4</b>	<b>166.7</b>	<b>170.0</b>	<b>172.8</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 6.9. Consumo de gas natural seco equivalente a las unidades convertidas de GNL, 2023-2032**  
(En MMPCD)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	0.24	0.49	0.77	1.05	1.36	1.68	2.02	2.37	2.74	3.08
Ica	0.35	0.73	1.12	1.55	1.99	2.46	2.95	3.47	3.94	4.42
La Libertad	0.35	0.74	1.18	1.65	2.08	2.53	2.98	3.44	3.91	4.38
Lima	0.46	0.95	1.46	2.00	2.56	3.15	3.77	4.41	5.08	5.78
<b>MMPCD gas natural seco</b>	<b>1.4</b>	<b>2.9</b>	<b>4.5</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>9.8</b>	<b>11.7</b>	<b>13.7</b>	<b>15.7</b>	<b>17.7</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

## CAPÍTULO VII. EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA

### 7.1. Ingresos y egresos por comercialización de GNL

En la evaluación económica, se determina los ingresos y egresos generados por la comercialización de GNL en las EESS propuestas para los vehículos de diésel que fueron reemplazados.

Como primer paso, se toma como referencia un consumo de 24.9 kg de GNL por cada 100 km de recorrido, valor que convertido a otras unidades equivale a un consumo de 1.41 MMBTU por cada 100 km de recorrido.

El segundo paso consiste en determinar el costo final de GNL para suministro a las EESS. Para ello, se toma como base la proyección del precio del GNL a ser ofrecido al usuario final en cada EESS hasta el año 2032 y el margen de ganancia en cada departamento, lo cual toma en cuenta el pliego tarifario de cada departamento de interés. En la Tabla 7.1, se observa márgenes más altos en los departamentos de Arequipa y La Libertad; mientras que, Lima alcanza el margen más bajo durante el periodo de evaluación.

**Tabla 7.1. Margen de ganancia en las EESS por departamento, 2023 - 2032**

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	50.4%	51.8%	52.3%	52.7%	52.4%	52.1%	51.4%	50.7%	49.5%	48.6%
Ica	42.4%	43.9%	44.3%	44.7%	44.2%	43.7%	42.8%	41.9%	40.5%	39.4%
La Libertad	50.8%	52.2%	52.6%	53.1%	52.7%	52.4%	51.7%	51.0%	49.8%	48.9%
Lima	28.4%	30.4%	31.1%	31.8%	31.3%	30.8%	29.8%	28.8%	27.1%	25.8%

Elaboración: Autores de esta tesis

Respecto al costo final del GNL en la EESS, se determina que Lima totaliza la tarifa más alta al año 2032 (23.1 US\$/MMBTU); mientras que, la tarifa más baja se registra en Arequipa (16.1 US\$/MMBTU), tal cual se visualiza en la Tabla 7.2.

**Tabla 7.2. Costo final del GNL en las EESS por departamento, 2023-2032 (En US\$/MMBTU)**

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	10.4	10.9	11.4	12.0	12.6	13.2	13.9	14.6	15.3	16.1
Ica	12.0	12.6	13.2	13.9	14.6	15.3	16.1	16.9	17.7	18.6
La Libertad	10.5	11.0	11.5	12.1	12.7	13.4	14.0	14.7	15.5	16.2
Lima	14.9	15.6	16.4	17.2	18.1	19.0	19.9	20.9	22.0	23.1

Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, para cuantificar el consumo final de cada vehículo pesado, se considera que cada vehículo de carga pesada recorre por autonomía 500 km diarios. Con toda la información señalada anteriormente, se elabora el esquema de ingresos y egresos

referidos a la molécula de GNL en el horizonte de evaluación de diez (10) años, el cual presenta la misma proporción por departamento mostrado en el costo final de GNL en cada EESS: i) 39.7% corresponde a Lima; ii) 24.4%, a Ica; iii) 21.2%, a La Libertad, y iv) Arequipa, 14.7%. Finalmente, se estima un ingreso total de US\$ 199.9 millones y un costo total de GNL de US\$ 121.9 millones al año 2032 (ver Tabla 7.3).

**Tabla 7.3. Ingresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2023-2027**  
(En US\$)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027
Arequipa	1,813,226	4,051,574	6,655,387	9,711,197	13,049,607
Ica	2,652,874	5,904,438	9,668,765	14,065,635	18,855,800
La Libertad	2,701,289	6,185,423	10,390,941	15,478,629	20,371,280
Lima	3,469,923	7,709,409	12,595,942	18,288,320	24,459,702
<b>Ingreso total GNL</b>	<b>10,637,312</b>	<b>23,850,844</b>	<b>39,311,034</b>	<b>57,543,781</b>	<b>76,736,388</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 7.4. Ingresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2028-2032**  
(En US\$)

Ubicación estación de servicio	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	16,812,950	20,887,931	25,425,352	30,154,717	34,914,819
Ica	24,237,068	30,053,112	36,512,504	42,522,270	49,175,353
La Libertad	25,728,937	31,362,688	37,486,453	43,696,690	50,583,643
Lima	31,373,219	38,812,221	47,053,416	55,598,589	65,207,781
<b>Ingreso total GNL</b>	<b>98,152,173</b>	<b>121,115,952</b>	<b>146,477,725</b>	<b>171,972,265</b>	<b>199,881,596</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 7.5. Egresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2023-2027**  
(En US\$)

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027
Arequipa	899,086	1,952,510	3,176,677	4,589,413	6,210,065
Ica	1,527,716	3,315,037	5,389,446	7,780,792	10,521,473
La Libertad	1,327,976	2,957,121	4,922,653	7,262,976	9,627,982
Lima	2,483,037	5,362,538	8,679,352	12,477,787	16,805,883
<b>Costo total GNL</b>	<b>6,237,815</b>	<b>13,587,207</b>	<b>22,168,128</b>	<b>32,110,969</b>	<b>43,165,403</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 7.6. Egresos totales por comercialización de GNL en EESS, 2028-2032**  
(En US\$)

Ubicación estación de servicio	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	8,059,622	10,160,838	12,538,368	15,218,905	17,932,943
Ica	13,646,626	17,194,340	21,205,876	25,299,935	29,811,757
La Libertad	12,252,570	15,159,492	18,373,304	21,920,500	25,829,656
Lima	21,715,684	27,263,546	33,510,455	40,522,373	48,370,608
<b>Costo total GNL</b>	<b>55,674,502</b>	<b>69,778,216</b>	<b>85,628,002</b>	<b>102,961,714</b>	<b>121,944,964</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

## 7.2. Rentabilidad de las EESS

Para determinar la rentabilidad de las EESS, se considera los cálculos siguientes:

- a) La tasa de descuento<sup>52</sup> se estima a través del Modelo Principal de Valoración de Activos (CAPM por sus siglas en inglés). Para determinar el modelo CAPM, en el escenario esperado se utilizó la fórmula siguiente:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) + R_p$$

Donde:

$R_f$ : Para el cálculo de la tasa libre de riesgo, se toma el promedio aritmético de la serie histórica 1928-2020 de los U.S. T Bond.

$\beta$ : Para el cálculo del beta, se toma el beta apalancado del sector distribución de gas natural de los mercados emergentes.

$R_m$ : Para el cálculo del rendimiento de mercado, se toma el promedio aritmético de la serie histórica 1928-2020 del índice Standard & Poor's 500.

$R_p$ : Para el cálculo del riesgo país, se toma el EMBIG-Diferencial de Rendimientos del Índice de Bonos de Mercados Emergentes de Perú publicado por el BCRP.

**Tabla 7.7. Cálculo de la tasa de descuento mediante el modelo CAPM**

Parámetros		Valores
Tasa libre de riesgo	Rf	5.21%
Beta	B	1.18
Rendimiento de mercado	Rm	11.64%
Riesgo país	Rp	1.32%
<b>Tasa de descuento</b>		<b>14.11%</b>

Fuente: Damodaran, 2021 y BCRP, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

- b) Se determina un CAPEX de US\$ 8.8 millones correspondiente a cuatro (4) EESS de GNL para dos (2) isletas, tal cual se visualiza en la Tabla 7.8.

<sup>52</sup> Para el escenario optimista, los autores de esta tesis calculan que la tasa de descuento totalizaría 17.74% con el modelo CAPM. Los parámetros definidos fueron: i) tasa libre de riesgo (4.99%); ii) beta de los mercados emergentes (1.18); iii) rendimiento de mercado (14.38%), y iv) riesgo país (1.67%) para un horizonte de evaluación del periodo 2010-2020.

**Tabla 7.8. CAPEX de la EESS de GNL con dos isletas**

Item	Artículo	Costo final (US\$)
<b>1</b>	<b>ALCANCE DEL TRABAJO Y SERVICIOS</b>	<b>95,000</b>
1.1	INGENIERIA Y PROCEDIMIENTOS	95,000
<b>2</b>	<b>SISTEMA ELÉCTRICO, CONTROL Y TELECOMANDO</b>	<b>120,051</b>
2.1	SISTEMA ELECTRICO	104,073
2.2	SISTEMA DE CONTROL	7,345
2.3	TELECOMANDO	723
2.4	SISTEMA DE PAGO	7,910
<b>3</b>	<b>INSTALACIONES AUXILIARES</b>	<b>29,832</b>
3.1	VENTILACIONES Y REJILLAS DE DRENAJE	8,249
3.2	AIRE COMPRIMIDO	9,944
3.3	INSTALACIONES DE LUCHA CONTRA INCENDIOS	3,955
3.4	SEGURIDAD DE PROPIEDAD	3,955
3.5	AGUA PARA SERVICIOS	3,729
<b>4</b>	<b>OBRAS Y ESTRUCTURAS CIVILES</b>	<b>1,142,630</b>
4.1	OBRAS CIVILES EN TERRENO	653,958
4.2	ESTRUCTURAS	488,673
<b>5</b>	<b>ALMACENAMIENTO DE GNL</b>	<b>622,600</b>
5.1	TANQUE DE GNL	600,000
5.2	DESCARGA DE TANQUE	22,600
<b>6</b>	<b>SISTEMA DE GNL</b>	<b>71,755</b>
6.1	BOMBA CENTRÍFUGA	62,150
6.2	ACONDICIONADORES DE GNL	9,605
<b>7</b>	<b>DISPENSADORES</b>	<b>109,933</b>
7.1	DISPENSADORES DE GNL	109,933
<b>COSTO TOTAL</b>		<b>2,191,802</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

- c) Se determina un OPEX<sup>53</sup> de US\$ 3.2 millones para las cuatro (4) EESS de GNL durante el periodo 2023-2032.

En la Tabla 7.9, se muestra el flujo de caja del proyecto y los indicadores de rentabilidad de la inversión, lo cual resulta un proyecto rentable puesto que se obtiene una TIR de 70.15%, superior en más de cuatro (4) veces la tasa de descuento estimada de 14.11% en el escenario esperado. Además, el VAN del proyecto totaliza US\$ 74.3 millones. Finalmente, respecto al periodo de recupero, se evidencia que luego de cuatro (4) años de haber realizado la inversión, se recupera la totalidad; en otras palabras, ello permite que el proyecto sea atractivo a los inversionistas.

<sup>53</sup> Ver Anexo VII.

**Tabla 7.9. Rentabilidad de instalar cuatro EESS de GNL**

<b>Inversión Total</b>	<b>8.77</b>			<b>Nº estaciones</b>	<b>4</b>							
<b>Tasa i =</b>	<b>14.11%</b>					<b>Util 10%</b>	<b>30%</b>					
	<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Depreciación</b>	<b>UBruta</b>	<b>Reparto</b>	<b>Imp. Renta</b>	<b>UN</b>	<b>FNF</b>	<b>FNF al año 0</b>	<b>PRI (suma = 0)</b>
<b>2021</b>	0	3.56							0.00	-3.56	-3.56	-3.6
<b>2022</b>	1	5.21							0.00	-5.21	-4.56	-8.1
<b>2023</b>	2	0.00	10.64	7.33	0.88	2.43	0.24	0.64	1.54	2.42	1.86	-6.3
<b>2024</b>	3	0.93	23.85	14.74	0.97	7.21	0.72	1.91	4.58	5.54	3.73	-2.5
<b>2025</b>	4	1.86	39.31	23.39	1.16	12.90	1.29	3.43	8.19	9.34	5.51	3.0
<b>2026</b>	5	1.86	57.54	33.40	1.34	20.94	2.09	5.56	13.29	14.63	7.56	10.5
<b>2027</b>	6	2.79	76.74	44.72	1.62	27.60	2.76	7.33	17.51	19.13	8.67	19.2
<b>2028</b>	7	0.93	98.15	57.03	1.71	38.47	3.85	10.22	24.41	26.13	10.37	29.6
<b>2029</b>	8	2.79	121.12	71.14	1.99	45.19	4.52	12.00	28.68	30.67	10.67	40.2
<b>2030</b>	9	1.86	146.48	86.99	2.18	55.45	5.55	14.72	35.18	37.36	11.39	51.6
<b>2031</b>	10	1.86	171.97	104.32	2.37	63.43	6.34	16.84	40.24	42.61	11.38	63.0
<b>2032</b>	11	1.86	199.88	123.50	2.55	71.97	7.20	19.11	45.66	48.21	11.29	74.3
<b>Nota: Moneda: MUSS</b>										<b>VAN</b>	<b>74.30</b>	
										<b>TIR</b>	<b>70.15%</b>	
										<b>PRI</b>	<b>3.46</b>	

Elaboración: Autores de esta tesis

Además, se calcula la cantidad mínima de vehículos necesaria en las EESS para que sea rentable. En la EESS de Arequipa, se necesita una cantidad mínima de 27 vehículos al día; es decir, un flujo vehicular mínimo de 9,747 vehículos al año para que genere rentabilidad (ver Tabla 7.10).

**Tabla 7.10. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de Arequipa**

Inversión Total		2.19											
Flujo vehicular		9,747											
Cant. Vehículos al día		27											
Tasa i =		14.11%											
Año	Inversión	Ingresos	Egresos	Depreciación	UBruta	10%		30%		UN	FNF	FNF al año 0	PRI (suma = 0)
						Reparto Utilidades	Imp. Renta	Reparto Utilidades	Imp. Renta				
2021	0	0.89								0.00	-0.89	-0.89	-0.9
2022	1	1.30								0.00	-1.30	-1.14	-2.0
2023	2		1.44	0.99	0.22	0.23	0.02	0.06		0.15	0.37	0.28	-1.7
2024	3		1.55	1.04	0.22	0.30	0.03	0.08		0.19	0.41	0.27	-1.5
2025	4		1.65	1.09	0.22	0.34	0.03	0.09		0.21	0.43	0.26	-1.2
2026	5		1.75	1.15	0.22	0.38	0.04	0.10		0.24	0.46	0.24	-1.0
2027	6		1.82	1.26	0.22	0.35	0.03	0.09		0.22	0.44	0.20	-0.8
2028	7		1.90	1.25	0.22	0.43	0.04	0.11		0.27	0.49	0.20	-0.6
2029	8		1.96	1.29	0.22	0.45	0.04	0.12		0.29	0.50	0.18	-0.4
2030	9		2.03	1.34	0.22	0.47	0.05	0.13		0.30	0.52	0.16	-0.3
2031	10		2.09	1.39	0.22	0.47	0.05	0.13		0.30	0.52	0.14	-0.1
2032	11		2.15	1.50	0.22	0.44	0.04	0.12		0.28	0.50	0.12	-0.0

Nota: Moneda: MUS\$

VAN	-0
TIR	14.11%
PRI	10 años

Elaboración: Autores de esta tesis



En la EESS de La Libertad, se necesita una cantidad mínima de 26 vehículos al día; es decir, un flujo vehicular mínimo de 9,512 vehículos al año para que genere rentabilidad (ver Tabla 7.11).

**Tabla 7.11. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de La Libertad**

Inversión Total		2.19											
Flujo vehicular		9,512											
Cant. Vehículos al día		26											
Tasa i =		14.11%											
								10%	30%				
Año		Inversión	Ingresos	Egresos	Depreciación	UBruta	Reparto Útildades	Imp. Renta	UN	FNF	FNF al año 0	PRI (suma = 0)	
2021	0	0.89							0.00	-0.89	-0.89	-0.9	
2022	1	1.30							0.00	-1.30	-1.14	-2.0	
2023	2		1.43	0.98	0.22	0.23	0.02	0.06	0.15	0.37	0.28	-1.7	
2024	3		1.54	1.03	0.22	0.30	0.03	0.08	0.19	0.41	0.27	-1.5	
2025	4		1.64	1.08	0.22	0.34	0.03	0.09	0.21	0.43	0.26	-1.2	
2026	5		1.73	1.14	0.22	0.38	0.04	0.10	0.24	0.46	0.24	-1.0	
2027	6		1.81	1.24	0.22	0.34	0.03	0.09	0.22	0.44	0.20	-0.8	
2028	7		1.88	1.24	0.22	0.43	0.04	0.11	0.27	0.49	0.19	-0.6	
2029	8		1.95	1.28	0.22	0.45	0.04	0.12	0.28	0.50	0.18	-0.4	
2030	9		2.02	1.33	0.22	0.47	0.05	0.12	0.30	0.52	0.16	-0.3	
2031	10		2.07	1.38	0.22	0.47	0.05	0.13	0.30	0.52	0.14	-0.1	
2032	11		2.14	1.48	0.22	0.44	0.04	0.12	0.28	0.50	0.12	0.0	

Nota: Moneda: MUS\$

VAN	0
TIR	14.11%
PRI	10 años

Elaboración: Autores de esta tesis

En la EESS de Lima, se necesita una cantidad mínima de 46 vehículos al día; es decir, un flujo vehicular mínimo de 16,895 vehículos al año para que genere rentabilidad (ver Tabla 7.12).

**Tabla 7.12. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de Lima**

Inversión Total		2.19											
Flujo vehicular		16,895											
Cant. Vehículos al día		46											
Tasa i =		14.11%											
								10%	30%				
Año	Inversión	Ingresos	Egresos	Depreciación	UBruta	Reparto Utilidades	Imp. Renta	UN	FNF	FNF al año 0	PRI (suma = 0)		
2021	0	0.89						0.00	-0.89	-0.89	-0.9		
2022	1	1.30						0.00	-1.30	-1.14	-2.0		
2023	2		2.48	2.05	0.22	0.21	0.02	0.06	0.13	0.35	0.27	-1.8	
2024	3		2.68	2.15	0.22	0.31	0.03	0.08	0.20	0.41	0.28	-1.5	
2025	4		2.84	2.26	0.22	0.36	0.04	0.10	0.23	0.45	0.26	-1.2	
2026	5		3.01	2.38	0.22	0.41	0.04	0.11	0.26	0.48	0.25	-1.0	
2027	6		3.14	2.55	0.22	0.37	0.04	0.10	0.24	0.46	0.21	-0.8	
2028	7		3.27	2.60	0.22	0.45	0.04	0.12	0.28	0.50	0.20	-0.6	
2029	8		3.38	2.72	0.22	0.45	0.04	0.12	0.28	0.50	0.18	-0.4	
2030	9		3.50	2.84	0.22	0.45	0.04	0.12	0.29	0.50	0.15	-0.2	
2031	10		3.60	2.96	0.22	0.42	0.04	0.11	0.26	0.48	0.13	-0.1	
2032	11		3.71	3.14	0.22	0.35	0.03	0.09	0.22	0.44	0.10	0.0	

**Nota: Moneda: MUSS**

<b>VAN</b>	0.0
<b>TIR</b>	14.11%
<b>PRI</b>	10 años

Elaboración: Autores de esta tesis

En la EESS de Ica, se necesita una cantidad mínima de 32 vehículos al día; es decir, un flujo vehicular mínimo de 11,776 vehículos al año para que genere rentabilidad (ver Tabla 7.13).

**Tabla 7.13. Cantidad mínima de vehículos en la EESS de Ica**

Inversión Total		2.19											
Flujo vehicular		11,776											
Cant. Vehículos al día		32											
Tasa i =		14.11%											
								10%	30%				
Año	Inversión	Ingresos	Egresos	Depreciación	UBruta	Reparto Utilidades	Imp. Renta	UN	FNF	FNF al año 0	PRI (suma = 0)		
2021	0	0.89						0.00	-0.89	-0.89	-0.9		
2022	1	1.30						0.00	-1.30	-1.14	-2.0		
2023	2		1.73	1.27	0.22	0.24	0.02	0.06	0.15	0.37	0.29	-1.7	
2024	3		1.86	1.33	0.22	0.31	0.03	0.08	0.20	0.42	0.28	-1.5	
2025	4		1.97	1.40	0.22	0.35	0.03	0.09	0.22	0.44	0.26	-1.2	
2026	5		2.08	1.48	0.22	0.39	0.04	0.10	0.25	0.47	0.24	-1.0	
2027	6		2.17	1.60	0.22	0.35	0.03	0.09	0.22	0.44	0.20	-0.8	
2028	7		2.26	1.61	0.22	0.43	0.04	0.11	0.27	0.49	0.19	-0.6	
2029	8		2.33	1.67	0.22	0.44	0.04	0.12	0.28	0.50	0.17	-0.4	
2030	9		2.41	1.74	0.22	0.45	0.05	0.12	0.29	0.51	0.15	-0.2	
2031	10		2.47	1.81	0.22	0.44	0.04	0.12	0.28	0.50	0.13	-0.1	
2032	11		2.55	1.93	0.22	0.39	0.04	0.10	0.25	0.47	0.11	-0.0	

**Nota: Moneda: MUSS**

<b>VAN</b>	-0
<b>TIR</b>	14.11%
<b>PRI</b>	10 años

Elaboración: Autores de esta tesis

### 7.3. Rentabilidad del transportista

Para determinar la rentabilidad del transportista, se considera los cálculos siguientes:

- a) La tasa de descuento<sup>54</sup> se estima a través del Modelo Principal de Valoración de Activos (CAPM por sus siglas en inglés).

**Tabla 7.14. Cálculo de la tasa de descuento con el modelo CAPM**

Parámetros		Valores
Tasa libre de riesgo	Rf	5.21%
Beta	B	1.01
Rendimiento de mercado	Rm	11.64%
Riesgo país	Rp	1.32%
<b>Tasa de descuento</b>		<b>13.03%</b>

Fuente: Damodaran, 2021 y BCRP, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

- b) Se determina un CAPEX de US\$ 100,000 correspondiente a un (1) vehículo de carga pesada con tecnología diésel y US\$ 130,000 correspondiente a un (1) vehículo de carga pesada con tecnología GNL.
- c) Se determina un OPEX<sup>55</sup> de US\$ 91,057 para un (1) vehículo de carga pesada con tecnología diésel y US\$ 92,427 para un (1) vehículo de carga pesada con tecnología GNL, durante el periodo 2023-2032.

En las Tablas 7.15 y 7.16, se muestra el flujo de caja del transportista y los indicadores de rentabilidad de la inversión, lo cual resulta un proyecto rentable puesto que se obtiene una TIR de 35.02% para los vehículos con tecnología diésel y 35.96% para los vehículos con tecnología GNL, superior en más de dos (2) veces la tasa de descuento estimada de 13.03% en el escenario esperado. Además, el VAN del proyecto totaliza US\$ 86.8 mil para los vehículos con tecnología diésel y US\$ 122.3 mil para los vehículos con tecnología GNL. Finalmente, respecto al periodo de recupero, se evidencia que luego de tres (3) años de haber realizado la inversión, se recupera la totalidad; en otras palabras, ello permite que el proyecto sea atractivo a los inversionistas.

---

<sup>54</sup> Para el escenario optimista, los autores de esta tesis calculan que la tasa de descuento totalizaría 16.16% con el modelo CAPM. Los parámetros definidos fueron: i) tasa libre de riesgo (4.99%); ii) beta de los mercados emergentes (1.01); iii) rendimiento de mercado (14.38%), y iv) riesgo país (1.67%) para un horizonte de evaluación del periodo 2010-2020.

<sup>55</sup> Ver Anexo VII.

**Tabla 7.15. Rentabilidad del transportista por uso de vehículos a diésel**

<b>Inversión Total</b>	<b>8.77</b>												
<b>Tasa i =</b>	<b>13.03%</b>												
								<b>Útil 10%</b>	<b>30%</b>				
	<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Depreciación</b>	<b>UBruta</b>	<b>Reparto</b>	<b>Imp. Renta</b>	<b>UN</b>	<b>FNF</b>	<b>FNF al año 0</b>	<b>PRI (suma = 0)</b>	
<b>2022</b>	0	100.00							0.00	-100.00	-100.00	-100.0	
<b>2023</b>	1	0.00	226.42	165.55	10.00	50.86	5.09	13.50	32.27	42.27	37.40	-62.6	
<b>2024</b>	2	0.00	226.42	170.02	10.00	46.39	4.64	12.32	29.44	39.44	30.87	-31.7	
<b>2025</b>	3	0.00	226.42	173.63	10.00	42.79	4.28	11.36	27.15	37.15	25.73	-6.0	
<b>2026</b>	4	0.00	226.42	177.48	10.00	38.93	3.89	10.34	24.70	34.70	21.26	15.3	
<b>2027</b>	5	0.00	226.42	180.37	10.00	36.04	3.60	9.57	22.87	32.87	17.82	33.1	
<b>2028</b>	6	0.00	226.42	183.35	10.00	33.06	3.31	8.78	20.98	30.98	14.86	47.9	
<b>2029</b>	7	0.00	226.42	185.90	10.00	30.51	3.05	8.10	19.36	29.36	12.46	60.4	
<b>2030</b>	8	0.00	226.42	188.61	10.00	27.80	2.78	7.38	17.64	27.64	10.38	70.8	
<b>2031</b>	9	0.00	226.42	190.66	10.00	25.75	2.58	6.84	16.34	26.34	8.75	79.5	
<b>2032</b>	10	0.00	226.42	193.22	10.00	23.19	2.32	6.16	14.72	24.72	7.26	86.8	

**Nota: Moneda: MUSS**

<b>VAN</b>	<b>86.8</b>
<b>TIR</b>	<b>35.02%</b>
<b>PRI</b>	<b>3.28</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 7.16. Rentabilidad del transportista por uso de vehículos a GNL**

<b>Inversión Total</b>	<b>8.77</b>												
<b>Tasa i =</b>	<b>13.03%</b>												
								<b>Util 10%</b>	<b>30%</b>				
	<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Depreciación</b>	<b>UBruta</b>	<b>Reparto</b>	<b>Imp. Renta</b>	<b>UN</b>	<b>FNF</b>	<b>FNF al año 0</b>	<b>PRI (suma = 0)</b>	
<b>2022</b>	0	130.00							0.00	-130.00	-130.00	-130.0	
<b>2023</b>	1	0.00	226.42	148.23	13.00	65.19	6.52	17.31	41.36	54.36	48.09	-81.9	
<b>2024</b>	2	0.00	226.42	152.70	13.00	60.72	6.07	16.12	38.52	51.52	40.33	-41.6	
<b>2025</b>	3	0.00	226.42	156.31	13.00	57.11	5.71	15.16	36.23	49.23	34.10	-7.5	
<b>2026</b>	4	0.00	226.42	160.16	13.00	53.25	5.33	14.14	33.79	46.79	28.67	21.2	
<b>2027</b>	5	0.00	226.42	163.05	13.00	50.36	5.04	13.37	31.96	44.96	24.37	45.6	
<b>2028</b>	6	0.00	226.42	166.03	13.00	47.38	4.74	12.58	30.06	43.06	20.65	66.2	
<b>2029</b>	7	0.00	226.42	168.58	13.00	44.83	4.48	11.90	28.45	41.45	17.59	83.8	
<b>2030</b>	8	0.00	226.42	171.29	13.00	42.12	4.21	11.18	26.73	39.73	14.91	98.7	
<b>2031</b>	9	0.00	226.42	173.34	13.00	40.07	4.01	10.64	25.43	38.43	12.76	111.5	
<b>2032</b>	10	0.00	226.42	175.90	13.00	37.51	3.75	9.96	23.80	36.80	10.82	122.3	

**Nota: Moneda: MUSS**

<b>VAN</b>	<b>122.3</b>
<b>TIR</b>	<b>35.96%</b>
<b>PRI</b>	<b>3.26</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

Asimismo, se analiza los costos diferenciales del vehículo de carga pesada con tecnologías diésel y GNL, para calcular la rentabilidad del transportista por el reemplazo del vehículo pesado a GNL, siendo las premisas siguientes:

En primer lugar, el costo de un camión nuevo a diésel varía según la marca<sup>56</sup> del vehículo, el cual se encuentra entre US\$ 70,000 y US\$ 150,000.

En segundo lugar, el costo de un camión de GNL es US\$ 30,000 a US\$ 40,000 mayor que un camión a diésel, el cual oscila entre US\$ 100,000 a US\$ 190,000.

En tercer lugar, se determina un precio promedio de un vehículo a diésel de US\$ 100,000 y un vehículo a GNL de US\$ 130,000, el cual resulta como diferencia US\$ 30,000 entre ambas tecnologías.

En cuarto lugar, el costo de un bus interprovincial a diésel ensamblado en Modasa es US\$ 160,000 aproximadamente; mientras que, el costo de un bus interprovincial a GNL es US\$ 195,000 aproximadamente, el cual totaliza como diferencia US\$ 35,000 entre ambas tecnologías (Rubio, 2020).

En quinto lugar, se considera un costo de mantenimiento de 0.08 US\$/km para vehículos a diésel; mientras que, para un vehículo a GNL, un diferencial de costo de mantenimiento de 10% entre ambas tecnologías; es decir, 0.088 US\$/km.

En sexto lugar, se toma como referencia un recorrido de 15,000 km/mes o su equivalente 180,000 km/año para un vehículo de carga pesada; mientras que, para un bus interprovincial, 20,000 km/mes o su equivalente 240,000 km/año.

En séptimo lugar, el costo de un bus interprovincial a diésel es US\$ 160,000 aproximadamente y el costo de uno a gas se encuentra entre US\$ 180,000 y US\$ 185,000; mientras que, a GNL sería un US\$ 30,000 más caro.

En octavo lugar, el tiempo atractivo de recuperación de la inversión para un transportista debe ser cercano a los dos (2) años (Landeo, 2020; Rubio, 2020 y Lozada, 2020).

---

<sup>56</sup> El costo inicial aproximado de un vehículo según su origen chino es US\$ 70,000; origen americano, US\$ 110,000, y origen europeo, US\$ 125,000 (Guevara, 2020).

Finalmente, se calcula el precio de venta al público máximo posible por cobrar en la EESS, el cual resulta de 17.2 US\$/MMBTU con un margen de 6.5 US\$/MMBTU (27.36%). Además, con un diferencial de precios de 7.0 US\$/MMBTU, el margen totaliza 29.62%. Por lo tanto, la recuperación de la inversión para el transportista calculado es a los 2.3 años, tal cual se observa en la Tabla 7.17.

**Tabla 7.17. Rentabilidad del transportista por reemplazo de vehículos a GNL**

Descripción	Diésel	GNL	Diferencia	Margen
Precio del vehículo	\$ 100,000	\$ 130,000	-\$30,000	
Mantenimiento (US\$/km)	0.080 US\$/km	0.088 US\$/km	-0.008 US\$/km	
Recorrido anual	180,000 km	180,000 km		
Rendimiento Combustible	8.8 km/gal	1.46 km/lt		
Volumen de combustible	20,454.5 gal	123,287.7 lt		
Equivalencia energía	2,680.2 MMBTU			
Precio del combustible (sin IGV)	23.7 US\$/MMBTU			
<b>Pto equilibrio Año 2 - Precio máximo posible</b>		<b>17.2 US\$/MMBTU</b>	<b>6.5 US\$/MMBTU</b>	<b>27.36%</b>
<b>Precio objetivo</b>		<b>16.7 US\$/MMBTU</b>	<b>7.0 US\$/MMBTU</b>	<b>29.62%</b>

	Inversión	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Inversión diferencial</b>	\$ -30,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Egresos</b>	0	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440
<b>Ingresos</b>	0	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761	\$ 18,761
<b>Ingr-Gastos</b>	\$ -30,000	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321	\$ 17,321
<b>Depreciación</b>	0	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000
<b>UT Bruta</b>	\$ -30,000	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321	\$ 20,321
<b>Utilidades</b>	0	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032	\$ 2,032
<b>Imp. Renta</b>	0	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395	\$ 5,395
<b>UT Neta</b>	0	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894	\$ 12,894
<b>FNF</b>	\$ -30,000	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894	\$ 15,894
<b>Total año 0</b>	\$ -30,000	\$ 14,062	\$ 12,441	\$ 11,007	\$ 9,738	\$ 8,616	\$ 7,623	\$ 6,744	\$ 5,967	\$ 5,279	\$ 4,671
<b>Acumulado</b>		\$ -15,938	\$ -3,497	\$ 7,510	\$ 17,249	\$ 25,865	\$ 33,488	\$ 40,232	\$ 46,199	\$ 51,478	\$ 56,149

<b>Td</b>	13.03%
<b>VAN</b>	56,149
<b>TIR</b>	52.18%
<b>PRI</b>	2.3 años

Elaboración: Autores de esta tesis



#### 7.4. Análisis de sensibilidad

Un aspecto importante que debe ser considerado en la evaluación de proyectos es el riesgo de la inversión, ya que depende la toma de decisión de realizar la inversión o no. Para este análisis se utiliza la herramienta informática @RISK versión 8.0, la cual permite realizar la simulación de Montecarlo para determinar diferentes escenarios de probabilidad que sirvan de referencia para el análisis propuesto.

En el estudio propuesto, se determina el efecto ante el cambio de los tres (3) parámetros con mayor volatilidad del mercado: i) la tasa de descuento estimada; ii) el CAPEX, y iii) el precio del GNL en la EESS para el usuario final. Como primer paso, se consideran los valores mínimos de estos parámetros, siendo el equivalente al 80% del valor esperado. De igual manera, para el valor máximo se considera el equivalente al 120% del valor esperado (ver Tabla 7.18). Para el caso del precio del GNL, los precios mínimos y máximos se observan en las Tablas 7.19 y 7.20.

**Tabla 7.18. Data de entrada de valores esperados, mínimos y máximos en el @RISK**

Descripción	Tasa de descuento (%)	CAPEX (MUS\$)
Valor esperado	14.11%	8.77
Mínimo (80%)	11.29%	7.01
Máximo (120%)	16.93%	10.52

Elaboración: Autores de esta tesis

**Tabla 7.19. Precio mínimo de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 (En US\$/MMBTU)**

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	16.7	18.1	19.2	20.3	21.2	22.1	22.8	23.7	24.3	25.0
Ica	16.6	17.9	19.0	20.1	20.9	21.7	22.5	23.2	23.8	24.5
La Libertad	17.0	18.4	19.5	20.7	21.5	22.5	23.2	24.1	24.7	25.5
Lima	16.6	18.0	19.0	20.2	21.1	21.9	22.7	23.5	24.1	24.9

Elaboración: Autores de esta tesis

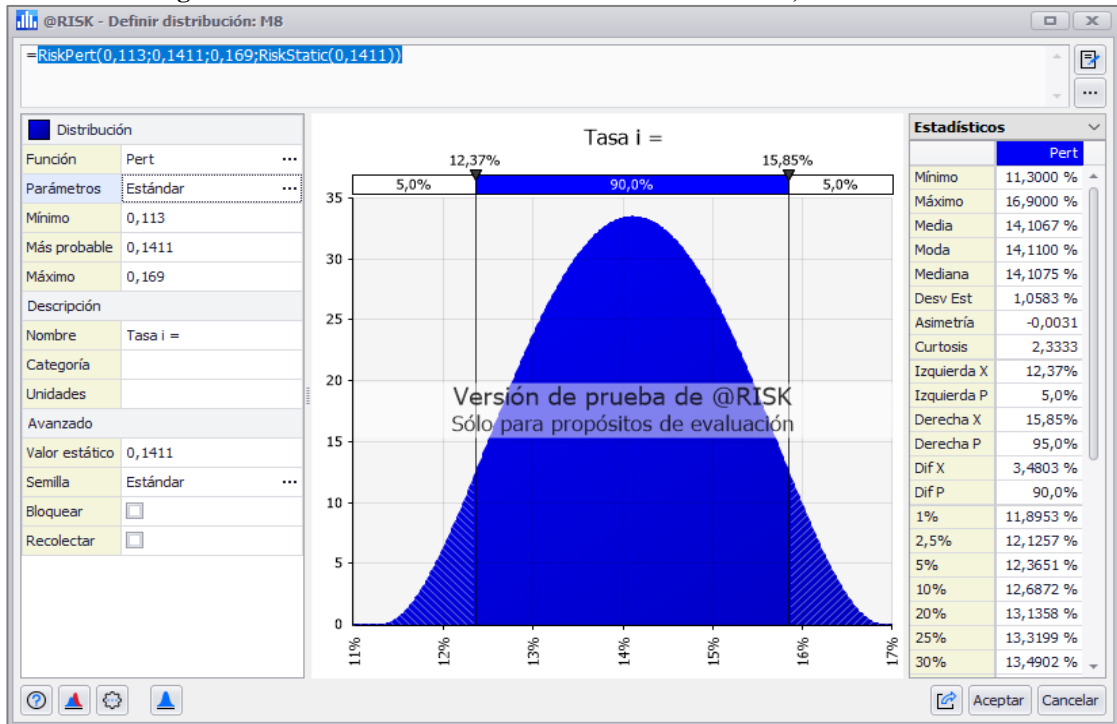
**Tabla 7.20. Precio máximo de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 (En US\$/MMBTU)**

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	25.1	27.1	28.7	30.5	31.8	33.1	34.3	35.5	36.4	37.6
Ica	25.0	26.9	28.4	30.1	31.3	32.6	33.7	34.8	35.7	36.8
La Libertad	25.6	27.6	29.2	31.0	32.3	33.7	34.8	36.1	37.0	38.2
Lima	25.0	27.0	28.6	30.3	31.6	32.9	34.1	35.3	36.2	37.3

Elaboración: Autores de esta tesis

En segundo lugar, se selecciona el modelo de distribución de PERT<sup>57</sup> antes de ingresar los valores anteriores en el software, debido a que es el más apropiado cuando se tienen valores mínimos, máximos y esperados, porque realiza una distribución similar a la triangular. Una vez que la data es cargada, el software realiza la distribución antes mencionada (ver Figuras 7.1 y 7.2).

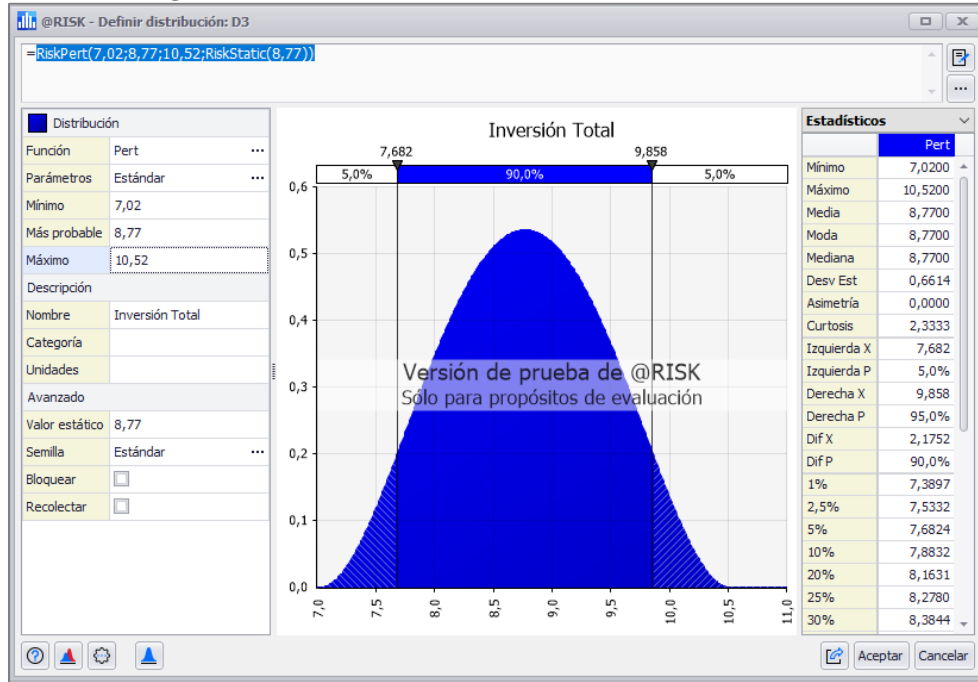
**Figura 7.1. Distribución de datos en la tasa de descuento, modelo PERT**



Elaboración: Autores de esta tesis

<sup>57</sup> Acrónimo en idioma inglés de Program Evaluation and Review Technique (Programa de Evaluación y Revisión Técnica traducido al español).

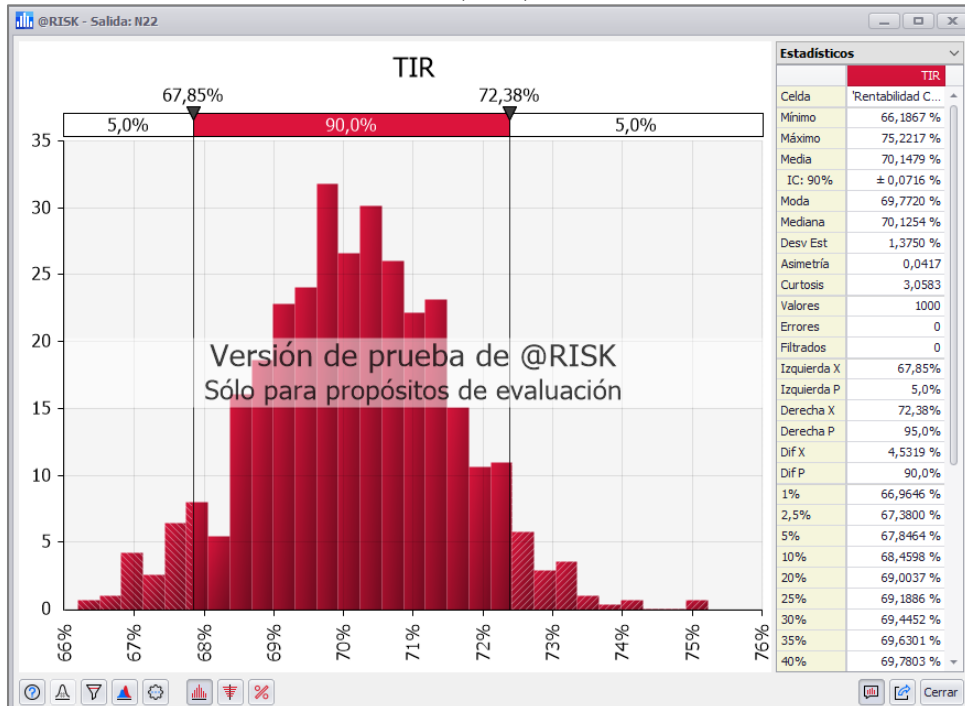
**Figura 7.2. Distribución de datos en el CAPEX, modelo PERT**



Elaboración: Autores de esta tesis

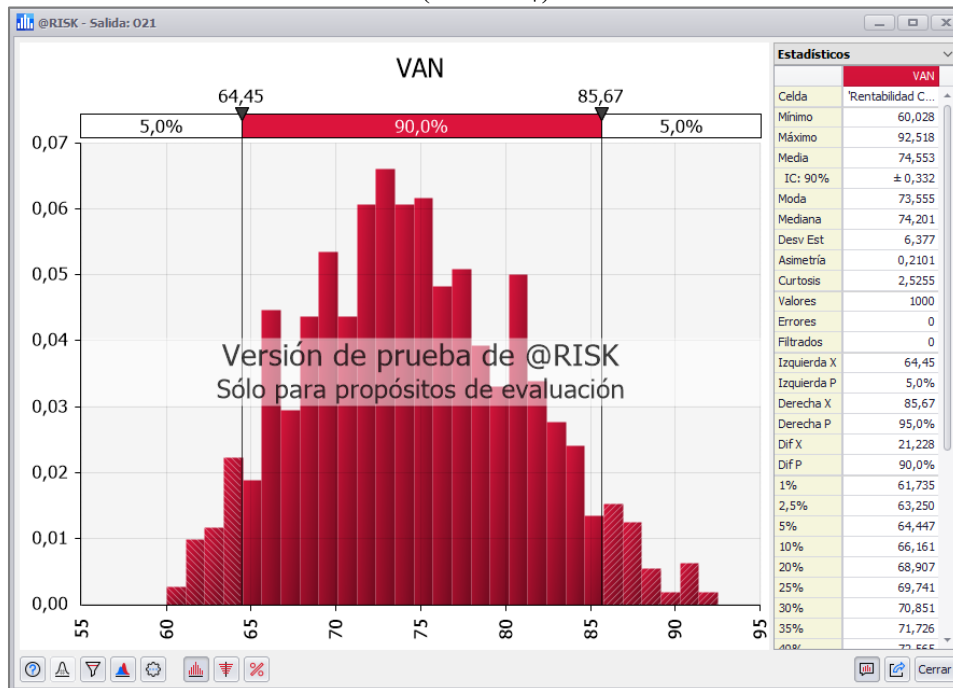
Por último, se definen como variables de salida los valores de la TIR y el VAN indicados en la hoja de cálculo y se consideran 1,000 iteraciones como criterio de análisis. Luego de iniciar la simulación, se obtienen los siguientes escenarios de probabilidad, tal cual se visualiza en las Figuras 7.3 y 7.4.

**Figura 7.3. Rango de variabilidad de la TIR (En %)**



Elaboración: Autores de esta tesis

**Figura 7.4. Rango de variabilidad del VAN  
(En MUS\$)**



Elaboración: Autores de esta tesis

Finalmente, las Figuras 7.3 y 7.4 evidencian que existe un 90% de probabilidad que la TIR del proyecto se encuentre en el rango de 67.85% y 72.38%, valores considerados atractivos de inversión al ser mayores en 4.81 y 5.13 veces el valor esperado de la tasa de descuento, respectivamente. Asimismo, para el caso del CAPEX existe un 90% de probabilidad que el VAN del proyecto oscile entre 64.45 MUS\$ y 85.67 MUS\$, siendo valores de retorno de la inversión aceptables. En síntesis, los escenarios generados en la simulación de Montecarlo evidencian una alta probabilidad de que el proyecto sea rentable en todo el horizonte de evaluación analizado (2023-2032).

Cabe precisar que, para el caso del precio del GNL se considera como variable de entrada un máximo de 120% respecto al precio esperado, ya que se encuentra limitado por el precio máximo que el transportista está dispuesto a asumir considerando que recupera la inversión adicional por la nueva tecnología en un período máximo aceptable.

Se realiza la evaluación económica para el transportista, la cual considera recuperar la inversión adicional en el quinto año; este escenario se denomina “punto de quiebre”. Como se visualiza en la Tabla 7.21, el VAN asciende a 16.26 US\$ al año 10, con una TIR de 25.52%, siendo aún rentable para el transportista. No obstante, a partir de este momento no existe incentivo para optar por el cambio de tecnología. El diferencial de precio del diésel respecto al precio del GNL, en este caso, se determina en 2.7 US\$/MMBTU.

**Tabla 7.21. Rentabilidad del transportista para determinar el punto de quiebre**

	Inversión	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Inversión diferencial</b>	\$ -30,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Egresos</b>	0	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440	\$ -1,440
<b>Ingresos</b>	0	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164	\$ 7,164
<b>Ingr-Gastos</b>	\$ -30,000	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724	\$ 5,724
<b>Depreciación</b>	0	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000	\$ 3,000
<b>UT Bruta</b>	\$ -30,000	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724	\$ 8,724
<b>Utilidades</b>	0	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872	\$ 872
<b>Imp. Renta</b>	0	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316	\$ 2,316
<b>UT Neta</b>	0	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535	\$ 5,535
<b>FNF</b>	\$ -30,000	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535	\$ 8,535
<b>Total año 0</b>	\$ -30,000	\$ 7,551	\$ 6,681	\$ 5,911	\$ 5,230	\$ 4,627	\$ 4,094	\$ 3,622	\$ 3,204	\$ 2,835	\$ 2,508
<b>Acumulado</b>		\$ -22,449	\$ -15,768	\$ -9,857	\$ -4,627	\$ 0	\$ 4,094	\$ 7,715	\$ 10,920	\$ 13,755	\$ 16,263

<b>Td</b>	13.03%
<b>VAN</b>	16,263
<b>TIR</b>	25.52%
<b>PRI</b>	5.0 años

Elaboración: Autores de esta tesis

Para determinar los precios máximos de GNL que representan el “punto de quiebre” para el transportista, se debe restar el diferencial calculado con anterioridad a los precios de diésel proyectados al año 2032. Así, se muestran los resultados de este cálculo y se observa precios similares en todos los departamentos, con un rango entre 35.0 US\$/MMBRU y 36.1 US\$/MMBTU para el año 2032, siendo La Libertad e Ica los que representan el mayor y menor precio, respectivamente (ver Tabla 7.22).

**Tabla 7.22. Precio máximo viable de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 (En US\$/MMBTU)**

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	25.2	26.9	28.2	29.7	30.8	31.9	32.9	33.9	34.6	35.6
Ica	25.1	26.7	28.0	29.4	30.4	31.5	32.4	33.3	34.1	35.0
La Libertad	25.6	27.3	28.7	30.1	31.2	32.4	33.3	34.4	35.1	36.1
Lima	25.1	26.8	28.1	29.5	30.6	31.7	32.7	33.7	34.5	35.4

Elaboración: Autores de esta tesis

Además, para conocer si el análisis de sensibilidad realizado se encuentra cubierto con el “punto de quiebre” del transportista, se determina los porcentajes de incremento respecto a los valores esperados en cada departamento en el período de evaluación. Como se puede apreciar en los resultados, solo en el año 2023, los precios de GNL se encuentran por encima del 20% del valor máximo considerado en el análisis de sensibilidad, razón por la cual, los valores de sensibilidad serían los limitantes. Para los años entre el 2024 y 2032, los porcentajes determinados como “punto de quiebre”, son los que limitan el incremento máximo del precio del GNL, siendo el año 2032 el que tiene mayor limitación, con un rango entre 13.5% y 14.0% de incremento (ver Tabla 7.23).

**Tabla 7.23. Porcentaje máximo viable de GNL en la EESS para el usuario final, 2023-2032 (En US\$/MMBTU)**

Ubicación estación de servicio	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Arequipa	20.6%	19.0%	18.0%	16.9%	16.2%	15.6%	15.1%	14.5%	14.2%	13.7%
Ica	20.7%	19.2%	18.1%	17.1%	16.5%	15.8%	15.3%	14.8%	14.4%	14.0%
La Libertad	20.2%	18.7%	17.6%	16.6%	16.0%	15.3%	14.8%	14.3%	13.9%	13.5%
Lima	20.7%	19.1%	18.1%	17.0%	16.3%	15.7%	15.1%	14.6%	14.3%	13.8%

Elaboración: Autores de esta tesis

Es importante señalar que el contrato firmado entre el Estado peruano con la empresa Perú LNG para la licuefacción y exportación del gas natural proveniente del lote 56 finaliza en el año 2028, lo cual puede afectar la viabilidad del presente estudio, ya que el periodo de evaluación considerado es del 2023 al 2032. Para poder contrarrestar este posible impacto, se plantean los siguientes escenarios:

- a) Según lo indicado en el marco teórico, las reservas probadas de gas natural se estiman en 10.604 TPC al año 2018 y la demanda actual de gas natural asciende a 1,269.15 MMPCD en promedio para los últimos 5 años. Así, se proyecta un tiempo de operación adicional de 22 años de las reservas peruanas. Por lo tanto, el Estado peruano tiene la necesidad de renegociar el actual contrato con Perú LNG para extender la operación actual hasta el año 2043 y poder aprovechar este recurso.
- b) De no ser factible la licuefacción de gas natural proveniente de nuestras reservas, el Estado debe realizar una evaluación técnica-económica para la recepción de GNL en la planta de Melchorita, previo acuerdo bilateral para realizar las modificaciones necesarias, tal como actualmente lo realiza el país de Chile.

## **CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **8.1. Conclusiones**

- Lima, Arequipa, La Libertad e Ica son los departamentos potenciales en ubicar las cuatro (4) EESS de GNL, en base a las variables de decisión siguientes: i) demanda histórica de diésel a nivel nacional; ii) demanda histórica de diésel en el sector transporte; iii) flujo de vehículos pesados por peajes más representativos; iv) PBI promedio histórico; v) PBI promedio histórico del sector transporte, vi) población histórica y estimada, y vii) cartera de proyectos mineros e hidrocarburos a implementar en los próximos años.
- La propuesta señala la construcción de cuatro (4) EESS de GNL en los departamentos, provincias y distritos siguientes: i) Lima-Huaral-Chancay; ii) Ica-Ica-Subtanjalla; iii) Arequipa-Arequipa-La Joya, y iv) La Libertad-La Libertad-Chepén, según los actuales establecimientos de venta al público con mayor capacidad instalada de diésel y la concentración de los establecimientos.
- El transporte y la minería son los sectores económicos con mayor potencial consumo del GNL en vehículos pesados, ya sea ómnibus, camiones o remolcadores, puesto que, en La Libertad se identifica a dos (2) empresas de transporte de carga con mayor capacidad de abastecimiento, tales como: i) Empresa de Transportes Guzmán, y ii) A&M Transporte, Maquinarias, Equipos y Servicios Generales, y una (1) empresa del rubro de transporte interprovincial de pasajeros, Empresa de Transportes Ave Fénix; mientras que, en el sector minería, se identifica a grandes consumidores directos de combustibles líquidos, tales como: Barrick Misquichilca, Aurífera Retamas y Compañía Minera Poderosa.
- Dos empresas de transportes de pasajeros son identificadas en Lima, tales como: Perú Bus y Transportes El Pino con mayor capacidad de abastecimiento de combustibles líquidos, y en el rubro de transporte de carga, Transportes 77. Asimismo, en la zona sur del país se identifica a una empresa de transporte de carga Oré y dos empresas de transportes de pasajeros como potenciales demandantes de GNL, tales como: Perú Bus y Flores Hermanos; mientras que, en el sector minería, se identifica a Shougang Hierro Perú, Marcobre y Nexa Resources Perú ubicadas en Ica. Además, en Arequipa se identifica a las empresas mineras, tales como: Sociedad Minera Cerro Verde, Compañía Minera Ares y Compañía de Minas Buenaventura; mientras que, del sector transporte, se identifica a Arequipa Expreso Marvisur e



- Iberoamericano (empresas de transporte de carga) y Flores Hermanos (empresa de transporte interprovincial de pasajeros).
- En el segundo semestre del año 2021, Cálidda estima la puesta en operación comercial de una estación paquetizada montada en una EESS existente de Grifos Espinoza ubicada en Puente Piedra (Lima), y Quavii proyecta la operación comercial de dos EESS de GNL ubicadas en Alto Moche (La Libertad) y Huarney (Áncash).
  - Al año 2040, se estima que la demanda nacional de diésel totaliza 140.9 MBDC a una tasa de crecimiento promedio anual de 1.6%. A nivel departamental, se proyecta que la demanda de diésel de Lima alcanza 33.4 MBDC; Arequipa, 17.4 MBDC; La Libertad, 9.9 MBDC e Ica, 8.7 MBDC.
  - Al año 2040, se estima que el precio del diésel en las EESS a nivel nacional alcanza 38.6 US\$/MMBTU a una tasa de crecimiento promedio anual de 2.1%. A nivel departamental, se proyecta que el precio del diésel en las EESS de La Libertad registra 40.8 US\$/MMBTU; en las EESS de Arequipa, 40.6 US\$/MMBTU; en las EESS de Lima, 40.3 US\$/MMBTU, y en las EESS de Ica, 39.4 US\$/MMBTU.
  - Al año 2032, se estima que la proyección del flujo de vehículos pesados en los departamentos de interés totaliza 9.0 millones de unidades, de los cuales Lima registra 3.0 millones de unidades; La Libertad, 2.3 millones de unidades; Ica, 2.1 millones de unidades, y Arequipa, 1.6 millones de unidades.
  - Durante el periodo de la evaluación del proyecto (2023-2032), se estima convertir 2,487 vehículos pesados con la tecnología GNL (100% puro) al año 2032.
  - El costo final del GNL por adquirir a las concesionarias de distribución de gas natural ubicadas en Lima, Ica, La Libertad y Arequipa resulta 13.5 US\$/ MMBTU, 10.9 US\$/MMBTU, 9.5 US\$/MMBTU y 9.4 US\$/MMBTU, respectivamente, en el primer año de la etapa preoperativa del proyecto.
  - Los resultados económicos del proyecto demuestran un VAN positivo de US\$ 74.3 millones, por lo que es aceptable realizar el proyecto y una TIR de 70.15%, superior en más de cuatro (4) veces la tasa de descuento estimada de 14.11% con el modelo CAPM en el escenario esperado. Además, la rentabilidad del transportista por migrar a una tecnología GNL (100% puro) es US\$ 122.3 millones con una TIR de 35.96% y la recuperación de la inversión para el transportista (payback) en adquirir un vehículo pesado es cercano a los dos (2) años.

- Para la construcción de una EESS, el espacio mínimo requerido es 2,500 m<sup>2</sup> y un depósito de 60 m<sup>3</sup>. Además, los equipos principales a implementar son: i) sistema de bombeo de GNL desde la cisterna hasta el depósito; ii) depósito criogénico de GNL; iii) bomba centrífuga sumergible para temperatura criogénica; iv) manejador de boil off gas; v) acondicionador de GNL, y vi) cuatro dispensadores específicos.
- La atención promedio estimada en las EESS es de 117 vehículos pesados al día. Así, el tiempo estimado para que el vehículo pesado permanezca en la EESS es de 12.55 minutos, de los cuales incluye un tiempo de repostaje de 2.55 minutos, 5 minutos para maniobras y 5 minutos para la logística de cobranza.
- La cantidad mínima de vehículos pesados estimados para que las EESS sean rentables son: i) Lima (46); ii) Ica (32); iii) Arequipa (27), y La Libertad (26).
- El diseño de las EESS propuestas solo suministra GNL vehicular en todas sus condiciones posibles tales como: insaturado, saturado y súper saturado y no incluye el despacho de GNC vehicular.
- La modificación del Decreto Supremo N° 057-2008-EM norma el marco legal inexistente hasta la fecha y permite introducir el concepto de GNV-L, y a través de la modificación del Decreto Supremo N° 006-2005-EM se determina las especificaciones técnicas requeridas para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNL que permitan la comercialización y suministro de dicho combustible para el transporte vehicular de carga pesada y pasajeros.
- Según las entrevistas a profundidad realizadas al sector transporte, una vez publicado el marco normativo, Transportes Rodrigo Carranza señala que tiene una cláusula para renovar el 50% de su flota a GNL con Quavii. Además, Modasa prevé brindar el servicio de mantenimiento y garantía de los buses luego de la adquisición, tal cual se realizan actualmente con los buses del metropolitano, y Scania del Perú pretende adquirir vehículos pesados a GNL con la implementación del servicio de taller, tales como: i) reparación y mantenimiento, ii) asistencia personalizada de Scania, y iii) repuestos. Por lo tanto, los clientes potenciales identificados en Arequipa, La Libertad, Lima e Ica no enfrentan algún riesgo si migran al GNL como combustible vehicular en sus unidades.

## **8.2. Recomendaciones**

- Las EESS de GNL en la costa peruana, a pesar de ser un mercado en desarrollo, aún no se encuentra del todo implementado, ya que no existe una normativa al respecto que permita su comercialización y uso en los vehículos pesados, lo que podría desalentar cualquier posible inversión por el momento. Por lo tanto, la puesta en operación comercial de los proyectos de Quavii (2 EESS de GNL) y Cálidda (1 EESS de GNL), previstas para el segundo semestre del año 2021 y la operación de las cuatro (4) EESS de GNL, previstas para el año 2023, es el inicio del desarrollo de este mercado con el uso de un producto más económico y amigable con el medio ambiente. En ese sentido, se recomienda al Estado brindar celeridad en la publicación del marco normativo con el fin de priorizar la política pública de masificación del GNL en el país antes finalizar el gobierno de Emergencia y Transición.
- Implementar incentivos gubernamentales a través de subsidios o financiamiento impulsado por el Gobierno, lo cual motive a las empresas privadas y/o transportistas a adquirir buses, camiones o remolcadores a GNL con el fin de renovar su flota. Por ello, se recomienda seguir impulsando a través del Estado el programa Bonogas FISE vehicular a nivel nacional e incorporar a los vehículos pesados, una vez publicado el marco normativo.
- Se recomienda modificar el reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta o elaborar un Decreto Legislativo referido a la depreciación acelerada en vehículos a GNL con un plazo de tres años por parte de los sectores competentes, como parte de una propuesta tributaria.
- Se recomienda incorporar los vehículos pesados a GNL al Reglamento Nacional para el Fomento del Chatarreo, el cual no se encuentra considerado en el Decreto Supremo N° 005-2021-MTC.
- Se recomienda incorporar un límite de antigüedad en los vehículos pesados que circulan en el parque automotor del país.
- Una vez publicada la normativa, se recomienda promover convenios entre los bancos de segundo piso, tales como Cofide, con las empresas transportistas del rubro de transporte interprovincial de pasajeros y carga pesada, a fin de acceder al financiamiento en la compra de buses y/o camiones para su negocio privado a tasas de interés promocionales.

## **ANEXOS**

## **I. Entrevistas a profundidad al panel de expertos**

## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Rafael Segovia Castro

**Empresa/Ministerio:** Shell Perú

**Sector:** Privado

**Cargo/Especialidad:** Gerente Comercial

**Fecha de la entrevista:** 21 de abril de 2020

### Entrevistadores:

**¿Cuál es la capacidad de almacenamiento de GNL en la Planta Melchorita?**

#### Entrevistado:

La capacidad de almacenamiento de GNL en la Planta Melchorita es de 130,000 m<sup>3</sup> (667 MPC), dentro de los cuales 1,000 m<sup>3</sup> (20 MMPC) se encuentran destinados para la carga del Terminal de Carga de Camiones de GNL a través de los camiones. Así, como datos adicionales, se tiene:

- Capacidad de 1 camión es de 50 pies cúbicos, igual a 1 millón de pies cúbicos.
- Capacidad máxima diaria de carga de camiones es igual a 20 camiones (20 millones de pies cúbicos)
- Tiempo de carga por camión = una hora aproximadamente
- Actualmente se cargan durante ocho camiones por día.

Siempre se tiene al máximo la capacidad de almacenamiento del cargadero; es decir, Shell dentro de su planeamiento diario, coordina la cantidad de gas que debe ser licuado para mantener las reservas al 100%.

### Entrevistadores:

**¿Los concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos de la zona Norte y Sur-Oeste son clientes de Shell? ¿qué servicio, de ser el caso, les realizan a los concesionarios?**

#### Entrevistado:

Shell adquiere el gas del consorcio en el Lote 88, y luego TGP le cobra a Shell por transporte de gas hasta la planta Melchorita, donde dicho gas es licuado, limpiado y almacenado para posteriormente ser entregado mediante el cargadero a los camiones de Quavii y Naturgy, que son clientes de Shell. Dicho servicio es conocido como maquila.

Además, Quavii para transportar el GNL adquirido a Shell, desde el cargadero al norte, cuenta con cisternas que son de su propiedad y contrata a Transporte Rodrigo Carranza, para que por medio de sus tractos lleven esas cisternas hasta sus destinos. Por otro lado, Naturgy, al no contar con cisternas de su propiedad, contrata a la compañía HAM, para que lleven el GNL, adquirido a Shell, hacia su destino al sur.

### Entrevistadores:

**¿Cuánto es el costo de la molécula de gas que Shell vende a Quavii y Naturgy?**

#### Entrevistado:

El costo de la molécula de gas que se le vende a Quavii y Naturgy es de 5.10 US\$/MMBTU aproximadamente, que corresponde al costo del gas, transporte y licuefacción del gas.

**Entrevistadores:**

**En caso optemos adquirir gas a Shell ¿cuánto sería el costo de la molécula de gas?**

**Entrevistado:**

Dado que el precio de la molécula no sería igual al de las concesiones del Norte o Sur-Oeste (Quavii o Naturgy) por encontrarse ellos dentro del contrato de incentivos, se les podría cobrar 8.50 US\$/MMBTU aproximadamente.

## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Fernando Cerna Chorres

**Empresa/Ministerio:** Ministerio de Transporte y Comunicaciones | **Sector:** Público

**Cargo/Especialidad:** Director General de la Dirección General de Políticas y Regulación en Transporte Multimodal.

**Fecha de la entrevista**<sup>58</sup>: 01 de mayo de 2020

### **Entrevistadores:**

**De acuerdo a la estadística del MTC ¿es posible detallar la cantidad exacta de camiones, ómnibus y tracto camiones hasta el año 2019, por ser el objeto de nuestra tesis?**

### **Entrevistado:**

La información enviada se puede detallar por empresas de transporte, semi-remolques, remolques, ómnibus y camiones existentes en cada zona, al igual que la flota vehicular de estos por departamentos.

### **Entrevistadores:**

**De la información enviada ¿cuándo se describe a los vehículos motorizados, se refieren a las motos lineales?**

### **Entrevistado:**

No, se refieren a todos los vehículos habilitados por el MTC para el transporte de carga; en otras palabras, se encuentran los camiones, remolcadores y cisternas. Asimismo, existen diferencias de los que cuentan con motor, remolcadores y por tipo de combustible utilizado.

### **Entrevistadores:**

**¿Existe algún estudio o consultoría en el MTC, respecto al uso del GNL como combustible para transporte vehicular pesado?**

### **Entrevistado:**

No, solo la información que se tiene es respecto al programa de chatarreo. Dentro del transporte regular de pasajeros existe una antigüedad de 15 años, la cual se encuentra en 92%; mientras que, para el transporte pesado no existe esta limitación; es decir, mientras el vehículo pase la revisión técnica seguirá operando. Además, existe una característica importante del transporte de pasajeros con el transporte de carga, referida a que existe mucho hombre por camión; en otras palabras, hay muchas personas que tienen más de un camión, siendo esos los de mayor antigüedad; por lo tanto, existe la dificultad de establecer un número máximo de antigüedad por la oposición que afecta a los sectores más vulnerables, ya que las grandes empresas no tienen vehículos antiguos. Al respecto, se está trabajando una Ley del Chatarreo, la cual estaría estableciendo como máximo una antigüedad de 20 años, y luego de ello, brindarles un bono para renovar la flota.

---

<sup>58</sup> Previo a la entrevista realizada, se le solicitó por correo electrónico la información elaborada por la Dirección General de Transporte Terrestre del MTC referida a: i) vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros; ii) antigüedad de vehículos habilitados para el transporte interprovincial de pasajeros; iii) camiones y remolcadores autorizados para el transporte de carga; iv) antigüedad de camiones y remolcadores habilitados para el transporte de carga; v) tipo de combustibles utilizados en los vehículos habilitados para el transporte interprovincial, y vi) tipo de combustibles utilizados en los vehículos habilitados para el transporte de carga.



Otro punto importante a considerar sería el de la política tributaria. Por ejemplo, una gran problemática respecto al diésel B5 es que en el año 2018 se decidió subir el ISC, se pagaba S/ 1.10 por galón y ahora, S/1.49 por galón, lo cual ha originado reclamos de los transportistas. El aumento del ISC es cambiar un comportamiento; es decir, evitar su consumo por factores medio ambientales que puede generar; sin embargo, en nuestro caso, aumento el consumo y encima no existe en el mercado un combustible cuyo rendimiento sea similar, por lo que no cumple la finalidad su alza para cambiar la conducta de consumo convirtiéndose en un instrumento recaudador. Con esto es importante que existan otros combustibles, con la infraestructura necesaria, para que puedan abastecerse en la carretera y se pueda garantizar el abastecimiento de la flota.

Por ello, se ha pedido y establecido proyectos para la devolución del ISC, inicialmente se aprobó el 30% y actualmente hay un Decreto de Urgencia que salió durante la ausencia del Congreso de la República, la cual señala la devolución del 53% con la condición que la empresa no debe de contar con sanciones de transporte de tránsito, y adicionalmente solo se podrían beneficiar vehículos por debajo de los 15 años de antigüedad; no obstante, en vehículos de transporte de carga existiría un problema por el 20% que se quedaría fuera de este beneficio.

Adicionalmente, se tiene conocimiento que el MEF está trabajando el tema de depreciación acelerada, siendo esta una herramienta para vehículos con otro tipo de fuente de energía más amigables y quizá también en la reducción de impuestos vehiculares, los cuales podrían aplicarse nuevas políticas públicas para incentivar este consumo entre el MEF y el MTC.

**Entrevistadores:**

**Nosotros pensamos proponer como incentivos adicionales la reducción del costo de la molécula de GNL y la reducción de impuestos al costo del camión a GNL, cuyo costo es muy superior al camión a diésel**

**Entrevistado:**

Si, efectivamente esos serían unos incentivos adicionales, pero luego de analizar la antigüedad del parque automotor, el Estado debería generar mayores incentivos porque la flota seguirá envejeciendo, y muchas compañías no estarían dispuestas a invertir, ya que no tendría incentivos para hacerlo.

**Entrevistadores:**

**¿Qué tan factible es que el ISC que se recauda del diésel pueda aportar a un fondo de subsidio para la conversión de vehículos pesados a GNL?**

**Entrevistado:**

Teóricamente es posible asignando un porcentaje de S/ 1.49 por galón para ese fondo, pero debiera haber desde el inicio una política para que el GNL permita trasladar claramente, a lo largo de toda la cadena, las reducciones, porque por ejemplo, para el caso del diésel (representa entre el 30 y 40% del costo del servicio), entonces el costo del combustible en el Perú en los últimos meses se mantuvo constante; mientras que, a nivel internacional estuvo bastante bajo, lo cual generó un problema en el Estado porque no tiene un instrumento donde permita asegurar que el precio que vende Petroperú en refinería finalmente sea trasladado a los grifos, ya que estos tienen sus propios márgenes, no existiendo una correlación entre el precio nacional con el internacional.

Por lo tanto, se pide desde el inicio con el GNL que se pueda establecer un mecanismo de control para tener un impacto en el precio final, porque quizás más adelante puedan subir los precios dejando de ser rentable sin algún mecanismo.

**Entrevistadores:**

**¿Al retirar al diésel del FEPC se espera una reducción del precio del combustible al usuario final?**

**Entrevistado:**

Si, teóricamente eso debiera pasar a reducirse en aproximadamente S/ 2.60 de contribución, pero analizando los gráficos enviados, pueden apreciar que los márgenes tanto de Petroperú

como de los grifos aumentaron en esta pandemia, puesto que no existe un control sobre ello. Por lo tanto, se podría reducir el margen del combustible, pero el que posiblemente saldría ganando es Petroperú o un grifo al subir sus márgenes en lugar que el transportista.

## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Francisco Cruzado Rodríguez

**Empresa/Ministerio:** Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii)

**Sector:** Privado

**Cargo/Especialidad:** Jefe de Operaciones y Mantenimiento

**Fecha de la entrevista:** 06 de julio de 2020

### Entrevistadores:

**El contrato de concesión de Quavii suscrito con el Estado es hasta el año 2036; mientras que, el contrato de adquisición de GNL en los cargaderos de Perú LNG es hasta el año 2028. Luego de culminado este contrato ¿qué han evaluado realizar para esos ocho (8) años de diferencia?**

### Entrevistado:

El contrato con el Estado fue pactado inicialmente hasta ese año 2036, y la diferencia de años con el contrato de Shell fue por políticas internas de la empresa, el cual podrá ser renovable.

### Entrevistadores:

**Se conoce que el precio de la molécula de gas que Shell vende a Quavii es menor al mercado, luego a dicho precio se le adiciona el costo de transporte, hasta la zona de distribución ¿han evaluado la opción de adquirir gas de otro suministrador? por ejemplo: Gas Pariñas, Olympic a través de ductos o micro LNG ¿cuál considera que sería la alternativa más económica?**

### Entrevistado:

No, porque la única forma de contar con un precio de gas competitivo como vende Shell, sería importarlo o conseguir GNC del norte del Perú, lo cual existe, pero sería rentable solo para volúmenes pequeños como para Trujillo, Chiclayo o Cajamarca, ya que si hablamos por ejemplo de volúmenes más grandes de 8 MMPC se vuelven inmanejable por el número de cisternas que se tiene que mover, por ello es recomendable comprar a Perú LNG, porque la molécula en GNL puede sustituir hasta en tres (3) cisternas.

### Entrevistadores:

**¿Han evaluado la implementación de estaciones de servicio de GNL en el norte del país? ¿lo especifica el contrato de concesión suscrito con el Estado en alguna cláusula?**

### Entrevistado:

Es cierto, Quavii tiene establecido en el contrato de concesión la implementación de estaciones de servicio de GNL, las cuales pueden ser operadas por nosotros o a través de un dealer.

### Entrevistadores:

**¿De qué manera han evaluado la ubicación estratégica de las estaciones de servicio de GNL a instalarse en el futuro y su rentabilidad?**

### Entrevistado:

La estación de GNL será rentable de acuerdo al consumo, para nuestro caso la estación que se está montando será de auto-consumo, ya que contamos con más de 30 cisternas en movimiento para transportar nuestro propio GNL (actualmente nuestros camiones trabajan con diésel, pero pensamos migrar a GNL); sin embargo, para terceros depende del número de camiones que

tenga que vender, por ejemplo: en la actualidad hay solo 6 camiones por lo que demorará un poco en crear dicho mercado.

**Entrevistadores:**

**¿En caso los autores de esta tesis construyamos una estación de servicio de venta de GNL en el norte (dentro de su concesión), sería factible la venta de la molécula de gas por parte de ustedes?**

**Entrevistado:**

Sí, porque el contrato con el Estado es vender el GNL no de construir estaciones de servicio; es decir, las nueve (9) estaciones de servicio de GNL o GNC que estipula el contrato pueden ser de nuestra propiedad o de terceros dentro de los ocho (8) primeros años del contrato (2025). Actualmente, no existen inversionistas en este mercado que puedan incentivar a los fabricantes de camiones ofrecer camiones que consuman GNL; por ello, dichas compañías no importan estos tipos de camiones porque no tienen donde abastecerse, siendo una restricción a la fecha. Por otro lado, el costo de la molécula que Quavii vendería a una estación es de aproximadamente 8.5 US\$/MMBTU.

**Entrevistadores:**

**¿Se encuentran analizando el flujo vehicular para determinar las ubicaciones estratégicas de las restantes estaciones de servicio de GNL?**

**Entrevistado:**

No, por ahora solo se está considerando como piloto nuestras estaciones de autoconsumo, las cuales puedan servir para incentivar que otros camiones se conviertan, ya que el contrato estipula construir estaciones de servicio de GNV propias o de terceros que motiven la masificación de gas natural

**Entrevistadores:**

**¿De acuerdo a la cuantificación del transporte vehicular, considera un buen análisis para determinar la ubicación de las próximas estaciones de servicio, el estudio de tráfico vehicular en los peajes?**

**Entrevistado:**

Si, esa información es interesante, para saber cuántos camiones transitan, pero no te aseguran cuantos retornan. Por ejemplo, podría ser un vehículo que viaja desde Arequipa hacia el norte y que su rotación es cada 10 a 15 días, lo que también se puede realizar es tomar las empresas más representativas como mineras, que se mueven desde Cajamarca a Trujillo o de Cajamarca a Salaverry, y bajan a abastecerse de petróleo (Minera Gold Fields y Minera Yanacocha), ahí se tendría un flujo vehicular de camiones que siempre estaría en movimiento, tal es el caso de la cementera Pacasmayo que estaría siempre moviéndose entre Chimbote y Piura, y también las otras empresas que mueven material para la minería, como transporte Rodrigo Carranza y en el sur las avícolas, tales como La Calera.

**Entrevistadores:**

**¿Evaluaron la adquisición de gas por tuberías o plantas pequeñas, abasteciéndose del norte?**

**Entrevistado:**

En el norte existe bastante gas natural, siendo este tan barato no es negocio licuarlo y volverlo GNL, la compañía OKRA Energy intento licuar este gas barato y transportarlo al sur, como Trujillo y Chiclayo, pero era mucho más barato comprimirlo, adicionalmente siendo la micro licuefacción un proceso caro con tanques de almacenamiento pequeños. Otro factor técnico es que estas pequeñas plantas de licuefacción trabajan con parámetros de gas muy pequeños, y siendo los gases del norte de diferentes pozos, la planta no trabajaba correctamente, produciéndose ineficiencias.

**Entrevistadores:**

**¿Se evaluó el transporte por ducto del gas?**

**Entrevistado:**

No, porque la distancia es muy larga y es más conveniente llevarlo por cisterna, hay zonas del norte que cuentan con tuberías, pero son distancias cortas.

**Entrevistadores:**

**¿El diseño de la estación de servicio de GNL que están construyendo es solo para abastecer sus camiones?**

**Entrevistado:**

No, es una estación que puede cargar más de 32 camiones (nuestro mercado inicial), son tanques de 30 y 60 m<sup>3</sup> en esas estaciones de servicio para atender las 24 horas, configuradas para abastecer dos (2) camiones a la vez, con bombas de 100 l por minuto, cada tanque es de hasta 1000 l, lo cual dura el repostaje aproximadamente unos 15 minutos.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál es el tipo de estación de servicio que están considerando como diseño?**

**Entrevistado:**

Nosotros cumplimos con la norma NFPA 59-A y NTP 111-031-2, que estipulan la construcción de las estaciones de servicio, paquetizadas, de componentes separados.

**Entrevistadores:**

**¿Las estaciones de servicio que piensan construir en Alto Moche y Huarmey son estaciones existentes y se adicionarán las tomas de GNL?**

**Entrevistado:**

No, son estaciones que se construirán desde cero y tendrán espacio para vender combustibles líquidos como petróleo y GNC. Además, se encuentran en etapa de compra de equipos y en dos (2) meses podría comenzar la construcción, según la pandemia que nos afecta.

## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Gary Lozada Silva

**Empresa/Ministerio:** Transportes Rodrigo Carranza

**Sector:** Privado

**Cargo/Especialidad:** Administrador de Operaciones

**Fecha de la entrevista:** 09 de julio de 2020

### Entrevistadores:

**¿Cuál es el plazo del vencimiento del contrato con Quavii y con cuántos camiones los abastecen?**

### Entrevistado:

El contrato es por cinco (5) años, actualmente vamos en el tercer año y este termina en el año 2022. Dentro del contrato existe una cláusula para la renovación de carros a GNL. Al inicio del contrato comenzamos con 28 camiones, con una cisterna de 60 m<sup>3</sup> de GNL aproximadamente; mientras que, el año 2019, Quavii puso 8 cisternas más que son de 62 m<sup>3</sup>, y se cuenta con tres (3) camiones de 20 m<sup>3</sup> desde el año 2017. Actualmente contamos con 32 cisternas y tres (3) camiones pequeños.

### Entrevistadores:

**¿El servicio que le realizan a Quavii es de transporte de cisternas o servicio completo?**

### Entrevistado:

Nosotros solo realizamos el servicio de traslado de las cisternas de propiedad de Quavii. Además, colocamos el remolcador y el conductor, ya que normalmente el transporte es así (en caso de la concesión del sur, la empresa HAM si realiza el traslado del gas con sus camiones y cisternas que son de su propiedad). Para transportar gas, el Osinergmin pide el registro de hidrocarburos, donde señala que camión puede trasladar cierta cisterna; por ejemplo, nosotros realizamos el servicio a Lima Gas, ellos compran sus cisternas y nosotros las remolcamos. HAM es la única compañía que puede dar el servicio completo, puesto que tiene las cisternas y camiones que las transportan.

### Entrevistadores:

**¿Cuánto es la flota vehicular con la que cuentan? ¿han realizado pruebas operativas con vehículos a GNL?**

### Entrevistado:

Transportes Rodrigo Carranza tiene actualmente la mayor flota del Perú, como transportista se cuenta con la mayor cantidad de remolcadores, que son 500 remolcadores y 1,500 semiremolques; así mismo, los motores con GNL no son muy eficientes para la penetración a la sierra, mayormente son para lugares costeros o planos. Por ejemplo, si nosotros atenderíamos solo a clientes costeros, si podríamos comprar tractos a GNL, ya que sabemos que se ahorra un promedio de 20%; sin embargo, en la sierra el motor no tiene potencia.

Del total de remolcadores, aproximadamente 150 usamos para la sierra. Además, 20 remolcadores van hacia la sierra transportando gas, ya sea GNL o GLP. Nosotros como transportistas, realizamos pruebas con diferentes marcas de vehículos a GNL, y logramos un ahorro de 15% comparado al diésel, pero la penetración a la sierra el carro es muy lento (de 10

a 15 km/hora), y los vehículos de GNL que llegaron era de tecnología 6x2 y nosotros usamos 6x4, solo Scania del Perú ha podido importar este tipo de camiones para probarlos.

**Entrevistadores:**

**Luego de las pruebas realizadas estarían interesados en adquirir estos vehículos a GNL, ya que de implementarse estas estaciones de abastecimiento de GNL en la costa, ¿ustedes serían un potencial cliente?**

**Entrevistado:**

Sí, referente al uso de los camiones, esperaríamos a Scania del Perú para probarlos en el campo. Asimismo, en el contrato con Gases del Pacífico existe una cláusula donde nos comprometemos a renovar el 50% de nuestra flota a GNL para el tercer año del contrato, pero no podemos hacerlo porque no hay mercado, no existe servicio post venta de repuesto de ese tipo de camiones en el mercado, nadie nos asegura que de acá a cinco (5) años existan los repuestos de la marca de camiones que compramos ahora. En este caso, de los 32 camiones que estarían atendiendo a Quavii tendríamos que cambiar 16 de ellos.

**Entrevistadores:**

**¿De acuerdo a su experiencia de flota vehicular de transporte, cuáles serían las ubicaciones estratégicas de las futuras estaciones de servicio de GNL?**

**Entrevistado:**

Les podría brindar algunas recomendaciones, por ejemplo, para el tema de la gran minería deberían colocarlo cerca de un terminal portuario, por el movimiento que existe alrededor de ellos, como Salaverry, Paramonga, Callao, Matarani, e Ilo, donde existe desembarque de productos. Para nuestro caso, nuestro potencial es de Lima hacia el Norte, se cuenta con un aproximado de 350 vehículos en movimiento al día, que se trasladan de Lima hacia el Norte, ya sea Pacasmayo, Chimbote, Trujillo, Chiclayo, Piura, o Trujillo – Cajamarca, o sierra de La libertad, entre otros. Ahora este recorrido lo realizan en un solo día, por ejemplo, un ratio de viaje Trujillo-Piura es de 10 horas y Lima- Trujillo-Lima es de 12 horas.

Durante el transporte existen paradas en el viaje, sea para descansar, revisar aire a las llantas, pero no por combustible y normalmente usamos solo un conductor.

## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.	
<b>Nombres y Apellidos:</b> Luis Guillermo Tello Abad	
<b>Empresa/Ministerio:</b> Consultor independiente en Gas Natural	<b>Sector:</b> Privado
<b>Cargo/Especialidad:</b> Profesional Independiente	
<b>Fecha de la entrevista:</b> 09 de julio de 2020	

### Entrevistadores:

**¿Podría brindarnos un mayor detalle sobre los avances en la implementación de estaciones de servicio de GNV (en estado comprimido y/o licuefactado) especificado en el contrato de concesión suscrito entre Quavii y el Estado? ¿cuánto es la tarifa de GNL que Shell le vende a Quavii?**

### Entrevistado:

El contrato de la concesión de Quavii es de conectar nueve (9) estaciones de servicio a la red de ductos, por lo que a la fecha se ha logrado conectar dos (2) estaciones: en primer lugar, ubicada en Trujillo de la marca Gaspetro, que despachaba GNV-C, el cual era atendido por transporte de cisternas de GNC. La estación ya contaba con compresores de la marca Galileo, lo cual solo se invirtió en obras civiles y electromecánicas, y en segundo lugar, GESA de la cadena de Grifos Espinoza, estación de servicio en Chimbote que despacha GNV, el cual era atendido por transporte de cisternas GNC desde Lima. Actualmente se encuentra en fase constructiva, de momento paralizada; sin embargo, en octubre de 2020 ya entraría en servicio. GESA tenía una estación sobredimensionada en Ica, por lo que trasladaron un compresor sobrante a Chimbote. La tarifa de movilidad sería de 9 US\$/MMBTU.

La tarifa que Shell vende a Quavii es de 8.5 US\$/MMBTU, y luego a ella hay que agregarle la tarifa de distribución y comercialización. En ese sentido, la tarifa que Quavii le vende a un grifo es de 9.53 US\$/MMBTU más IGV y el grifo le adiciona a esto su margen (entre 20 y 25%).

Respecto al corredor verde, para la operación de Quavii, los camiones que salen desde Pampa Melchorita hasta la ciudad más lejana que es Cajamarca, la distancia es de 2,000 kilómetros, el punto medio para su operación es Huarmey, además que es la primera ciudad dentro de su concesión. Quavii no puede comercializar el GNL que le vende Shell fuera de la concesión. Dentro de la concesión de Quavii, se tiene a Huarmey (Ancash), donde se piensa implementar una estación de servicio y la segunda estación de servicio que permita dar autonomía a los camiones sería en La Libertad (Alto Moche).

Además, en Trujillo ya se compró un lote en la entrada, es una estación compartida con combustibles líquidos, ya que para que sea rentable debe venderse combustibles líquidos, siendo la parte del negocio GNL con Quavii y de los combustibles líquidos con un dealer. Se piensa trabajar con dos islas con proyección a una tercera; el costo del equipo es de aproximadamente US\$ 750,000 con un tanque de 35 m<sup>3</sup> de GNL; mientras que, para el caso de Huarmey se alquiló un lote (2,500 m<sup>2</sup>), estación paquetizada en contenedor con un tanque de 25 – 30 m<sup>3</sup> de GNL. Previo a este proyecto y con la intención de ir cambiando la idea a los transportistas se adquirió un Microfueller, que es una estación de servicio móvil para despachar GN de la empresa HAM (España), el cual tuvo un costo de US\$ 350,000. Fue el primer equipo de este tipo en Sudamérica



y Scania fue la primera compañía en traer un camión tracto 4x2 a Gas, haciendo la ruta Lima-Trujillo-Lima, luego Lima – Cañete (La Calera) con buenos resultados (1.8 km /m3 de gas), que es el consumo promedio de los camiones, en si la única diferencia entre ellos es la configuración del motor y la capacidad de los tanques. Se probaron los siguientes camiones:

- Scania que tenía dos (2) tanques de 700 l.
- Shacman con 2 tanques de 750 l (autonomía de 800 y 850 km).
- FAW con 2 tanques de 900 l (no ha sido probado porque llegó con fallas en las válvulas) y se esperaba una autonomía de 1,400 km.
- CAMC con 2 tanques de 700 l (se realizaron pruebas en la mina en Cajamarca dando buenos resultados); no obstante, presentó problemas desde el Puerto de Salaverry hasta Cajamarca con carga pesada, cuando subió a la mina consumió mucho combustible y no alcanzó ahorro, por lo que pensamos que el chofer aceleró mucho el motor o que el motor era muy pequeño (420 Hp), ya que normalmente los vehículos de diésel que van a la sierra son de 460 HP, pero cuando se realizó el viaje de regreso (bajada), se apreció un ahorro del casi 30%.

En general, la autonomía de los vehículos probados está entre 800 a 850 km. La autonomía es variable por la misma geografía, a Trujillo llegas con 1,000 km y estás a más de 2,500 msnm, por lo que se evidencia que en la costa existe mayor autonomía.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál sería la situación de las otras siete (7) estaciones que faltarían implementar por parte de Quavii hasta la fecha que estipula el contrato de concesión suscrito con el Estado?**

**Entrevistado:**

Todavía se desconoce esa situación, ya que es un escenario difícil, porque la inversión para una estación de este tipo es alta, porque nadie querrá realizar inversiones, ya que el GLP es más barato. El costo de los equipos es de aproximadamente:

- Compresor: US\$ 300,000
- Dispensador: US\$ 25,000 c/u
- Obras civiles: es el 50% equivalente del valor de los equipos.

Es decir, el costo aproximadamente de una estación es de US\$ 850,000 con equipos y obras civiles, y esto es una inversión alta comparada al GLP que en el norte es bastante baja, lo cual no incentiva a la inversión. Se podría pensar como estrategia, que las estaciones que ya tenían comprimido se conecten. Por ejemplo, en Chimbote existe una estación que es de Energigas que traen gas de allí; en Trujillo, Clean Energy, pero no pensamos conectarnos con ellos porque al frente esta Gaspertol y la idea es de no entrar en competencia con los clientes. Por otro lado, en Chiclayo esta Gascop que trae el gas de Piura (gas húmedo), con complicaciones de agua en el motor.

Por ello se ve complicado la inversión de las otras estaciones, más aún que el WTI está en US\$ 40. La intención de Quavii es que estas dos (2) estaciones del corredor verde se sumen a las otras dos (2) en construcción, por lo que solo le faltarían cinco (5) estaciones para cumplir con el contrato que vence el año 2025, de lo contrario habría una penalidad de US\$ 200,000 por estación de servicio. En conclusión, si uno se pone a pensar a Quavii le sale más económico pagar los US\$ 200,000 de penalidad por estación que invertir casi US\$ 900,000 en construir dicha estación.

**Entrevistadores:**

**Cuando afirma que la inversión es de US\$ 850,000 aproximadamente por estación de servicio ¿qué equipos o sistemas se están considerando?**

**Entrevistado:**

Estamos hablando de una estación de GNV-C con tres (3) dispensadores, la cual comprende el compresor, el pulmón, la parte electrónica y las obras civiles, bunker donde irá el compresor, las islas, el cableado, las tuberías, permisos, etc. En todo este monto no está incluido el terreno, puesto que la idea es que se monte en estaciones existente, donde exista un espacio de aproximadamente 600 m<sup>2</sup> para realizar este proyecto.

Ahora, la inversión para las estaciones de GNL de Huarmey y Alto Moche fue de aproximadamente US\$ 3.2 MM; en Alto Moche los equipos costaron US\$ 750,000 y se compró el terreno para construir la estación; mientras que, en Huarmey los equipos costaron US\$ 500,000 y se alquiló el terreno.

En este negocio si solo se dedica a vender gas, la inversión no es recuperable nunca. Por ello, se tuvo que comprar un terreno más grande para alquilar el espacio para vender combustibles líquidos y con ello el modelo financiero cuadre y el negocio sea rentable.

**Entrevistadores:**

**¿Cómo sería la configuración conjunta de este tipo de estación de servicio de GNL?**

**Entrevistado:**

Por ejemplo, de los 5,000 m<sup>2</sup> que es el terreno, 2,500 m<sup>2</sup> sería para Quavii para que invierta en implementación de la estación de servicio de GNL, y el terreno restante sería la inversión de otra compañía, que al final operaría ambas inversiones. Quavii no pondría personal para operar las estaciones.

Adicionalmente lo que se estaba pensando es que luego de la construcción de las estaciones de servicio, el Microfueler ponerlo en Chiclayo o en la sierra de Chiclayo para que los vehículos se trasladen a la selva, y ese equipo sería una tercera estación, la cual formaría parte del corredor. Este equipo tiene un tanque de capacidad de 25 m<sup>3</sup> GNL, lo cual puede abastecer a 25 camiones.

**Entrevistadores:**

**¿Existe la posibilidad de que Quavii nos venda directamente, siendo unos inversionistas que buscamos implementar una estación de servicio de GNL en el norte del país?**

**Entrevistado:**

Shell tiene la única planta de licuefacción en el Perú, ya que la otra que existía en el norte (OKRA) ya no está en servicio por mal diseño. Perú LNG solo vende a las dos (2) concesiones, y el gas que vende a Quavii solo lo puede vender dentro de su área de concesión. En ese sentido, Quavii no puede vender el gas más barato, ya que como concesionario tiene tarifas reguladas que fiscaliza el Osinergmin; es decir, no puede vender por debajo del costo establecido.

**Entrevistadores:**

**¿Qué recomendaría respecto al terreno (comprarlo o alquilarlo) como oferta de negocio para la construcción de una estación de servicio de GNL?**

**Entrevistado:**

La recomendación es alquilar un espacio en una estación de servicio operativa y que se encuentre dentro del área de concesión para que Quavii pueda venderle GNL.

**Entrevistadores:**

**¿De acuerdo a lo señalado por usted, nos recomendaría poder instalar estaciones tipo Microfueler (móviles) en lugar de una estación fija que requiere una mayor inversión?**

**Entrevistado:**

Bueno, lo que deben tener en cuenta es el marco normativo, puesto que la normativa en Perú aún no autoriza todavía la comercialización de la molécula de GNL en una estación de servicio. Además, en la normativa del DS 006-2017-EM del control de carga, el gas natural se maneja a través de un chip, cada vehículo que usa gas natural como combustible usa un chip y va a una estación de servicio, puesto que si no tiene este chip no podrá ser despachado, y por ende el

GNL al no estar normado, no entraría a ese sistema. El otro punto es la definición de GNV, que inicialmente se pensó solamente en Lima, en estado gaseoso, pero en estado gaseoso también tenemos el GNC, pero no está incluido el GNL. Los conceptos serían de GNV-C en estado gaseoso y GNV-L para el gas en estado líquido.

Otro punto sería el marco normativo que define la comercialización de la molécula de GNL en una estación de servicio, donde debe cumplir temas técnicos de distancias, seguridad, etc. Asimismo, acaban de publicar la norma de la DIA para EESS de GNL que no estaba; mientras que, para el caso de derrame, plan de contingencia deberá ser monitoreada por el MINAM.

En el caso de la estación de carga ubicada dentro de la planta de Pampa Melchorita, esta no está declarada como estación de servicio, sino como estación de carga, donde está autorizado el ingreso de camiones de cierta característica, para que puedan ser llenados las cisternas, pero no los vehículos.

Quavii cuenta con siete (7) estaciones de regasificación, por ejemplo, una cisterna llega a Trujillo a nuestra estación, transvasa el gas a nuestros tanques, pasa por un proceso de regasificación y lo inyectamos a nuestra red de distribución.

**Entrevistadores:**

**¿Cuáles son los pasos previos para instalar el Microfueller?**

**Entrevistado:**

Se solicita autorización a la DGH del Minem, y cada seis (6) meses se tenía que renovar los permisos de prueba, donde reportábamos las pruebas y resultados obtenidos, con la finalidad de impulsar el consumo de GNL para camiones de carga pesada. En dicho permiso se colocan la marca del equipo, características, lugar de compra, operadores, características de los camiones en donde se abastecía, etc., y se armaba un legajo para poder solicitar el permiso.

Dentro del marco normativo, también está incluido las estaciones móviles y el Microfueller, siendo el costo de este equipo de US\$ 350,000 aproximadamente. La compra de este equipo fue con camión a diésel, porque al no estar normado y no haber estaciones para recarga no se podía, pero la intención era más adelante comprar dos (2) equipos más con camiones a GNL. Asimismo, no existe en el Perú la normativa de retroalimentación.

**Entrevistadores:**

**¿Nos podría comentar sobre la presentación de un EIA o DIA para implementar estaciones de servicio?**

**Entrevistado:**

Uno debe presentar un EIA antes de la construcción de la estación de servicio, para el caso de las estaciones de servicio se pidió la DIA, el cual será monitoreado por el MINAM. Antes se sacaba un solo DIA por establecimiento, ahora con esta normativa uno puede sacar un DIA para combustibles líquidos y otro DIA para GNL. El DIA deberá sacarlo aquel que va a comercializar; es decir, el que va a facturar al cliente final.

**Entrevistadores:**

**¿Se llegó a realizar un análisis de la flota vehicular para la ubicación estratégica de las estaciones de servicio de GNL?**

**Entrevistado:**

Si, vimos que existen 13,000 camiones entre La Libertad, Áncash y Lambayeque, del mismo modo se observó como clientes a las empresas importantes de Trujillo, tales como: Transportes Rodrigo Carranza y Transpesa.

## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Eduardo Landeo Bazán

**Empresa/Ministerio:** Scania del Perú

**Sector:** Privado

**Cargo/Especialidad:** Gerente de Ventas

**Fecha de la entrevista:** 10 de julio de 2020

### Entrevistadores:

**Scania trajo al Perú varios vehículos pesados a GNL para pruebas operativas ¿cuántos vehículos pesados fueron?**

### Entrevistado:

Nosotros trajimos dos (2) camiones a GNL, ambos con potencia de 410 caballos, uno en configuración 6x2 y el otro 4x2, creo que fue un error estratégico de Scania del Perú traer esos tipos de camiones, ya que no cuadraban con la distribución de GNL. Tal es así, que cuando estábamos en reuniones con los proveedores, tales como: Quavii, Cálidda, la idea era abastecerlos de camiones, pero no podíamos realizar ningún negocio, si no tenemos una red de abastecimiento de gas en el país.

### Entrevistadores:

**¿El desarrollo de este corredor azul sería muy importante para ustedes?**

### Entrevistado:

De todas maneras, nosotros hicimos todas las pruebas en el terreno con nuestros camiones a GNL y estamos a la espera que se establezca estas estaciones de servicio de GNL para abastecimiento de nuestros camiones.

### Entrevistadores:

**¿Dentro de las pruebas realizadas fue identificado algún cliente en particular?**

### Entrevistado:

Nuestro producto a gas tiene una limitación que no puede ir a más de 3,000 m.s.n.m., lo cual limita hacer rutas transversales; la segunda limitación, es que nuestro producto GNL no tiene una liberación por parte de fábrica de Scania para trabajar fuera de carretera, entonces limita solo el trabajo en asfalto. Entonces, se ven clientes que transportan carga, combustibles, del puerto a distribución a ciudades y el otro segmento de mineras que están evaluando usar vehículos más amigables con el medio ambiente como transporte a gas natural. Así, fueron los distribuidores de gas en camiones a diésel, los que nos buscaron porque les parecía ilógico que transporten gas con buses de diésel.

### Entrevistadores:

**¿Qué tipo de inconvenientes tienen los camiones al pasar los 3,000 m.s.n.m.?**

### Entrevistado:

Nuestro motor es tipo ciclo OTTO, a diferencia del tipo diésel que trabaja a compresión, no es tan sensible a la concentración del oxígeno en el aire, y el nuestro regula el aire con la cantidad de oxígeno que se quema con el gas, y a 3,000 metros al bajar la concentración de oxígeno siendo un motor Euro 6, no da el balance de oxígeno con gas, lo cual reduce la potencia;

también, siendo el Perú uno de los pocos países que en tan poca distancia puede pasar de 0 a 3,500 m.s.n.m, Scania no comercializa un vehículo así, primero realiza pruebas operativas. Por lo tanto, al no haber una buena regulación de oxígeno, limita este y el motor baja la cantidad de gas, lo cual reduce la potencia máxima del motor. En la actualidad, Scania solo cuenta con camiones hasta 410 hp. Además, contamos con dos (2) tipos de motores y cuatro (4) potencias: un tipo de motor de nueve 9 l que tiene potencia de 280 caballos y 320 caballos para ómnibus, y el caso de camiones tenemos de 320 caballos y 340 caballos y un motor de 13 litros con una única potencia de 410 caballos.

**Entrevistadores:**

**¿Existirá un tipo de camión de 450 hp y versión 6x4 para que pueda trabajar en la sierra del Perú?**

**Entrevistado:**

Bueno, en GNL solo tenemos liberación para 4x2 y 6x2 solamente en GNL, para el caso de GNC si tenemos en 6x4, para minería y construcción. Al estar liberado solo el GNL para carretera, por el momento no habría la configuración de 6x4 que no justifica.

**Entrevistadores:**

**¿Nos podría señalar la autonomía de los camiones a GNL?**

**Entrevistado:**

La autonomía que sacaron los camiones a GNL fue aproximadamente de 750 km, y en GNC entre 450 kilómetros de autonomía; mientras en diésel la autonomía llegaría a 1,500 kilómetros.

**Entrevistadores:**

**¿Cuánto sería el beneficio económico del camión de GNL frente al camión de diésel?**

**Entrevistado:**

En las pruebas realizadas tanto en GNL como GNC, el ahorro se encuentra entre 30 y 40%, respectivamente en combustible, un numero grueso sería más o menos de 15 centavos de dólar por cada km recorrido; es decir, por cada 100,000 km de recorrido del camión se ahorra en combustible entre US\$ 10,000 a US\$ 15,000.

Hasta ahora no se sabe cuál sería el precio de comercialización del GNL, se pensaba que su valor sería de 0.6 a 0.7 centavos de dólar el litro de gas; mientras que en metro cubico se puede cuantificar el 40%, porque estaría S/ 1.6 el m3 de GNC.

**Entrevistadores:**

**Si somos una compañía de transportes ¿cuál sería la mejor decisión de inversión?, ¿apostar por camiones a GNL o GNC? ¿por qué?**

**Entrevistado:**

En caso de tener una flota y deseen renovarlos (no modificarlos) por unos nuevos, la recomendación sería para rutas cortas, urbanas o lo que llamamos inter-city (Lima-Ica o Lima-Trujillo) sería con GNC porque cuenta menos, y para GNL cuando requieran ir a distancia mayores de 500 km sin la necesidad de retanquear; en otras palabras, para largas distancias.

**Entrevistadores:**

**Respecto a los precios de los camiones de GNL ¿cuánto sería el promedio de inversión?**

**Entrevistado:**

El costo del camión varía entre US\$ 100,000 y US\$ 180,000, lo cual depende de la cabina, motor, entre otros, pero comparándolo con un camión a GNL es más o menos entre 20 a 25% del costo para un camión de GNC y de 40% del costo para GNL por encima de un camión a diésel. Por lo tanto, Scania del Perú piensa que los camiones a gas deberían ser para transportistas que sus camiones tienen un recorrido promedio de al menos 100,000 km al año, menos de ello no valdría pasar a gas, continuaríamos con el diésel, puesto que el ahorro se va a dar a mayor recorrido, ya que recién a partir del segundo año se recupera la inversión y uno comienza a ganar. Es por ello que estamos pensando en los buses que tienen un recorrido

promedio de 200,000 km, en este caso podrían recuperar la inversión en un año (Transportes Cruz del Sur, Oltursa, CIVA, entre otros), siendo más conveniente usar GNL porque es más rentable.

**Entrevistadores:**

**¿Han realizado la estimación de hacer el cambio de tecnología? ¿cuánto es el promedio de tiempo de recuperación de la inversión?**

**Entrevistado:**

Nosotros estamos considerando que la inversión debiera recuperarse en dos (2) años, ya que el cliente peruano espera recuperar la inversión en ese tiempo, pero también sabemos que hay un factor ambiental que favorece a este cambio, que son los compromisos de las compañías con el medio ambiente, bono de carbono del gobierno y otros factores más que en el Perú todavía no se desarrollan.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál es el tiempo de renovación de un vehículo que trabaja a GNL?**

**Entrevistado:**

Los camiones de Scania tienen una vida útil de diez (10) años.

**Entrevistadores:**

**¿A qué se refiere con la liberación o no de los camiones de Scania del Perú para lugares fuera de carretera?**

**Entrevistado:**

La compañía cuando se refiere a liberar, es más que todo el ofrecimiento o seguridad que ellos tienen para que trabaje el camión al 100%, en este caso es por los tanques, ya que la compañía no ha terminado con las pruebas de los tanques de los camiones a GNL. Por ello, no los ofrece para trabajos fuera de carretera por la garantía que se tiene de fábrica.

### Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.	
<b>Nombres y Apellidos:</b> Ricardo Mejía Valdivia	
<b>Empresa/Ministerio:</b> Gas Natural Fenosa del Perú - Naturgy	<b>Sector:</b> Privado
<b>Cargo/Especialidad:</b> Gerente de Operaciones de Distribución de Gas Natural	
<b>Fecha de la entrevista:</b> 11 de julio de 2020	

#### Entrevistadores:

**¿De acuerdo al contrato suscrito con el Estado en el año 2013, Naturgy debe conectar cuatro (4) estaciones de abastecimiento de GNV (en estado comprimido y/o licuefactado) a la red de ductos?**

#### Entrevistado:

Es correcto, es un hito que no se ha cumplido y con la actual coyuntura no creo que se vaya a cumplir. Los contratos de concesión, tienen fases y en cada fase hay hitos de cumplimiento, y no existe ninguna proyección de desarrollo hasta el momento.

Actualmente existe una crisis del proyecto de masificación del gas que el Estado ha implantado, y se está buscando entre varios operadores solicitar unos cambios importantes al modelo regulatorio; uno de ellos, es la tarifa única que aparentemente va a prosperar, aunque los temas no caminan tan rápido como esperamos.

#### Entrevistadores:

**¿Cuál es la situación actual de Naturgy con el Estado?**

#### Entrevistado:

Hace un año iniciamos un contencioso con el Estado y ahora estamos en fase previa a un arbitraje internacional, pero este año 2020 se ha iniciado un procedimiento de proceso concursal; es decir, manifestamos a las autoridades que en el sistema financiero no nos va a brindar créditos y nuestros pasivos son muchos mayores que los activos, y con esta situación el Estado tiene dos opciones: i) liquidar a Naturgy, o ii) el Estado debe nombrar a un operador; por lo tanto, no existe ninguna inversión contemplada hasta que se solucione este tema.

Además, lo que la compañía está haciendo es renunciar a una situación que no es sostenible en el tiempo. Para tener una idea, si el Estado no desembolsa US\$ 9.0 MM al año, sea a través de la tarifa o mediante un mecanismo, este proyecto no es viable; por ello, no estamos recibiendo financiamiento de nuestra casa matriz en España, por lo que se espera que el Estado realice una modificación regulatoria para la pronta mejora, si no máximo de acá a tres (3) meses de iniciado el proceso concursal el Estado deberá tomar control de la concesión.

#### Entrevistadores:

**¿Desde cuándo ocurre este problema para Naturgy?**

#### Entrevistado:

Nosotros desde hace tres (3) años estamos solicitándole al Gobierno que vea este tema, porque la situación estructural de nosotros y la del norte, pero más la de nosotros (sur oeste) es insostenible, ya que la tarifa que teníamos al comienzo era diferente, ahora el gas natural traído del proyecto es más caro que el GLP, con eso se hace inviable al proyecto. Acá en la zona sur oeste compraban GNC de otra zona y con transporte salía más barato que la tarifa que nos colocó

el Estado. Esto afectó enormemente la masificación a la industria, por lo que desde agosto de 2019 se paralizaron las inversiones y con la pandemia se agravó la situación.

**Entrevistadores:**

**¿Cómo es la tarifa con la compañía de transportes HAM contratada? ¿por volumen o km?**

**Entrevistado:**

El contrato con la tarifa de transporte es de US\$/MMBTU, en si el promedio del costo de transporte en cisterna es 2.95 US\$/MMBTU y el costo por apoyo en la descarga es de 0.11 US\$/MMBTU. En la actualidad, se utiliza solo once (11) cisternas de gas, siendo el contrato con Melchorita mucho mayor. Ahora el peor escenario es que nosotros dejemos la concesión y que el Estado la asuma.

**Entrevistadores:**

**Nosotros deseamos implementar una estación de servicio de Gas Natural en Ica y Arequipa ¿cuál es su opinión de ello al respecto?**

**Entrevistado:**

En referencia a ese tema, no tengo mucho conocimiento, pero deberían analizar el transporte procedente de Tacna o quizás de Bolivia, analizar a las compañías mineras del sur que tienen bastante inversión dicha zona.

**Entrevistadores:**

**Referente a la instalación de una estación de servicio a GNL, con respecto a la distancia entre tanques de almacenamiento, ¿qué tan cerca podría colocarse?**

**Entrevistado:**

No hay problema en las distancias, puesto que normalmente están construidas en zonas industriales y las plantas construidas por nosotros siguen las normas establecidas en España (norma europea), ya que en el Perú todavía no se encuentra normado esto. Las normas europeas establecen una norma de seguridad que en todos los casos se incorporaron dentro del perímetro del límite de propiedad; es decir, que podemos construir todo dentro de ese límite.



## Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.	
<b>Nombres y Apellidos:</b> Luis Hernández Hernández	
<b>Empresa/Ministerio:</b> Repsol	<b>Sector:</b> Privado
<b>Cargo/Especialidad:</b> Especialista de Estaciones de Servicio	
<b>Fecha de la entrevista:</b> 23 de julio de 2020	

### **Entrevistadores:**

**¿Es factible realizar una alianza estratégica comercial con un operador de existente en el mercado que nos pueda alquilar un espacio dentro de su estación de servicio? ¿quiénes podrían ser los potenciales operadores?**

### **Entrevistado:**

Si es factible realizar una alianza estratégica comercial, uno de ellos podría ser Primax, el cual es un comercializador logístico de combustibles, ya que tiene la mayor cantidad representativa de estaciones de servicio y se adecúa más al requerimiento de ustedes. Otra posible opción es Petroperú, que si bien tiene refinerías que comercializan diésel, es una empresa estatal y puede alinearse con los objetivos del Estado y Política Energética Nacional en la masificación del GNL en el sector transporte vehicular.

Respecto a Repsol, no tendría mucho interés en participar en esta alianza comercial, puesto que el objetivo de impulso del GNL en el sector vehicular es ajena a la política de la empresa y va en contra de su beneficio comercial. Además, no forma parte de su giro de negocio el alquilar y/o cesión de espacios dentro de la estación de servicio.

La gran parte de los terrenos de sus estaciones no son propias; es decir, tienen distintos tipos de contratos con los dueños, los cuales pueden ser de alquiler por tiempo prolongado, alquiler venta, etc.

### **Entrevistadores:**

**¿Se debe considerar para el mantenimiento del terrero el 2% del promedio del ingreso bruto anual?**

### **Entrevistado:**

Uno debe proyectar su ingreso bruto anual, ya que no es el mismo en todos los años, se debe considerar una tasa de crecimiento. Al comienzo esta todo nuevo, luego empieza a aparecer los gastos, se normaliza como gasto en el tiempo, y más o menos a partir del quinto año se podría considerar un monto constante. Por ejemplo, la compra del terreno no lo considero como gasto, más bien como una inversión, y la compra de los productos se les considera como inversión o flujo de caja, no como gasto, si no como capital.

### **Entrevistadores:**

**¿Cuánto tiempo, en promedio, es la recuperación de la inversión de una estación de servicio?**

### **Entrevistado:**

En promedio son de dos (2) años y medio a tres (3) años en el negocio de combustibles líquidos.

**Entrevistadores:**

**¿Cuánto sería un ingreso bruto anual aproximado de una estación de servicio?**

**Entrevistado:**

Dependiendo del tipo de estación, pero estaríamos hablando de US\$ 2 MM a US\$ 4 MM y la modalidad de trabajo sería 24 horas, siendo el único tiempo de para, cuando se cargan los camiones. Lo recomendable es que una estación tenga como mínimo dos (2) isletas y dependiendo del tamaño hasta cuatro (4) isletas.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál sería su recomendación sobre el terreno, compra o alquiler?**

**Entrevistado:**

Depende, primero habría que analizar el lugar donde uno desea instalarlo, en caso de provincia para alquiler estaríamos hablando de un contrato de largo plazo, ya que uno debe de ver cuán rentable es que uno alquile un terreno por espacio de 15 años, por ejemplo. Hace poco se compró un terreno en La libertad de aproximadamente 2,800 m y nos costó casi US\$ 2.7 MM, ubicado en la carretera a la salida de la ciudad. Para el caso de alquiler, lo que hace Repsol es alquilar sobre un grifo ya existente y nosotros lo acomodamos, puesto que uno normalmente no alquila un lugar para hacer el grifo, porque ese no será suyo al final y luego tendrá que llevarse todas sus cosas y dejarlo como estaba.

### Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Daniel Rubio Pisano

**Empresa/Ministerio:** Modasa

**Sector:** Privado

**Cargo/Especialidad:** Gerente de la División de Buses

**Fecha de la entrevista:** 04 de agosto de 2020

#### Entrevistadores:

**¿Existe algún proyecto de Modasa respecto a buses a GNL?**

#### Entrevistado:

Si, nosotros tenemos buses a GNV, casi el 80% de buses urbanos era a gas, pero luego el costo del petróleo bajo bastante y ahora se invirtió la cantidad, siendo el 80% de los buses a diésel. Referente a los buses interprovinciales, el 100% es a diésel; asimismo, compañías como Cálidda y Clean Energy (Gas Natural de Tumbes) están interesados que nuestros buses sean a gas, para poder vendernos la molécula. Estos proyectos son impulsados principalmente por los concesionarios de gas. En sí, no es importante el costo del bus a gas (más caro que el diésel), ya que lo más importante es el financiamiento, porque con un buen financiamiento – tasa, es factible la adquisición de estos buses.

En referencia al gas natural, como combustible en costo por km, este es más barato que el diésel, pero en la actualidad no tanto y ya no es tan competitivo por la inversión mayor que se tiene que hacer en la compra del camión. Lo que quiso hacer Cálidda, Quavii y Contugas, eran financiar la adquisición de los buses a gas, pero la autonomía que estos presentaban y el espacio que les quitaban los tanques a los espacios de bodega, no lo hacían viables.

Luego salió la tecnología del gas licuado, lo cual redujo el espacio de los tanques para almacenamiento y aumentó la autonomía, siendo una opción viable, pero no se llegó a concretar porque el diésel está bastante barato y no existe incentivo para invertir. Otro problema fue porque no existía una normativa muy clara sobre el tema, en referencia al registro de los equipos, certificación de equipos, inspecciones, chip de carga, importación de equipos, etc. Al final no se realizó ningún proyecto, aunque si vimos que eran rentables.

#### Entrevistadores:

**¿Modasa estaría a la espera de la publicación de la normativa por parte del Minem, para importar los equipos a GNL y poder ensamblar los buses?**

#### Entrevistado:

Nosotros nos dedicamos a hacer buses, en algunos casos ensamblamos la carrocería, compramos motor, la transmisión y fabricamos el chasis, y los ensamblamos en Perú. Los motores vienen fabricados a gas natural, así que nosotros tendríamos que ver los tanques de almacenamiento. Lo que se requiere es quizás que las compañías abastecedoras de gas ayuden con el financiamiento de los buses, y a través del chip sea un medio de pago más rápido y automatizado. Conversando con los clientes, estos no estaban muy contentos con el cambio, puesto que, al ser sus buses a diésel de diferentes marcas, tenían claro el tema de sus mantenimientos, pero al pasarlos a gas cambiarían totalmente su infraestructura, modelos etc. Todo esto se reduciría con un buen financiamiento sumado con una reducción en el gasto del combustible.

**Entrevistadores:**

**Cuando se refiere al financiamiento ¿cuál sería el porcentaje de financiamiento que sería atractivo para los clientes?**

**Entrevistado:**

El financiamiento atractivo para cualquier transportista es que sea entre el 10 y 15% de inicial (si es sin inicial mucho mejor), y luego el resto se pase a un plazo de cinco (5) años, con una tasa en soles máximo del 8%; aunque la venta del bus será en dólares, el financiamiento siempre se deberá de hacer en soles.

**Entrevistadores:**

**¿Que otro tipo de incentivo adicional, recomendaría que el Estado debiera implementar para el uso de GNL en los buses?**

**Entrevistado:**

El principal incentivo del gas es el costo de la molécula, se debe demostrarse la reducción de gasto del combustible, pero lo negativo a esto es la inversión en la adquisición del bus, que es mayor, con lo cual uno debiera expresar la recuperación de la inversión por ahorros del mantenimiento, combustible, etc., de un vehículo a gas natural.

Otro incentivo sería el mantenimiento de los buses; es decir, que nosotros manténganos un precio por km de mantenimiento, con la finalidad de que los transportistas no se deban preocupar por este costo, siendo más atractivo el tema.

Otro punto importante es el servicio y garantía de los buses luego de su adquisición, en este caso nosotros damos la garantía y servicio a todos nuestros buses, ejemplo de ello son los buses del Metropolitano, que nosotros lo garantizamos.

Otro tema a tomar en cuenta, es el de protección al medio ambiente y de tener un combustible más limpio.

**Entrevistadores:**

**Cuando adquieren un bus ¿ven el tema del financiamiento, o se ve directamente con el banco?**

**Entrevistado:**

Tenemos un sistema de financiamiento propio, lo que hacemos es financiar las iniciales para las personas que no tengan el porcentaje de inicial que piden normalmente los bancos. En casos muy específicos, llegamos a financiar el 70% y se pide al cliente los otros 30%.

**Entrevistadores:**

**Del 100% de la cantidad de buses que cuenta Modasa ¿a cuántos se les brinda mantenimiento?**

**Entrevistado:**

Del total de ellos, aproximadamente entre el 50 y 60% de estos le realizamos algo de mantenimiento, pero solo a un 15% se le hace un mantenimiento mayor, siendo un objetivo lograr hacer el servicio de mantenimiento al 100%.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál sería lo atractivo para Modasa en utilizar buses a GNL?**

**Entrevistado:**

Nosotros estaríamos dispuestos a realizar un prototipo y este ponerlo en circulación, ya sea con Cálidda u otra compañía para promover el uso de gas natural y que todos hagan sus pruebas, pero lo que debemos estar seguros, es que ese camión servirá en el Perú y que los componentes importados adquiridos no tengan ningún problema para su uso, por motivo de la normativa interna, la cual no ha sido publicado aún. No existe nada claro sobre la normativa de los equipos, lo cual es importante para nosotros, que importamos muchas cosas de China. Otra duda es el sistema de carga, la cual no está definida.

**Entrevistadores:**

**¿Cuánto cuesta un bus interprovincial para transporte de pasajeros?**

**Entrevistado:**

El costo de un bus interprovincial a diésel es US\$ 160,000 aproximadamente y el costo de uno a gas serian entre US\$ 180,000 y US\$ 185,000, y para GNL sería un poco más caro.

**Entrevistadores:**

**¿Podría señalarnos respecto a la instalación de las diferentes marcas de los motores?**

**Entrevistado:**

Nosotros usamos principalmente un motor de la marca FTP fabricado en Italia, pero también instalamos Cummins. Los motores italianos preferentemente los instalamos porque contamos con un mejor precio.

**Entrevistadores:**

**¿En referencia a los clientes que solicitan estos buses a gas, normalmente su área de trabajo es el norte o sur del país?**

**Entrevistado:**

No tenemos muchos buses interprovinciales a gas todavía, pero de los pocos vendidos, su recorrido es hacia el sur, en lo que se refiere a GNC.

**Entrevistadores:**

**¿Para la instalación de los tanques de almacenamiento en los camiones, ustedes realizan la instalación en la parte superior (techo) como en España?**

**Entrevistado:**

No, en Europa se coloca los tanques en los techos principalmente porque ellos tienen la normativa de buses con piso bajo, lo cual permite que el pasajero no tenga que subir varios escalones para poder subir a este, es por ello que al no haber espacio abajo, tienden a colocarlos en los techos. Acá en Perú no es recomendable tener el piso bajo por el tipo de carretera, por ello al ser de pisos altos se colocan los tanques abajo.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál es la autonomía de los buses a diésel? ¿cuántos buses construyen mensualmente?**

**Entrevistado:**

Hacen un promedio de 10 km por galón, más o menos 1,000 kilómetros, y construimos entre 50 y 60 buses por mes (unos 2 a 3 buses diarios). Entre el 20 y 30% de nuestra producción va para exportación, principalmente a Chile y Brasil.

### **Entrevistas a profundidad al panel de expertos**

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.	
<b>Nombres y Apellidos:</b> Alex Navarrete Pereda	
<b>Empresa/Ministerio:</b> Ministerio de Energía y Minas	<b>Sector:</b> Público
<b>Cargo/Especialidad:</b> Especialista de la Dirección de Gas Natural	
<b>Fecha de la entrevista:</b> 05 de setiembre de 2020	

#### **Entrevistadores:**

**El Minem ha estado trabajando el tema del corredor azul, en base a ello, con respecto a la ubicación estratégica de las estaciones de servicio ¿han determinado dichas ubicaciones a lo largo de la costa del país? ¿cuántas serían inicialmente?**

#### **Entrevistado:**

Respecto al corredor azul, lo que teníamos planificado era de acuerdo a la autonomía de los camiones y desde donde saldrían, y la viabilidad del proyecto dependería de unas demandas; ya que la información que uno puede encontrar señala que la ubicación de estas estaciones dependerá de la autonomía de estos vehículos, todos nacerían desde Pampa Melchorita y de ahí se les suma los km de recorrido y donde acaba se colocaría otro grifo, tanto al norte como el sur. Pero esto no tendría mucho sentido, puesto que lo que apalanca a este proyecto serían las actividades económicas que reciben estos vehículos de carga pesada, en este caso son los puertos, empresas mineras, entre otros.; puesto que, son ellos lo que deben evaluar el cambio de consumo de combustible de diésel a gas natural, ya que no tiene sentido colocar un grifo en medio de la carretera por el simple hecho de la autonomía. Nosotros evaluamos este tema, y consideramos colocar uno en Lima, cerca al Callao, luego en Chimbote, Trujillo, Chiclayo; es decir, una estación en cada provincia. No hay un documento sobre este tema, pero es un proyecto que tenemos en mente, ya que la intención es que la inversión privada sea la que ingrese.

#### **Entrevistadores:**

**Respecto al tema del marco normativo de GNL, el Minem prepublicó dos proyectos de DS en marzo de 2020 ¿cuándo sería la fecha prevista de publicación? ¿qué acciones está realizando el Minem para agilizar este tema?**

#### **Entrevistado:**

Nosotros estamos en contacto con el sector privado, uno de ellos es por ejemplo es Primax, otros son las mineras que son los mayores interesados en este cambio, así que en la DGH cambiamos el reglamento del DS 057-2008-EM de comercialización y el reglamento del DS 006-2005-EM del servicio al público de hidrocarburos. Días antes de la pandemia los prepublicamos. Esto nace del Reglamento del DS 006-2005 que es venta al público, ya que no existe el GNL como combustible para venta al público, solo existe para venta a industria química y no para la vehicular, creando el GNV-L dentro del GNV. A partir de esto, ya existiría la base normativa para que cualquier comercializador pueda vender el GNL como combustible vehicular, pero al existir un pequeño monopolio (una sola planta de licuefacción) que provee el GNL, en el reglamento del DS 057-2008-EM queremos desarrollar que en las concesiones de distribución donde utilizan el GNL también puedan abastecer a grifos; con estas dos normas se podrá lograr que el GNL sirva como combustible para motores vehiculares. En la actualidad, estamos recibiendo los comentarios realizados en las prepublicaciones para luego de sus

modificaciones, poder publicar la versión final y con esto sería una apertura a la inversión privada en este sector y sea este el que invierta donde estime conveniente.

**Entrevistadores:**

**En el Minem, de acuerdo a la evaluación desarrollada como proyecto, ¿determinaron donde existe más flujo vehicular? ¿en el norte o sur del país?**

**Entrevistado:**

En las entrevistas con el MTC nos comentaron esto también, aunque dentro de nuestro proyecto nosotros estamos mentalizados que el beneficio sea para ambos lados, tanto norte como el sur del país, por ello no desarrollamos un estudio de mayor relevancia sobre este tema.

**Entrevistadores:**

**De las reuniones que ustedes tuvieron con las mineras sobre esta necesidad, ¿también existieron empresas avícolas interesadas?**

**Entrevistado:**

La verdad que las reuniones mantenidas fueron en su gran mayoría informales, pero no recuerdo ninguna reunión con una empresa avícola, pero las que conversamos estaban esperando que salga la norma para poder comenzar a desarrollar el GNL como combustible.

**Entrevistadores:**

**Referente a la normativa, en referencia a la prepublicación de la RM 080-2020-MINEM/DM que modifica al DS 057-2008-EM que también incorporaría el concepto de unidades móviles, apenas sea aprobada, ¿nos podría permitir inicialmente comercializar GNL a través de estos equipos en ciudades hasta conseguir mercado? ¿posteriormente se podría construir las estaciones de servicio de GNL?**

**Entrevistado:**

Para comenzar, la tarifa de distribución en Lima por economías de escala, es mucho más barata que en el norte o sur, estas tarifas de distribución están diseñadas por subsidio cruzado, pero al ser las demandas en provincias más pequeñas, su tarifa es más alta. El reglamento actualmente está diseñado para que un comercializador de GNC solo busque zonas que les interese, ya que para los residenciales se requiere mucha inversión para poco consumo, entonces estos se dirigen a los grandes consumidores como los industriales, que consume como todos los residenciales y realiza una pequeña inversión de un medidor, una cañería y listo. Pero, con esto le quita el mercado al concesionario, lo cual no permite que baje la tarifa, y si estos comercializadores le siguen quitando las industrias, estas tarifas va a tener que aumentar.

Dicho esto, si con esta unidad móvil las empresas comienzan a utilizarlos dentro de las concesiones, al final el que se seguirá perjudicando son los residenciales. Entonces la propuesta es que estas solo sean utilizadas en las zonas que no estén concesionadas para que no afecten al consumidor residencial.

Y referente a que iniciaría primero, se comenzaría a trabajar con las estaciones portátiles, porque en la actualidad no existe demanda, y uno tendría tener una espalda financiera que permita aguantar hasta que recién comience a existir una demanda. Adicionalmente, se debe informar al Osinergmin el lugar de abastecimiento de estas estaciones, ya que existen zonas pre determinadas para realizar dicho abastecimiento.

**Entrevistadores:**

**¿Es factible utilizar estas estaciones portátiles para la minería luego de existir mercado y construir estaciones de servicio fijas en la costa?**

**Entrevistado:**

Adicionalmente al corredor azul, se analizó el corredor minero y mapeamos que minas existían y a que puerto llegaban, y vimos el tema de usar estas estaciones portátiles, puesto que en la actualidad no existe concesionarios que lleven gas natural a las minas, solo son realizados por los comercializadores. La idea era que el consumidor directo pueda usar estas estaciones portátiles para sus camiones en las minas.

**Entrevistadores:**

**¿Otra opción podría ser usar estaciones portátiles en grifos ya existentes?**

**Entrevistado:**

Recomiendo que revisen la NTP 111-032 que actualmente dice, que en grifos que ya están funcionando y vendiendo hidrocarburos, no se pueden comercializar gas natural, este grifo debe de ser nuevo, por lo que dicha modificación la está realizando la INACAL. Se está trabajando para modificar este punto, ya que en el mercado peruano esto no tiene sentido, puesto que, si el GLP y GNC están trabajado actualmente con otros combustibles, no tendría sentido que el GNL no pueda convivir con ellos. Ahora si analizan el GNL va a estar dirigido a camiones, porque los otros transportes no lo usarían, por ello estos estarán ubicados en puertos o lugares abiertos que cumplan características como radio de giro, por ejemplo.

**Entrevistadores:**

**Si llega a publicarse las modificaciones de los decretos supremos, para comercializar el GNL en las estaciones portátiles, ¿se tendría que pedir autorización a los concesionarios?**

**Entrevistado:**

Efectivamente, el concesionario en esa zona debería autorizar para poder comercializar dentro de su zona de concesión, tal cual fue estipulado en su contrato de concesión con el Estado.

**Entrevistadores:**

**¿Cuál ha sido la metodología utilizada para la estimación del flujo vehicular de posibles usuarios de GNL?**

**Entrevistado:**

La cantidad que camiones que tenemos es en base a conversaciones, de aproximadamente 20,000, los cuales podrían ser los futuros usuarios de GNL, siendo el sector privado quien estaría realizando dichos estudios. Un tema importante es ver el tema del bono chatarreo del MTC, ya que sería interesante que se pueda dar un bono adicional al que desee migrar a gas natural.

**Entrevistadores:**

**¿El Bonogas vehicular financiaría el valor referencial de compra para la adquisición de vehículos pesados GNV-GNL?**

**Entrevistado:**

Esto es una propuesta, la cual todavía no está definida, puesto que el Minem está enfocado en el tema del marco normativo de comercialización de GNL.

**Entrevistadores:**

**¿Existe un proyecto de tarifa única del costo de la molécula de gas a nivel nacional?**

**Entrevistado:**

Lo analizamos y como conversamos antes, siempre Lima por economías de escala, el costo de su molécula de gas será menor, así que este tema es un poco difícil. Se tendría que revisar adicionalmente los convenios APP, tanto Quavii como Naturgy tienen estos convenios suscritos con el Estado y estas tarifas fueron fijadas por Proinversión, a diferencia de Piura y Tumbes que las determinó el Minem y las tarifas las fijó el Osinergmin, lo cual ya existe concesiones firmadas y no podría modificarse lo pactado anteriormente. Además, existe un estudio que señala que para que exista una tarifa única de distribución, se debería bajar la tarifa de las regiones; por otro lado, debería subir y esto sucedería en Lima, pero como existen muchos usuarios, no se apreciaría mucho, lo cual fijaría las tarifas a nivel nacional por usuarios, pero adicionalmente se habla que también saldrían perjudicados los comercializadores, pero el Estado como conjunto ganaría.



**Entrevistadores:**

**Respecto a la concesión Sur-Oeste a cargo de Naturgy, si se da su salida ¿el Estado debería nombrar un operador temporal? ¿cuáles serían los pasos a seguir en caso exista interés de un operador existente en el mercado peruano?**

**Entrevistado:**

Quien debería nombrar sería el Minem, además el concesionario formalmente no ha dicho que se va y el espíritu del contrato es que luego de declararse en quiebra, el debería seguir operando hasta que llegue un nuevo concesionario y este operar posteriormente, siendo el Ministerio como una mesa de partes.

### Entrevistas a profundidad al panel de expertos

Buenos días/tardes/noches, somos estudiantes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, que se encuentra realizando una investigación sobre el uso del GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada y pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú. La información que usted nos brinde será utilizada, únicamente, para fines de la presente investigación y tratada de forma estrictamente confidencial.

**Nombres y Apellidos:** Víctor Murillo Huamán

**Empresa/Ministerio:** Ministerio de Energía y Minas

**Sector:** Público

**Cargo/Especialidad:** Vice Ministro de Hidrocarburos

**Fecha de la entrevista:** 13 de enero de 2021

#### Entrevistadores:

**Señor Ministro ¿podría comentarnos los avances respecto a las publicaciones de las RM 080-2020-MINEM/DM y RM 081-2020-MINEM/DM? ¿se podrá operar dentro de un área de concesión con autorización del concesionario?**

#### Entrevistado:

Nos encontramos en el proceso de correcciones finales, y referente a que solo se podrá operar dentro de la concesión con permiso del concesionario, esto ayudaría a la eliminación del descreme, para que los concesionarios puedan recuperar sus inversiones que realizan a la zona residencial, los cuales tienen poco consumo.

#### Entrevistadores:

**Señor Ministro ¿qué incentivos podría comentarnos referido a la masificación del gas natural como combustible con GNL para camiones de carga pesada? ¿podría indicarnos mayor detalle respecto al Bonogas vehicular para vehículos pesados?**

#### Entrevistado:

Si, la aprobación va principalmente para buses urbanos a GNC, pero no para camiones de carga que serían para GNL. Lo que conozco sobre el tema del corredor azul, de forma privada si habría incentivos suficientes para que ellos cambien sus camiones. Respecto a buces estamos trabajando con esta directiva, pero con respecto a camiones a GNL, no lo estamos descartando, pero todavía no lo estamos viendo.

#### Entrevistadores:

**Señor Ministro ¿existe alguna fecha tentativa de publicación de ambos proyectos de decreto supremo respecto a la comercialización de GNL en estaciones de venta al público?**

#### Entrevistado:

No tenemos fechas exactas, pero estamos trabajando en ello para que salgan lo antes posible.

#### Entrevistadores:

**Señor Ministro ¿cuál ha sido el grado de avance respecto al proyecto de conversión de vehículos pesados a GNV?**

#### Entrevistado:

Existe muchos interesados, pero uno de los puntos a tratar fueron los talleres de conversión, que no existen muchos, y esta fue una solicitud de muchos que están en este rubro e inclusive la ATU participó en el convenio.

**Entrevistadores:**

**Señor Ministro ¿qué estrategia tienen planeado realizar en la conversión de camiones a GNL? ¿será a través de algún tipo de subsidio?**

**Entrevistado:**

Por ahora no tenemos el programa específico, así que debemos primero incluir este energético al mercado peruano y ello será a través de la aprobación de estas normativas señaladas anteriormente; luego de ello, en forma privada se espera iniciar la conversión, pero no está descartado que nosotros más adelante podamos buscar alternativas de mayor uso de gas natural.

## **II. Unidades de peaje ubicadas en la Red Vial Nacional**

Unidades de peaje	Departamento	Concesión
Aguas Calientes	Cusco	Provias Nacional
Aguas Claras	San Martín	Empresa privada
Ambo	Huánuco	Provias Nacional
Atico	Arequipa	Provias Nacional
Ayaviri	Puno	Provias Nacional
Camaná	Arequipa	Empresa privada
Cancas	Tumbes	Provias Nacional
Caracoto	Puno	Empresa privada
Casaracra-Concesión	Junín	Empresa privada
Cátac	Ancash	Provias Nacional
Ccasacancha (Huillque)	Cusco	Empresa privada
Chacapampa	Junín	Provias Nacional
Chalhuapuquio (El Pedregal)	Junín	Provias Nacional
Chicama	La Libertad	Empresa privada
Chilca	Lima	Empresa privada
Chulucanas	Piura	Empresa privada
Ciudad de Dios	La Libertad	Empresa privada
Corcona-Concesión	Lima	Empresa privada
Cruce Bayóvar	Piura	Empresa privada
Cuculí (Pomalca)	Lambayeque	Provias Nacional
Desvío Olmos	Lambayeque	Empresa privada
Desvío Talara	Piura	Provias Nacional
El Fiscal	Arequipa	Empresa privada
El Paraíso	Lima	Empresa privada
Fortaleza	Lima	Empresa privada
Huarmey	Ancash	Empresa privada
Huataya	Lima	Empresa privada
Ica	Ica	Empresa privada
Ilave	Puno	Provias Nacional
Ilo	Moquegua	Empresa privada
Jahuay Chincha	Ica	Empresa privada
Loma Larga Baja	Piura	Empresa privada
Lunahuaná	Lima	Provias Nacional
Macusani	Puno	Empresa privada
Marcona	Ica	Empresa privada
Matarani Concesión	Arequipa	Empresa privada
Menocucho (Quirihuac)	La Libertad	Empresa privada
Montalvo	Moquegua	Empresa privada
Mórrope	Lambayeque	Empresa privada
Moyobamba	San Martín	Empresa privada
Nazca	Ica	Provias Nacional
Pacanguilla	La Libertad	Empresa privada

Unidades de peaje	Departamento	Concesión
Pacra	Ica	Provias Nacional
Paita	Piura	Empresa privada
Pampa Cuéllar	Moquegua	Empresa privada
Pampa Galera	Ayacucho	Empresa privada
Pampamarca (Chalhuanka)	Apurímac	Empresa privada
Patahuasi	Arequipa	Empresa privada
Pedro Ruíz	Amazonas	Empresa privada
Pichirhua (Casinchihua)	Apurímac	Empresa privada
Piura Sullana	Piura	Empresa privada
Planchón	Madre de Dios	Empresa privada
Pomahuanca (Pucará)	Cajamarca	Empresa privada
Pongo	San Martín	Empresa privada
Pozo Redondo	Tacna	Provias Nacional
Punta Perdida	Puno	Provias Nacional
Quilca	Arequipa	Provias Nacional
Quiulla-Concesión	Junín	Empresa privada
Rumichaca	Ayacucho	Provias Nacional
San Antón	Puno	Empresa privada
San Gabán	Puno	Empresa privada
San Lorenzo	Madre de Dios	Empresa privada
San Nicolás	Lambayeque	Empresa privada
Santa Lucía	Puno	Empresa privada
Saylla	Cusco	Provias Nacional
Serpentín de Pasamayo	Lima	Empresa privada
Sicuyani	Puno	Provias Nacional
Socos	Ayacucho	Provias Nacional
Tambogrande	Piura	Provias Nacional
Tomasiri	Tacna	Empresa privada
Tunán	Lima	Provias Nacional
Uchumayo-Concesión	Arequipa	Empresa privada
Unión Progreso	Madre de Dios	Empresa privada
Utcubamba (Bagua)	Amazonas	Empresa privada
Variante de Pasamayo	Lima	Empresa privada
Vesique	Ancash	Empresa privada
Virú	La Libertad	Empresa privada
Yauca	Arequipa	Provias Nacional

Fuente: MTC-Provias Nacional, 2019  
Elaboración: Autores de esta tesis

### **III. Lineamiento de Política Energética Nacional 2010-2040**

**Objetivo 1:** Contar con una matriz energética diversificada, y con énfasis en las fuentes renovables, sostenibles y la eficiencia energética.

**Lineamientos de política:**

- a) Definir proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada en base a energías renovables – convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear que garanticen la seguridad energética del País.
- b) Incorporar la Eficiencia Energética como parte de la Matriz Energética.
- c) Priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas eficientes como base para la generación eléctrica nacional.
- d) Promover el uso intenso y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales; así como la generación distribuida.

**Objetivo 2.** Contar con un abastecimiento energético competitivo en un marco de Desarrollo Sostenible.

**Lineamientos de política:**

- a) Alcanzar suficiencia en la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético.
- b) Promover un marco normativo y legal que aliente la competencia, minimice la concentración del mercado y favorezca la transparencia en la formación de precios.
- c) Facilitar una política de precios y tarifas que compensen costos eficientes de producción, transporte y distribución e incentiven la inversión.
- d) Desarrollar mecanismos que limiten el impacto de una alta volatilidad de precios en el mercado internacional.
- e) Participación limitada y eficiente de empresas del estado en la exploración, producción, generación, transporte, transmisión, distribución de energías hasta lograr un mercado competitivo.

**Objetivo 3:** Gozar de acceso universal al suministro energético.

**Lineamientos de política:**

- a) Alcanzar la cobertura total del sector de electricidad.
- b) Subsidiar de manera temporal y focalizada el uso de energéticos en los segmentos poblacionales de bajos ingresos.
- c) Asignar la responsabilidad de mantener la provisión de electricidad y gas natural, en los sectores urbanos marginales y rurales, a las empresas distribuidoras en su ámbito de influencia.
- d) Involucrar a las comunidades locales en la formulación de los programas de energización rural.
- e) Impulsar el uso productivo de la electricidad en zonas rurales.
- f) Intensificar las prácticas de responsabilidad social de los actores del mercado energético.
- g) Garantizar sistemas de calentamiento en las zonas alto andinas para reducir la mortalidad infantil y elevar la calidad de vida de las regiones con bajos recursos.
- h) Ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú.

**Objetivo 4:** Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de las energías, que incluya la aplicación productiva intensiva.

**Lineamientos de política:**

- a) Formar una cultura de uso eficiente de la energía a través de la transparencia de la información, divulgación y educación.
- b) Alcanzar objetivos cuantificables específicos para la eficiencia energética como parte de la matriz energética nacional.
- c) Alcanzar estándares de eficiencia energética y propiciar la creación de entidades certificadoras.



- d) Involucrar a las empresas distribuidoras de electricidad en los programas de conservación facilitando para ello mecanismos de compensación por la disminución de sus ventas de energías.
- e) Posibilitar mecanismos e incentivos apropiados para el cobro de equipos eficientes a través de la facturación de los servicios de energías.
- f) Establecimiento de incentivos fiscales para los proyectos de conservación de las energías.
- g) Lograr la automatización de la oferta y manejo de la demanda a través de sistemas tecnológicos inteligentes.
- h) Crear el centro de eficiencia energética como una entidad descentralizada dependiente del sector.
- i) Sustituir equipos de cocción tradicional por equipos eficientemente energéticos.
- j) Lograr la construcción de viviendas con arquitectura eficiente desde el punto de vista energético.

**Objetivo 5:** Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos

**Lineamientos de política:**

- a) Incentivar las actividades de exploración de hidrocarburos bajo un marco económico adecuado que permita incrementar la producción de petróleo, gas natural y sus líquidos.
- b) Alcanzar una balanza comercial positiva de hidrocarburos.
- c) Proponer el uso de medidas impositivas de política fiscal que limiten el uso del diésel en el transporte urbano.
- d) Promover inversiones dirigidas a la adecuación de las refinerías del país a la demanda vigente.
- e) Incentivar la implementación de centrales hidroeléctricas de gran tamaño.
- f) Mantener procesos de subastas para alcanzar con anticipación la suficiencia de generación y transporte de electricidad.

**Objetivo 6:** Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono.

**Lineamientos de política:**

- a) Dictar políticas que impulsen el uso de energías basados en tecnologías con baja emisión de carbono.
- b) Limitar el uso de energías fósil a través de medidas impositivas que afecten el consumo de los combustibles contaminantes y menos eficientes.
- c) Limitar el uso de la biomasa en la matriz energética nacional.
- d) Establecer medidas para la mitigación de emisiones provenientes de las fuentes de energías.
- e) Promover que los proyectos energéticos obtengan los beneficios de los certificados de carbono.
- f) Regular la reinyección o utilización del gas natural no aprovechado (venteo).
- g) Alcanzar una normativa ambiental con requerimientos compatibles con las normas internacionales.
- h) Promover el perfeccionamiento permanente de las normas de seguridad en el uso de energéticos.

**Objetivo 7:** Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades de transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.

**Lineamientos de política:**

- a) Promover la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) en la industria y el transporte urbano, interprovincial y de carga.
- b) Facilitar sistemas descentralizados en la distribución del gas natural en todos los sectores de consumo del País.
- c) Limitar el uso del gas natural en la generación eléctrica de ciclo simple.
- d) Promover la cogeneración.

- e) Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica.
- f) Establecer una tarifa única de gas.

**Objetivo 8.** Lograr el Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético.

**Lineamientos de política:**

- a) Desarrollar e implementar políticas energéticas de largo plazo.
- b) Promover la actualización periódica del marco regulatorio mediante mecanismos de consultas públicas.
- c) Promover la implementación de un centro de informaciones y banco de proyectos para facilitar la inversión en el sector energético.
- d) Promover programas de capacitación y actualización que mejoren la alta especialización de los recursos humanos que laboran en el sector público.
- e) Fortalecer e incentivar la carrera pública en el MINEM que consolide su profesionalización y adecuada transferencia de conocimientos a las nuevas generaciones de servidores públicos en el sector.
- f) Fortalecer la política de transparencia en las licitaciones de obras públicas y/o proyectos en el sector energético.
- g) Asegurar la independencia administrativa y presupuestaria que fortalezca el rol del Organismo Regulador; así como, del Operador y Administrador del Mercado.
- h) Crear un centro de investigación tecnológico energético, con énfasis en recursos renovables y establecer el marco para su sostenibilidad académica y financiera continua.

**Objetivo 9.** Estar integrado con los mercados energéticos de países de la región, en los casos que sean favorables para el logro de la visión de largo plazo.

**Lineamientos de política:**

- a) Identificar de manera continua los beneficios de integración energética con países de la región en cuanto a seguridad, eficiencia y sostenibilidad del suministro energético para el país.
- b) Establecer acuerdos que permitan lograr paulatinamente una integración de mercados, mediante incentivos para el desarrollo de la infraestructura requerida.
- c) Realizar de manera conjunta con los países de la región programas de capacitación e investigación.

#### **IV. Base de datos del modelo econométrico ARIMA**

<b>Año</b>	<b>Demanda de diésel (MBDC)</b>	<b>PBI nacional (MMS/)</b>	<b>PBI per cápita (S/)</b>	<b>Consumo final privado (MMS/)</b>	<b>Importación acumulada de vehículos diésel (unidades)</b>	<b>Demanda de diésel - transporte (MBDC)</b>
1990	25.24	151,492	6,961	105,735	162,189	16.47
1991	31.14	154,854	6,974	109,665	199,304	19.70
1992	39.01	154,017	6,803	108,852	203,104	22.85
1993	38.57	162,093	7,025	113,680	207,194	23.69
1994	44.22	182,044	7,746	124,433	218,594	28.19
1995	52.02	195,536	8,172	136,275	240,376	32.18
1996	53.00	201,009	8,256	139,501	252,315	33.39
1997	54.00	214,028	8,641	144,555	275,043	33.32
1998	56.00	213,190	8,466	141,698	316,125	38.84
1999	59.00	216,377	8,456	139,666	353,444	40.56
2000	56.00	222,207	8,552	143,191	388,127	41.09
2001	50.00	223,580	8,480	144,629	413,498	37.17
2002	49.50	235,773	8,817	151,674	436,178	36.36
2003	55.00	245,593	9,061	155,487	455,794	40.50
2004	64.50	257,770	9,387	160,769	474,277	45.96
2005	60.02	273,971	9,883	166,654	493,187	43.88
2006	64.31	294,598	10,546	177,006	513,682	46.19
2007	70.53	319,693	11,368	192,316	531,530	50.56
2008	79.09	348,923	12,329	209,437	563,358	56.08
2009	82.40	352,584	12,378	215,885	581,645	60.90
2010	86.76	382,380	13,327	235,492	614,065	66.27
2011	91.64	407,052	14,082	252,507	653,644	74.77
2012	94.90	431,273	14,814	271,305	674,054	77.62
2013	102.95	456,449	15,557	286,857	694,406	65.81
2014	100.59	467,376	15,781	298,045	708,190	63.82
2015	108.41	482,676	16,108	309,917	720,154	71.25
2016	117.02	502,225	16,508	321,383	732,810	75.70
2017	119.93	514,655	16,616	329,870	746,911	75.94
2018	120.74	535,083	16,953	342,541	761,273	79.42
2019	122.44	546,650	17,013	352,747	775,277	77.69
2020	102.64	485,961	14,895	321,946	781,381	64.31

Fuente: BCRP, 2020; Osinergmin-SCOP, 2020 y Sunat, varios años  
Elaboración: Autores de esta tesis

**V. Capacidad instalada de establecimiento de venta al público de diésel por departamentos, provincias y distritos**

Departamento - Provincia - Distrito	En corredor vial costero	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
<b>Lima</b>	<b>129</b>	<b>1,353,645</b>	<b>8,526</b>
<b>Lima</b>	<b>57</b>	<b>654,714</b>	<b>4,124</b>
Puente Piedra	16	165,727	1,044
Lurin	6	102,663	647
Villa El Salvador	4	70,000	441
San Juan De Miraflores	5	57,000	359
Los Olivos	4	46,602	294
San Martin De Porres	4	44,954	283
Pucusana	2	40,417	255
Independencia	2	40,000	252
Ancon	2	20,000	126
Rimac	1	17,000	107
El Agustino	5	16,351	103
Santiago De Surco	2	10,000	63
Santa Rosa	1	8,000	50
Punta Hermosa	1	6,000	38
Ate	1	6,000	38
Barranco	1	4,000	25
<b>Cañete</b>	<b>25</b>	<b>267,281</b>	<b>1,684</b>
Asia	6	65,000	409
Chilca	3	56,500	356
San Vicente De Cañete	6	53,181	335
Mala	5	45,000	283
Cerro Azul	4	37,200	234
San Luis	1	10,400	66
<b>Huaral</b>	<b>16</b>	<b>185,825</b>	<b>1,170</b>
Chancay	13	140,244	883
Aucallama	3	45,581	287
<b>Barranca</b>	<b>15</b>	<b>123,977</b>	<b>781</b>
Barranca	5	58,977	371
Supe	6	39,500	249
Supe Puerto	4	25,500	161
<b>Huaura</b>	<b>16</b>	<b>121,848</b>	<b>767</b>
Santa Maria	8	57,773	364
Vegueta	5	31,835	201
Huacho	1	16,274	103
Huaura	1	8,000	50
Hualmay	1	7,966	50
<b>Ica</b>	<b>78</b>	<b>801,454</b>	<b>5,048</b>
<b>Ica</b>	<b>30</b>	<b>296,143</b>	<b>1,865</b>
Subtanjalla	6	88,936	560
Salas	6	67,000	422

Departamento - Provincia - Distrito	En corredor vial costero	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Los Aquijes	3	48,000	302
Santiago	7	47,300	298
Ica	7	35,907	226
Tate	1	9,000	57
<b>Nazca</b>	<b>16</b>	<b>221,646</b>	<b>1,396</b>
Nazca	10	136,957	863
Vista Alegre	5	73,300	462
El Ingenio	1	11,389	72
<b>Chincha</b>	<b>20</b>	<b>132,685</b>	<b>836</b>
Chincha Alta	9	65,885	415
Chincha Baja	3	16,300	103
Grocio Prado	3	16,000	101
Sunampe	3	14,500	91
Alto Laran	1	12,000	76
El Carmen	1	8,000	50
<b>Pisco</b>	<b>9</b>	<b>99,980</b>	<b>630</b>
Tupac Amaru Inca	3	36,980	233
Pisco	2	27,000	170
Paracas	2	20,000	126
San Clemente	2	16,000	101
<b>Palpa</b>	<b>3</b>	<b>51,000</b>	<b>321</b>
Llipata	1	30,000	189
Palpa	2	21,000	132
<b>La Libertad</b>	<b>67</b>	<b>652,887</b>	<b>4,112</b>
<b>Trujillo</b>	<b>26</b>	<b>330,959</b>	<b>2,085</b>
Moche	11	169,233	1,066
Huanchaco	9	101,106	637
Trujillo	2	32,800	207
Victor Larco Herrera	4	27,820	175
<b>Pacasmayo</b>	<b>15</b>	<b>103,750</b>	<b>654</b>
Guadalupe	6	41,000	258
San Jose	4	32,500	205
Pacasmayo	2	15,750	99
San Pedro De Llocc	3	14,500	91
<b>Ascope</b>	<b>8</b>	<b>85,296</b>	<b>537</b>
Paijan	4	36,542	230
Chicama	2	32,754	206
Chocope	2	16,000	101
<b>Viru</b>	<b>10</b>	<b>71,189</b>	<b>448</b>
Viru	8	57,828	364
Chao	2	13,361	84
<b>Chepén</b>	<b>8</b>	<b>61,693</b>	<b>389</b>

Departamento - Provincia - Distrito	En corredor vial costero	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Chepén	5	42,530	268
Pacanga	3	19,163	121
<b>Piura</b>	<b>59</b>	<b>510,972</b>	<b>3,219</b>
<b>Piura</b>	<b>23</b>	<b>231,920</b>	<b>1,461</b>
Catacaos	8	86,100	542
Piura	4	52,300	329
Veintiseis De Octubre	2	33,100	208
Castilla	2	25,700	162
La Union	2	12,000	76
La Arena	2	11,800	74
Tambo Grande	2	7,920	50
Las Lomas	1	3,000	19
<b>Sechura</b>	<b>15</b>	<b>133,452</b>	<b>841</b>
Sechura	9	72,470	456
Vice	5	47,782	301
Cristo Nos Valga	1	13,200	83
<b>Sullana</b>	<b>11</b>	<b>89,000</b>	<b>561</b>
Marcavelica	4	44,000	277
Sullana	5	35,000	220
Ignacio Escudero	2	10,000	63
<b>Talara</b>	<b>10</b>	<b>56,600</b>	<b>357</b>
Pariñas	3	24,000	151
Los Organos	3	12,000	76
Máncora	3	10,600	67
El Alto	1	10,000	63
<b>Arequipa</b>	<b>48</b>	<b>463,387</b>	<b>2,919</b>
<b>Arequipa</b>	<b>15</b>	<b>195,640</b>	<b>1,232</b>
La Joya	11	176,020	1,109
Tiabaya	1	6,000	38
Santa Rita De Sigwas	1	6,000	38
Vitor	1	5,000	31
San Juan De Sigwas	1	2,620	17
<b>Camana</b>	<b>14</b>	<b>138,726</b>	<b>874</b>
Samuel Pastor	7	70,514	444
Nicolas De Piérola	2	26,500	167
Ocona	3	20,712	130
Mariscal Cáceres	1	13,000	82
Jose Maria Quimper	1	8,000	50
<b>Caraveli</b>	<b>10</b>	<b>76,889</b>	<b>484</b>
Chala	4	47,368	298
Atico	4	22,738	143
Lomas	1	3,600	23



Departamento - Provincia - Distrito	En corredor vial costero	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Yauca	1	3,183	20
<b>Islay</b>	<b>8</b>	<b>42,945</b>	<b>271</b>
Cocachacra	3	21,475	135
Mollendo	2	10,900	69
Dean Valdivia	2	7,570	48
Islay	1	3,000	19
<b>Caylloma</b>	<b>1</b>	<b>9,187</b>	<b>58</b>
Majes	1	9,187	58
<b>Lambayeque</b>	<b>42</b>	<b>415,268</b>	<b>2,616</b>
<b>Chiclayo</b>	<b>27</b>	<b>261,024</b>	<b>1,644</b>
Chiclayo	5	77,856	490
Reque	6	67,900	428
La Victoria	9	57,675	363
Eten	1	19,959	126
Lagunas	3	19,695	124
Mocupe	1	6,550	41
Pimentel	1	6,389	40
Monsefu	1	5,000	31
<b>Lambayeque</b>	<b>15</b>	<b>154,244</b>	<b>972</b>
Lambayeque	11	142,524	898
Morrope	4	11,720	74
<b>Ancash</b>	<b>33</b>	<b>353,593</b>	<b>2,227</b>
<b>Santa</b>	<b>23</b>	<b>226,570</b>	<b>1,427</b>
Chimbote	14	117,070	737
Nuevo Chimbote	7	62,000	391
Santa	2	47,500	299
<b>Casma</b>	<b>8</b>	<b>114,023</b>	<b>718</b>
Comandante Noel	4	70,230	442
Casma	4	43,793	276
<b>Huarmey</b>	<b>2</b>	<b>13,000</b>	<b>82</b>
Huarmey	2	13,000	82
<b>Prov. Const. Del Callao</b>	<b>11</b>	<b>202,880</b>	<b>1,278</b>
<b>Prov. Const. Del Callao</b>	<b>11</b>	<b>202,880</b>	<b>1,278</b>
Callao	8	163,380	1,029
Ventanilla	3	39,500	249
<b>Tacna</b>	<b>19</b>	<b>124,267</b>	<b>783</b>
<b>Tacna</b>	<b>16</b>	<b>104,217</b>	<b>656</b>
Tacna	10	75,372	475
Sama	3	11,395	72
Alto De La Alianza	1	9,500	60
La Yarada Los Palos	2	7,950	50
<b>Jorge Basadre</b>	<b>3</b>	<b>20,050</b>	<b>126</b>

Departamento - Provincia - Distrito	En corredor vial costero	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Ite	2	10,250	65
Locumba	1	9,800	62
<b>Tumbes</b>	<b>15</b>	<b>119,200</b>	<b>751</b>
<b>Tumbes</b>	<b>12</b>	<b>101,900</b>	<b>642</b>
Tumbes	8	75,400	475
Corrales	3	18,500	117
La Cruz	1	8,000	50
<b>Contralmirante Villar</b>	<b>3</b>	<b>17,300</b>	<b>109</b>
Zorritos	2	9,300	59
Canoas De Punta Sal	1	8,000	50
<b>Moquegua</b>	<b>7</b>	<b>47,408</b>	<b>299</b>
<b>Ilo</b>	<b>5</b>	<b>37,148</b>	<b>234</b>
Pacocha	2	21,348	134
Ilo	3	15,800	100
<b>Mariscal Nieto</b>	<b>2</b>	<b>10,260</b>	<b>65</b>
Moquegua	2	10,260	65
<b>Total General</b>	<b>508</b>	<b>5,044,961</b>	<b>31,777</b>

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2020  
Elaboración: Autores de esta tesis

**VI. Establecimientos con mayor capacidad instalada de almacenamiento de diésel por departamentos, provincias y distritos**

Departamento	Provincia	Dirección operativa	Distrito	Razón Social	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Lima	Lima	Carretera Panamericana Sur Km. 25.62	Lurin	Negociación Kio S.A.C.	40,000	252
		Carretera Panamericana Sur Km. 19.5	Villa El Salvador	Petrosur S.A.C.	30,000	189
		Carretera Panamericana Sur Km 29.50	Lurin	Coesti S.A.	25,000	157
		Carretera Panamericana Sur Km. 56.80	Pucusana	Estacion De Servicios Monte Everest S.A.C.	24,417	154
		Km. 25 De La Carretera Panamericana Norte	Puente Piedra	Petro Explorium S.A.C.	24,000	151
		Autopista Panamericana Sur Km 18.5, Sub Lote 29-A, Fundo Villa Baja	San Juan De Miraflores	Grifos Espinoza S.A.	24,000	151
		Carretera Panamericana Sur Km 23.5	Villa El Salvador	S. Rodriguez Banda S.A.C.	24,000	151
		Av. Alfredo Mendiola 6200 Urb. Molitalia (Panamericana Norte Km. 20)	Los Olivos	Transportes Las Vegas Sa	20,602	130
		Av. Alfredo Mendiola N° 2000	Independencia	Repsol Comercial S.A.C.	20,000	126
	Carretera Panamericana Sur Km. 17 Aa.Hh. Las Brisas	San Juan De Miraflores	Repsol Comercial S.A.C	20,000	126	
	Cañete	Km. 63.5 Carretera Panamericana Sur	Chilca	Servicentro Sursa E.I.R.L.	36,000	227
		Carretera Panamericana Sur Km. 127 - Pampa Los Lobos	Cerro Azul	Estacion De Servicios Henco S.A.C.	20,000	126
		Carretera Panamericana Sur Km. 86.5	Mala	Grifosa S.A.C.	18,000	113
		Carretera Panamericana Sur Km. 144.5	San Vicente De Cañete	Comercializacion Y Distribucion De Combustibles Transportes Rino S.A.C.	16,000	101
		Carretera Panamericana Sur Km. 106 (Sur A Norte) Predio B-Sector Sarapampa	Asia	Coesti S.A.	15,000	94
	Huaral	Mz A Lote 17 - Sector Chacarilla Carretera Panamericana Km 80.7	Chancay	Empresa De Servicios Y Transportes El Negro E.I.R.L.	30,000	189
		Carretera Panamericana Norte Km 66, Sector "A", Pasamayo	Aucallama	Servicentro Pasamayo S.A.C.	22,000	139
		Carretera Panamericana Norte Km. 84.9	Chancay	Coesti S.A.	16,000	101
		Carretera Panamericana Norte Km. 75.1	Aucallama	Aucallamas S.A.C.	15,000	94
		Carretera Panamericana Norte Km. 85.5	Chancay	Corporacion Petrogol S.A.C.	12,000	76
Ica	Ica	Carretera Panamericana Sur Km. 307	Los Aquijes	Coesti S.A.	22,000	139
		Carretera Panamericana Sur Km. 296	Subtanjalla	Grifo Subtanjalla S.R.L.	18,436	116
		Carretera Panamericana Sur Km. 298.2 - Ex-Cau Mamacona	Subtanjalla	El Oasis De Ica S.A.C.	18,000	113
		Parcela N° 36, V.C. 04621, Sector Los Tronquitos	Santiago	Estacion De Servicios Leonor S.A.C	16,000	101
		Panamericana Sur Km. 307.3, Centro Poblado Garganto	Los Aquijes	Consortio Ica S.A.C.	16,000	101
La Libertad	Trujillo	Av. La Marina Km 559 Carretera Panamericana Norte	Moche	Coesti S.A.	26,000	164
		Av. La Marina N° 1100 - 1170 (Carretera Panamericana Sur Km. 557), Sector Larrea U.C. 10627	Trujillo	Repsol Comercial S.A.C.	24,000	151
		Lote D y E Predio El Tanque - Sector El Tanque Km. 556 - Car. Panamericana Norte	Moche	Estacion De Servicios Santa Maria S.R.L.	22,086	139
		Carretera Panamericana Norte Predio El Tanque Lote A Sector El Tanque	Moche	Servicentro Ramirez S.A.C.	20,000	126
		Carretera Panamericana Norte - Curva De Sun Moche	Moche	Grifo Delfin S.A.C.	20,000	126

Departamento	Provincia	Dirección operativa	Distrito	Razón Social	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Piura	Piura	Predio Coscomba, Sector Coscomba. Asociación Santa Lucía, Carretera Interoceánica Piura-Paita Km. 04	Piura	Negocios Y Representaciones Stiven E.I.R.L.	30,000	189
		Prolongación Av. Sánchez Cerro Mza. B - Habilitación Urbana Industrial - Parcela J - Altura Carretera Panamericana Norte Km. 1004	Veintiseis De Octubre	Estación De Servicios San José S.A.C.	19,900	125
		Carretera Panamericana Norte Km. 970 - Caserío San Pablo	Catacaos	Estación De Servicios Abafi S.A.C.	16,500	104
		Sector Caserío San Pablo, Ficha Registral N° 11068364	Catacaos	Estación De Servicios Río Viejo Ii S.R.L.	16,000	101
		Carretera Panamericana Norte Cruce Piura - Chiclayo - Catacaos La Tina De Puntala	Catacaos	Estación De Servicios Petro World S.A.C.	16,000	101
Arequipa	Arequipa	Panamericana Sur Km. 975 – Sector San José	La Joya	Grifo San Ignacio S.A.C	36,000	227
		Panamericana Sur Km. 957 - El Cruce	La Joya	Inversiones Maringa S.A.C.	26,000	164
		Carretera Panamericana Sur Km 980.7, Sector San José - Las Bermudas Lote Industrial 1	La Joya	Estación De Servicios Mi Grifo S.R.L.	24,000	151
		Panamericana Sur Km. 967, Progreso Km 48	La Joya	Estación De Servicios Ottawa S.A.C.	16,000	101
		Upis Cristo Rey De La Joya, Mz.D, Lt.1, Zona 2	La Joya	Estación De Servicios Corzo Eirl	15,870	100
Lambayeque	Chiclayo	Carretera Panamericana Norte Km. 3 (Salida A Lambayeque)	Chiclayo	Grifo San Antonio E.I.R.L.	27,356	172
		Panamericana Norte Km. 774	Chiclayo	Grifo Nor Oriente S.A.	20,000	126
		Av. Panamericana Norte N° 1006 (Antes Lado Noroeste De La Inters. Av A.B. Leguía Y La Carretera Panamericana Norte)	Chiclayo	Coesti S.A.	20,000	126
		Carretera Panamericana Norte Km. 753.9	Eten	Estación De Servicios Piamonte S.A.C.	19,959	126
		Panamericana Norte Km. 757	Reque	Grifo María Del Pilar E.I.R.L.	14,000	88
Ancash	Santa	Carretera Panamericana Norte Km. 442	Santa	Estación De Servicios Fray Martín Srl.	29,500	186
		Av. La Marina Mz P2 Lote 1 - Urb. Las Casuarinas	Nuevo Chimbote	Grifo El Porvenir S.R.L.	20,000	126
		Panamericana Norte Km. 441 Fundo San Luis	Santa	Inversiones Energéticas Minerología Y Combustibles San Fermín E.I.R.L.	18,000	113
		Carretera Panamericana Norte Km. 423, Mz.D Lts. 1, 2, 3 Y 4, Lotización Industrial Gran Trapecio	Chimbote	Grifos Espinoza S.A.	18,000	113
		Av. Enrique Meiggs N° 730 - P. J. Florida Baja	Chimbote	Agd Estaciones S.A.C.	16,000	101
Prov. Const. Del Callao	Callao	Av. Elmer Faucett 6000 Y Esquina Con Nestor Gambetta S/N	Callao	Repsol Comercial S.A.C.	38,000	239
		Av. Nestor Gambetta N° 115	Callao	Repsol Comercial S.A.C.	33,000	208
		Autopista Hacia Ventanilla (Av. Nestor Gambetta), Sub Parcela A6-2B-1	Ventanilla	Repsol Comercial Sac	30,000	189
		Av. Coronel Nestor Gambetta N° 10548	Callao	Repsol Comercial S.A.C.	24,000	151
		Av. Nestor Gambetta N° 1295	Callao	Repsol Comercial S.A.C.	24,000	151
Tacna	Tacna	Pago Aymara Av. Jorge Basadre Oeste N° 203	Tacna	Estación De Energías El Centenario S.A.C.	12,600	79
		Av. Jorge Basadre Grohmann N° 348-356	Tacna	Corporación Alan & Hnos. E.I.R.L.	11,300	71
		Av. Circunvalación Oeste N° 475	Tacna	Servicentro Sur Ondina E.I.R.L.	10,500	66
		Sub Lote F - Zona Pago Aymara, Esq. Av Jorge Basadre Grohmann Oeste Con Av. 2 De Mayo	Tacna	Estación De Servicios El Sol De Tacna S.A.C.	10,000	63
		Panamericana Sur Km. 1288 - 1289	Alto De La Alianza	Petrolera De Tacna Eirl	9,500	60

Departamento	Provincia	Dirección operativa	Distrito	Razón Social	Capacidad instalada en diésel (gl)	Equivalencia en capacidad en GNL (m3)
Tumbes	Tumbes	Panamericana Norte - Km N.º 1267 Aa.Hh. Pueblo Nuevo	Tumbes	Estacion De Servicios R & Z De Tumbes E.I.R.L.	19,500	123
		Av Tumbes Norte 2199 Aahh El Bosque	Tumbes	Estacion De Servicio El Bosque S.R.L.	10,400	66
		Carretera Panamericana Norte Km 1256+100	Tumbes	Estacion De Servicio Puyango Tumbes S.A.C.	10,000	63
		Carretera Panamericana Norte Km. 1276	Tumbes	Grifo Santa Maria Rosa Mistica S.R.L.	10,000	63
		Panamericana Norte Nro. 1267 Pj Pueblo Nuevo	Tumbes	Estación De Servicios El Girasol Eirl	9,000	57
Moquegua	Ilo	Av. Andrés Avelino Cáceres S/N	Pacocha	Empresa De Servicios Generales La Estacion De Ilo S.A.	16,255	102
		Pampa Inalambrica Sector H-I, Lote 1	Ilo	Municipalidad Provincial De Ilo	6,000	38
		Av. Andres Avelino Caceres S/N, Esquina Calle C	Pacocha	Estacion Pacocha, Servicios Y Comercio S.R.L.	5,093	32
		Av. Mariscal Caceres S/N	Ilo	Inversiones Paititi S.R.L.	5,050	32
		Pampa Inalambrica Km. 40-41	Ilo	Grupo Empresarial Mdm E.I.R.L.	4,750	30

Fuente: Osinergmin-Registro de hidrocarburos, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

## **VII. Detalle del OPEX para el proyecto y transportista**

## Personal de la EESS

Para el presente proyecto, se considera el siguiente personal de la EESS. Cabe precisar que, se debe considerar dos (2) isleros por cada turno (mañana, tarde y noche).

Personal	Cantidad	Turnos
Jefe de la Estación de Servicio	1	1
Administrador	1	1
Isleros	6	3
Vigilancia	2	2
Limpieza	2	2

Fuente: Hernández, 2020

Elaboración: Autores de esta tesis

## Remuneraciones por concepto en EESS

Según Hernández (2020), la remuneración bruta promedio de un jefe de la EESS es S/ 2000, seguida de un administrador (S/ 1,500) y un personal de vigilancia (S/ 1,500). Asimismo, la remuneración anual de todo el personal de la EESS ascendería cada año a US\$ 66,730.

Personal de la EESS	Cantidad	Turnos	Remuneración bruta	Total remuneraciones	Bono y Essalud	Remuneración anual	Gratificaciones	CTS	Asignación familiar	Escolaridad	Total Remuneración anual
Jefe de la Estación	1	1	S/. 2,000	S/. 2,000	S/. 360	S/. 28,320	S/. 2,000	S/. 2,000	S/. 75	S/. 400	S/. 32,795
Administrador	1	1	S/. 1,500	S/. 1,500	S/. 270	S/. 21,240	S/. 1,500	S/. 1,500	S/. 75	S/. 400	S/. 24,715
Isleros	6	3	S/. 950	S/. 5,700	S/. 1,026	S/. 80,712	S/. 5,700	S/. 5,700	S/. 450	S/. 2,400	S/. 94,962
Vigilancia	2	2	S/. 1,500	S/. 3,000	S/. 540	S/. 42,480	S/. 3,000	S/. 3,000	S/. 150	S/. 800	S/. 49,430
Limpieza	2	2	S/. 950	S/. 1,900	S/. 342	S/. 26,904	S/. 1,900	S/. 1,900	S/. 150	S/. 800	S/. 31,654

Elaboración: Autores de esta tesis

## OPEX de la EESS

Se considera un costo de US\$ 180,000 anual para el alquiler de los terrenos en La Libertad, Lima, Ica y Arequipa.

Servicios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Salarios	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730	\$ 66,730
Alquiler	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000	\$ 180,000
Mantenimiento	\$ 20,000	\$ 34,286	\$ 51,429	\$ 68,571	\$ 135,714	\$ 85,714	\$ 85,714	\$ 85,714	\$ 85,714	\$ 135,714
Luz sin compresor	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760	\$ 5,760
Agua	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686
Internet + Teléfono	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686	\$ 686
<b>OPEX</b>	<b>\$ 273,862</b>	<b>\$ 288,147</b>	<b>\$ 305,290</b>	<b>\$ 322,433</b>	<b>\$ 389,576</b>	<b>\$ 339,576</b>	<b>\$ 339,576</b>	<b>\$ 339,576</b>	<b>\$ 339,576</b>	<b>\$ 389,576</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

## Remuneraciones por concepto del transportista

Personal	Cantidad	Participación	Remuneración bruta	Total remuneraciones	Bono y Essalud	Remuneración anual	Gratificaciones	CTS	Asignación familiar	Escolaridad	Total Remuneración anual
Chofer	1	1	S/. 2,200	S/. 2,200	S/. 396	S/. 31,152	S/. 2,200	S/. 2,200	S/. 75	S/. 400	S/. 36,027
Administrador	1	0.2	S/. 1,500	S/. 300	S/. 54	S/. 4,248	S/. 300	S/. 300	S/. 75	S/. 400	S/. 5,323

Elaboración: Autores de esta tesis



### **OPEX del transportista con tecnología diésel**

SERVICIOS	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Salarios	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814
Viáticos	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129
Peajes	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714
Mantenimiento vehiculo	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400	\$ 14,400
<b>OPEX</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>	<b>\$ 91,057</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

### **OPEX del transportista con tecnología GNL**

SERVICIOS	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Salarios	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814	\$ 11,814
Viáticos	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129	\$ 3,129
Peajes	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714	\$ 61,714
Mantenimiento vehiculo	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840	\$ 15,840
<b>OPEX</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>	<b>\$ 92,497</b>

Elaboración: Autores de esta tesis

## **VIII. Matriz de riesgos del proyecto**

Etapa	Tipo de riesgo	¿Cuál es el riesgo?	¿Cómo surge?	Mitigación	Asignación de riesgo
<b>Diseño y Construcción</b>	<b>Arrendamiento</b>	Certeza de la disponibilidad del terreno para el proyecto	Pocos terrenos de grandes dimensiones en provincias	Oportuno arrendamiento y garantía al cliente en la adquisición del terreno	Operador Privado
	<b>Ambiental</b>	Daño ambiental, paralizaciones en la obra, sobrecostos y/o sobre plazos, penalidades y/o sanciones.	Incumplimiento de la normativa ambiental.	Gestionar oportunamente la DIA y el Registro de Hidrocarburos con los organismos competentes	Operador Privado
	<b>Obtención de permisos y licencias</b>	Sobrecostos y/o sobreplazos.	Nula obtención o retraso de permisos u autorizaciones de organismos públicos	Realizar un Diagrama de Gantt que le permita cumplir las gestiones de permisos y autorizaciones indentificando a todos los actores involucrados	Operador Privado
	<b>Inversiones adicionales</b>	Sobrecostos y/o sobreplazos.	Modificación o adición solicitada al diseño por un plazo mayor al establecido	Realizar un análisis detallado de las inversiones adicionales necesarias en la etapa preoperativa	Operador Privado
	<b>Diseño</b>	Repercusión en costo o calidad de la infraestructura, lo que puede provocar retrasos.	Errores o deficiencias en el diseño	Contratar a una empresa especializada en el diseño de EESS de GNL	Operador Privado
	<b>Construcción</b>	Sobrecostos y/o sobreplazos.	Problemas en la construcción de carácter técnico, financiero, ambiental, macroeconómicas o regulatorias, etc	Firmar un contrato de construcción con un tercero a precio y plazo cerrado de tipo EPC (Engineering, Procurement and Construction) y contratar un seguro	Operador Privado

Elaboración: Autores de esta tesis

Etapa	Tipo de riesgo	¿Cuál es el riesgo?	¿Cómo surge?	Mitigación	Asignación de riesgo
Operación y Mantenimiento	<b>Ingresos</b>	Reducción de la demanda de combustibles en el sector vehicular	Coronavirus y sus nuevas variantes	Suscripción de contratos bilaterales con sectores económicos esenciales que utilicen el transporte de vehículos pesados	Operador privado
	<b>Inflación</b>	Incremento de costos operativos	Variaciones de los precios de los insumos	Mecanismo de actualización periódica de pagos respecto al índice inflacionario	Estado
	<b>Comercial</b>	Pocos clientes demandantes de GNL en las EESS	Continuos precios al alza y regular atención al cliente en las EESS	Brindar precios atractivos, descuentos, líneas de crédito, garantías, servicio post-venta y atención personalizada a los demandantes de GNL en las EESS	Operador privado
	<b>Fuerza Mayor</b>	Sobrecostos y/o sobreplazos, imposibilidad de cumplir el contrato o paralización temporal o definitiva del proyecto	Evento fortuito de causas no imputables a ninguna de las partes (inundaciones, incendios, terremotos, explosiones, terrorismo, paro de transportistas, bloqueo de carreteras, conflictos sociales, etc)	Obligatoriamente la adquisición de un seguro orientados principalmente al aseguramiento oportuno, seguro y confiable del GNL	Estado / Operador privado
	<b>Regulatorios</b>	Modificación de las reglas de juego por parte del ente regulador	Cambio regulatorio por parte del ente regulador.	Inclusión de cláusulas dentro del contrato	Estado
	<b>Normativos</b>	Retraso considerable en la aprobación de la norma para la comercialización del GNL	Publicación pendiente del marco normativo referido a la comercialización del GNL y la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNL	Gestionar con celeridad la publicación del marco normativo respecto a la comercialización del GNL y la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNL	Estado
	<b>Suministro</b>	Posibilidad de no suministro de GNL por parte de Perú LNG a las estaciones de servicio por implementar	Finalización de contrato de licuefacción y exportación de GNL entre Perú LNG y el Estado peruano en el año 2028	<u>Primer escenario:</u> según el Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2019, se cuentan con reservas de gas natural para 22 años; por lo tanto, el Estado debe renegociar con Perú LNG la prórroga del contrato por 10 años más <u>Segundo escenario:</u> adecuar la actual planta de Perú LNG para la recepción de gas natural, tal como lo realiza Chile en la actualidad	Estado
	<b>Tipo de cambio</b>	Potenciales pérdidas o ganancias por parte operador privado	Variaciones en la tasa de cambio dos monedas	El operador privado puede gestionar el pago del suministro del GNL y venta del GNL en la misma moneda	Operador privado
	<b>Política pública</b>	Nula implementación del beneficio de la conversión de vehículos pesados de diésel a GNL por el bonogas FISE vehicular	Políticas públicas o medidas adoptadas por el Estado	Suscripción de contratos con las principales empresas transportistas del país	Operador privado
<b>Político</b>	Inestabilidad gubernamental y expropiación de bienes	Gobierno autoritario y dictatorial	Garantizar elecciones transparentes y democráticas	Estado	

Elaboración: Autores de esta tesis

## BIBLIOGRAFÍA

- Amésquita, F. (2020) *El GNL no aprovechado*. Gestión. Lima, 23 de enero, p. 9.
- Asociación Española del Gas Natural para la Movilidad (2014) *El potencial del gas natural vehicular (GNV) en el transporte de largo recorrido*. España: GASNAM.
- Banco Central de Reserva del Perú (2020) *Reporte de Inflación: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2020-2022*. Lima: BCRP.
- Banco Central de Reserva del Perú (2019a) *Arequipa: Síntesis de Actividad Económica Diciembre 2019*. Departamento de Estudios Económicos. Arequipa: BCRP.
- Banco Central de Reserva del Perú (2019b) *La Libertad: Síntesis de Actividad Económica Diciembre 2019*. Departamento de Estudios Económicos. La Libertad: BCRP.
- Banco Central de Reserva del Perú (2019c) *Ica: Síntesis de Actividad Económica Diciembre 2019*. Departamento de Estudios Económicos. Ica: BCRP.
- BP Statistical Review of World Energy (2019). Recuperado de: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Cáceres, L. (2002) *El Gas Natural*. Lima: Corporación Aceros Arequipa.
- Decreto Supremo N° 058-2003-MTC *Aprueban el Reglamento Nacional de Vehículos* (p. 07/10/2003).
- Decreto Supremo N° 022-2004-PRODUCE *Creación de la Comisión Nacional para la promoción del Uso del Gas Natural* (p. 20/10/2004).
- Decreto Supremo N° 063-2005-EM *Normas para Promover el Consumo Masivo de Gas Natural* (p. 28/12/2005).
- Decreto Supremo N° 057-2008-EM *Reglamento de Comercialización de Gas Natural Licuado (GNL) y Gas Natural Comprimido (GNC)* (p. 11/11/2008)
- Decreto Supremo N° 064-2010-EM *Aprueban la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040* (p. 24/11/2010).
- Decreto Supremo N° 046-2013-EM *Medidas para Incentivar el Desarrollo de Gas Natural* (p. 31/12/2013).

Decreto Supremo N° 037-2014-EM *Modifican e Incorporan Artículos al Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL)* (p. 06/11/2014).

Decreto Supremo N° 046-2014-EM *Modifican el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL)* (p. 06/11/2014).

Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM *Aprueban medidas destinadas a la mejora de la calidad ambiental del aire a nivel nacional* (p. 07/08/2015).

Decreto Supremo N° 011-2016-MTC *Aprueban la actualización del clasificador de rutas del SINAC* (p. 23/07/2016).

Decreto Supremo N° 008-2020-SA *Decreto Supremo que declara en emergencia sanitaria a nivel nacional por el plazo de noventa (90) días calendario y dicta medidas de prevención y control del COVID-19* (p. 11/03/2020).

European Commission DG Move (2015) *LNG Blue Corridors position paper*. European Union: Seventh Framework Programme.

Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (2014) *LNG as an alternative fuel for the operation of ships and heavy-duty vehicles*. Berlin: BMVI.

FUNSEAM (2017) *GARNet-Gas as an Alternative for Road Transport*. Recuperado de: <http://www.funseam.com/es/observatorio-best-practices/gas-natural-sdg-sa/garnet-gas-as-an-alternative-for-road-transport>

Gas Natural de Lima y Callao (2018) *Proyectos Estaciones de Servicio de GNL – Cálidda*. Lima: Cálidda.

Gasnam (2018) *Catálogo de vehículos a gas natural*. Madrid: España.

González, A. y Salazar, C. (2018) *Informe de Resultados del Gas Natural. Encuesta Residencial de Consumo y Uso de Energía*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico. Lima: Osinergmin.

Guevara, J. (2020) *Pruebas realizadas en tractos de carga*. Revista Energía. Lima: Quavii.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (2021) *Informe Técnico Flujo Vehicular por Unidades de Peaje, diciembre 2020*. Dirección Técnica de Estadísticas Departamentales. Lima: INEI.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (2020) *Perú: Producto Bruto Interno por Departamentos 2007-2019*. Lima: INEI.

Ley N° 29518: *Ley que establece medidas para promover la formalización del transporte público interprovincial de pasajeros y de carga* (p. 08/04/2010).

LNG Shanghai (2019) *China – The move to LNG*. Yuan Yuan. Shell. 19th International Conference & Exhibition on Liquefied Gas Natural.

Lluch Urpi, J. (2008) *Tecnología y margen de refino del petróleo*. Instituto Superior de la Energía, pp. 116 – 129.

Ministerio de Economía y Finanzas (2020) *Marco Macroeconómico Multianual 2021-2024*. Separata Especial del diario El Peruano. Lima: MEF.

Ministerio de Economía y Finanzas (2021) *Informe de Actualización de Proyecciones Macroeconómicas 2021-2024*. Dirección General de Política Macroeconómica y Descentralización Fiscal. Lima: MEF.

Ministerio de Energía y Minas (2020) *Cartera de Proyectos Construcción de Mina 2020*. Dirección de Promoción Minera. Lima: Minem.

Ministerio de Energía y Minas (2019) *Informe estadístico mensual upstream & downstream*. Dirección General de Hidrocarburos. Lima: Minem.

Ministerio de Energía y Minas (2018) *Balance Nacional de Energía*. Dirección General de Eficiencia Energética. Área de Planeamiento Energético. Lima: Minem.

Ministerio de Energía y Minas (2017) *Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético del Sector Transporte*. Dirección General de Eficiencia Energética. Lima: Minem.

Ministerio de Transportes y Comunicaciones (2019) *Anuario Estadístico 2019*. Oficina de Estadística. Lima: MTC.

Ministerio de Transportes y Comunicaciones (2018) *Anuario Estadístico 2018*. Oficina de Estadística. Lima: MTC.

- NGVA Europe (2019) *Vehicle Catalogue*. Europe: NGVA.
- Olazábal, J. y Arrarte, A. (2018) *Distribución de Gas Natural en el Perú*. Notas de clase dictadas en UTEC, el 04 de julio. Lima: UTEC.
- Osorio, J.; Tejada, E. y Scarpellini, S. (2015) *LNG: an alternative fuel for road freight transport in Europe*. Centre of Research for Energy Resources and Consumption, University of Zaragoza – Spain.
- Presidencia del Consejo de Ministros (2021) *Informe Preelectoral Administración 2016-2021*. Lima: PCM.
- Promigas & Quavii (2020) *Informe del Sector Gas Natural en Perú Cifras 2019*. III Edición. Lima: Promigas.
- Quantum (2020) *Estrategia para promover la masificación del gas natural en el Perú*. Lima – Perú.
- Ramírez, R. (2019) *Sistema de Planificación Energética Nacional*. Dirección de Eficiencia Energética. Perú: Minem.
- Resolución Ministerial N° 037-2021-MINEM/DM *Aprueban el Programa Anual de Promociones 2021, que contiene los programas destinados a ampliar el acceso universal al suministro de energía y la energización rural, y dictan diversas disposiciones* (p. 18/02/2021).
- Resolución Ministerial N° 273-2020-MINEM/DM *Modificar el Anexo 1 del Programa Anual de Promociones 2020* (p. 10/09/2020).
- Sáenz, V. (2018) *Corredores Azules, el gas natural como combustible; aplicaciones con GNL & GNC*. Notas de clase dictada en ESAN, el 03 de agosto. Lima: ESAN.
- Sáenz, V. (2018) *Infraestructura de repostaje y estaciones de servicio*. Notas de clase dictada en ESAN el 17 de agosto. Lima: ESAN.
- Santisteban, J. (2015) *Estación de servicio de gas natural licuado y comprimido para vehículos*. Tesis para optar el grado de maestro en Ingeniería de Minas. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. Madrid – España.
- Scania de Argentina (2018) *Catálogo de camiones de larga distancia*. Buenos Aires: Scania.



- Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A. y De la Cruz, R. (2015) *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país*. Lima: Osinergmin.
- Tarazona, E. (2019) *La Renovación del Parque Automotor y el Chatarreo Vehicular. Décimo segundo Foro & Exhibiciones de Estaciones de Servicio*. Lima: AAP.
- Workshop (2019) *Vehículos y Estaciones de Servicio GNC/GNL*. Valencia – España.
- Wuithier, P. (1971) *El Petróleo Tomo I, refino y tratamiento químico*. Madrid: Ediciones CEPSA.
- Universidad Nacional de Ingeniería (2020) Conversatorio virtual “*Transporte Multimodal – Políticas Públicas para las Tecnologías Eléctricas y de Gas Natural*” Facultad de Ingeniería Mecánica. Escuela de Post Grado. Lima: UNI.
- Universidad UTEC (2018) *Caso Práctico: Proyecto de GNC/GNV a nivel nacional*. Programa internacional en Gestión de Gas y Petróleo. Lima: UTEC.
- U.S. Energy Information Administration (2021) *Annual Energy Outlook 2021 with projections to 2050*. Washington DC: EIA.
- Yáñez, A. (2016) *Simulación CFD sistema de combustible Dual-Fuel en Motor Combustión Interna*. Tesis para optar el título de grado en Ingeniería Mecánica. Universitat Politècnica de Catalunya. Barcelona-España.