

# ESTUDIO DE LA IMPLANTACIÓN DE GNL EN EL PUERTO DE LA LUZ Y DE LAS PALMAS

## DISEÑO DE LA LOGÍSTICA DE APROVISIONAMIENTO, ALMACENAJE, SUMINISTRO Y RED DE DISTRIBUCIÓN INTERNA DE GNL EN EL PUERTO DE LA LUZ Y DE LAS PALMAS

2020 / 2050



Diciembre 2017

# ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b>	<b>II</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1. CARACTERÍSTICAS DEL GNL</b>	<b>2</b>
1.1.1. PROPIEDADES QUÍMICAS	2
1.1.2. PROPIEDADES FÍSICAS	3
1.1.3. CALIDAD DEL GAS	5
<b>2. DEMANDA</b>	<b>7</b>
<b>2.1. DEMANDA EN EL ÁMBITO MARÍTIMO Y PORTUARIO</b>	<b>9</b>
2.1.1. DEMANDA MARÍTIMA. ACTIVIDAD DE BUNKERING	9
2.1.2. DEMANDA PORTUARIA.	10
<b>2.2. DEMANDA COMPLEMENTARIA ESTIMADA</b>	<b>10</b>
<b>2.3. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA.</b>	<b>11</b>
<b>3. LOGÍSTICA DE ENTRADA DE GNL EN EL PUERTO</b>	<b>12</b>
<b>3.1. ASPECTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS</b>	<b>14</b>
3.1.1. CISTERNA CRIOGÉNICA	15
3.1.2. CONTENEDOR ISO	16
3.1.3. BUQUE BUNKERING MULTIPRODUCTO PARA TRANSPORTE DE GNL DE CORTA DISTANCIA	21
3.1.4. BUQUE BUNKERING DE GNL	23
3.1.5. BUQUE DE TRANSPORTE DE GNL (FEEDER)	27
<b>3.2. ASPECTOS ECONÓMICOS.</b>	<b>29</b>
3.2.1. CISTERNA CRIOGÉNICA Y CONTENEDOR ISO	31
3.2.2. BUQUES DE BUNKERING Y DE TRANSPORTE DE GNL (FEEDER)	36
3.2.3. SOLUCIÓN ÓPTIMA DE LOGÍSTICA DE ENTRADA	39
<b>4. TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN</b>	<b>40</b>
<b>4.1. ASPECTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS</b>	<b>40</b>
4.1.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GNL	40
4.1.2. ELECCIÓN DEL SISTEMA Y CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GNL	44
4.1.3. TERMINAL DE CARGA PARA CISTERNAS Y CONTENEDORES DE GNL	48
4.1.4. TERMINAL DE CARGA Y DESCARGA MARÍTIMA	50
4.1.5. OTROS ELEMENTOS DE UNA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN	55

4.1.6.	GESTIÓN DEL VAPOR Y CÁLCULO DE BOG GENERADO	59
4.1.7.	POSICIONAMIENTO ÓPTIMO DEL ATRAQUE Y ZONA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN	61
4.1.8.	MODELOS DE ALMACENAMIENTO ESCOGIDOS PARA EL PUERTO DE LA LUZ Y DE LAS PALMAS	63
<b>4.2.</b>	<b>ASPECTOS ECONÓMICOS.</b>	<b>64</b>
4.2.1.	ALMACENAMIENTO	65
4.2.2.	ELEMENTOS DE BOMBEO, CONDUCCIONES Y BRAZO DE CARGA MARÍTIMO	68
4.2.3.	TERMINAL DE CARGA PARA CISTERNAS Y CONTENEDORES ISO DE GNL	70
4.2.4.	TERMINAL MARÍTIMA DE CARGA Y DESCARGA	72
4.2.5.	ESTIMACIÓN ECONÓMICA FINAL DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN	73
<b>5.</b>	<b><u>LOGÍSTICA DE SALIDA DE GNL</u></b>	<b>74</b>
<b>5.1.</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS</b>	<b>74</b>
5.1.1.	BUNKERING TRUCK TO SHIP (TTS)	77
5.1.2.	BUNKERING CONTAINER TO SHIP (CTS)	81
5.1.3.	BUNKERING SHIP TO SHIP (STS)	83
5.1.4.	BUNKERING PIPE TO SHIP (PTS)	86
5.1.5.	ELECCIÓN DE SISTEMAS DE BUNKERING DE GNL.	90
5.1.6.	RED CANALIZADA DE GAS NATURAL	92
5.1.7.	SUMINISTRO AL INTERIOR/ EXTERIOR DEL PUERTO CON CAMIONES CISTERNA/ CONTENEDORES	93
<b>5.2.</b>	<b>ASPECTOS ECONÓMICOS</b>	<b>94</b>
5.2.1.	BUNKERING TRUCK TO SHIP (TTS)	94
5.2.2.	BUNKERING SHIP TO SHIP (STS)	95
5.2.3.	BUNKERING PORT TO SHIP (PTS)	96
<b>6.</b>	<b><u>RESUMEN DE SOLUCIONES LOGÍSTICAS Y DE SERVICIO DE BUNKERING PARA EL PUERTO DE LA LUZ Y DE LAS PALMAS</u></b>	<b>98</b>
6.1.	LOGÍSTICA DE ENTRADA	100
6.2.	LOGÍSTICA DE ALMACENAMIENTO	101
6.3.	LOGÍSTICA DE SALIDA	102
6.4.	RESUMEN DE CIFRAS DE INVERSIÓN Y COSTES PARA LAS DIFERENTES SOLUCIONES LOGÍSTICAS PROPUESTAS.	103
<b>7.</b>	<b><u>ANEXOS</u></b>	<b>106</b>
	<b>ANEXO I ACRÓNIMOS Y FACTORES DE CONVERSIÓN.</b>	<b>106</b>
	<b>ANEXO II CARACTERIZACIÓN SEMANAL DE LA DEMANDA (STS) Y (TTS)</b>	<b>108</b>
	<b>ANEXO III DISEÑO DE UNA RED PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL GASEOSO EN EL PUERTO DE LA LUZ Y DE LAS PALMAS</b>	<b>111</b>
	<b>ANEXO IV CALIDAD MEDIA DEL GAS IMPORTADO EN LA PENÍNSULA IBÉRICA EN 2017</b>	<b>115</b>
	<b>ANEXO V METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL BOG</b>	<b>118</b>

## Índice de tablas

Tabla 1-1 Ejemplo de rangos de composición del GNL.....	2
Tabla 1-2 Calidad del gas natural en España, según PD-01 .....	3
Tabla 1-3 Tasas de vaporización diarias (BOR) de GNL según sistema almacenamiento.	5
Tabla 2-1 Demanda marítima de GNL en el Puerto de la Luz y de Las Palmas .....	9
Tabla 2-2 Demanda complementaria estimada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas .	11
Tabla 2-3 Suministros medios por tipo de buque y consumidor .....	11
Tabla 2-4 Demanda semanal esperada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas .....	12
Tabla 3-1 Contenedores ISO necesarios para la logística de entrada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas desde Huelva y Sines.....	20
Tabla 3-2 Contenedores ISO necesarios para la logística de entrada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas desde Granadilla .....	20
Tabla 3-3 Tiempos de operativo para buques de transporte de GNL (Round trip) .....	26
Tabla 3-4 Volumen de GNL máximo transportable con buques de bunkering .....	27
Tabla 3-5 Capacidad mínima de los buques de transporte de GNL para el Puerto de la Luz y de Las Palmas.....	27
Tabla 3-6 Cifra de inversión para camiones cisterna y contenedores ISO .....	31
Tabla 3-7 Costes de capital para cisternas criogénicas y contenedores ISO .....	32
Tabla 3-8 Costes fijos operativos anuales de camión cisterna y contenedor ISO.....	32
Tabla 3-9 Coste del transporte marítimo de cisternas y contenedores ISO de GNL.....	33
Tabla 3-10 Coste del suministro con contenedores ISO desde Granadilla .....	34
Tabla 3-11 Coste del suministro con contenedores ISO desde Huelva y Sines .....	35
Tabla 3-12 Cifra de inversión para buques de bunkering GNL.....	36
Tabla 3-13 Coste de capital para buques de transporte de GNL.....	36
Tabla 3-14 Costes fijos anuales de buques de transporte de GNL.....	37
Tabla 3-15 Resumen de costes de transporte marítimo de GNL.....	38
Tabla 3-16 Soluciones de transporte de GNL económicamente óptimas .....	39
Tabla 4-1 Opciones de Sistemas de contención en depósitos. ....	44
Tabla 4-2 Estimación inicial del volumen de almacenamiento.....	48
Tabla 4-3 Tipos de vaporizadores.....	58
Tabla 4-4 Estimación vapor producido en instalación terrestre 10 000 m3.....	61
Tabla 4-5 Soluciones de almacenamiento para el Puerto de La Luz y de Las Palmas ....	63
Tabla 4-6 Cifra de inversión del almacenamiento .....	66
Tabla 4-7 Costes de capital de los depósitos de almacenamiento .....	66
Tabla 4-8 Costes fijos anuales del almacenamiento de GNL .....	67
Tabla 4-9 Cifra de inversión del sistema de bombeo y conducción .....	68
Tabla 4-10 Costes de capital de los elementos de una terminal de almacenamiento .....	69
Tabla 4-11 Costes operativos de brazos de carga .....	69
Tabla 4-12 Coste de bombeo en terminales auxiliares de almacenamiento .....	70
Tabla 4-13 Cifra de inversión de un cargadero de cisternas de GNL .....	71
Tabla 4-14 Costes de capital del cargadero de cisternas de GNL.....	71
Tabla 4-15 Costes operativos anuales del cargadero de cisternas de GNL .....	71

Tabla 4-16 Cifra de inversión de la terminal de carga y descarga marítima .....	72
Tabla 4-17 Costes de capital de la terminal de carga y descarga marítima .....	72
Tabla 4-18 Costes operativos anuales de la terminal de carga y descarga marítima .....	73
Tabla 4-19 Costes de inversión y anuales para las soluciones integradas de almacenamiento propuestas .....	73
Tabla 5-1 Tipos de depósitos de GNL para buques que lo utilicen de combustible .....	84
Tabla 5-2 Características técnicas de los buques de bunkering propuestos .....	85
Tabla 5-3 Comparación de modos de bunkering.....	91
Tabla 5-4 Coste del suministro de bunkering TTS en el Puerto de la Luz y de Las Palmas .....	94
Tabla 5-5 Coste unitario del bunkering TTS en el Puerto de la Luz y de las Palmas.....	95
Tabla 5-6 Coste del servicio de bunkering STS .....	96
Tabla 6-1 Resumen de soluciones logísticas de entrada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas.....	100
Tabla 6-2 Resumen de soluciones logísticas de almacenamiento en el Puerto de la Luz y de Las Palmas .....	101
Tabla 6-3 Resumen de soluciones logísticas de salida en el Puerto de la Luz y de Las Palmas.....	102
Tabla 6-4 Resumen de soluciones logísticas completas .....	104

## Índice de figuras

Ilustración 1-1 Proceso de estudio.....	1
Ilustración 1-2 Relación presión-temperatura en tanques de GNL.....	4
Ilustración 2-1 Usos del gas natural como combustible.....	8
Ilustración 3-1 Mapa de posibles fuentes de suministro.....	14
Ilustración 3-2 Opciones de recepción de GNL en la instalación portuaria.....	14
Ilustración 3-3 Contenedores de GNL ISO de Chart. <a href="http://www.ChartLNG.com">www.ChartLNG.com</a> .....	17
Ilustración 3-4 Modelo de buque multiproducto con tanques de GNL en cubierta.....	22
Ilustración 3-5 Ejemplos reales y diseños de LNG bunkering vessels.....	25
Ilustración 3-6 Tiempos de carga en terminal de importación para buques de bunkering.....	26
Ilustración 3-7 Metaneros feeding y multi gas carriers en el mercado.....	29
Ilustración 4-1 Deposito a presión horizontal y vertical.....	41
Ilustración 4-2 Tanque de fondo plano de tipo contención total.....	42
Ilustración 4-3 Alternativas de almacenamiento.....	43
Ilustración 4-4 Análisis de las necesidades de almacenamiento.....	46
Ilustración 4-5 Esquema simplificado del uso del volumen de almacenamiento.....	47
Ilustración 4-6 Cargadero de cisternas de Huelva <a href="https://www.google.com/maps">Google maps</a> .....	49
Ilustración 4-7 Cargadero de cisternas de GNL (dos mangueras L/V). <a href="https://www.fluxys.com">Fluxys</a> .....	50
Ilustración 4-8 Brazo de carga de GNL. <a href="https://www.emcowheaton.com">emcowheaton</a> .....	50
Ilustración 4-9 Tipos de infraestructura para carga y descarga de gráneles líquidos.....	51
Ilustración 4-10 Brazo de carga para GNL small scale.....	52
Ilustración 4-11 Sistema de carga híbrido KHobra QTS.....	53
Ilustración 4-12 Cabeza de carga para sistemas híbridos.....	54
Ilustración 4-13 Sistema Jettyless.....	55
Ilustración 4-14 Componentes de una planta Satélite de Regasificación genérica.....	55
Ilustración 4-15 Olorizador de contacto (izquierda) o por bomba dosificadora (derecha) (1).....	59
Ilustración 4-16 Ejemplo a escala de instalación propuesta con capacidad de 3.000 m <sup>3</sup> .....	62
Ilustración 4-17 Nuevos elementos en duques de Alba en Muelle Reina Sofía.....	62
Ilustración 4-18 Coste unitario del servicio de carga de cisternas.....	71
Ilustración 5-1 Esquema de opciones de bunkering de GNL.....	74
Ilustración 5-2 Opciones de bunkering de GNL a buque con ejemplos.....	75
Ilustración 5-3 Esquema aproximado de sistemas de suministro GNL a adaptar a los requisitos del buque.....	76
Ilustración 5-4 Línea del tiempo en el proceso de transferencia.....	77
Ilustración 5-5 (TTS) con contenedor en camión para buque fluvial. Países bajos.....	79
Ilustración 5-6 TTS con skid dos camiones y vaporizadores externos. China.....	80
Ilustración 5-7 (TTS) con skid dos camiones y conexión seca. Dinamarca.....	80
Ilustración 5-8 (TTS) con skid cuatro camiones en Jacksonville, FL.....	81
Ilustración 5-9 Ejemplo CTS. Searoad Mersey II.....	83
Ilustración 5-10 PTS. FB tank. Planta relicuación. Cartagena – España.....	87
Ilustración 5-11 PTS. Tanque FB. Planta licuación. Stavanger – Norway. <a href="https://www.google.com/maps">Google Maps</a> .....	88
Ilustración 5-12 PTS. VI tank Hirtshals – Dinamarca. <a href="https://www.map.krak.dk">Map.krak.dk</a> .....	89

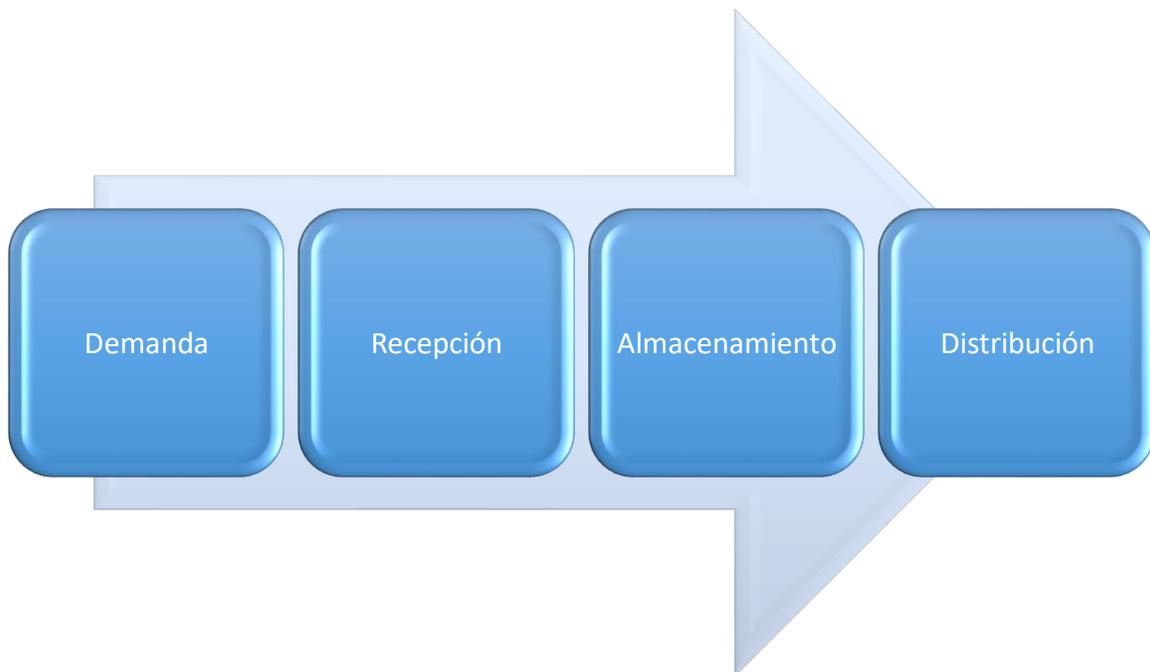
Ilustración 5-13 PTS. VI tank Agotnes – Noruega. Lars Petter Blikom. DNV. ....	89
Ilustración 5-14 Red Genérica o de muestra de una posible distribución de gas natural en puerto. ....	93
Ilustración 6-1 Modelo de cadena suministro 1 .....	98
Ilustración 6-2 Modelo de cadena de suministro 2 .....	99

## 1. Introducción

El objetivo de este proyecto es analizar el servicio de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) en el Puerto de la Luz y de Las Palmas de Gran Canaria como combustible marítimo (bunkering), y como combustible para usos complementarios distribuido desde las instalaciones posicionadas en el interior del puerto.

El análisis se desarrolla de acuerdo a los siguientes pasos (Ilustración 1-1):

- Análisis de la **demanda** estimada de GNL en el área.
- Estudio de las opciones óptimas para la **recepción** de GNL en el puerto, servido desde terminales de importación.
- Estudio del modelo de **almacenamiento** adecuado para la demanda inicial estimada y su evolución en el periodo de estudio.
- Determinación de los sistemas de **distribución** o suministro del GNL a cada tipo de cliente y en su caso, a clientes concretos, con necesidades y requerimientos específicos.
- Breve descripción y análisis técnico-económico de las soluciones de almacenamiento y regasificación flotante –FSRU y FSB-



*Ilustración 1-1 Proceso de estudio.*

El análisis debe realizarse conforme a las posibilidades técnicas existentes, considerando los modelos técnicamente posibles y económica y medioambientalmente viables.

## 1.1. Características del GNL

El GNL es gas natural licuado a presión atmosférica, y enfriado a bajísimas temperaturas (alrededor de  $-161^{\circ}\text{C}$  a 1 bar de presión), por lo que su trasiego y almacenamiento requiere el uso de materiales criogénicos, que conserven su comportamiento dúctil a bajas temperaturas, ya que los aceros convencionales se vuelven frágiles a esas temperaturas. El GNL es un combustible compuesto principalmente por metano, si bien puede tener otros hidrocarburos, así como compuestos inertes –compuestos químicamente no reactivos-, tales como nitrógeno y dióxido de carbono.

### 1.1.1. Propiedades Químicas

La composición del GNL puede variar de manera importante en función de diferentes factores. Adicionalmente esta composición también variará debido al fenómeno del envejecimiento (ageing), que se produce entre el punto de origen y el momento de la entrega a consumo.

En la Tabla 1-1 se muestra un rango de composiciones de GNL y sus características asociadas:

*Tabla 1-1 Ejemplo de rangos de composición del GNL.*

Composición %mol	GNL Pesado	GNL Ligero
Metano ( $\text{CH}_4$ )	87,00	97,53
Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ )	8,37	2,16
Propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ )	3,00	0,25
Butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )	1,20	0,04
Pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ )	0,23	0,01
Nitrógeno ( $\text{N}_2$ )	0,20	0,01
<b>Propiedades</b>		
Densidad ( $\text{kg/m}^3$ )	470	429
PCS kWh/m <sup>3</sup> (n)	12,205	11,329

**Todas las características del GNL se encuentran ligadas a la composición química del gas, por lo que propiedades como la densidad, masa molecular o poder calorífico siempre dependerán de la composición del gas natural utilizado.** Es por esta razón que en la compra y venta de gas natural siempre se utilizará una magnitud energética como los kWh o Mmbtu (Million BTU (British Thermal Unit)) para su correcta facturación, ya que, dependiendo de la composición, un mismo volumen de gas natural puede producir más o menos energía.

Prestando atención al poder calorífico de los diferentes tipos de gas:

- Los compuestos inertes reducen el contenido energético
- Los hidrocarburos pesados -GLP- aumentan el contenido energético

Para observar más en profundidad la variabilidad de propiedades en función de la composición del gas, se añade en el Anexo IV una relación de calidades promedio del gas natural importado por España en función del país procedencia.

En España, la calidad del gas admitido en la red de transporte gasista, viene determinada por el protocolo de detalle PD-01 de las normas de gestión técnica del sistema gasista. Dicha información, queda recogida en la Tabla 1-2.

*Tabla 1-2 Calidad del gas natural en España, según PD-01*

Especificación	Unidad	Min	Max
<b>Índice de Wobbe</b>	kWh/m <sup>3</sup> (n)	13,368	16,016
<b>PCS (Poder calorífico superior)</b>	kWh/m <sup>3</sup> (n)	10,23	13,23
<b>Densidad relativa (d<sub>r</sub>)</b>	-	0,555	0,700
<b>Azufre (total)</b>	ppm	-	50
H <sub>2</sub> S + COS (as S)	ppm	-	15
RSH (as S)	ppm	-	17
<b>Oxígeno (O<sub>2</sub>)</b>	%mol	-	0,01
<b>CO<sub>2</sub></b>	% mol	-	2,5
<b>Punto de Rocío</b>			
H <sub>2</sub> O	°C a 70 bar <sub>a</sub>	-	+2
Hidrocarburos	°C a 1-70 bar <sub>a</sub>	-	+5

### 1.1.2. Propiedades Físicas

- El gas natural es, un gas incoloro, e inodoro. No es tóxico, pero puede causar muerte por disminución del porcentaje de oxígeno en el aire, y quemaduras por frío en contacto con la piel. Es inflamable en concentraciones entre el 5% y el 15% en aire, lo que reduce considerablemente la posibilidad de provocar deflagraciones o explosiones.

- Al ser más ligero que el aire, el gas natural se disipa rápidamente en la atmósfera, si bien una fuga de GNL permanecería en el suelo hasta que se caliente y alcance temperatura ambiente

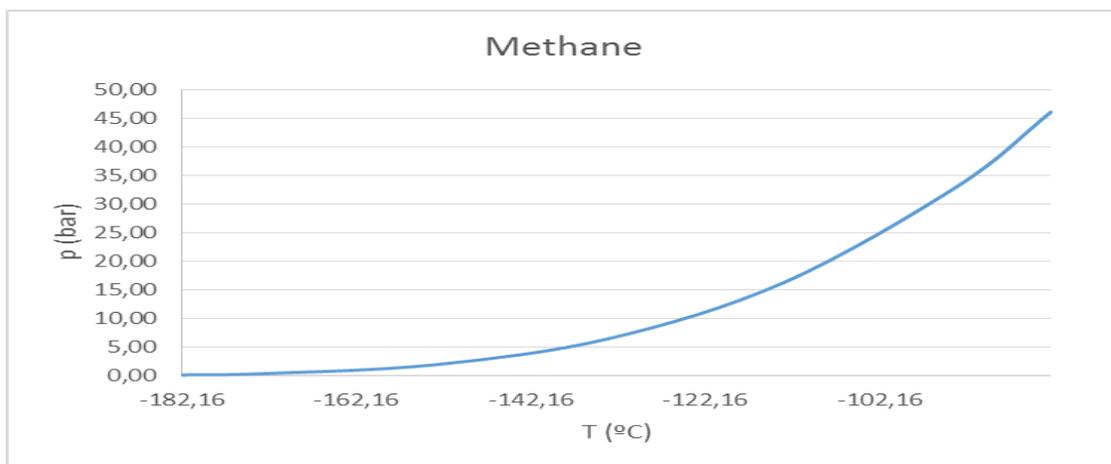
El GNL se obtiene por un aumento de la densidad desde su estado gaseoso en aproximadamente 600 veces, lo que reduce su volumen en la misma medida y hace viable su transporte.

Los gases licuados siempre se almacenan en equilibrio con su vapor, por lo que, conocida su composición, su presión y temperatura están siempre vinculadas tal como muestra la curva del metano (Ilustración 1-2), donde a presión atmosférica le corresponde una temperatura de almacenamiento de  $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Sin embargo, si el GNL:

- es rico en  $\text{N}_2$  (cuya temperatura de ebullición atmosférica es  $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), entonces la temperatura de almacenamiento será más baja
- es rico en GLP (propano y butano), entonces la temperatura de almacenamiento será más alta.

Si el GNL es almacenado a presión, como ocurre en los depósitos de pequeña capacidad - hasta  $1.000\text{ m}^3$ - la temperatura del almacenamiento aumenta a medida que se incrementa la presión, aspecto que ha de tenerse en cuenta en el momento del diseño y selección de los equipos necesarios para operar con GNL.



*Ilustración 1-2 Relación presión-temperatura en tanques de GNL*

Dado que el almacenamiento se produce a muy baja temperatura respecto al ambiente siempre se produce una entrada de calor, a través del aislamiento, que desplaza el equilibrio líquido vapor y genera un fenómeno de evaporación para compensar este cambio.

La tasa de evaporación del GNL dependerá, por lo tanto:

- Cantidad de producto almacenada

- Aislante del tanque
- Presión de almacenamiento

La cantidad de producto evaporado – BOG- por lo tanto, resulta uno de los factores más importantes en el diseño de un tanque. En la actualidad los fabricantes suelen fijar el ratio de evaporación –BOR- en función del tipo de almacenamiento, tal como se recoge en la Tabla 1-3

*Tabla 1-3 Tasas de vaporización diarias (BOR) de GNL según sistema almacenamiento.*

BOR (% día)	L/m <sup>3</sup>	Tipo de Almacenamiento
<b>0,05</b>	0,5	Tanques de contención total de fondo plano de 150 000 m <sup>3</sup>
<b>0,13</b>	1,3	Gran metanero
<b>0,2</b>	2	Depósitos cilíndricos a presión (horizontales o verticales)

Cuando el BOR se da en %, se refiere al contenido de líquido vaporizado, es decir, los kg (o m<sup>3</sup>) diarios de líquido que pasan a gas, por cada kg (o m<sup>3</sup>) de líquido almacenado, expresado en %. La otra opción es suministrar el valor en litros de GNL que se convertirán a gas, por cada m<sup>3</sup> de líquido almacenado.

Estas tasas de evaporación son válidas cuando no se produce ningún tipo de operación de carga y descarga en el tanque y el llenado del tanque es el máximo operativo, pero en la operativa normal de una planta de GNL, además, se produce evaporación de producto en:

- Operaciones de carga y descarga de GNL
- Líneas de conducción
- Equipos de trasiego

Para conocer mejor la magnitud del efecto de la evaporación, en el Anexo V se ha realizado un cálculo detallado de las cantidades de BOG que se generarían en un tanque de fondo plano, en función del tipo de operación y equipo y además, se añade en cada apartado de almacenamiento –terrestre y flotante- una estimación del BOG que se produciría en el funcionamiento normal.

### 1.1.3. Calidad del gas

La licuefacción del gas natural tiene numerosas ventajas y hace posible que el gas llegue a puntos muy alejados de los centros productivos, pero su uso también genera una serie de problemas no comunes a otros combustibles líquidos, que deben ser atentamente monitorizados y evitados tomando una serie de medidas tanto preventivas como correctivas para asegurar que el consumidor final no se ve afectado, ya que esto vería reducida la competitividad del gas natural respecto a los combustibles convencionales.

## Envejecimiento (Ageing)

La generación de BOG provoca que se altere la composición del GNL almacenado, debido a la evaporación de los componentes más volátiles, aumentando la concentración de compuestos pesados en el GNL. Cuando se evapora:

- **N<sub>2</sub>**: Aumenta el poder calorífico del líquido (por ser un inerte), la densidad disminuye (al tener mayor peso molecular que el metano), y la temperatura de almacenamiento aumenta.
- **CH<sub>4</sub>**: Reduce el poder calorífico másico del gas y aumenta la densidad del GNL

En tanques a presión el efecto del envejecimiento es mínimo, ya que el BOG generado no abandona el tanque, pero en los tanques de fondo plano el BOG generado es extraído del tanque de almacenamiento generándose una serie de cambios en la composición química del producto no evaporado.

## Intercambiabilidad

Los estudios de intercambiabilidad permiten conocer si gases con diferentes composiciones pueden ser utilizados en un mismo equipo de combustión o distribución pese a sus diferencias. El índice de intercambiabilidad más habitual es el **índice de Woobe (IW)** definido como:

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{d_r}} \quad (1.1)$$

donde:

PCS: Poder calorífico superior, en kWh/m<sup>3</sup>(n)

d<sub>r</sub>: Densidad relativa.

Este índice es fácilmente calculable conociendo la composición del gas y es utilizado para conocer si un gas combustible puede ser empleado en condiciones óptimas en diferentes sistemas de combustión.

**El índice de Wobbe por lo tanto, es el mejor indicador para saber de antemano si el GNL a aprovisionar podrá ser distribuido en condiciones óptimas a través de las futuras redes de distribución de aire propanado y conocer en que equipos de combustión puede ser utilizado sin realizar modificaciones**

## Número de metano

El número de metano es otra característica muy importante en la utilización del GNL en motores (bunkering GNL). De manera semejante al índice de octano en gasolinas, el índice de metano está relacionado con la tendencia del gas natural al picado de bielas o

su autoencendido debido a la alta compresión en el cilindro antes de llegar a la posición del punto muerto superior. El máximo valor -100- está asociado con una concentración en CH<sub>4</sub> del 100% y el mínimo -0- con una concentración en H<sub>2</sub> del 100%. Por esta razón **resulta de vital importancia reducir el envejecimiento del GNL cuando ha de ser usado en equipos de combustión interna –motores-, ya que como vimos en el anterior apartado al ser el metano (CH<sub>4</sub>) uno de los compuestos más ligeros del gas natural, al evaporarse reduce su concentración final en el GNL y por lo tanto el número de metano.**

El número de metano, del mismo modo que en la gasolina o diésel es función de la composición química del combustible, en equipos de combustión con GNC, el mínimo requerido según la norma ISO 51624 es 70, mientras que en motores marítimos los fabricantes suelen situarlo en 80. Se puede determinar por ensayo, o bien calcular mediante alguno de los distintos métodos de cálculo, de los cuales el más extendido es el método AVL (*Anstalt für Verbrennungskraftmaschinen: instituto de motores de combustión*), el cual solo necesita la composición química exacta del gas natural a analizar.

## 2. Demanda

El análisis de demanda realizado dentro de este mismo estudio identificaba dos tipos de demanda principales:

- Demanda en el ámbito marítimo y portuario
- Demanda complementaria

Esta división se mantendrá durante este informe, ya que resulta esencial caracterizar correctamente la demanda para adecuarse a las necesidades de suministro de los diferentes tipos de cliente y dimensionar los sistemas logísticos correctamente.

Pese a que el consumo final de gas natural siempre se realizará en estado gaseoso, tanto para su combustión en calderas, como motores de combustión interna, o turbinas (Ilustración 2-1) dada su baja densidad para su almacenamiento y transporte se ha de acudir a:

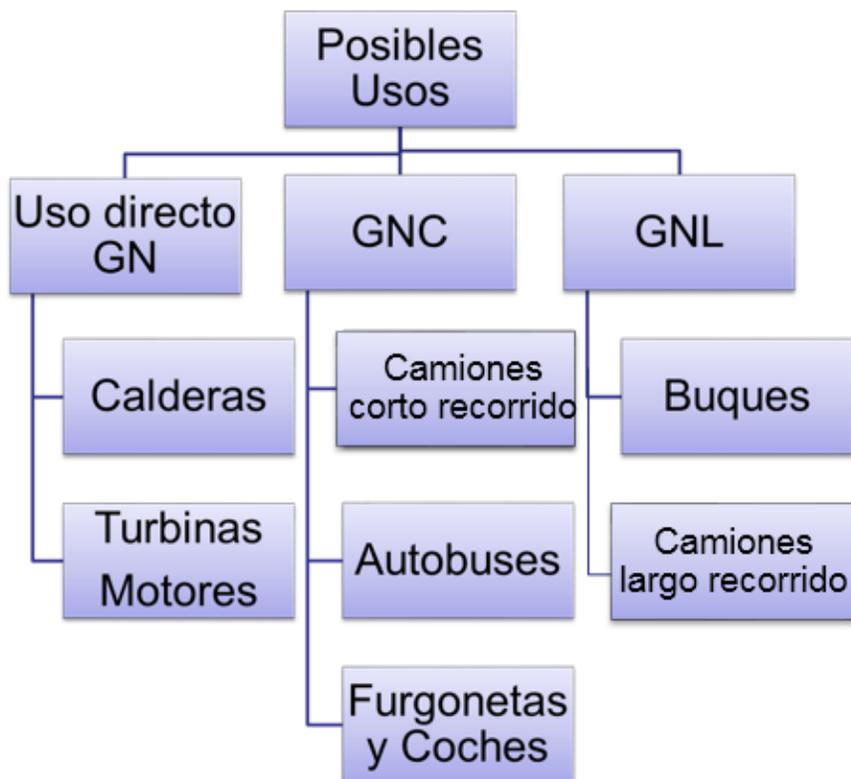
- **Gas Natural Comprimido (GNC):** Gas natural gaseoso comprimido entre 200 bar y 250 bar. Ocupa 3 veces más que el GNL, pero no requiere materiales criogénicos por lo que los equipos asociados requieren una menor inversión. Su menor densidad hace que requiera un mayor espacio de almacenamiento para una misma autonomía que el GNL, lo cual no es un problema en flotas cautivas de corto recorrido –Autobuses urbanos o de ruta, camiones de reparto...- que han de volver siempre a su base a repostar y sus recorridos se encuentran acotados.
- **Gas natural Líquido (GNL):** En estado líquido su densidad es mayor, por lo que ocupa menos volumen, si bien requiere de materiales resistentes a líquidos criogénicos (líquidos a muy baja temperatura), lo que implica la necesidad de mayores cifras de inversión, que, en el caso del gas natural comprimido, donde se

utilizan aceros convencionales. Es por ello que para recorridos que requieren mayor autonomía y consumos más elevados –buques y camiones de largo recorrido- se acude al estado líquido

Aunque no es objeto de este estudio el valorar las posibles necesidades de este mercado en concreto cabría esperar que, en un territorio insular del tamaño de la isla de Gran Canaria, donde las distancias por carretera son reducidas se adopte el uso exclusivo del GNC para el transporte terrestre sería la solución económicamente más viable para el consumo de gas natural.

En el transporte marítimo –generalmente- es necesaria una alta autonomía y un óptimo aprovechamiento de los espacios de carga. Por esta razón, el gas natural en estado líquido es la solución viable para la utilización de gas natural como combustible de propulsión. El espacio requerido para el almacenamiento de GNC es tres veces superior al requerido por el GNL, que a su vez es dos veces superior al del combustible convencional.

El siguiente gráfico (Ilustración 2-1) indica la utilización óptima de ambos productos, GNC y GNL.



*Ilustración 2-1 Usos del gas natural como combustible*

## 2.1. Demanda en el ámbito marítimo y portuario

Se corresponde con las necesidades estimadas de GNL para consumo y distribución dentro del puerto; tanto para su consumo como combustible para buques, como para su uso como fuente de energía térmica para la numerosa industria presente en el Puerto de La Luz y de Las Palmas. El gas natural también podría ser empleado para generación eléctrica dentro del puerto –Cold ironing y gran consumo eléctrico industrial portuario- si se invirtiese en pequeños grupos de generación eléctrica Dual-Fuel como los empleados para la propulsión de los buques

### 2.1.1. Demanda marítima. Actividad de bunkering

Es la principal demanda de GNL contemplada en este estudio; a modo de recordatorio se recoge la Tabla 2-1, dónde se resumen las demandas estimadas para cada uno de los periodos temporales en el ámbito del Puerto de La Luz y de Las Palmas.

Tabla 2-1 Demanda marítima de GNL en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	DEMANDA GNL ÁMBITO PORTUARIO (m <sup>3</sup> )				
	2020	2025	2030	2035	2050
Buques excepto crucero	19.045	112.459	330.539	636.708	1.687.710
Buques crucero <sup>1</sup>	30.495	38.204	41.379	41.751	54.490
<b>Total demanda marítima</b>	<b>49.540</b>	<b>150.663</b>	<b>371.918</b>	<b>678.459</b>	<b>1.742.200</b>

En los primeros años resultará muy importante considerar la incorporación de grandes consumos estacionales como el del gran crucero propulsado por GNL, AIDAnova. Un mega crucero de este tipo, requeriría alrededor de 1.200 m<sup>3</sup> semanales para llevar a cabo su viaje semanal completo durante la temporada de cruceros en las islas, por lo tanto, se caería en un error si se considera que el total de la demanda marítima - 49.540 m<sup>3</sup> (Referencia año 2020)– será suministrada de manera uniforme durante todo el año.

En general, todos los cruceros que operan en las Islas Canarias lo hacen durante la temporada invernal, por lo que la demanda prevista para estos buques se remarca también en la tabla, y se determina que han de ser servidas durante las 25 semanas invernales.

<sup>1</sup> Incluye demanda estimada para el buque AIDAnova

### 2.1.2. Demanda portuaria.

La introducción del gas natural en el Puerto de la Luz y de Las Palmas podría suponer una considerable rebaja en el coste energético de las actividades comerciales, industriales y portuarias lo que incrementaría la competitividad de las mismas y además supondría una considerable mejora ambiental para el puerto

En las necesidades energéticas del puerto se distinguen dos grupos consumidores:

- **Actividad industrial:** Toda actividad industrial no relacionada directamente con la actividad portuaria, como el sector de las reparaciones navales, consumirían energía entre un 40 % y un 50% más barata.
- **Actividad portuaria:** Aunque no ha sido estimado directamente, la introducción del gas natural en el puerto podría dar paso a la sustitución de la maquinaria empleada en las operaciones portuarias como grúas o carretillas pórtico “*straddle carrier*” por maquinaria con propulsión a GNL mejorando no solo el coste final de la actividad sino reduciendo también considerablemente las emisiones de esta maquinaria.

Pese a que la estimación de esta demanda indica que no es de gran consideración – alrededor del 2% en 2020- en comparación con las estimaciones realizadas para el mercado de bunkering y energía térmica, se ha realizado un estudio para la distribución de gas natural en estado gaseoso a lo largo del puerto en el apartado 5.1.6, ya que podría suponer un gran incremento de competitividad en las actividades portuarias y una gran mejora ambiental para el puerto.

## 2.2. Demanda complementaria estimada

Se considera demanda complementaria aquella cuyo consumo se prevé sea realizado fuera de los límites del puerto, aunque se distribuya desde este.

La demanda externa que podría ser atendida desde el puerto consistiría como se recoge en el estudio de demanda, en el transporte de cisternas de GNL para suministrar redes de distribución de aire propanado. Aunque no ha sido considerado en el estudio, también se podría suministrar a estaciones de servicio de GNC para transporte terrestre, ya que estas suelen tener depósitos de 50-100 m<sup>3</sup>.

En todos estos casos, **la demanda a cubrir desde el puerto se realizaría con contenedores o con camiones cisterna, siendo necesaria una planta satélite de almacenamiento y regasificación en las instalaciones del receptor.** En el caso de que la planta satélite se corresponda con una estación de servicio (gasinera), la inversión media necesaria se sitúa en torno a 1 millón de euros, siendo muy variable el requerimiento de inversión en las plantas para otro tipo de instalaciones. Únicamente se realizará la inversión, si existen compromisos estables a medio y largo plazo, de desarrollo de un cambio hacia el gas natural.

A modo de recordatorio se añade la Tabla 2-2, presente en el estudio de demanda, donde queda reflejada la estimación de demanda para servicio con cisternas tanto en metros cúbicos como en número de cisternas totales de 44 m<sup>3</sup> que representaría dicho consumo.

Tabla 2-2 Demanda complementaria estimada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
<b>Volumen (m<sup>3</sup>)</b>	8.568	25.703	56.546	73.681	77.108	77.108
<b>Movimiento Cisternas</b>	195	584	1.285	1.675	1.752	1.752

### 2.3. Caracterización de la demanda.

La demanda anual estimada ha de ser caracterizada con objeto de conocer de forma más detallada como se han de realizar los suministros de GNL a lo largo del año y estimar de forma más precisa los medios necesarios.

Dada la condición de puerto crucerista del Puerto de la Luz y de Las Palmas se prevé que la demanda de GNL durante el periodo invernal sea mayor, produciéndose sobre todo en los primeros años de servicio una diferencia significativa entre las necesidades de cada periodo. En estos primeros años de servicio, cualquier nueva incorporación de buques por encima de los cruceros actuales, puede suponer un crecimiento importante del volumen de demanda, como lo será, si finalmente se ratifica la incorporación del crucero AIDANOVA, que ha sido valorado en este estudio en 1.200 m<sup>3</sup> semanales.

Conociendo, los suministros medios por tipo de buque (Tabla 2-3), y la demanda semanal para cada periodo (Tabla 2-4), ha sido estimada la caracterización semanal del suministro STS o TTS, que se ha recogido en el Anexo II.

Como se indicará en el punto correspondiente, existen diferentes métodos de suministro de combustibles a buques. A efectos de cálculo de medios materiales en este estudio, se ha considerado que los suministros superiores a 175 m<sup>3</sup>, serán realizados desde buque (ship to ship). Los suministros inferiores a esta cifra se realizarán tanto desde cualquiera de los sistemas desde tierra, como por buque, estos últimos especialmente cuando sean requeridas más de 2 cisternas o contenedores.

Tabla 2-3 Suministros medios por tipo de buque y consumidor

	2020	2025	2030	2035	2050	Suministros <175 m <sup>3</sup>
<b>Cruceros</b>	657	609	648	600	596	<b>4%</b>
<b>T1</b>	207	175	175	175	175	<b>23%</b>
<b>T2</b>	673	673	673	673	673	<b>5%</b>
<b>Demanda complementaria</b>	44	44	44	44	44	<b>100%</b>

Tabla 2-4 Demanda semanal esperada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	2020	2025	2030	2035	2050
<b>Demanda semanal máxima esperada STS (m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.583</b>	<b>3.700</b>	<b>7.698</b>	<b>13.339</b>	<b>33.258</b>
Semanas de duración	25	25	25	25	25
<b>Demanda semanal mínima esperada STS (m<sup>3</sup>)</b>	<b>333</b>	<b>1.821</b>	<b>5.551</b>	<b>11.147</b>	<b>29.973</b>
Semanas de duración	27	27	27	27	27
<b>Demanda semanal TTS (m<sup>3</sup>)</b>	<b>182</b>	<b>1.495</b>	<b>2.045</b>	<b>2.354</b>	<b>3.430</b>
Semanas de duración	52	52	52	52	52

### 3. Logística de entrada de GNL en el puerto

Actualmente las Islas Canarias no cuentan con terminal de importación de GNL, por lo que inicialmente hay que plantear la recepción del producto desde fuera del archipiélago. En este momento, los puntos más cercanos se encuentran en los puertos de Huelva (700 millas) y de Sines (700 millas) en la Península Ibérica, donde existen terminales de importación y regasificación de GNL. También, existen plantas de licuefacción cercanas en el puerto de Arzew en Argelia, situado a menos de 1.000 millas de distancia, si bien no se contempla esta posibilidad, dado que se requerirían contratos de alto volumen, no contemplables en el corto y medio plazo por necesidades de demanda en el Puerto de la Luz y de Las Palmas. Consideramos que, en un futuro próximo, podría estar en funcionamiento una terminal de importación y regasificación en el Puerto de Granadilla en la Isla de Tenerife, lo que modificará significativamente la logística requerida.

Por esta razón, el estudio contempla por un lado la posibilidad de que no existieran terminales de importación y regasificación en las Islas Canarias y su problemática en ese caso, y por otro lado, la existencia de la nueva planta de Granadilla. En el caso de que este proyecto finalice con la puesta en marcha de la planta, parece razonable pensar que esta sería el origen del GNL en el ámbito de demanda de Gran Canaria.

El estudio de logística de recepción del producto en el Puerto de la Luz y de Las Palmas, ha de considerar varios factores y está directamente enlazado con el estudio de diseño del almacenamiento, ya que de un lado se ve condicionado por él y por otro también lo condiciona.

Es decir, la recepción de producto con un número bajo de entradas, pero de “alto volumen”, requerirá tanques de almacenamiento y soluciones logísticas de mayor tamaño, y al contrario un diseño de almacenamiento de baja capacidad, requerirá una logística con un número elevado de entregas de “pequeños” volúmenes.

A su vez, todo el diseño queda condicionado por la demanda estimada y en especial por su caracterización, por cuestiones técnicas relacionadas con la calidad del producto – envejecimiento, intercambiabilidad, – y por cuestiones económicas, tanto en lo que se refiere a requerimientos de inversión, como a los costes corrientes de la actividad. La seguridad estará presente en cada una de las decisiones que se adopten tanto en las propuestas de diseño del proceso operativo como del almacenamiento. Adicionalmente influyen también en el diseño de la logística y en el del área de almacenamiento, otras cuestiones, como la disposición de espacios, los efectos medioambientales, el impacto visual, etc.

En todo caso, el diseño deberá ser lo suficientemente flexible, como para permitir su adaptación en condiciones óptimas, a diferentes situaciones de demanda, en el amplio periodo considerado.

Observando las instalaciones más cercanas al Archipiélago Canario ya indicadas y reflejadas en la Ilustración 3-1, las alternativas de suministro serían:

- **Terminal de importación de GNL de Huelva.** De las terminales de importación de GNL en la Península Ibérica, es la más cercana, aproximadamente a 700 millas. Dispone de 3 bahías de carga de cisternas lo que proporciona una capacidad para la carga de hasta 50 cisternas al día, disponiendo además el Puerto de Huelva 1 salidas semanales de buques portacontenedores y 1 salida semanal para carga rodada.
- **Terminal de importación de GNL de Sines:** Situada a una distancia muy similar, esta terminal cuenta con una capacidad de carga de cisternas menor - 36 cisternas diarias – y a día de hoy no dispone de un atraque habilitado para buques de menos de 45.000 m<sup>3</sup>. Se dispone de 1 salida semanal con buque portacontenedor.
- **Futura terminal de importación de Granadilla en la Isla de Tenerife:** Esta planta, con un inicio de la construcción previsto en 2006 pero que se ha visto retrasado por problemas administrativos / legales hasta el día de hoy, se situaría a tan solo 73 millas del Puerto de la Luz y de Las Palmas. Contaría con un tanque de 150 000 m<sup>3</sup> de GNL, atraque para metaneros small scale y cargadero de cisternas con capacidad aún desconocida
- **Terminal de licuefacción en Arzew, Argelia:** Es la más cercana de las plantas situadas en África, se encuentra aproximadamente a 900 millas. No se considera como una posible fuente de suministro, ya que los contratos de compra de gas natural en este tipo de planta suelen ser para cantidades superiores al millón de metros cúbicos y además, la planta no contaría con la posibilidad de atracar buques por debajo de los 40.000 m<sup>3</sup>



Ilustración 3-1 Mapa de posibles fuentes de suministro

### 3.1. Aspectos técnicos y operativos

Las opciones de entrega de GNL a la instalación, ordenadas de menor a mayor capacidad, son las siguientes (Ilustración 3-2):



Ilustración 3-2 Opciones de recepción de GNL en la instalación portuaria.

### 3.1.1. Cisterna criogénica

El mercado de transporte de productos criogénicos con cisterna está muy desarrollado en la península ibérica, disponiéndose de una gran flota para el transporte de todo tipo de productos. En el caso del transporte de GNL con cisternas, en el último año se distribuyeron alrededor de 38.000 cisternas con punto de origen en España con un mercado en el que operan un gran número de empresas capaces de realizar todas las tareas necesarias hasta que el GNL llegue al consumidor final.

Existen cisternas de diferentes tamaños, pero **el tamaño más utilizado para el transporte de GNL es el de 44 m<sup>3</sup>, lo cual representa aproximadamente unas 20 t de producto**. Los diversos tipos de cisternas criogénicas se clasifican en función del tipo de aislante utilizado para evitar la evaporación del producto: cisternas con aislante de poliuretano y cisternas con aislante al vacío, cuya principal diferencia es el BOR, siendo menor en las cisternas de vacío, 0,2% diario aproximadamente.

El conjunto de cisterna criogénica necesario para transportar el GNL a una planta auxiliar u otro elemento de consumo son:

- **Cisterna criogénica para almacenamiento:** Incluye todos los sistemas de seguridad como circuitos de venteo, sistemas de purgado y circuitos de control.
- **Cabeza tractora:** Independiente del tanque de almacenamiento, se encarga de transportar la cisterna. Normalmente en una flota de cisternas se dispone de menos cabezas tractoras que tanques de almacenamiento
- **Sistemas de bombeo:** Aunque no siempre será necesario ya que en algunos casos la cisterna podrá ser descargada por diferencia de presiones entre la cisterna y el depósito receptor, resulta más rápido y seguro contar con un sistema de bombeo que asegure el correcto suministro
- **Elementos de conexión:** La cisterna ha de contar con un juego de mangueras y conexiones que permita adaptarse a las diferentes instalaciones receptoras y cumplir con las normativas de seguridad

**El vaciado total de una cisterna se realiza en 1 hora, aunque el tiempo total de la operación, como media alcanza 1 hora y 30 minutos**, ya que, desde que el camión entra en la terminal hasta que la abandona completamente vacío han de realizarse una serie de operaciones de pre descarga y post descarga, como el inertizado de las líneas de descarga, o los tiempos de entrada a la terminal.

Utilizar la cisterna como elemento de transporte es una buena forma de servir las necesidades de una pequeña instalación de almacenamiento, a la vez que permite atender las primeras fases de desarrollo del mercado de GNL, sin la necesidad de realizar grandes inversiones. Por otro lado, dada la posición geográfica del Puerto de la Luz y de Las Palmas, la logística desde el punto de origen hasta las instalaciones podría tener un coste considerable, en función del punto de origen, lo que puede afectar a su capacidad competitiva. A modo de referencias:

- El coste de transporte marítimo puede llegar a suponer un 20% del valor de compra del producto.
- Efecto económico de la inmovilización del activo durante el transporte marítimo.

El transporte en este medio debe realizarse en buques que permitan la carga rodada, es decir, en buques tipo Ro Ro o tipo Ro Pax. En el caso concreto del transporte desde la Península Ibérica y desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al Puerto de la Luz y de Las Palmas, este sistema tiene como complicación adicional, que estos buques han de permitir este tipo de cargas peligrosas, lo que no sucede en la mayor parte de ellos, reduciendo considerablemente las posibilidades operativas.

### 3.1.2. Contenedor ISO

Actualmente el mercado de transporte con cisternas no cuenta con una gran flota de contenedores, por lo que establecer una cadena de suministro con contenedores ISO requeriría una inversión en la compra de los mismos.

Existen contenedores de 20 ft, 40 ft -el más habitual, con un volumen de unos 40 m<sup>3</sup> y unas 18 t de GNL- y 45 ft. Se fabrican para resistir de 6 bar a 24 bar de presión, y con distintas calidades de aislamiento –PIR y Vacío- (0,25 % a 0,20 %), por lo que **pueden aguantar entre 44 días y 75 días almacenados** sin disparar la válvula de seguridad - venteo de gas natural para reducir presión-. El llenado máximo de un contenedor, estipulado por el código IMDG es del 85%, aunque si se demuestra que los tiempos de almacenamiento en el contenedor son considerablemente inferiores a los días máximos de almacenamiento –entre 45 y 75 días- realizando un plan de seguridad adicional y demostrando con un gran número de operaciones reales que los tiempos de operación son inferiores se podría autorizar un llenado del 95% , tal como en el caso de Madeira, donde el llenado subió al 95 % a partir del 2015 <sup>2</sup>.

Los contenedores ISO -Ilustración 3-3-, se ajustan a las dimensiones normalizadas de un contenedor convencional, por lo que pueden utilizar cualquier método de transporte destinado a los mismos. En los buques portacontenedores suelen situarse, por contener combustible, en una zona menos vulnerable del buque, siempre por encima de la cubierta, y habitualmente en la proa (lejos de la zona de habitabilidad y maquinaria).

---

<sup>2</sup> Pedro Amaral Frazao. Grupo Sousa - Gáslink. LNG Virtual Pipeline. Gainn Open conference. Session 3 – Optimisation of the LNG supply chain ([PDF](#)).



Ilustración 3-3 Contenedores de GNL ISO de Chart. [www.ChartLNG.com](http://www.ChartLNG.com)

**El llenado de GNL de los contenedores ISO se realiza en los mismos cargaderos de camiones cisterna de GNL que presentan ambas terminales de importación consideradas, sin necesidad de ninguna infraestructura nueva, ni requisitos de ampliación.**

La regasificadora de:

- **Huelva** cuenta con 3 cargaderos, con una capacidad conjunta de **50 cisternas al día**.
- **Sines** cuenta con 3 cargaderos, con una capacidad conjunta de **36 cisternas al día**.

En caso de saturación de los cargaderos, es sencillo proponer una ampliación, añadiendo un nuevo cargadero. En todo caso, como ambas terminales de importación están prácticamente a la misma distancia, se podrían recibir contenedores de ambas instalaciones.

**Implantar un sistema de logística de entrada con contenedores ISO es una forma económica y extremadamente flexible de distribuir GNL** en regiones remotas, pero como se dijo al principio del apartado, la situación del mercado de **este tipo de solución implica realizar una inversión inicial en la compra de los contenedores**. Para conocer el número de contenedores necesarios para servir la demanda estimada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas es imprescindible conocer los siguientes aspectos:

- **Estacionalidad de la demanda:** La temporada de cruceros o la previsión de otro tipo de acumulaciones de tráficos portuarios en un periodo concreto impide considerar la demanda anual de forma constante. En este caso la demanda de buques crucero se concentra durante los meses de octubre a abril de cada año.

Dada la evolución de la demanda estimada en el tiempo esta concentración se hace más patente en los primeros hitos temporales estudiados.

- **Tiempo de carga del conjunto de contenedores:** La capacidad de carga en las regasificadoras ibéricas está limitada a 3 cisternas simultáneamente –Aprox. 120 m<sup>3</sup>-, El tiempo de carga en la terminal es de 1 h, aunque la operativa total para un contenedor en la terminal de importación se eleva hasta 1 h 30' y la terminal de carga permanece ocupada. Si se necesitan más de 3 contenedores, los cargados esperarían en un lugar habilitado dentro del puerto hasta que el lote de contenedores necesario estuviese preparado para su carga en el buque escogido, por ejemplo, si se necesitasen embarcar 25 contenedores los 3 primeros contenedores cargados deberán aguardar un mínimo de 10 h hasta que el lote completo esté dispuesto para la carga
- **Transporte marítimo de buques portacontenedores:** El transporte marítimo de cisternas en buques de carga rodada resulta caro y además, cuenta con menos conexiones hasta las islas que el transporte por contenedor. En todo caso el uso de contenedores amplía considerablemente las opciones de transporte dotando de gran flexibilidad a la operativa logística. Se han identificado para el transporte hasta las islas desde la Península Ibérica 2 salidas semanales para contenedor y 1 salida semanal para carga rodada.
- **Tiempo de descarga:** Una vez recibidos los contenedores en el punto de destino, el GNL ha de ser descargado en los depósitos de almacenamiento receptores, por lo que el número de descargas simultaneas posibles condicionara el tiempo necesario para descargar el conjunto de contenedores y retornarlos para su recarga.

El suministro por contenedores podría llevarse a cabo desde dos puntos: Puerto de Huelva y Puerto de Granadilla. Dadas las grandes diferencias en cuanto a distancia de una a otra resulta muy importante calcular el tiempo total del sistema logístico de los contenedores en cada caso.

En el caso de **Huelva** se ha trabajado con los siguientes factores:

- 3 instalaciones para la carga de cisternas con duración de 1h 30' por operación de carga
- 1 salida semanal de buques portacontenedor
- Velocidad de 16,5 nudos. 55 horas (Incluyendo maniobras)
- 3 instalaciones para la descarga de cisternas en Las Palmas con duración de 2 h por operación de descarga
- 30' de transporte por carretera
- 2 h para la carga/descarga del buque portacontenedor
- 7 h de escala en el Puerto de Las Palmas (Posibilidad de cargar 6 contenedores)

En el caso de **Sines** se ha trabajado con los siguientes factores:

- 3 instalaciones para la carga de cisternas con duración de 1h 30' por operación de carga

- 1 salida semanal de buques portacontenedor
- Velocidad de 16,5 nudos. 70 horas (escala en Casablanca)
- 3 instalaciones para la descarga de cisternas en Las Palmas con duración de 2 h por operación de descarga
- 30' de transporte por carretera
- 2 h para la carga/descarga del buque portacontenedor
- 30 h de escala en el Puerto de Las Palmas (Posibilidad de cargar 40 contenedores)

En el caso de **Granadilla** se supone

- 2 instalaciones para la carga de cisternas
- 1 salida diaria de buques portacontenedor desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife
- Velocidad de 15 nudos. 3,7 horas
- 3 instalaciones para la descarga de cisternas en Las Palmas
- 30' de transporte intraportuario tanto en la carga como en la descarga
- 1 h de transporte por carretera para llevar los contenedores hasta el Puerto de Santa Cruz de Tenerife

Resulta muy importante conocer si los contenedores enviados pueden ser descargados antes de que el buque portacontenedores que los ha transportado abandone el Puerto de la Luz y de Las Palmas, ya que si los contenedores ISO han de quedar inmovilizados en el puerto hasta la llegada del siguiente buque que los pueda devolver a su origen se aumentaría considerablemente el coste por el inmovilizado del activo

En el caso de enviar los contenedores desde **Huelva y Sines** los tiempos de rotación necesarios se recogen en la tabla Tabla 3-1

- Si los contenedores pueden regresar en el buque que llegaron el tiempo de rotación de los mismos es de 7 días
- Si los contenedores regresan en el siguiente buque programado, el tiempo de rotación de los mismos es de 11 días

Tabla 3-1 Contenedores ISO necesarios para la logística de entrada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas desde Huelva y Sines

Año	2020		2025		2030	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
Periodo temporal						
Demanda semanal (m <sup>3</sup> )	515	1.765	3.316	5.195	7.596	9.743
Contenedores con rotación 7 días	13	45	46	46	46	46
Nº contenedor con rotación 11 días	0	0	58	132	226	311

No se ha valorado el suministro desde la Península Ibérica más allá de 2030, al no esperarse que la terminal de importación de Granadilla no esté disponible para entonces.

En el caso de enviar los contenedores desde **Granadilla**, los resultados se recogen en la Tabla 3-2

- Un barco llega desde Tenerife a las 5 AM y otra zarpa hacia Tenerife a la 1 AM
- Estas 20 h de diferencia permiten la descarga de 25 contenedores, que tendrán una rotación de 1,45 días
- Esperando al siguiente buque (24h) se podrían cargar otros 31 contenedores con un tiempo de rotación total de 2,45 h

Tabla 3-2 Contenedores ISO necesarios para la logística de entrada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas desde Granadilla

Año	2020		2025		2030	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
Periodo temporal						
Demanda semanal (m <sup>3</sup> )	515	1.765	3.316	5.195	7.596	9.743
Contenedores con rotación 1,45 días	3	9	17	25	25	25
Nº contenedor con rotación 2,45 días	0	0	0	3	24	43

### 3.1.3. Buque bunkering multiproducto para transporte de GNL de corta distancia

Los buques multiproducto añaden almacenamiento de GNL y equipos para el bunkering de GNL a un buque de suministro de combustibles convencionales. Esta solución permite, emplear el elemento en suministros de combustible convencional cuando no se requiera para GNL, reduciendo el coste final del suministro de GNL; si además el puerto ya cuenta con otras gabarras o buques destinados al bunkering convencional el nivel de servicio para todos los combustibles será del 100%. Esto, hace de los buques de bunkering multiproducto una solución muy conveniente para el desarrollo primario del negocio de bunkering de GNL al reducir considerablemente las cifras de inversión necesarias y aumentar la utilización del elemento.

Los diseños planteados para este tipo de elemento plantean la instalación de tanques de almacenamiento a presión horizontales (Tipo C) en la cubierta superior de buques de suministro convencionales, almacenando el resto de combustibles en los tanques interiores. Estos buques cuentan con sistemas de propulsión de alta maniobrabilidad y elementos de protección que aseguran un suministro rápido y seguro.

Actualmente, existen 2 proyectos para la transformación de buques de suministro convencional en España y un proyecto de diseño en el marco del proyecto europeo *Masterplan LNG for Rhine*, ambas con unas características similares:

- Gran maniobrabilidad con sistemas de posición y dinámica
- Capacidad para navegación costera entre 7 y 10 kn
- Tanques de almacenamiento Tipo C
- Capacidad de almacenamiento de LNG hasta 2.000 m<sup>3</sup>
- Capacidad de almacenamiento de HFO/MDO hasta 5.000 m<sup>3</sup>
- Arqueo entre 1.500 y 3.000 GT
- Sistemas de propulsión entre 1 y 2 MW de potencia instalada
- Sistemas de propulsión con combustibles convencionales
- Tiempo requerido para la transformación de 1 año
- Bombas de suministro entre 300 m<sup>3</sup>/h y 500 m<sup>3</sup>/h



*Ilustración 3-4 Modelo de buque multiproducto con tanques de GNL en cubierta*

Este tipo de embarcaciones podría realizar transportes de GNL desde el Puerto de Granadilla hasta el Puerto de la Luz y de Las Palmas de forma rápida, pudiendo luego quedar el producto almacenado en la propia embarcación o ser trasvasado a una terminal de almacenamiento terrestre. No es muy recomendable cuando el transporte de GNL se realiza desde una terminal de importación, ya que el peaje para el acceso a las instalaciones del sistema gasista para buques small scale (<15.000 m<sup>3</sup>) contempla un término fijo, que en embarcaciones de esta capacidad supone un fuerte incremento del coste unitario del producto. Además, tampoco sería un elemento óptimo para el transporte de GNL desde Huelva principalmente por:

- Dada la distancia de la travesía (700 nm) y el pequeño volumen de almacenamiento de estas embarcaciones, no resultaría económicamente viable el coste por metro cúbico transportado
- La navegabilidad de estas embarcaciones puede no ser adecuada para travesías como esta y podría ser necesario tener que navegar cerca de la costa, aumentando el tiempo del viaje

### Operativa

Este tipo de buques han de realizar 3 operativas básicas, que serán explicadas detalladamente más adelante:

- **Carga de producto en terminal de importación o auxiliar:** Duración total aproximada de 1 h 30' por operación
- **Travesías:** El viaje desde los puntos de trabajo hasta la futura terminal de importación de GNL en Granadilla, que se situaría a 73 millas con una velocidad media de 9 kn supondría aproximadamente 16 h de navegación por viaje redondo (Round Trip).

- **Maniobras de entrada y salida de recintos portuarios:** Se considera un tiempo de 30' por maniobra y no se consideran posibles retrasos por indisponibilidad de atraques o retrasos en el practicaaje o otros servicios portuarios
- **Descarga de producto en terminal auxiliar:** La operación es muy similar a la operación de carga, pero en este caso el GNL es impulsado por el sistema de bombeo de la embarcación por lo que las velocidades de carga normalmente son inferiores. Con bombes en el rango de los 300 m<sup>3</sup>/h, la descarga completa del buque supondría 5 h

La operativa de carga de un buque con almacenamiento de GNL se resume en los siguientes pasos:

- **Pre-carga:** Incluye las operaciones de amarre, check-in previos y realización de las conexiones. Para un buque de este tipo supondría alrededor de 25 minutos.
- **Ramp-up:** Tiempo necesario para que los sistemas de bombeo alcancen el caudal de operación. Aprox. 30 minutos.
- **Carga:** Operación a caudal máximo de bombeo. Dependerá del sistema de bombeo instalado en la terminal de importación, para este tipo de barcos normalmente se cuenta con caudales de 500 m<sup>3</sup>/h lo que conllevaría unas 2 h para el llenado de este tipo de buques
- **Ramp-down:** Tiempo necesario para detener los sistemas de bombeo y proceder a la desconexión de las conducciones. Aprox. 30 minutos.
- **Post-carga:** Incluye las operaciones de desconexión, inertizado de líneas de conducción, desamarre, y check-in posteriores las conexiones. Para un buque de este tipo supondría alrededor de 15 minutos.

Teniendo en cuenta todas las operaciones descritas, **un buque de bunkering LNG multiproducto con capacidad de 1.200 m<sup>3</sup> emplearía 30 h en realizar una carga y descarga completa de GNL entre el Puerto de Granadilla y Las Palmas, y 6,7 días para realizarlo entre Huelva y Las Palmas**

#### 3.1.4. Buque bunkering de GNL

Antes de la llegada de los buques propulsados por GNL, el negocio de distribución a pequeña escala de GNL se encontraba fundamente localizado en Japón y Noruega, países donde desarrollar una red extensa de gasoductos es muy complicado, pero la gran cantidad de kilómetros de costa permite la distribución marítima entre pequeñas terminales de importación ya sea desde el punto de producción –Metaneros antiguos en el rango de los 20.000 m<sup>3</sup>- o desde terminales de mayor tamaño a terminales satélite – Metaneros en el rango de los 2.500 m<sup>3</sup>-.

La distribución desde terminales de importación a gran escala a terminales más pequeñas requiere de buques con:

- **Gran maniobrabilidad:** Reduce los tiempos en movimientos intraportuarios, suministros buque a buque y operaciones portuarias

- **Posibilidad de llenado parcial de los tanques:** Los grandes metaneros y pequeños metaneros antiguos no permiten el llenado o vaciado parcial de sus tanques ya que no es posible la navegación –fenómeno de sloshing<sup>3</sup>- sin comprometer la seguridad de los tanques. En la logística a pequeña escala de GNL el buque debe poder descargar producto de manera sucesiva en varias terminales auxiliares, sin necesidad de recargas en la terminal de importación de origen, entre cada descarga.
- **Almacenamiento adaptado a terminales pequeñas:** Dependiendo del número de pequeñas terminales a suministrar, el tamaño del almacenamiento del buque debe ser optimizado para suministrar todas de la forma más económica posible.

Si no se cuenta con una amplia red de pequeñas terminales que aseguren una amplia utilización de los medios de logística de entrada, la inversión en este tipo de buques puede no resultar económica. Por esta razón con **la llegada al mercado de los buques propulsados con GNL, surge una gran oportunidad para el desarrollo de soluciones que permiten tanto el transporte de GNL a un número reducido de pequeñas y medianas terminales de almacenamiento, como el bunkering de GNL** a buques que lo empleen como combustible, aumentando considerablemente la utilización de los medios implicados.

Actualmente los buques de transporte para el mercado de GNL a pequeña escala cuentan con soluciones desde los 3.000 m<sup>3</sup> hasta los 10.000 m<sup>3</sup> y comparten una serie de características comunes:

- Tanques de almacenamiento Tipo C<sup>4</sup>
- Capacidad de almacenamiento de LNG hasta 10.000 m<sup>3</sup>
- Capacidad para la navegación oceánica
- Velocidad de navegación entre 10 y 14 kn
- Gran maniobrabilidad con sistemas de posición y dinámica
- Esloras entre 85 y 120 m
- Calados entre 3,25 y 5,5 m
- Arqueo entre 3.800 y 8.000 GT
- Sistemas de propulsión Dual-Fuel entre 1 y 10 MW de potencia instalada
- Uso del BOG natural y BOG forzado como combustible
- Sistemas de bombeo entre 500 m<sup>3</sup>/h y 2.000 m<sup>3</sup>/h

---

<sup>3</sup> Tensiones y cargas que pueden llegar a ocasionar la fractura de la estructura del tanque provocadas por el movimiento violento del GNL en el interior del tanque

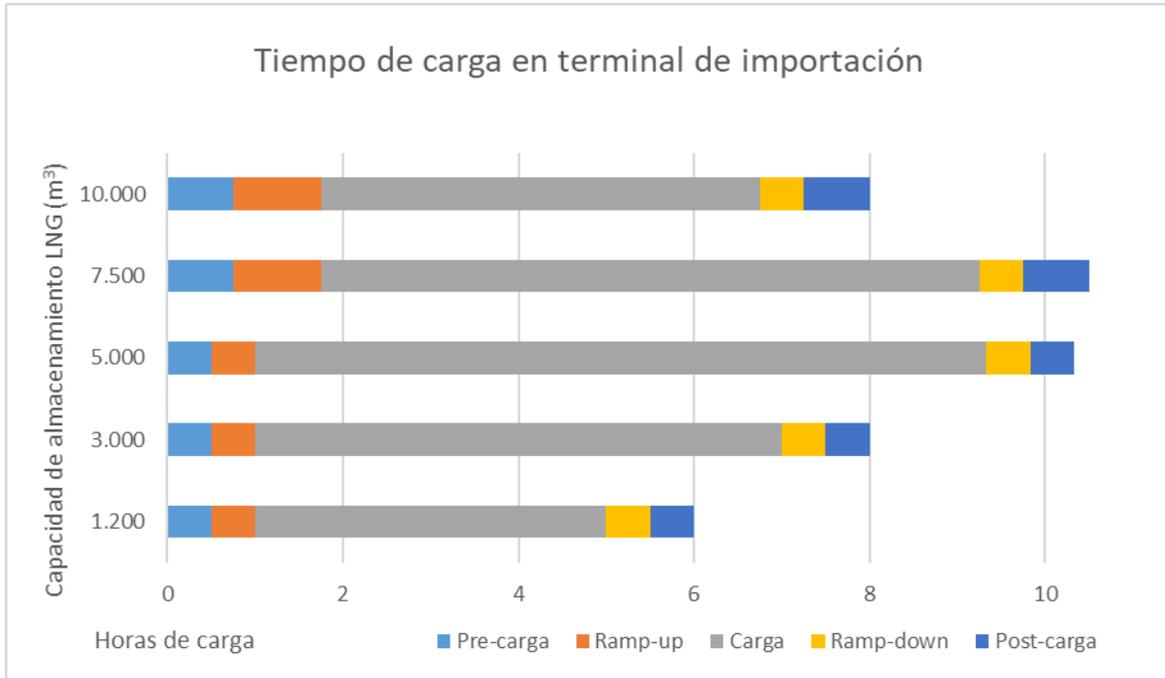
<sup>4</sup> Actualmente se están desarrollando buques con tanques tipo membrana –GTT Mark III Flex- que permiten la carga parcial, reduciendo considerablemente el arqueo final del buque. Ejemplo:<http://www.gtt.fr/en/technologies-services/our-applications/lng-as-a-fuel>  
<https://www.green4sea.com/reganosas-new-lng-supply-vessel/>



*Ilustración 3-5 Ejemplos reales y diseños de LNG bunkering vessels*

Tanto las actividades a realizar como la operativa de carga y descarga es idéntica a la del apartado anterior.

- **Carga de producto en terminal de importación o auxiliar:** En este caso depende mucho del sistema del buque a analizar y de la capacidad del almacenamiento, por lo que se ha realizado la Ilustración 3-6 donde se muestran los tiempos de la operación en función del buque analizado.
- **Travesía a Granadilla:** El viaje desde los puntos de trabajo hasta la futura terminal de importación de GNL en Granadilla, que se situaría a 73 millas con una velocidad media de 13 kn supondría aproximadamente 11,2 h de navegación ida y vuelta.
- **Travesía a Huelva:** Este tipo de buques si sería apto para realizar operaciones de carga en la península en caso de no disponerse de terminal de importación en Granadilla, pero la terminal de importación de Huelva se sitúa a 700 millas por lo que el viaje ida y vuelta a una velocidad de media de 13 kn duraría aproximadamente 116 h que sumado a los tiempos necesarios para la carga, descarga, navegación intraportuaria y tiempos muertos apenas dejarían tiempo libre al buque para realizar otro tipo de actividades comerciales como el bunkering, aumentando los costes finales del combustible.
- **Descarga de producto en terminal auxiliar o buques:** La operación es muy similar a la operación de carga, pero en este caso el GNL es impulsado por el sistema de bombeo de la embarcación por lo que las velocidades de carga normalmente son inferiores. Dependerá fundamentalmente del sistema de bombeo instalado en la embarcación siendo el resto de tiempos de operación muy similares a la carga de producto.



*Ilustración 3-6 Tiempos de carga en terminal de importación para buques de bunkering*

Teniendo en cuenta todas las operaciones descritas, **un buque de bunkering LNG en función de su capacidad emplearía en realizar una carga y descarga completa de GNL:**

*Tabla 3-3 Tiempos de operativo para buques de transporte de GNL (Round trip)*

Terminal de importación	Granadilla (días)	Huelva (días)
Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	1,3	6,7
Buque 3.000 m <sup>3</sup>	1,4	6,9
Buque 5.000 m <sup>3</sup>	1,3	5,8
Buque 10.000 m <sup>3</sup>	1,25	5,1

Si estos barcos empleasen todo su tiempo operativo en realizar transporte de GNL al Puerto de la Luz y de Las Palmas las capacidades transportables anualmente serían:

Tabla 3-4 Volumen de GNL máximo transportable con buques de bunkering

	Granadilla (m <sup>3</sup> )	Huelva (m <sup>3</sup> )
Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	347.619	65.373
Buque 3.000 m <sup>3</sup>	782.143	158.696
Buque 5.000 m <sup>3</sup>	1.403.846	314.655
Buque 10.000 m <sup>3</sup>	2.920.000	715.686

Una vez conocida la máxima capacidad transportable por cada buque, se compara el valor con la demanda estimada para cada periodo temporal con objeto de conocer la capacidad de almacenamiento mínima que el buque de transporte deberá tener para realizar la logística de entrada de GNL en el Puerto de la Luz y de las Palmas.

Tabla 3-5 Capacidad mínima de los buques de transporte de GNL para el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	Demanda (m <sup>3</sup> )	Origen Granadilla (m <sup>3</sup> )	Origen Huelva(m <sup>3</sup> )
2020	58.108	<b>Buque 3.000 m<sup>3</sup></b>	<b>Buque 3.000 m<sup>3</sup></b>
2025	219.203	<b>Buque 5.000 m<sup>3</sup></b>	<b>Buque 5.000 m<sup>3</sup></b>
2030	449.026	<b>Buque 5.000 m<sup>3</sup></b>	<b>Buque 10.000 m<sup>3</sup></b>
2035	756.567	<b>Buque 5.000 m<sup>3</sup></b>	-
2050	1.819.308	<b>Buque 10.000 m<sup>3</sup></b>	-

Como se puede observar en la tabla anterior, los **buques con capacidad hasta 10.000 m<sup>3</sup> son capaces de transportar toda la demanda estimada de GNL durante el periodo de estudio si este es transportado desde Granadilla**, pero no si el origen es el Puerto de Huelva.

A partir de 2035 si no estuviese construida la terminal de importación de Granadilla, habría que recurrir a soluciones de transporte de mayor capacidad con buques ya exclusivamente dedicados al transporte de GNL como los buques a continuación expuestos.

### 3.1.5. Buque de transporte de GNL (Feeder)

En los últimos años han surgido una serie de metaneros con tamaños entre 10.000 y 40.000 m<sup>3</sup> que a diferencia de los metaneros de gran capacidad si permiten la carga

parcial en sus tanques, igual que en los buques del apartado anterior se ha conseguido empleando grandes depósitos a presión o rediseñando los tanques de membrana – división longitudinal– para minimizar el fenómeno del sloshing. En esta clase de buque destacan en los últimos tiempos los denominados MultiGasCarriers (MGC), capaces de transportar diversos gases líquidos – Etano, LPG, GNL...– lo que proporciona una gran flexibilidad a la hora de rentabilizar el buque, ya que permite atender una serie de mercados ya establecidos –LPG y transporte de etano– pero con la posibilidad de cambiar al mercado de GNL tan pronto como la actividad del buque sea rentable evitando la espera en la construcción o transformación de un buque.

Actualmente existen en servicio y disponibles para su chárter dos buques MGC de 10.000 m<sup>3</sup> y uno de 12.000 m<sup>3</sup>, pertenecientes a la compañía Norgas, y a partir del año 2018 estarán disponibles también para chárter cuatro unidades de 27.500 m<sup>3</sup> de la compañía Evergas<sup>5</sup>

Además de los denominados MGC en los últimos tiempos el desarrollo del GNL en Asia está impulsando la construcción de metaneros dedicados al servicio de feedering para terminales de tamaño medio –entre 15.000 m<sup>3</sup> y 40.000 m<sup>3</sup>– como por ejemplo el buque Coral Energy o el buque Hai Yang Shi You 301. Este tipo de buques no realiza servicios de bunkering, tan solo se dedican al transporte de GNL pero es posible que el desarrollo de grandes buques propulsados por GNL con depósitos de hasta 18.000 m<sup>3</sup> lleve a las empresas propietarias a plantearse el añadir capacidad para el suministro de bunkering, como la mejora ya anunciada del Coral Methane por parte de la naviera Anthony Veder para habilitar dicho servicio<sup>6</sup>

Las características generales de este tipo de barcos son

- Tanques de almacenamiento Tipo C
- Capacidad de almacenamiento de LNG hasta 40.000 m<sup>3</sup>
- Capacidad para la navegación oceánica
- Velocidad de navegación entre 12 y 15 kn
- Gran maniobrabilidad con sistemas de posición dinámica
- Esloras entre 180 y 200 m
- Arqueo entre 10.000 y 25.000 GT
- Sistemas de propulsión Dual-Fuel entre 5 y 15 MW de potencia instalada
- Uso del BOG natural y BOG forzado como combustible
- Capacidades de bombeo entre 2.000 y 5.000 m<sup>3</sup>

---

5 [http://www.Ingworldshipping.com/news/view,evergas-first-off-the-mark-with-ethane-carriers\\_44105.htm](http://www.Ingworldshipping.com/news/view,evergas-first-off-the-mark-with-ethane-carriers_44105.htm)

6 <http://www.Ingworldnews.com/shell-anthony-veder-to-convert-coral-methane-Ing-carrier-to-bunker-vessel/>



*Ilustración 3-7 Metaneros feeding y multi gas carriers en el mercado*

### 3.2. Aspectos económicos.

Conocer qué soluciones resultan más idóneas para su implantación en el Puerto de la Luz y de Las Palmas requiere también de un análisis económico, que contemple las inversiones necesarias para suministrar la demanda estimada, así como los gastos corrientes y de capital que estas soluciones generarían durante la actividad requerida. Los parámetros contemplados de forma general en este estudio para determinar los costes del servicio de los elementos de activo en la logística de entrada son:

1. **Cifra de inversión** Incluye el valor de adquisición de todo equipo necesario para realizar las actividades requeridas
2. **CAPEX:** Componente anual que incluye la amortización del bien adquirido y los costes de capital asociados
  - a) **Amortización económica del bien:** Imputación económica de la depreciación del bien durante su vida útil. A cada tipo de equipo –en función de sus características –se le asigna una vida útil concreta, El importe de inversión en el equipo, menos su valor residual estimado, determina la cifra de amortización de cada año. La vida útil estimada a efectos de cálculos para cada tipo de bien, y sus valores residuales se presentan en la Tabla 3-6
  - b) **Coste financiero:** La financiación del capital para la adquisición de los bienes ha sido establecido en un 4,5 % de interés anual. Se ha asumido en los cálculos un periodo de amortización financiera de 10 años

### 3. OPEX.

- a) **Costes operativos fijos:** Operar en correctas condiciones los elementos de activo adquiridos supone una serie de costes fijos anuales independientemente del nivel de actividad a desarrollar por el activo
1. **Personal:** Incluye todos los costes generados por la tripulación del buque, personal de descarga, chóferes, y cualquier otro personal afecto a las operaciones.
  2. **Seguros:** Tales como seguro de casco y máquinas, protección e indemnización (P&I), y otros.
  3. **Mantenimiento:** Incluye el mantenimiento preventivo y correctivo, repuestos y reparaciones para mantener los equipos en su condición óptima de funcionamiento.
  4. **Coste de inactividad:** Es el coste fijo de cualquier medio de producción durante sus periodos sin actividad. En este estudio se calcula como el producto del coste fijo diario del elemento por el número de días estimado de parada o falta de actividad.
- a) **Costes operativos variables:** Son costes ocasionados por la actividad del elemento y son función de cada operación particular –distancia, volumen total, tipo de consumidor...-. Son costes del tipo:
1. **Consumo de combustible:** La generación de energía para el funcionamiento de los elementos descritos se realiza con motores, cuyo funcionamiento supone un consumo de combustibles.
  2. **Tasas de puerto y servicios portuarios:** El uso de las instalaciones portuarias conlleva una serie de costes que básicamente son:
    - i. **Tasas portuarias:** En función del tipo de actividad y elemento empleado la Autoridad Portuaria exigirá unos pagos por el uso de las instalaciones portuarias. Se incluyen las tasas de buque (T-1), tasas de ocupación, tasa de actividad y tasa de mercancía (T-3)
    - ii. **Servicios portuarios:** Las actividades asociadas con el tráfico marítimo requieren la prestación de una serie de servicios para lograr que se realicen en condiciones óptimas de seguridad y operatividad
  3. **Peajes por acceso a las terminales de importación de GNL del sistema gasista español:** La carga en una terminal de importación de GNL, por buques, cisternas u otros elementos, tiene un coste asociado. Este coste se encuentra en proceso de reestructuración para su adaptación al mercado small scale. Actualmente el precio del peaje de servicio de recarga de buques en terminales de importación es

87.978 € de término fijo más 3,5 €/m<sup>3</sup> cargado. De forma orientativa para este trabajo se ha establecido que se producirá una reducción del 50% sobre los precios indicados.

4. **Coste de transporte externo:** Incluye transportes no realizables con los medios adquiridos como por ejemplo el transporte marítimo en el caso de cisternas o contenedores ISO

### 3.2.1. Cisterna criogénica y Contenedor ISO

El mercado de transporte de GNL con cisternas es un mercado maduro y con un gran número de servicios -38.000 al año-, por lo que a diferencia del transporte de GNL con buques small scale, existen un gran número de empresas que proporcionan soluciones integradas que cubren todo el servicio de transporte, desde la terminal de importación hasta su descarga en tanque receptor –ya sea buque o deposito terrestre-, evitándose tener que acometer la adquisición y mantenimiento de una flota de cisternas dedicadas al Puerto de la Luz y de las Palmas.

En Las Palmas, debido a la baja frecuencia en las conexiones marítimas de carga rodada (Transporte de cisternas) con la península y Tenerife, la solución contemplada para la logística de entrada solo considera la **creación de una flota dedicada para el transporte y suministro de GNL con contenedores ISO.**

### Cifra de inversión

Las cifras estimadas para estos elementos son las siguientes:

*Tabla 3-6 Cifra de inversión para camiones cisterna y contenedores ISO*

	Cifra Inversión	Vida útil	Valor residual
Cisterna (44m <sup>3</sup> ) con bombeo	250.000 €	20	15 %
Contenedor ISO (40 m <sup>3</sup> ) con bombeo	190.000 €	18	15 %
Cabeza tractora	85.000 €	10	15 %
Skid (x4)	50.000 €	18	15 %

### CAPEX

Las cifras de amortización resultantes de los valores de inversión, vida útil y valor residual reflejados en la tabla anterior, así como los costes financieros de la inversión, se presentan en el siguiente cuadro

Tabla 3-7 Costes de capital para cisternas criogénicas y contenedores ISO

	Interés Año 1	Amortización	CAPEX
Cisterna (44m <sup>3</sup> ) con bombeo	11.250 €	10.625 €	<b>21.875 €</b>
Contenedor ISO (40 m <sup>3</sup> ) con bombeo	8.550 €	8.972 €	<b>17.522 €</b>
Cabeza tractora	3.825 €	7.225 €	<b>11.050 €</b>
Skid (x4)	2.250 €	2.360 €	<b>4.610 €</b>

Los costes indicados corresponden con la estimación de los mismos para el primer año de actividad. La evolución futura, llevará a un descenso de los costes financieros, por disminución del capital pendiente y a un incremento esperado en los OPEX, no siendo previsibles cambios importantes en la cifra total.

## OPEX

### Costes operativos fijos

Las cifras estimadas son las siguientes:

El coste de mantenimiento y seguro de la cabeza tractora ya queda incluida en cada una de las soluciones de la Tabla 3-8

Tabla 3-8 Costes fijos operativos anuales de camión cisterna y contenedor ISO

	Personal	Mantenimiento y Seguros	Total
Camión cisterna con bombeo	52.000 €	11.000 €	<b>63.000 €</b>
Contenedor ISO 40 ft. con bombeo	52.000 €	11.000 €	<b>63.000 €</b>
Skid (x4)	-	2.500 €	<b>2.500 €</b>

### Costes operativos variables

Una vez se disponen los medios necesarios para el suministro de GNL con cisternas o contenedor ISO se deben contemplar también una serie de gastos asociados a cada suministro individualmente, estos son:

- a. **Coste de combustible:** El coste de combustible en una cabeza tractora destinada al transporte de cisternas de GNL se estima en **0,22 €/km**. En el caso de suministrarse de Huelva el kilometraje necesario apenas supera los 20 km, mientras que en el caso de Granadilla son necesarios 120 km
- b. **Tasas portuarias:** El suministro de GNL con cisternas dentro de un recinto portuario conlleva el abono de la tasa de actividad por actividades comerciales, estipulado para graneles líquidos en como máximo 0,60 €/t (**0.276 €/m<sup>3</sup>**)
- c. **Peaje por acceso a las instalaciones del sistema gasista español:** La carga de GNL en cisternas está regulada por el reglamento de acceso de terceros a las instalaciones del sistema gasista español publicadas en la orden ETU/1977/2016 (BOE 12/29/2016). El reglamento contempla una serie de precios en función de la capacidad contratada y la duración del contrato, a efectos de este estudio se ha considerado un coste medio de **1,10 €/MWh** (7,45 €/m<sup>3</sup>).
- d. **Coste del transporte marítimo:** El transporte de cisternas o contenedores de GNL a regiones insulares requiere el embarque en un buque acondicionado a tal propósito. Las opciones contempladas para cada elemento y los precios estimados del transporte se recogen en la Tabla 3-9

### Estimación económica del transporte con cisternas y contenedores ISO de GNL

Transportar por mar alguno de estos elementos se incurrirá además en una serie de costes adicionales, reflejados en la Tabla 3-9

Tabla 3-9 Coste del transporte marítimo de cisternas y contenedores ISO de GNL

	Cisterna y Contenedor ISO	Contenedor ISO
Tipo de transporte	Ro-Ro Ro-Pax	Containership
Round trip desde Huelva	3.000 €	2.000 €
Round trip desde Tenerife	-	900 €
Estiba	87 €	107 €
Coste inmovilizado diario	90 €	80 €
Coste personal por descarga	100 €	100 €

Dado el mayor coste del transporte marítimo y la falta de líneas regulares de carga rodada capaces de transportar cisternas de GNL desde Tenerife a Las Palmas solo se contempla el transporte del mismo con contenedor ISO con capacidad útil de 40 m<sup>3</sup>.

La operativa descrita en el apartado 3.1.2 junto con los costes reflejados anteriormente permiten estimar el coste total del transporte del GNL desde las terminales de importación disponibles hasta el Puerto de la Luz y de las Palmas durante los años 2020 al 2030, momento a partir del cual la demanda estimada es tan elevada que operativa y económicamente no se justifica un sistema logístico de entrada con contenedores ISO y / o cisternas.

Tabla 3-10 Coste del suministro con contenedores ISO desde Granadilla

Año	2020		2025		2030	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
Periodo temporal						
Demanda semanal (m <sup>3</sup> )	515	1.765	3.316	5.195	7.596	9.743
Contenedores con rotación 1,45 días (1)	3	9	17	25	25	25
Contenedores con rotación 2,45 días (2)	0	0	0	3	24	43
Coste por contenedor (1)	1.544 € (900+107*4+80*1.45+100)					
Coste por contenedor (2)	1.624 € (900+107*4+80*2.45+100)					
Peaje terminal importación	7,67 €/m <sup>3</sup>					
Coste unitario (€/m <sup>3</sup> )	46,3 €	46,3 €	46,3 €	46,5 €	47,3 €	47,5 €
Coste unitario (€/MWh)	6,8 €	6,8 €	6,8 €	6,9 €	7,0 €	7,0 €

Si no se dispone de terminal de importación en Granadilla, el suministro habrá de plantearse desde la Península Ibérica, lo que conlleva un aumento considerable de los costes de transporte, como se indica en la Tabla 3-11.

Tabla 3-11 Coste del suministro con contenedores ISO desde Huelva y Sines

Año	2020		2025		2030	
	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno
Periodo temporal						
Demanda semanal (m <sup>3</sup> )	515	1.765	3.316	5.195	7.596	9.743
Contenedores con rotación 1,45 días (1)	13	45	46	46	46	46
Contenedores con rotación 2,45 días (2)	0	0	58	132	226	311
Coste por contenedor (1)	3.158 € (2.000+107*4+90*7+100)					
Coste por contenedor (2)	3.518 € (2.000+107*4+90*11+100)					
Peaje terminal importación	7,67 €/m <sup>3</sup>					
Coste unitario (€/m <sup>3</sup> )	84,9 €	84,9 €	89,3 €	90,8 €	91,5 €	91,8 €
Coste unitario (€/MWh)	12,5 €	12,5 €	13,2 €	13,4 €	13,5 €	13,5 €

### 3.2.2. Buques de bunkering y de transporte de GNL (Feeder)

El mercado de buques para el transporte de GNL a pequeña escala es muy reducido y la mayoría de las soluciones propuestas por las navieras y astilleros especializados se encuentran de momento en fase de diseño; por ello los costes presentados a continuación resultan de estimaciones hechas por SBC a partir de consultas a empresas, fabricantes especializados y material bibliográfico de proyectos financiados con fondos públicos cuyo acceso es público.

#### Cifra de inversión

Las cifras estimadas para estos elementos son las siguientes

Tabla 3-12 Cifra de inversión para buques de bunkering GNL

	Inversión	Vida útil	Valor residual
Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	<b>16.000.000 €</b>	20	15%
Buque 3.000 m <sup>3</sup>	<b>20.000.000 €</b>	20	15%
Buque 5.000 m <sup>3</sup>	<b>32.000.000 €</b>	20	15%
Buque 10.000 m <sup>3</sup>	<b>52.000.000 €</b>	20	15%

#### CAPEX

Las cifras de amortización resultantes de los valores de inversión, vida útil y valor residual reflejados en la tabla anterior, así como los costes financieros de la inversión, se presentan en el siguiente cuadro

Tabla 3-13 Coste de capital para buques de transporte de GNL

	Interés Año 1	Amortización	CAPEX
Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	720.000 €	680.000 €	<b>1.400.000 €</b>
Buque 3.000 m <sup>3</sup>	900.000 €	900.000 €	<b>1.750.000 €</b>
Buque 5.000 m <sup>3</sup>	1.440.000 €	1.440.000€	<b>2.800.000 €</b>
Buque 10.000 m <sup>3</sup>	2.340.000 €	2.125.000 €	<b>4.465.000 €</b>

## OPEX

### Costes operativos fijos

Las cifras estimadas son las siguientes:

Tabla 3-14 Costes fijos anuales de buques de transporte de GNL

	Personal	Mantenimiento y Seguros	Total
Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	560.000 €	360.000 €	<b>920.000 €</b>
Buque 3.000 m <sup>3</sup>	500.000 €	300.000 €	<b>800.000 €</b>
Buque 5.000 m <sup>3</sup>	570.000 €	380.000 €	<b>950.000 €</b>
Buque 10.000 m <sup>3</sup>	760.000 €	900.000 €	<b>1.660.000 €</b>

### Costes operativos variables

Una vez se disponen los medios necesarios para el suministro de GNL con buques de transporte se deben contemplar también una serie de gastos asociados a cada suministro individualmente, estos son:

- a. **Coste de combustible:** El coste del combustible para cada tipo de barco se recoge en la Tabla 5-3, considerándose 550 €/t como precio para el MDO consumido por la gabarra multiproducto y 350 €/t -22 €/MWh- como precio para el GNL consumido por el resto de los buques.

Se distinguen tres tipos de consumo en los elementos marítimos:

- **Combustible en navegación:** Estimado para un factor de carga del 85% y velocidad nominal.
- **Combustible en operación:** Consumo durante las operaciones de descarga, ya sea a terminal de almacenamiento auxiliar u otro buque. Incluye la energía necesaria para el bombeo y funcionamiento de motores auxiliares ya que no se realiza navegación.
- **Combustible en puerto:** El mantenimiento en puerto de los servicios básicos del buque para alojar la tripulación y mantener el producto almacenado en condiciones óptimas requiere del uso de los motores auxiliares.

- b. **Tasas de puerto y servicios portuarios:** El uso de las instalaciones portuarias y el desarrollo de una actividad comercial en terreno portuario conlleva el abono de una serie de tasas cuyo impacto total se estima en apenas un 2% del coste total del suministro de GNL con buques e incluye:

- **Tasa de buque (T-1):** Precio en régimen general 1,37 €\*Horas de escala/100GT
- **Tasa de actividad:** No aplica en el caso de buques de transporte
- **Tasa de mercancía (T-3):** 0,82€/t
- **Servicio de atraque:** Entre 130 € y 150 € por operación para buques entre 500 y 10.000 GT
- **Servicio practicaaje:** 100 € por escala (entrada y salida) para buques de menos de 5.000 GT y 147 € para buques de entre 5.000 GT y 10.000 GT
- **Servicio de recogida de residuos**

**c. Peaje por acceso a las instalaciones del sistema gasista español:** La carga del GNL en cisternas está regulada por el reglamento de acceso de terceros a las instalaciones del sistema gasista español publicadas en la orden ETU/1977/2016 (BOE 12/29/2016). El reglamento contempla actualmente un precio compuesto por un término fijo -87.978 €- y uno variable -3.53 €/m<sup>3</sup>- para buques menores de 9.000 m<sup>3</sup>, esta composición de precios se encuentra actualmente en revisión para adaptarlo a la nueva realidad del negocio small scale. A efectos del estudio dado que aún no se han publicado los nuevos precios se asume un coste fijo de 45.000 € y un variable de 2,5 €/m<sup>3</sup>.

El uso de barcos de mayor tamaño reduciría los gastos variables y fijos asociados al transporte de GNL ya que con un mismo servicio se sirve un porcentaje de la demanda mayor, pero por contrapartida su coste anual total es mayor, lo que conllevaría un coste de inactividad más elevado. Dado que existen dos posibles fuentes de suministro y que la demanda es variable en los diferentes periodos se han de calcular los costes asociados con ambos suministros para cada periodo temporal. SBC ha realizado un modelo de hoja de cálculo que calcula el coste final de la logística de entrada con los diferentes buques de transporte de GNL, pudiéndose escoger la solución con un menor precio unitario.

A modo de resumen se presenta la Tabla 3-15 donde se muestran los costes unitarios del transporte de GNL para toda la demanda estimada y cada uno de los buques de transporte estudiados. Las celdas con fuente verde indican la solución óptima para cada periodo temporal y las que contienen una X las soluciones no viables operativamente.

Tabla 3-15 Resumen de costes de transporte marítimo de GNL

	1.200 m <sup>3</sup> Multiproducto		3.000 m <sup>3</sup>		5.000 m <sup>3</sup>		10.000 m <sup>3</sup>	
	Granadilla	Huelva	Granadilla	Huelva	Granadilla	Huelva	Granadilla	Huelva
2020	93 €	123 €	70 €	73 €	87 €	91 €	130 €	133 €
2025	58 €	X	32 €	X	32 €	36 €	40 €	43 €
2030	X	X	25 €	X	22 €	X	24 €	26 €
2035	X	X	23 €	X	18 €	X	17 €	x
2050	X	X	X	X	X	X	12 €	x

### 3.2.3. Solución óptima de logística de entrada

Comparando estos costes unitarios con los obtenidos para la logística de entrada con contenedores ISO se elabora la Tabla 3-16 donde se indica la solución óptima para el transporte de GNL desde los diferentes puertos de origen y periodo temporal

Tabla 3-16 Soluciones de transporte de GNL económicamente óptimas

	Huelva	Granadilla
2020	Contenedor ISO <sup>7</sup> (84,9 €/m <sup>3</sup> )	Contenedor ISO (46,3 €/m <sup>3</sup> )
2025	Buque 5.000 m <sup>3</sup> (36 €/m <sup>3</sup> )	Buque 3.000 m <sup>3</sup> (32 €/m <sup>3</sup> ) Buque 5.000 m <sup>3</sup> (32 €/m <sup>3</sup> )
2030	Buque 10.000 m <sup>3</sup> (26 €/m <sup>3</sup> )	Buque 5.000 m <sup>3</sup> (22 €/m <sup>3</sup> )
2035	-	Buque 5.000 m <sup>3</sup> (18 €/m <sup>3</sup> ) Buque 10.000 m <sup>3</sup> (17 €/m <sup>3</sup> )
2050	-	Buque 10.000 m <sup>3</sup> (12 €/m <sup>3</sup> )

<sup>7</sup> No es la opción de menor coste, pero dada la baja inversión necesaria, la proximidad temporal y la incertidumbre inicial resulta más aconsejable como primer sistema de logística de entrada

## 4. Terminal de almacenamiento y distribución

Una terminal de almacenamiento y distribución capaz de: recibir GNL por vía marítima y terrestre, almacenar el GNL en condiciones óptimas de seguridad y operatividad, suministrar GNL por vía marítima y terrestre y suministrar gas natural gaseoso para el consumo interior del puerto ha de contar con:

- Tanques de almacenamiento
- Equipos de bombeo de GNL
- Vaporizadores de GNL
- Equipos de compresión para la gestión del vapor en la planta
- Terminal de carga y descarga marítima
- Terminal de carga para cisterna y contenedores de GNL
- Conducciones criogénicas
- Estación de regulación, control y odorización

### 4.1. Aspectos técnicos y operativos

#### 4.1.1. Descripción técnica de tanques de almacenamiento de GNL

El sistema de almacenamiento de GNL es el elemento de mayor requerimiento de inversión en una terminal de importación de GNL, por esta razón la elección del sistema a implantar es muy importante. En el mercado existen numerosas soluciones comerciales, tanto estandarizadas, como a medida; en este apartado se describen: los diferentes tipos de almacenamiento, sus principales características y principales factores condicionantes para la elección de una solución óptima para el Puerto de la Luz y de Las Palmas.

Atendiendo al método de construcción, existen tres tipos de tanques:

- **Tanques de almacenamiento cilíndricos a presión:** Cilindros verticales u horizontales con capacidad de hasta 1.200 m<sup>3</sup>, también denominados *Vacuum Insulated (VI)*. Las instalaciones pueden agrupar varios de estos tanques cilíndricos en función de la necesidad de almacenamiento en cada momento, permitiendo la adaptación a crecimientos de nivel medio.
- **Tanques verticales de fondo plano:** Almacenan el GNL a presión atmosférica y son utilizados para capacidades mayores -desde los 10.000 m<sup>3</sup> hasta los 260.000 m<sup>3</sup>-, también llamados *Flat bottom (FB)*, siendo el tamaño más común en terminales de importación europeas los del en torno a 150.000 m<sup>3</sup>. Existen varios tipos de depósitos de fondo plano:
  - **Contención sencilla**
  - **Paredes de membrana**
  - **Contención doble**
  - **Contención total**

- **Esferas a presión:** Apenas utilizadas para el almacenamiento de GNL, tienen capacidades intermedias

### Tanques cilíndricos a presión

Construidos en factoría estos tanques son transportados ya terminados hasta el emplazamiento. Pueden construirse a medida, si bien se incrementa considerablemente el precio y no es común realizarlo.

La principal función de un depósito de GNL es evitar la fuga del mismo, pero también se ha de evitar la evaporación del producto y en caso de producirse, evacuar de forma segura los vapores generados. En los tanques a presión el GNL se almacena en un depósito interior fabricado en acero inoxidable al que se añade un depósito exterior de acero al carbono que asegura la permanencia del aislante -perlita- y actúa además como elemento de seguridad.

**Preparados para contener presiones de hasta 44 bar permite que el vapor generado en el interior pueda permanecer en el mismo sin necesidad de ser evacuado o consumido en la planta lo que permite almacenar el GNL un mayor tiempo.**

Se pueden construir para ser instalados tanto en posición vertical como horizontal, aunque los tanques verticales solo se construyen hasta 300 m<sup>3</sup>, mientras que los horizontales llegan hasta los 1.200 m<sup>3</sup> **La principal ventaja de los tanques verticales es que reducen considerablemente la superficie ocupada** si bien aumentando el impacto visual.

Habitualmente se instalan depósitos a presión horizontales y si se desea aumentar la capacidad de la terminal se van añadiendo más depósitos en paralelo. Esto incrementa la complejidad de los sistemas de tuberías, valvulería e instrumentación, así como la superficie total ocupada, por lo que en función de las características del proyecto y la capacidad de almacenamiento requerida a partir de cierto volumen se prefiere el tanque vertical atmosférico de fondo plano.



*Ilustración 4-1 Depósito a presión horizontal y vertical*

## Tanques de fondo plano

Es el tipo de tanque más utilizado para el almacenamiento de GNL, actualmente solo se emplea el tanque de contención total, dado que es el diseño que ofrece más seguridad y mejor gestión del BOG. Este tipo de tanques mostrado en la Ilustración 4-2 tiene 4 partes:

- **Tanque interior:** Contiene el GNL, y es fabricado en acero aleado (9% Ni), con un techo plano de aluminio suspendido por tirantes de acero de la cúpula exterior
- **Tanque exterior:** Fabricado en hormigón pretensado con techo en forma de cúpula proporciona una contención secundaria total en caso de rotura del tanque primario, actúa como barrera del BOG y contiene el aislamiento del tanque. Todas las operaciones de carga y descarga se efectuarán por la parte superior del mismo, de este modo es imposible que se provoque una fuga por fallo en las válvulas o rotura de líneas de conducción.
- **Aislamiento:** Se compone de diversas capas y existen diversos materiales, pero lo más común es que se componga de una capa principal de perlita extendida y capas de lana de vidrio en contacto con los tanques interiores y exteriores para evitar shock térmico en operaciones de carga o descarga.
- **Sistemas de bombeo:** Se instalan en el fondo de tanque a través de un pozo especialmente diseñado para permitir el izado de las bombas y se encuentran sumergidas en GNL que actúa como fluido refrigerante y lubricante
- **Elementos auxiliares**
  - Sistema de calefacción del terreno
  - Instrumentación
  - Sistema de gestión del vapor
  - Elementos de seguridad

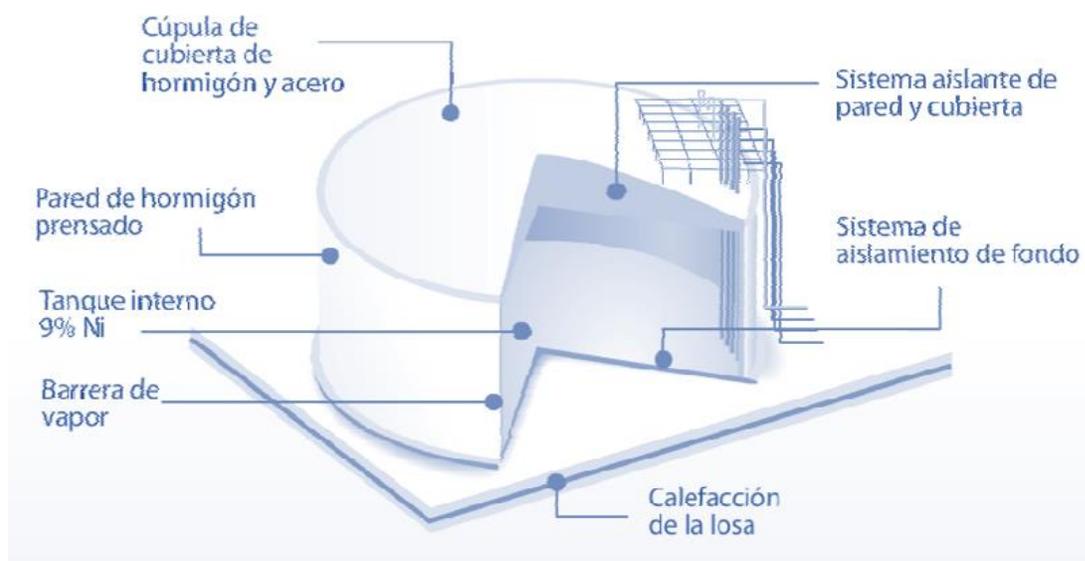


Ilustración 4-2 Tanque de fondo plano de tipo contención total

La construcción de este tipo de tanques es costosa y requiere de unas obras de cimentación de gran envergadura, además de un proyecto de ingeniería personalizado y una gran cantidad de mano de obra para su construcción. El proyecto completo puede llevar entre 2 y 3 años hasta la puesta en funcionamiento.

Para detallar de forma resumida las numerosas características operativas de cada tipo de tanque se ha realizado la Ilustración 4-3.

	Depósitos a presión Verticales	Depósitos a presión Horizontales	Tanque de fondo plano
<b>Volumen terminal</b>	< 320 m <sup>3</sup>	< 10.000 m <sup>3</sup>	< 1.000.000 m <sup>3</sup>
<b>Construcción</b>	3 meses ≈ Taller		On-site < 3 años
<b>Distancias Seguridad</b>	25 m		100 m
<b>BOR</b>	0,4 %	0,2 %	0,05 %
<b>Aislamiento</b>	Vacío + perlita		Perlita y Espumas
<b>Presión almacenamiento</b>	15 bar	4 bar	1 bar
<b>Impacto visual</b>	Medio		Alto
<b>Volumen máx./tanque</b>	320 m <sup>3</sup> (V)	1000 m <sup>3</sup> (H)	270 000 m <sup>3</sup> (F)
<b>Coste unitario €/m<sup>3</sup></b>	1200	1000	600
<b>Usuarios</b>	GNV Hotel Residencial	Industrial Doméstico	Transporte Electricidad

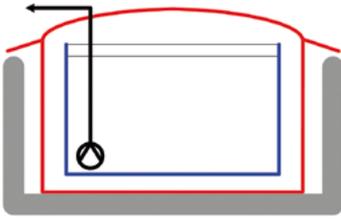
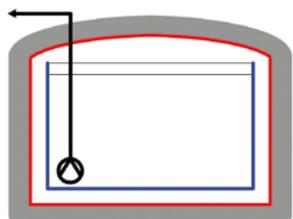
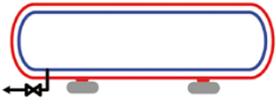
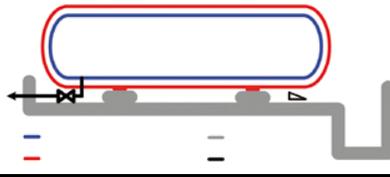
Ilustración 4-3 Alternativas de almacenamiento

### Sistemas de contención.

El nivel de seguridad proporcionado por el tanque (Tabla 4-1) depende del sistema de contención utilizado en caso de rotura del mismo. El tanque puede tener o no control de fugas de líquido y/o de vapor. En la actualidad no se permite la instalación de depósitos de contención simple, por la falta de garantías en la contención de derrames. Los sistemas de doble contención (control derrames, pero no de vapores) son los habituales para los depósitos horizontales (VI), mientras que para los depósitos de fondo plano (FB) los indicados son los sistemas de contención total, que incluyen el control de vapores además del de derrames. Este es el sistema que aporta una mayor seguridad.

Es posible también la contención total en los depósitos cilíndricos pequeños, sustituyendo el acero convencional de su parte exterior por acero criogénico (el acero convencional se vuelve frágil a bajas temperaturas).

Tabla 4-1 Opciones de Sistemas de contención en depósitos.

Tipo	Contención simple. Baja Seguridad	Doble contención. Seguridad media.	Contención total. Alta seguridad.
Fondo plano	No permitido por baja seguridad		
Horizontal			No habitual.
Mayor riesgo	Derrame de GNL y fuga de vapor incontrolados.	Derrame de GNL contenido: cubeto, balsa. Fuga de vapor descontrolada.	Sin derrame de GNL. Fugas de vapor controladas.
			

#### 4.1.2. Elección del sistema y capacidad de almacenamiento de GNL

La principal restricción para el uso de almacenamiento a presión es que no permite el almacenamiento de grandes volúmenes, debido a:

- La superficie ocupada por los depósitos horizontales para un mismo volumen que los de techo plano es considerablemente superior, ya que, para incrementar el volumen almacenado, hay que incrementar el número de depósitos, sujetos a unos requisitos de seguridad que limitan la distancia entre paredes de tanque al menos a 2 m <sup>UNE 60210</sup> y requieren unos cubetos de contención de mayor superficie.
- El almacenamiento a presión requiere de un mayor uso de aislamiento -menor temperatura de almacenamiento-, por lo que no suele acudir a diámetros muy elevados para limitar el espesor del material y por tanto su precio. Además, ha de recurrirse a longitudes pequeñas para poder transportar los depósitos con sistemas convencionales.

Una estimación del coste unitario por tipo de almacenamiento realizado por Chart Industries nos muestra que por debajo de los 4.000 m<sup>3</sup> la opción más económica son los

tanques a presión, al igual que por encima de los 11.000 m<sup>3</sup> lo es la utilización de tanques de fondo plano.

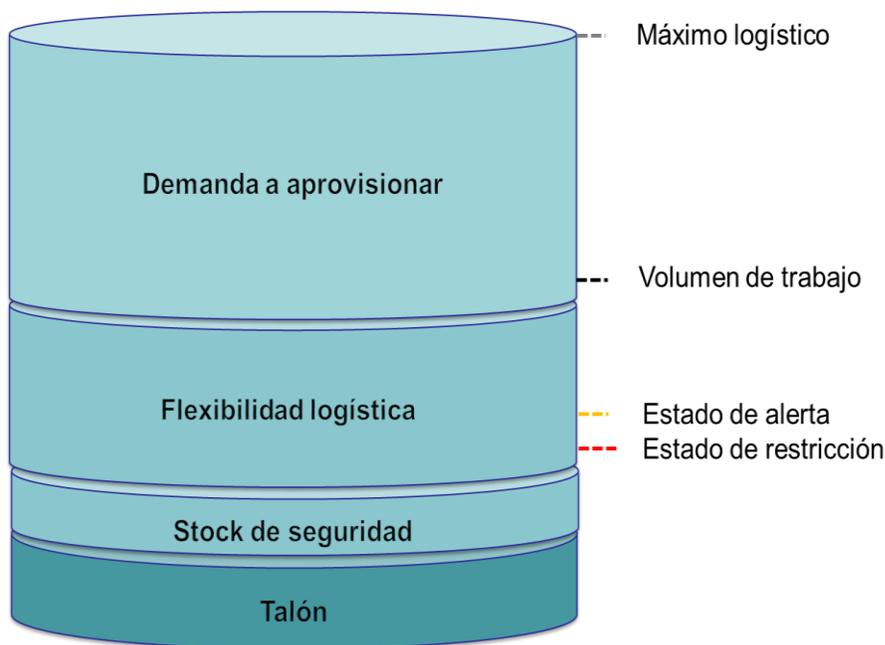
Entre los 4.000 m<sup>3</sup> y los 11 000 m<sup>3</sup> la elección del sistema idóneo de almacenamiento no es sencilla y dependerá de las condiciones de cada proyecto en concreto:

- **Localización:** Los grandes tanques a presión son difíciles de transportar y el transporte a zonas complicadas puede resultar en un coste excesivo.
- **Condiciones ambientales:** Legislaciones ambientales severas pueden condicionar la elección del sistema al ser requeridos unos estándares de seguridad más elevados.
- **Requisitos de calendario:** La construcción de tanques de techo plano requiere movilizar una gran cantidad de recursos en el emplazamiento, mientras que un tanque a presión es realizado total o parcialmente en una fábrica.
- **Aceptación del gas en la región:** El menor impacto visual de los tanques a presión horizontales y la menor complejidad de sus instalaciones pueden ser un factor determinante en ciertas regiones.
- **Modularidad:** La incertidumbre en la demanda prevista o una escasa cultura del gas en una región puede conducir a la elección de tanques a presión cuyas instalaciones son fácilmente modulables y permiten ampliaciones de capacidad aprovechándose de la economía de escala y reduciendo los tiempos necesarios.
- **Flexibilidad y seguridad de suministro:** El empleo de varios depósitos dota a la planta de una mayor flexibilidad para realizar paradas de mantenimiento, operaciones de carga y descarga y gestionar el vapor producido en el interior de los tanques. Además, una avería o fallo en algún depósito no supone un corte de suministro.

El volumen de almacenamiento escogido ha de asegurar el aprovisionamiento de las siguientes cantidades de GNL (Ilustración 4-4):

- **Demanda estimada:** El principal volumen de GNL a aprovisionar será aquel que nos permita cubrir la demanda caracterizada entre recarga y recarga del tanque, dependiendo este tiempo del modelo de logística de entrada escogido.
- **Talón.** El volumen mínimo requerido para el funcionamiento de las bombas interiores de un tanque, se denomina talón. Este volumen se mantiene siempre en el interior del tanque, por lo que deberá considerarse en el cálculo del volumen total en el diseño de los mismos. Este valor suele oscilar entre el 5% y el 7%. Usualmente los tanques cilíndricos a presión instalan el bombeo en el exterior por lo que **no es necesario** reservar una zona de talón.
- **Stock de seguridad.** Volumen a disposición de la autoridad competente, y exigido por ésta a los comercializadores, para poder mantener el suministro no interrumpible si se produce un corte de suministro durante un periodo estipulado. En España los comercializadores están obligados a 20 días ([www.cores.es](http://www.cores.es)), y en una planta satélite oscilará habitualmente entre 1 día y 3 días del consumo invernol. Esta condición **no es de obligado cumplimiento** en el caso de terminal auxiliares cuyos consumidores se encuentran fuera del sistema gasista español.

- Flexibilidad logística.** Volumen de GNL requerido por el operador de la instalación para mantener el funcionamiento normal de la misma. No debería ser inferior a un día.



*Ilustración 4-4 Análisis de las necesidades de almacenamiento.*

La suma de todos los volúmenes indicados en la Ilustración 4-4 se corresponde con el máximo logístico o **volumen de almacenamiento mínimo requerido**. Hay que tener en cuenta que ciertos almacenamientos son más fácilmente modulables que otros, por lo que hay que considerar el volumen mínimo requerido durante la vida de la instalación, de manera que pueda incrementarse paulatinamente considerando los tiempos necesarios para poner en marcha nuevos depósitos sin parar el funcionamiento de la instalación, es decir manteniendo el suministro en todo momento.

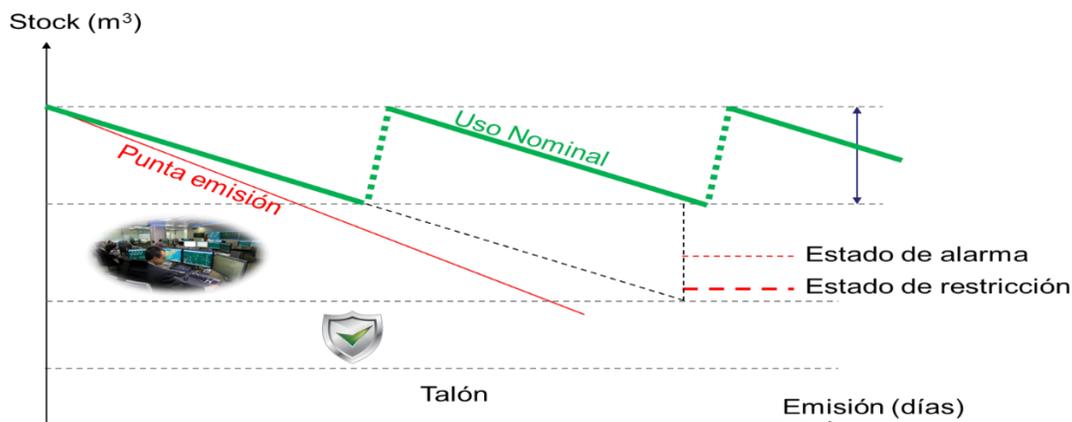
La Ilustración 4-5 constituye una muestra del uso del volumen de almacenamiento. La línea verde muestra un uso habitual diario de salidas de la planta (GNL y GN). Una vez liberado el espacio requerido para la recepción de nuevo producto, se muestra en línea discontinua verde cómo va incrementándose el volumen en los tanques, dependiendo de la pendiente de la recta, del tiempo requerido en función al medio utilizado en su llenado.

Igualmente se indica que, en caso de falta de suministro, el consumo normal llevaría a una bajada del volumen de tanques, que llegaría hasta el estado de alarma y el estado de restricción, y que en ningún caso debería alcanzar el volumen o stock de seguridad.

Por último, se indica en el gráfico que la línea de emisión no es siempre igual: la pendiente variará entre un máximo (o punta de emisión/distribución) y un mínimo en momentos de bajo consumo.

En la gestión de la planta habrá que tener una medida diaria del GNL y adaptar la recepción GNL conforme a la demanda que vaya surgiendo, con una periodicidad media

calculada, pero ajustando los tiempos de recepción conforme al consumo real, es decir teniendo en cuenta también las programaciones de días siguientes, y el tiempo mínimo requerido por el sistema de recepción o importación de GNL elegido.



*Ilustración 4-5 Esquema simplificado del uso del volumen de almacenamiento*

La elección final del volumen de almacenamiento necesario en el Puerto de La Luz y de las Palmas depende principalmente de:

- La frecuencia de llegada de los elementos de activo en la logística de entrada.
- Si la demanda total esperada en el puerto -Bunkering STS + Bunkering TTS + Demanda complementaria- es descargada totalmente en la terminal de almacenamiento o solo se descargan las dos primeras y la demanda de bunkering STS es directamente servida por el mismo barco de transporte.

En este proyecto se ha considerado que los buques de transporte empleados en la logística de entrada se emplean también en tareas de bunkering, exceptuando para el año 2020 que la logística de entrada se realiza con contenedores ISO.

Al seleccionar la capacidad idónea para un depósito cilíndrico a presión se ha de tener en cuenta:

- **Llenado máximo del 95%**
- **Flexibilidad logística:** Con el fin de adaptar la capacidad del depósito a las diferentes problemáticas o retrasos en la operativa de una terminal de almacenamiento se añade un espacio extra, que permitirá acumular GNL para; posibles imprevistos en la operativa, afrontar retrasos en la logística de entrada o clientes excepcionales. Se ha estipulado un mínimo de 50% de volumen extra, el cual de media corresponderá con 2,5 días de demanda.

**Se recogen, en la Tabla 4-2 los volúmenes de almacenamiento necesarios para cada periodo temporal**

Tabla 4-2 Estimación inicial del volumen de almacenamiento

	2020	2020 Huelva	2025	2030	2035	2050
Días entre suministro	1,5	7	5	4	5	5
Volumen máximo de recarga (m <sup>3</sup> ) (Invierno)	378	1.766	1.067	1.168	1.681	1.225
Almacenamiento idóneo (m <sup>3</sup> )	320 <sup>8</sup>	2.000	2.000	2.000	3.000	2.000
Flexibilidad logística	84%	66%	85%	77%	70%	55%

#### 4.1.3. Terminal de carga para cisternas y contenedores de GNL

El suministro de la demanda complementaria estimada para el Puerto de la Luz y de Las Palmas -Tabla 2-2- requiere del uso de cisternas para su servicio. Dado que la demanda estimada para usos complementarios es importante desde los primeros años, se ha considerado la conveniencia de disponer de una instalación de carga de cisternas asignada a la planta de almacenamiento. Una estación de carga moderna como las instaladas en las terminales de importación que existen actualmente en España, permite realizar aproximadamente 17 recargas diarias -270.000 m<sup>3</sup> anuales aprox.-, lo que sería suficiente para cubrir también la demanda de bunkering TTS. La construcción de una terminal carga de cisternas, permitiría la cobertura de las estimaciones de demanda complementaria y bunkering TTS durante todo el periodo estudiado, ya que en el año 2050 la demanda estimada a suministrar a través del cargadero es de 178.379 m<sup>3</sup> anuales.

Un cargadero de cisternas debe disponer de:

- Un control de acceso independiente
- Un aparcamiento o lugar de descanso
- Una zona de carga (conexiones y báscula)
- Una garita de supervisión por parte del personal de la planta.

<sup>8</sup> Aunque, el volumen a almacenar es mayor, dada la baja velocidad de descarga de los contenedores ISO esta capacidad de almacenamiento es la más adecuada

Estos requerimientos implican una **necesidad de superficie de aproximadamente 2.400 m<sup>2</sup>, para 1 cargadero y 3.000 m<sup>2</sup> para 2 cargaderos**

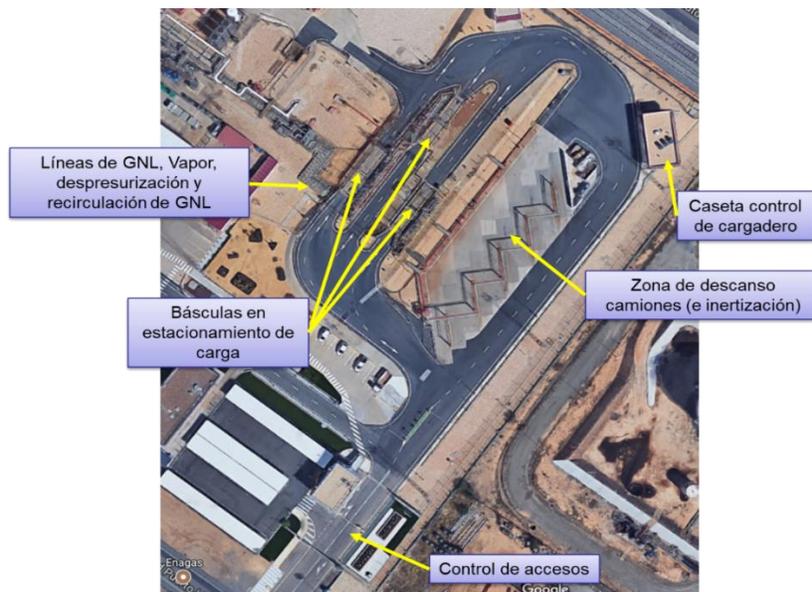


Ilustración 4-6 Cargadero de cisternas de Huelva *Google maps.*

El **llenado máximo de las cisternas de GNL es el 85%**. Para medir la carga realizada puede situarse una balanza a la entrada del control de acceso y otro a la salida del complejo, o bien puede situarse la balanza directamente en el puesto de carga, permitiendo al operario de la planta revisar en todo momento el estado de carga.

La conexión de los camiones cisterna con la planta satélite se realiza habitualmente utilizando dos conexiones: gas y líquido. La conexión de gas permite controlar la presión en el camión cisterna y evacuar el BOG generado en la cisterna durante el transporte. Las conexiones pueden realizarse con mangueras flexibles criogénicas (Ilustración 4-7), o mediante brazos articulados (Ilustración 4-8). Las primeras requieren más mantenimiento, la conexión es más lenta, y la velocidad máxima es ligeramente inferior que, a los brazos, si bien los nuevos **sistemas de mangueras con conexión en seco** aumentan la velocidad de conexión y no tienen ninguna emisión.

El caudal del sistema de bombeo se fija en torno a los 100 m<sup>3</sup>/h de GNL, consiguiéndose el **llenado de los 44 m<sup>3</sup> en 1 h y 30'** ya que el proceso de carga completo incluye además las comprobaciones iniciales, las rampas de bombeo, inertizado de líneas y comprobaciones finales.



Ilustración 4-7 Cargadero de cisternas de GNL (dos mangueras L/V).<sup>Fluxys9</sup>



Ilustración 4-8 Brazo de carga de GNL.<sup>emcowheaton10</sup>

El área de conexiones para la carga y descarga de las cisternas de GNL que operan en España suele estar localizada a ambos lados de la cisterna permitiendo operar desde ambos lados, a diferencia de otros países dónde se localiza en la parte trasera. Tanto una cisterna de GNL, como un contenedor ISO contarán con las siguientes conexiones:

- Conducción de 3" para líquido. Línea principal GNL para carga y descarga cisterna.
- Conducción de 2" para gas cuya función es permitir el control de la presión en el interior de la cisterna, evacuando o recibiendo BOG según sea requerido.
- Conducción de 2" para líquido. Se emplea en caso de descarga de la cisterna con vaporizador ambiental en lugar de bomba centrífuga.

Las mangueras presentes en la instalación deben terminar por tanto en válvulas de conexión de 2" para gas y de 3" para líquido.

#### 4.1.4. Terminal de carga y descarga marítima

La terminal de carga y descarga marítima permitirá:

- La carga y descarga de buques de bunkering y transporte de GNL
- El suministro a buques propulsados por GNL mediante una solución PTS

Realizar estas actividades requiere contar con:

- **Infraestructura:** es toda aquella obra civil marítima y terrestre por debajo del nivel del suelo -muelles, rellenos, abrigos...- necesaria para permitir que un barco pueda realizar las operaciones de carga y descarga requeridas, los

<sup>9</sup> <http://www.fluxys.com/belgium/en/Services/LNGTerminalling/TruckLoading/TruckLoading>

<sup>10</sup> <http://www.emcowheaton.com/bottom-loading-arms/lng-arm/>

ejemplos de infraestructura más común en las terminales de carga y descarga de gráneles líquidos se muestran en la Ilustración 4-9. Dado el alto coste económico y tiempo de ejecución que supone la construcción de nuevas infraestructuras, se ha de plantear en primera instancia la utilización de alguna ya construida, compartiéndola con otros tráficos si la disponibilidad de la infraestructura lo permite. La elección la infraestructura adecuada para albergar la terminal de carga y descarga en el Puerto de la Luz y de Las Palmas se recoge en el apartado 4.1.7.

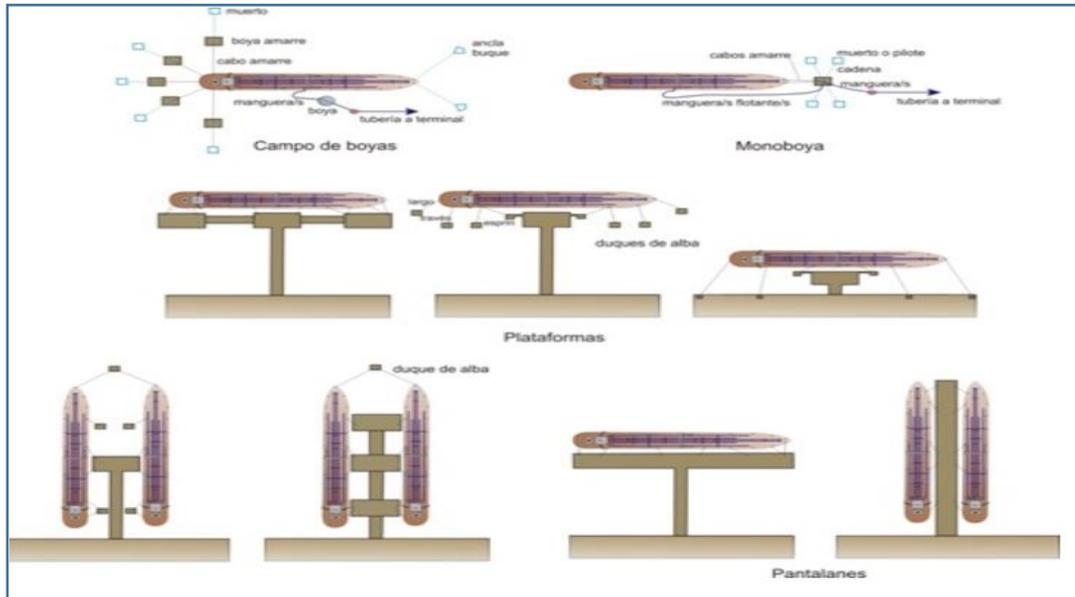


Ilustración 4-9 Tipos de infraestructura para carga y descarga de gráneles líquidos

- **Superestructura:** Definida como elementos estructurales por encima de columnas y apoyos, agrupa los elementos móviles necesarios para la carga y descarga de la mercancía como, por ejemplo: grúas y brazos de carga. Los elementos que componen la superestructura necesaria para la carga y descarga del producto son:
  - **Sistema de carga y descarga:** Para pequeños caudales y pequeños metaneros se utilizan mangueras criogénicas mientras que para caudales mayores se emplean brazos de carga.
  - **Conducciones** necesarias entre tanques y sistema de carga.

Los brazos de carga - Ilustración 4-10- son el método más empleado para la carga o descarga de metaneros, ya que permiten adaptarse a la altura del manifold del buque a descargar y permiten una operación segura y rápida absorbiendo el movimiento del barco y evitando que los vientos, el oleaje u otras condiciones ambientales compliquen el trasvase de producto. Además, cuentan con sistemas de seguridad que ofrecen una desconexión rápida y estanca en caso de que las

condiciones ambientales se tornen demasiado exigentes o se produzca algún evento que comprometa la seguridad de la operativa.



*Ilustración 4-10 Brazo de carga para GNL small scale*

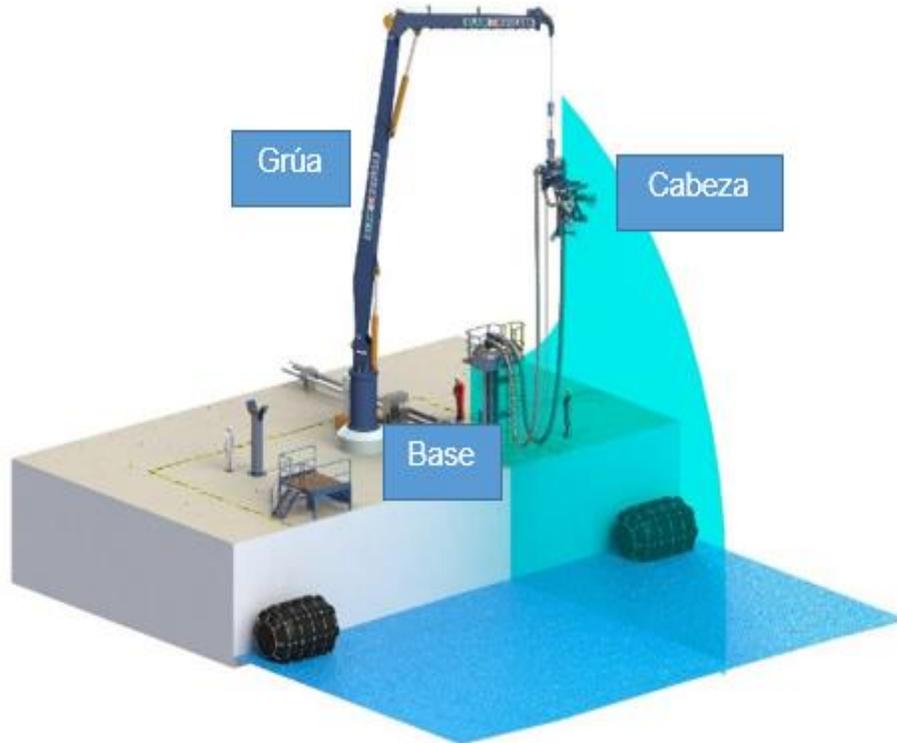
Usualmente este tipo de brazos se fabrican para el mercado small scale con tuberías de 6" y 8", lo que permite unos caudales de carga o descarga de 500 m<sup>3</sup>/h y 1.000 m<sup>3</sup>/h y cuentan con sistemas ERC -*Emergency release couplers*- para la desconexión automática en caso de que la seguridad de la operación se vea comprometida y sistema QCDC -*Quick connect/disconnect couplers*- que permite una rápida conexión y desconexión reduciendo los tiempos de operativa.

Recientemente, han sido lanzados al mercado una serie de productos orientados al mercado small scale que facilitan la operativa, reducen las necesidades de inversión y acortan el tiempo de implantación del proyecto, facilitando la instalación de terminales de GNL small scale. Entre estos nuevos productos destacan los sistemas de carga híbrido con grúa y el sistema de carga *jettyless*

El **sistema de carga híbrido** -ilustración 4-11- está conformado por:

- **Grúa hidráulica de carga convencional**
- **Cabeza de carga** -ilustración 4-11-: Con dos mangueras, una para líquido -6" u 8"-, una para vapor y sistemas de conexión ERC y QCDC es el elemento principal del sistema. Además, cuenta con un sistema de tirantes y elementos de compensación que permiten su uso con cualquier grúa hidráulica que soporte el peso del sistema.
- **Base para cabeza de carga:** Es el elemento donde se recogen las conducciones que provienen del tanque de almacenamiento y se

conectan con la cabeza de carga. Si la grúa es portátil aloja la cabeza de bunkering cuando no está en uso.



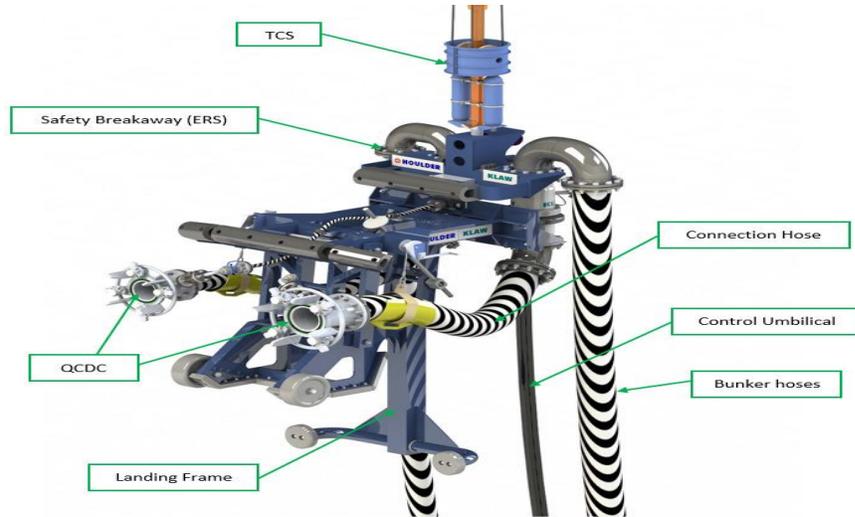
*Ilustración 4-11 Sistema de carga híbrido KHobra QTS*

La principal ventaja de este sistema es que desacopla el sistema de izado y soporte, de las mangueras y otros elementos necesarios para la conexión con el buque; esto supone dos grandes ventajas:

- **Gran flexibilidad:** El sistema de izado con grúa permite la conexión de la cabeza de carga con todo tipo de manifolds, sin importar su altura o disposición en el buque receptor
- **Reducción del espacio:** Con este sistema no se ha disponer de brazos de carga fijos que ocupan un gran espacio a concesionar

Además, este tipo de sistemas incorpora:

- **Una línea para la gestión del vapor:** Los brazos de carga convencionales no disponen de ella y en caso de ser necesaria ha de instalarse otro brazo de carga para tal fin elevando la cifra de inversión y costes operativos
- **Sistema de conexión de mangueras en seco:** Explicadas en el apartado 4.2.6, este tipo de sistema ofrecen una rápida conexión y desconexión reduciendo los tiempos de operación.



*Ilustración 4-12 Cabeza de carga para sistemas híbridos*

**Dada la gran flexibilidad, baja ocupación de la infraestructura y menos impacto visual de este tipo de sistemas se escogen como elemento de carga y descarga en la terminal del Puerto de la Luz y de Las Palmas**

El Sistema **Jettyless** (artefacto flotante autopropulsado o no, que conecta el buque de producto con tierra) mostrado en la Ilustración 4-11, permite:

- La carga y descarga de GNL sin infraestructuras dedicadas.
- Adaptación de las operaciones a todo tipo de buques, con independencia de la altura de su manifold o tipo de tomas.
- Reducción de la ocupación de superficie.
- Menor impacto ambiental.
- Múltiples puntos de carga o descarga.

Este tipo de sistemas aún se encuentran en fase de pruebas y a día de hoy no se dispone de soluciones de mercado aptas para su implantación, por lo que no son considerados para su implantación en el Puerto de la Luz y de Las Palmas.



Ilustración 4-13 Sistema Jettyless

#### 4.1.5. Otros elementos de una terminal de almacenamiento y distribución

En una terminal de importación, además del tanque de almacenamiento han de instalarse una serie de elementos comunes a toda instalación. En la Ilustración 4-14 se muestra un esquema con los grupos de componentes que se pueden encontrar en una terminal de este tipo con depósitos a presión.

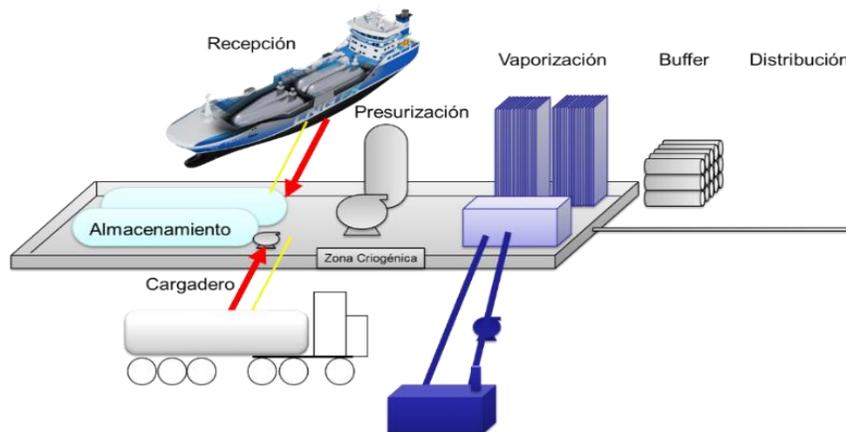


Ilustración 4-14 Componentes de una planta Satélite de Regasificación genérica.

## Sistema de bombeo de GNL

El sistema de bombeo ha de proporcionar el caudal necesario para todos los servicios de suministro de la planta:

- **Caudal de suministro marítimo:** Bombas centrifugas externas para tanques cilíndricos a presión y bombas sumergibles para tanques atmosféricos con caudales entre 500 m<sup>3</sup>/h y 2000 m<sup>3</sup>/h en función del volumen a almacenar.
- **Caudal de suministro terrestre:** Caudales de 100 m<sup>3</sup>/h por cada cargadero de cisternas instalado.

**Es importante que en terminales con necesidad de suministrar diversos consumos se instalen bombas de frecuencia variable que permitan operar en un amplio rango de caudales.**

## Compresores y sistema de gestión del vapor

Los compresores pueden tener dos funciones: transportar el gas natural en estado gaseoso o aumentar la presión del gas para su consumo.

Para el transporte de gas natural en estado gaseoso se utilizan compresores de baja potencia, por ejemplo, para conducir el vapor de GNL entre tanques de almacenamiento o desde el buque de suministro de GNL a los tanques durante la descarga.

Para grandes diferencias de presión y rangos de caudal, es habitual utilizar compresores alternativos, de este modo es posible utilizar distintos rangos de caudal en función de la operativa (con buque, sin buque...).

El BOG generado en tanques de fondo plano (tanto en tanques como en líneas), puede ser:

- **Autoconsumido** por la planta
- **Relicuoado en un depósito mezclador** con el GNL y emitido por la planta en una proporción en masa de aproximadamente 7/1 (GNL/Vapor). Si la emisión de la planta no es constante esta opción no es posible, ya que se ha de contar en todo momento con un caudal mínimo de emisión que asegure la relicuación total del vapor
- **Relicuoado con un sistema de licuefacción** a pequeña escala, esta opción es la mejor si se pretende recuperar todo el vapor generado, no generar ningún tipo de venteo a la atmósfera y prescindir del caudal mínimo de emisión, pero es considerablemente más costosa.

## Conducciones criogénicas

Debe diferenciarse dos sistemas de tuberías:

- **Conducciones criogénicas:** Fabricadas con aceros aleados capaces de resistir bajas temperaturas. Su principal función es evitar el calentamiento del GNL cuando este es transportado. Están formadas por dos tuberías concéntricas rellenas con material aislante y existen dos tipos de tuberías en función del aislante escogido: conducciones PIR con aislante de poliuretano, más baratas, pero con un comportamiento aislante peor, y las conducciones aisladas a vacío. La tubería criogénica se ha de mantener siempre fría para evitar estrés térmico (debido al calentamiento y enfriamiento), así como para evitar tiempos de espera en las operaciones de suministro. Para mantener las bajas temperaturas se puede enfriar recirculando una pequeña cantidad de GNL antes de la operación o instalar de manera permanente una tubería interior a través de la cual se recircula GNL de los tanques por las líneas.
- **Conducciones convencionales para gas:** Fabricadas con acero convencional o polietileno se utilizan exclusivamente para suministrar gas natural en estado gaseoso. Dado que en este caso solo se realizarían pequeños suministros de gas en el interior del puerto el sistema de conducciones podría realizarse en polietileno, reduciendo considerablemente su coste

## Vaporizadores

Su función principal es vaporizar el GNL, permitiendo el consumo del gas natural en estado gaseoso, para ello requiere de un intercambio de calor entre el GNL y un fluido caliente. Los fluidos usualmente empleados para la vaporización del GNL son:

- Aire para pequeños caudales.
- Agua caliente o fluido intermedio, calentado en una caldera.
- Gases de la combustión de gas natural o propano.
- Agua de mar, baño de agua calentado por una combustión para grandes caudales.

En principio no sería necesario instalar vaporizadores en la terminal de almacenamiento, ya que la generación de BOG prevista cubriría las necesidades de la red de distribución portuaria, pero dado que la generación de BOG no es constante y depende de numerosos factores operativos si se quiere contar con total seguridad de suministro para los consumidores se habría de dotar a la terminal con unos pequeños vaporizadores.

Para conocer qué tipo de vaporizadores se adecuarían más al pequeño consumo previsto de gas natural gaseoso en el puerto, se resumen las ventajas y desventajas de cada sistema en la Tabla 4-3, recomendándose un sistema de vaporización ambiental de baja capacidad.

Tabla 4-3 Tipos de vaporizadores

Vaporizador	Caudal Unit. [m <sup>3</sup> (n)/h] <sup>11</sup>	A favor	En contra	Observaciones
<b>Aire ambiente (Atmosférico)</b>	0 a 1.500 durante 8 h	Sin coste variable ni mantenimiento	Mayor coste unitario Requiere etapa deshelado. Puede requerir recalentador posterior.	Plantas satélite pequeñas. Se utiliza aluminio para bajas presiones y acero inoxidable para altas presiones.
<b>Agua caliente</b>	0 a 20 000	Muy compacta la parte criogénica. Operación más flexible	2 % GN como combustible. Requiere circuito de agua y caldera.	Plantas satélite medias, o como equipos de apoyo.
<b>Con combustión</b>	0 a 80.000	Parte criogénica compacta.	2,5% GN como combustible. Gases de combustión.	Plantas satélite medias, o como equipos de apoyo.
<b>Abierto (agua de mar)</b>	70 000 a 200.000	Bajo coste variable, bajo mantenimiento. Consumo del 0,3%	Requiere gran caudal de agua de mar. Tratamiento agua de mar.	Terminales de importación de GNL grandes, donde, en España, es el sistema utilizado.
<b>Combustión sumergida en agua</b>	70.000 a 200.000	Poca superficie y volumen. Inversión aproximadamente ½ que los abiertos. Permite modular.	2,5% GN como combustible. Gases combustión.	Terminales de importación de GNL grandes, donde, en España, es el sistema utilizado para puntas. En EE.UU. es el sistema preferido.

<sup>11</sup> 600 [m<sup>3</sup>(n)/h] equivalen a un metro cúbico de GNL

## Estación de regulación, control y odorización

En el caso de emisión de gas natural gaseoso, debe contarse con un sistema de control y medida, -con el cual se regule la presión de emisión y se midan las variables de proceso más importante-, y con un sistema de odorización para la detección de fugas del gas.

La presión de servicio debe adaptarse a la del consumidor final. Las presiones requeridas por los consumidores, pueden ir desde 18 mbar<sub>g</sub> para el sector doméstico, a varios cientos de mbar<sub>g</sub> para quemadores industriales, unos 4 bar<sub>g</sub> para motores de gas, y por encima de 20 bar<sub>g</sub> para turbinas de gas.

En España se utiliza THT (Tetrahidrotiofeno) como sustancia odorizante, en una concentración de alrededor de 18 ppm<sup>12</sup>, medida de seguridad que permita localizar las fugas a 1/5 del Límite inferior de explosividad. El THT proporciona el olor desagradable que facilita la detección del gas natural por el olfato humano.

En el caso de suministro de GNL, nunca se puede odorizar (el odorizante solidificaría a tan bajas temperaturas). Por ello, en las instalaciones de GNL hay que disponer de metanómetros, que permiten medir la concentración de Metano en Aire, para detectar posibles fugas.



Ilustración 4-15 Odorizador de contacto (izquierda) o por bomba dosificadora (derecha) (1)

### 4.1.6. Gestión del vapor y cálculo de BOG generado

Las instalaciones que utilicen **tanques atmosféricos** deben tener siempre un sistema de gestión del BOG dadas las grandes cantidades generadas, y las que utilicen tanques a presión pueden también necesitarlo si no es posible trasvasarlo durante las operaciones y descarga.

---

eq<sup>12</sup> Measurement protocol PD-01. [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-15496](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-15496)

Las opciones más comunes para la gestión del BOG ordenadas de más deseables a menos son:

- **Venteo de seguridad.** Este sistema es obligatorio instalarlo en cada uno de los tanques, y es el último sistema de seguridad a utilizar ya que provoca la emisión directa del gas natural.
- **Antorcha** Este sistema es obligatorio para evitar emisiones de gas combustible en depósitos atmosféricos (FB), debido a que no pueden soportar presiones por encima de los 2 bar. En el caso de los depósitos a presión no es obligatorio, puesto que estos contendrán el gas a presión dentro del propio tanque, y posteriormente será enviado si es posible a los tanques receptores o a algún sistema consumidor. Si pese a todo se prevé que será necesario realizar operaciones de venteo constantemente es recomendable la instalación de un sistema de antorcha.
- **Relicuaición.** Esta solución consiste en utilizar un depósito que mediante la mezcla de 7/1 en masa de GNL respecto a vapor, permite relicuar el BOG generado. El relicuador en terminal de importación está presente en todas las terminales de importación de España, pero no es una opción viable en terminales con emisión de GNL discontinua como es el caso.
- **Utilización.** Para ello existen dos opciones: su utilización directa a la presión del depósito (muy habitual en tanques VI), la introducción de un compresor para aumentar su presión a la de la red de emisión cuando dicha red opera a presión superior a la del depósito.

### Estimación de la generación de vapor en instalaciones posibles.

A partir del proceso de cálculo recogido en el Anexo V se ha estimado el BOG a gestionar cuando se implanta un sistema de almacenamiento de 10.000 m<sup>3</sup> –tamaño mínimo usual para depósitos de fondo plano-.

Para depósitos cilíndricos a presión la generación de BOG no ha sido considerada, ya que el gas generado es almacenado en el mismo tanque y puede ser aprovechado por los clientes finales sin la necesidad de equipos de gestión adicionales.

### Instalación terrestre de 10 000 m<sup>3</sup>.

Para la instalación terrestre propuesta, en su condición de mayor volumen, los cálculos darían los valores:

Tabla 4-4 Estimación vapor producido en instalación terrestre 10 000 m3.

Lugar de generación BOG	Con descarga buque BOG (kg/h)	Sin descarga buque BOG (kg/h)
En tanques	325	325
En líneas	170,8	39,6
En bombas	137,0	0
Efecto pistón	5	0
Flash (Evaporación súbita)	204,2	0
<b>Total (con 10% adicional)</b>	<b>926,1</b>	<b>401,1</b>

La generación de vapor calculada durante las operaciones de descarga del buque viene a representar unos 293 €/h en descarga de buque<sup>13</sup>, lo que con una duración media de 8 h por operación supone 2.400 € aproximadamente por descarga de buque. Además, se ha de añadir la generación de BOG en reposo, tanto en tanque como líneas de conducción que supone aproximadamente 400 kg/h, unas 3.500 t de GNL evaporado anualmente, aproximadamente 1.200.000 €. Si este GNL evaporado no es correctamente gestionado y monetizado las pérdidas totales podrían llegar a suponer hasta un 50% de los costes operativos anuales totales de la planta

#### 4.1.7. Posicionamiento óptimo del atraque y zona de almacenamiento y distribución

A la vista del plano A.03, del proyecto “Actualización del plan director de infraestructuras del Puerto de las Palmas”, de fecha Octubre 2014, la posición más adecuada sería en las cercanías de los *duques de Alba Reina Sofía* (Ilustración 4-16), puesto que actualmente cuenta con una terminal de carga y descarga preparada para buques de hidrocarburos líquidos -calado adecuado, zona industrial de puerto y de seguridad adecuada-, y detrás del mismo se está realizando una ampliación de los terrenos del puerto. Esta configuración disminuiría al mínimo la longitud de las líneas de conducción de GNL que conecten la terminal de carga y descarga marítima con la planta de almacenamiento. **Además de las ventajas técnicas y el ahorro de costes, esta posición resultaría idónea para poder realizar suministros de bunkering de GNL (PTS) a los buques que descarguen hidrocarburo líquido atracados en esa posición.**

Para realizar operaciones de carga y descarga de GNL sería necesario realizar las adaptaciones necesarias para permitir el atraque de los metaneros small scale e

<sup>13</sup> Para lo cual se ha considerado un coste de 20 €/MWh para el GNL, o bien 0,316 €/kg.

incorporar al mismo la superestructura necesaria para la conexión entre la terminal de almacenamiento y la terminal de carga, recogida en el apartado 4.1.4.

La longitud de la línea de descarga / carga de GNL (Ilustración 4-17) debe ser lo menor posible, no sólo por motivos económicos, sino también técnicos, ya que el aumento de longitud genera un:

- Aumento del BOG.
- Mayor consumo de los sistemas de bombeo.
- Posible requerimiento de soplantes o compresores para línea de vapor.
- Incremento de la cifra de inversión en líneas de conducción (+10% Cifra inversión por cada 100 m de conducción).

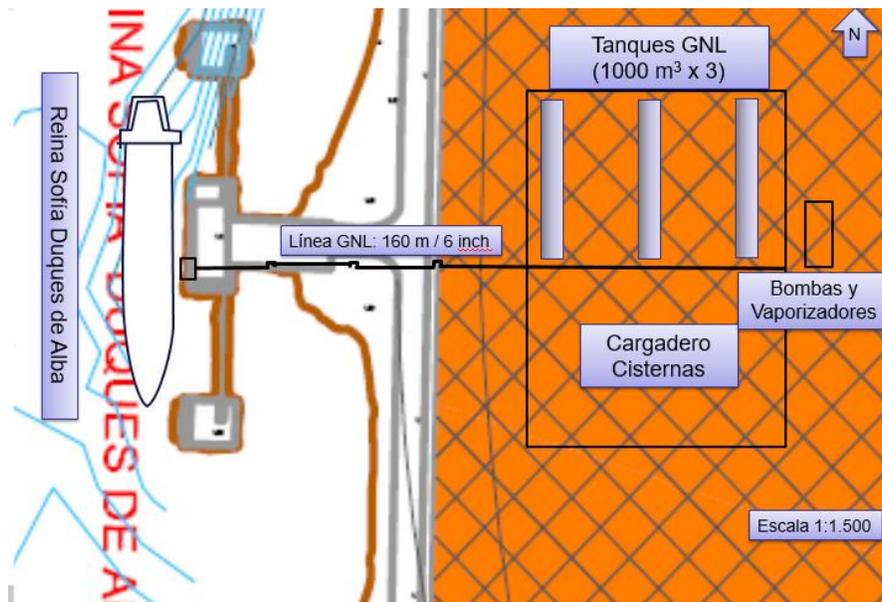


Ilustración 4-16 Ejemplo a escala de instalación propuesta con capacidad de 3.000 m<sup>3</sup>.



Ilustración 4-17 Nuevos elementos en duques de Alba en Muelle Reina Sofía

#### 4.1.8. Modelos de almacenamiento para el Puerto de la Luz y de Las Palmas

Se dispone de una serie de alternativas para almacenar una misma cantidad de GNL, con soluciones técnicas diferentes y condicionadas por diferentes modelos logísticos. Es necesario acotar estas alternativas para poder analizar cual o cuales de ellas podrían ser aplicables en el Puerto de la Luz y de las Palmas.

Las capacidades escogidas para realizar el análisis son:

- 1 Tanque a presión horizontal con capacidad para 320 m<sup>3</sup>.
- 1 Tanque a presión horizontal con capacidad para 1.000 m<sup>3</sup>.
- 5 Tanques a presión horizontales de 1.000 m<sup>3</sup> para una capacidad total de 5.000 m<sup>3</sup>.
- 10 Tanques a presión horizontales de 1.000 m<sup>3</sup> para una capacidad total de 10.000 m<sup>3</sup>.
- 1 Tanque de fondo plano con capacidad para 10.000 m<sup>3</sup>.
- 1 Tanque de fondo plano con capacidad para 30.000 m<sup>3</sup>.

Los equipos agregados al almacenamiento para cada tipo de solución propuesta se presentan en la Tabla 4-5.

Si fuese necesario implantar soluciones de almacenamiento intermedias pueden combinarse diferentes opciones hasta alcanzar la capacidad deseada.

Tabla 4-5 Soluciones de almacenamiento para el Puerto de La Luz y de Las Palmas

Capacidad (m <sup>3</sup> )	320	1.000	5 x 1.000	10 x 1.000	10.000	30.000
Tipo de almacenamiento	A presión	A presión	A presión	A presión	Fondo plano	Fondo plano
Bombeo (m <sup>3</sup> /h)	20 x (3)	190 x (1)	190 x (2)	190 x (4)	190 x (4)	440 x (4)
Líneas de Conducción (m)	4" x 100	4" x 100	6" x 100	6" x 100	6" x 100	12" x 100
Brazos de Carga (m <sup>3</sup> /h)	1 x 500	1 x 500	1 x 500	1 x 1.000	1 x 1.000	2 x 1.000
Cargadero de cisternas	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Terminal marítima de descarga	Adaptada	Adaptada	Adaptada	Adaptada	Adaptada	Adaptada
Ocupación (m <sup>2</sup> )	5.600	5.800	17.000	31.000	10.800	18.800

## 4.2. Aspectos económicos.

Como se indicó en el apartado 4.1.2 la elección del volumen de almacenamiento es una tarea compleja que requiere tener en cuenta múltiples factores tanto de la logística de entrada como de salida del producto con el objetivo de minimizar el coste total de la cadena de suministro y almacenamiento de GNL. En este apartado se realiza una valoración de las cifras de inversión requeridos por las diferentes soluciones de almacenamiento planteadas, así como sus costes operativos anuales, para más adelante en el apartado 6 poder seleccionar en conjunto la solución óptima para la implantación del GNL en el Puerto de la Luz y de Las Palmas.

Del mismo modo que en el apartado 3.2 se han dividido los costes incluidos en el estudio en 3 grandes bloques:

1. **Cifra de inversión** Incluye el valor de adquisición de todo equipo necesario para realizar las actividades requeridas
2. **CAPEX:** Componente anual que incluye la amortización del bien adquirido y los costes de capital asociados
  - a) **Amortización económica del bien:** Imputación económica de la depreciación del bien durante su vida útil. A cada tipo de equipo –en función de sus características –se le asigna una vida útil concreta. El importe de inversión en el equipo, menos su valor residual estimado, determina la cifra de amortización de cada año. La vida útil estimada a efectos de cálculos para cada tipo de bien, y sus valores residuales se presentan en la Tabla 4-6, Tabla 4-9, Tabla 4-13 y Tabla 4-16
  - b) **Coste financiero:** La financiación del capital para la adquisición de los bienes ha sido establecido en un 4,5 % de interés anual. Se ha asumido en los cálculos un periodo de amortización financiera de 10 años
3. **OPEX.**
  - a) **Costes operativos fijos:** Operar en correctas condiciones los elementos de activo adquiridos supone una serie de costes fijos anuales independientemente del nivel de actividad a desarrollar por el activo
    1. **Personal:** Incluye todo el personal capacitado necesario para la correcta operativa de los elementos sin ayuda externa
    2. **Seguros:** Estimados como un porcentaje del valor de inversión total de los equipos
    3. **Mantenimiento:** Incluye las visitas preventivas, correctivas, repuestos y reparaciones que supondría mantener los equipos en su condición óptima de funcionamiento
    4. **Tasas portuarias**
      - i. **Tasa de ocupación:** La implantación de una terminal de almacenamiento supone el uso privativo de suelo público portuario y esto conlleva un coste anual dependiente del total de superficie a utilizar y el precio del suelo en el área donde se realizará la

instalación. En el caso que nos ocupa, el precio del suelo en la zona Dársena de la Esfinge – Dique/muelle Reina Sofía recogido en la orden FOM/1919/2014 del BOE nº. 253 es de 174,21 €/m<sup>2</sup>, aplicándose un gravamen del 6%, por lo que la tasa de ocupación aplicable es de **10,44 €/m<sup>2</sup>**.

- ii. **Tasa de actividad:** En instalaciones fijas de almacenamiento el TRLPMM situará como mínimo la tasa de actividad en un 20% de la tasa de ocupación y como máximo en un 100%. En este estudio se asume la intención de la Autoridad Portuaria de fomentar el negocio del GNL en el puerto, por lo que se estima un coste fijo correspondiente al 20% de la tasa de ocupación para la tasa de actividad

#### b) Costes operativos variables:

1. **Coste de bombeo:** El uso de los equipos de impulsión para el trasiego de GNL supone un coste energético para la terminal, valorado en 0,01 €/m<sup>3</sup>
2. **Coste por evaporación de producto (BOG):** Se asume la total recuperación de producto
3. **Tasa de actividad:** Se considera como coste variable posible cuando la facturación de la tasa de actividad para la terminal concesionada supera el valor mínimo del 20% de la tasa de ocupación

#### 4.2.1. Almacenamiento

La principal diferencia en materia económica entre los dos tipos de almacenamiento – a presión y de fondo plano- es la posibilidad de comprar los depósitos a presión ya construidos, teniendo estos un precio más estandarizado que los almacenamientos de fondo plano, cuya construcción ha de realizarse in-situ a partir de un proyecto de estudio e ingeniería único para cada emplazamiento y con un tiempo de ejecución mayor.

#### Cifra de inversión

El coste de inversión en este tipo de equipos no solo incluye el coste del depósito, además, ha de añadirse el coste de transporte de los materiales, y toda la obra civil y equipamiento eléctrico y mecánico asociados a cada equipo. En la Tabla 4-6 se recogen los costes de inversión aproximados para el depósito ya instalado y preparado para operar.

Tabla 4-6 Cifra de inversión del almacenamiento

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Cifra inversión	Vida útil	Valor residual
320	<b>1.000.000 €</b>	35	7%
1.000	<b>3.600.000 €</b>	35	7%
5 x 1.000	<b>18.000.000 €</b>	35	7%
10 x 10.000	<b>36.000.000 €</b>	35	7%
10.000	<b>12.600.000 €</b>	35	7%
30.000	<b>24.400.000 €</b>	35	7%

## CAPEX

Las cifras de amortización resultantes de los valores de inversión, vida útil y valor residual reflejados en la tabla anterior, así como los costes financieros de la inversión, se presentan en el siguiente cuadro

Tabla 4-7 Costes de capital de los depósitos de almacenamiento

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Interés Año 1	Amortización	CAPEX
320	45.000 €	26.571 €	<b>71.571 €</b>
1.000	162.000 €	95.657 €	<b>257.657 €</b>
5 x 1.000	810.000 €	478.286 €	<b>1.288.286 €</b>
10 x 1.000	1.620.000 €	956.571 €	<b>2.576.571 €</b>
10.000	567.000 €	334.800 €	<b>901.800 €</b>
30.000	1.098.000 €	648.343 €	<b>1.746.343 €</b>

## OPEX

### Costes operativos fijos

Estos costes deben ser asumidos por el operador de los medios, independientemente del nivel de actividad que alcancen y son:

1. **Personal:** Debe ser habilitado para trabajar con GNL y en función del tamaño de la planta se contará con mayor o menor número de empleados a cargo de las instalaciones planteadas. Se estipulan 3 turnos de trabajos para los cuales serán necesarios:
  - **6 Trabajadores:** Terminales hasta 1.000 m<sup>3</sup>, dos trabajadores por turno, uno encargado de la terminal de almacenamiento terrestre y otro encargado del cargadero de cisternas y la terminal de carga y descarga marítima
  - **9 Trabajadores:** Terminales desde los 5.000 m<sup>3</sup> hasta los 10.000 m<sup>3</sup>, contaría con un encargado para el almacenamiento, otro para el cargadero de cisternas y otro para la terminal de carga y descarga marítima
  - **12 trabajadores:** Terminales hasta los 30.000 m<sup>3</sup>, se añade un empleado más en la terminal de almacenamiento
2. **Seguros:** Asociado a la inversión total en el activo
3. **Mantenimiento:** Asociado a la inversión total en el activo incluye visitas preventivas, correctivas, repuestos y reparaciones programadas. E incluye también el de todos los elementos auxiliares como conducciones y equipos de bombeo

Tabla 4-8 Costes fijos anuales del almacenamiento de GNL

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Personal	Mantenimiento y Seguros	Tasa Ocupación y actividad	TOTAL
320	86.400 €	20.387 €	32.573 €	<b>139.360 €</b>
1.000	86.400 €	49.363 €	35.078 €	<b>170.841 €</b>
5 x 1.000	86.400 €	221.815 €	175.392 €	<b>483.607 €</b>
10 x 10.000	172.800 €	443.631 €	350.784 €	<b>967.215 €</b>
10.000	86.400 €	149.008 €	97.718 €	<b>333.126 €</b>
30.000	172.800 €	224.666 €	197.942 €	<b>595.408 €</b>

#### 4.2.2. Elementos de bombeo, conducciones y brazo de carga marítimo

La terminal de almacenamiento, además de depósitos de almacenamiento ha de dotarse con los elementos necesarios para poder realizar la carga y descarga de producto en las condiciones adecuadas de operación y seguridad. La descarga de producto se realizará a través de la terminal de carga y descarga, utilizando el equipo de bombeo escogido para la terminal y los brazos de carga híbridos cuyos costes de inversión se recogen en la Tabla 4-11

#### Cifra de inversión

Tabla 4-9 Cifra de inversión del sistema de bombeo y conducción

Elemento	Cifra de inversión	Vida útil	Valor residual
<b>Equipo de bombeo</b>			
20 m <sup>3</sup> /h	90.000 €	12	-
190 m <sup>3</sup> /h	365.000 €	12	-
440 m <sup>3</sup> /h	480.000 €	12	-
<b>Brazo de carga</b>			
500 m <sup>3</sup> /h	1.200.000 €	20	-
1.000 m <sup>3</sup> /h	1.400.000 €	20	-
<b>Líneas criogénicas de conducción</b>			
2"	442 €/m	20	-
4"	1.155 €/m	20	-
6"	1.540 €/m	20	-
12"	2.502 €/m	20	-

#### CAPEX

Las cifras de amortización resultantes de los valores de inversión, vida útil y valor residual reflejados en la tabla anterior, así como los costes financieros de la inversión, se presentan en el siguiente cuadro:

Tabla 4-10 Costes de capital de los elementos de una terminal de almacenamiento

Elemento	Interés Año 1	Amortización	CAPEX
<b>Equipo de bombeo</b>			
20 m <sup>3</sup> /h	4.050 €	7.500 €	<b>11.550 €</b>
190 m <sup>3</sup> /h	16.425 €	30.417 €	<b>46.842 €</b>
440 m <sup>3</sup> /h	21.600 €	40.000 €	<b>61.600 €</b>
<b>Brazo de carga</b>			
500 m <sup>3</sup> /h	54.000 €	60.000 €	<b>114.000 €</b>
1.000 m <sup>3</sup> /h	63.000 €	70.000 €	<b>133.000 €</b>
<b>Líneas criogénicas de conducción</b>			
2"	1.989 €	2.210 €	<b>4.199 €</b>
4"	5.175 €	5.750 €	<b>10.925 €</b>
6"	6.930 €	7.700 €	<b>14.630 €</b>
12"	11.259 €	12.510 €	<b>23.769 €</b>

## OPEX

### Costes operativos fijos

Solo se considera en este caso el coste operativo anual correspondiente al brazo de carga, ya que el equipo de bombeo y las conducciones necesarias ya han sido consideradas en el coste de mantenimiento recogido en la Tabla 4-8.

Tabla 4-11 Costes operativos de brazos de carga

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Personal	Mantenimiento y Seguros	TOTAL
500 m <sup>3</sup> /h	43.200 €	13.000 €	<b>56.200 €</b>
1.000 m <sup>3</sup> /h	43.200 €	15.000 €	<b>58.200 €</b>

## Costes variables

Las instalaciones de almacenamiento y suministro conllevan una serie de gastos corrientes fijos anuales que cubren totalmente el uso de la planta, por lo que el único coste variable a tener en cuenta para este tipo de instalación portuarias es el coste energético del bombeo estipulado en 0,01 €/m<sup>3</sup>.

*Tabla 4-12 Coste de bombeo en terminales auxiliares de almacenamiento*

Periodo temporal	Coste
<b>2020</b>	1.162 €
<b>2025</b>	4.384 €
<b>2030</b>	8.981 €
<b>2035</b>	15.131 €
<b>2050</b>	36.386 €

### 4.2.3. Terminal de carga para cisternas y contenedores ISO de GNL

Usualmente los cargadores para cisternas están ubicados en las terminales de importación y desde éstas se distribuye por carretera a cualquier punto dónde se demande el GNL. En el caso de Canarias el transporte marítimo con cisternas o contenedores supone un aumento del coste final del GNL (Entre un 30% y un 60% aprox.) Este coste variable, es elevado e inestable al depender del estado del mercado del transporte marítimo de contenedores. A partir de cierta demanda se hace viable económicamente el diseño y construcción de una estación de carga en el propio Puerto de la Luz y de Las Palmas para atender la demanda de bunkering (TTS) y la demanda de energía térmica empleando el GNL almacenado en la terminal portuaria.

Invertir en un cargadero de cisternas generaría una reducción muy significativa del coste final del producto servido, además de una gran flexibilidad y mejor servicio a los clientes potenciales del mercado de cisternas.

Con el objeto de realizar una estimación del nivel de utilización necesario para rentabilizar un cargadero de este tipo, se recogen en la Tabla 4-13, los costes fijos y variables necesarios para la implantación y operación de una bahía de carga con capacidad para 17 cisternas diarias y se comparan con los costes para el transporte de cisternas desde terminales de importación recogidos en el apartado 3.2.1

## Cifra de inversión

Tabla 4-13 Cifra de inversión de un cargadero de cisternas de GNL

	Inversión	Vida útil	Valor residual
<b>Cargadero de cisternas de GNL</b>	<b>3.000.000 €</b>	20	7%

## CAPEX

Tabla 4-14 Costes de capital del cargadero de cisternas de GNL

	Interés Año 1	Amortización	CAPEX
<b>Cargadero de cisternas de GNL</b>	135.000 €	150.000 €	<b>285.000 €</b>

## OPEX

### Costes operativos fijos

Tabla 4-15 Costes operativos anuales del cargadero de cisternas de GNL

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Personal	Mantenimiento y Seguros	Tasa Ocupación y actividad	TOTAL
<b>Cargadero de cisternas de GNL</b>	43.000 €	27.000 €	30.067 €	<b>100.067 €</b>

Con un coste anual total de 385.067 €, el coste unitario a imputar en cada servicio de cisterna variaría tal como se muestra en la Ilustración 4-18

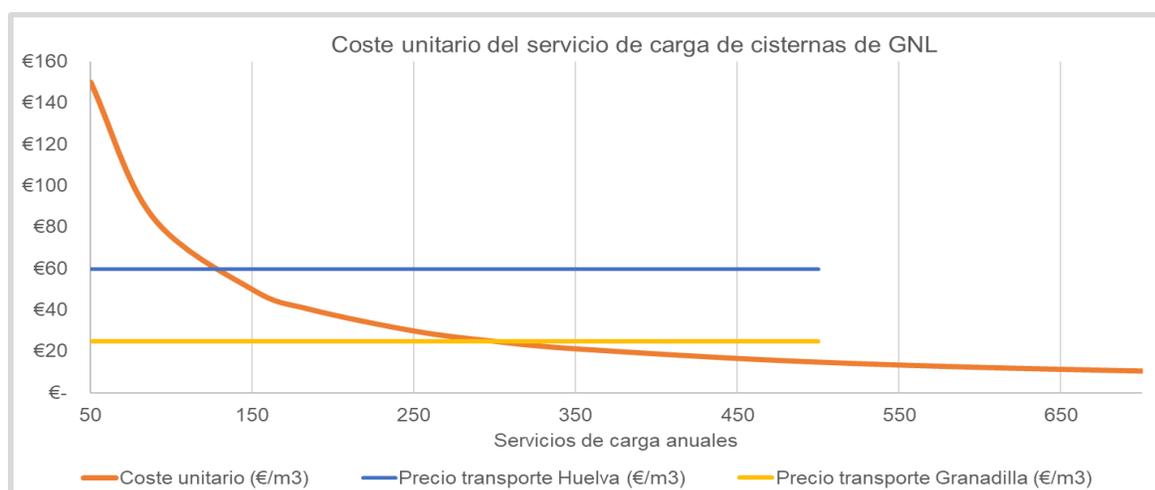


Ilustración 4-18 Coste unitario del servicio de carga de cisternas

Para conocer a partir de que volumen de servicios el coste de suministrar GNL por cisternas es inferior contando con un cargadero en la terminal de almacenamiento, comparamos el coste unitario de suministrar GNL desde el cargadero propio en el puerto respecto al coste de transporte marítimo, compuesto de flete e inmovilización del elemento. El mínimo de cisternas que reducen el coste del suministro con cisternas de GNL si se usa un cargadero propio en el puerto son:

- **Granadilla:** 300 cisternas anuales
- **Huelva:** 125 cisternas anuales

#### 4.2.4. Terminal marítima de carga y descarga

Instalar la superestructura necesaria, y permitir que los barcos de feeder y bunkering puedan realizar las operaciones de carga y descarga en condiciones óptimas requiere de una infraestructura habilitada para tal efecto. Aprovechar una infraestructura ya construida permite reducir la cifra de inversión y costes operativos considerablemente. En base a las adaptaciones de infraestructuras similares se estima que el coste para realizar la adaptación que permita la instalación de los brazos de carga híbridos y conecte la terminal de carga y descarga con la de almacenamiento es de 3.000.000 €.

#### Cifra de inversión

Tabla 4-16 Cifra de inversión de la terminal de carga y descarga marítima

	Inversión	Vida útil	Valor residual
<b>Adaptación de la terminal marítima</b>	<b>3.000.000 €</b>	20	-

#### CAPEX

Tabla 4-17 Costes de capital de la terminal de carga y descarga marítima

	Interés Año 1	Amortización	CAPEX
<b>Terminal marítima</b>	135.000 €	150.000 €	<b>285.000 €</b>

## OPEX

### Costes operativos fijos

Tabla 4-18 Costes operativos anuales de la terminal de carga y descarga marítima

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Personal	Mantenimiento y Seguros	Tasa Ocupación y actividad	TOTAL
<b>Terminal marítima</b>	43.000 €	27.000 €	30.067 €	<b>100.067 €</b>

#### 4.2.5. Estimación económica final de terminales de almacenamiento y distribución

Recogidos las cifras de inversión y costes anuales de todos los elementos que pueden conformar una solución de almacenamiento, estos se agrupan para formar las soluciones de almacenamiento recogidas en la Tabla 4-5, recogiendo el coste total anual con todos los elementos necesarios para la recepción y distribución en la Tabla 4-19.

Los costes incluirán siempre un cargadero de cisternas y el precio de la adaptación de la terminal marítima de carga y descarga.

Tabla 4-19 Costes de inversión y anuales para las soluciones integradas de almacenamiento propuestas

Capacidad (m <sup>3</sup> )	Cifra Inversión	Coste fijo anual total
320	8.585.000 €	1.196.773 €
1.000	11.165.000 €	1.359.407 €
5 x 1.000	26.084.000 €	2.764.273 €
10 x 10.000	45.014.000 €	4.648.850 €
10.000	21.614.000 €	2.339.990 €
30.000	41.130.200 €	4.387.187 €

## 5. Logística de salida de GNL

### 5.1. Aspectos técnicos y operativos

Existen distintas alternativas para el Bunkering de GNL (Ilustración 5-1 e Ilustración 5-2) y no son excluyentes, sino que con el tiempo pueden irse incorporando nuevas alternativas utilizando todas ellas.

Actualmente las opciones disponibles para el suministro de GNL como combustible para la propulsión de buques son:

- **Truck to Ship (TTS):** Suministro de GNL con camiones cisterna o contenedores ISO con capacidad de 44 m<sup>3</sup> y 40 m<sup>3</sup> respectivamente
- **Multi Truck to Ship:** Es posible emplear unos colectores fabricados en acero criogénico que habilitan la carga simultanea de 2 o 4 cisternas
- **Ship to ship (STS):** Suministro de GNL con medios marítimos con capacidades de almacenamiento entre 600 m<sup>3</sup> y 10.000 m<sup>3</sup>
- **Port to Ship (PTS):** Uso de la terminal marítima de carga y descarga para el suministro a buques propulsados por GNL
- **Container to ship (CTS):** Realmente no es una operación de bunkering, son buques con capacidad para alojar contenedor ISO de almacenamiento y emplearlos como sistema de suministro de combustible

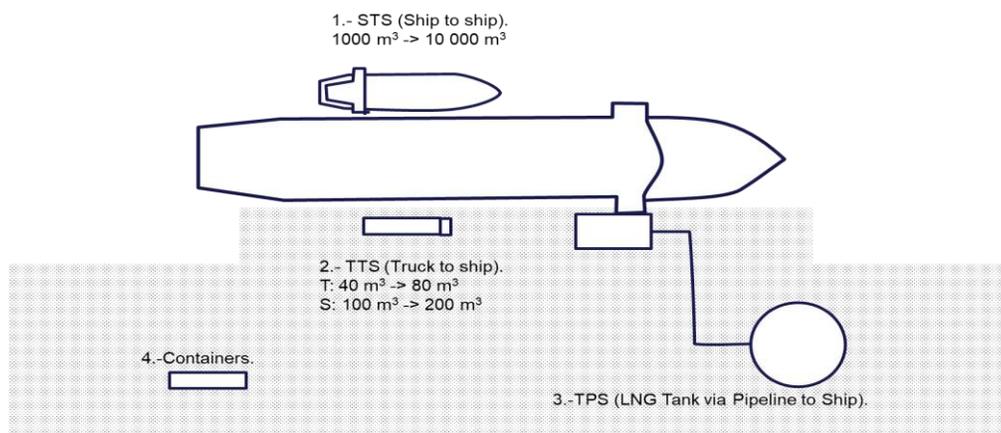


Ilustración 5-1 Esquema de opciones de bunkering de GNL

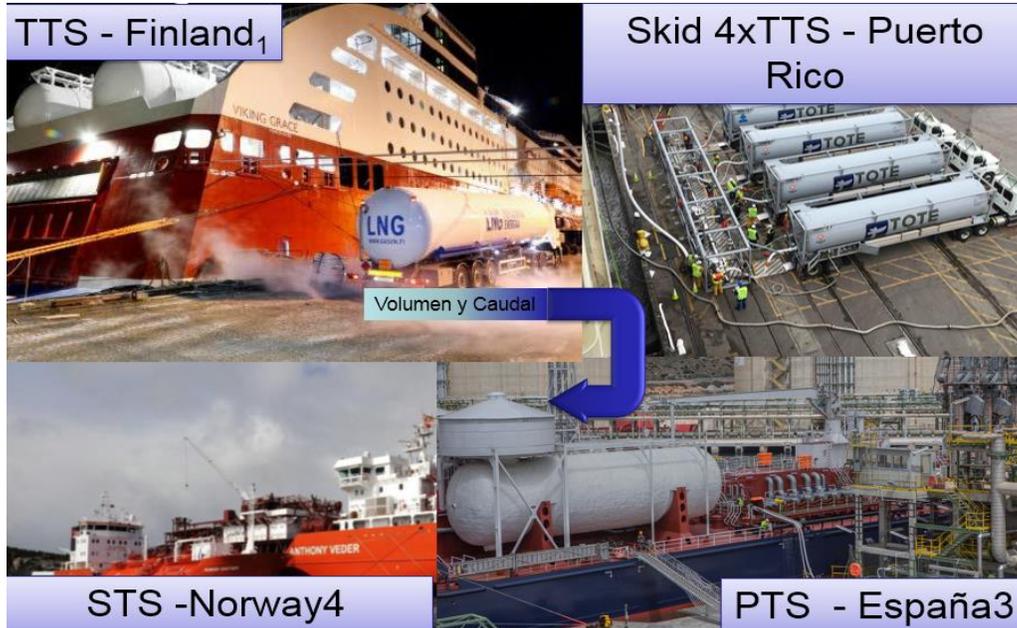


Ilustración 5-2 Opciones de bunkering de GNL a buque con ejemplos.<sup>14</sup>

Las instalaciones a realizar en puerto deben ser acordes con los buques destino del mismo. Cada buque, por sus requisitos de volumen y tiempo, demandará un volumen y caudal apropiado para el tamaño de sus tanques y su tiempo de escala disponible.

<sup>14</sup> <sub>1</sub> MS “Viking Grace” in Finland. HARSEMA20130626 (+[PDF](#)) <sub>2</sub> TOTE Maritime Puerto Rico Successfully Performs First LNG Bunkering at Jacksonville Port. 2016-01-12 (+ [www.saltchuk.com](http://www.saltchuk.com)) <sub>3</sub> Enagas. Repsol y Enagás suministran, por primera vez en Europa, GNL como combustible a un buque desde una planta de regasificación. 20170424. ( [enagas](#) ) <sub>4</sub> LNG ship-to-ship transfer from “Pioneer Knutsen” to “Coral Methane” HARSEMA20130626 (+[PDF](#))

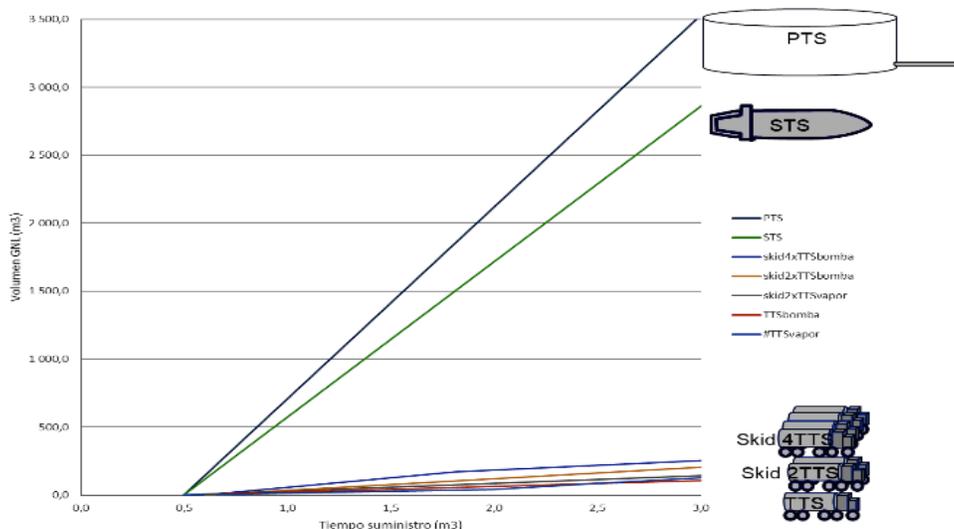


Ilustración 5-3 Esquema aproximado de sistemas de suministro GNL a adaptar a los requisitos del buque.

Como norma general para este estudio se estipula que:

- **Los suministros de menos de 175 m<sup>3</sup> serán realizados con camiones cisterna o contenedores, empleando skids siempre y cuando su escala sea menor a 6 h.**
- **Los suministros de más de 175 m<sup>3</sup> serán realizados con buques de bunkering LNG multiproducto o buques de bunkering de LNG.**

Como ya se indicó en el apartado 2, para conocer los suministros (TTS) a realizar se estima el porcentaje de suministros que se realizarán por debajo de los 175 m<sup>3</sup> en función del tipo de buque analizado y se multiplica por la demanda total estimada. La demanda final estimada para suministro (TTS) se detalla además en el Anexo II, Tabla 1.

Hay que tener en cuenta a su vez, que el proceso de bunkering completo es mayor que el proceso de transferencia, dado que hay una serie de procesos administrativos y técnicos que realizar previa y posteriormente, Estos procesos son:

- **Pre-bunkering:** Incluye todas las preparaciones previas al encendido del sistema de bombeo: Operación de abarloado o aproximación, inertizado de líneas, comprobaciones de seguridad y conexiones, etc.
- **Ramp-up:** Tiempo necesario para que los sistemas de bombeo alcancen el caudal de operación.
- **Carga:** Proceso de bombeo a caudal de operación.
- **Ramp-down:** Tiempo necesario para detener los sistemas de bombeo y proceder a la desconexión de las conducciones.
- **Post-bunkering:** Incluye todas las operaciones posteriores a la desconexión del sistema: Inertizado de líneas, comprobación de seguridad y operación de desabarloado.

Con más detalle se recogen estos procesos en la Ilustración 5-4 para un suministro de bunkering (STS).

El movimiento del GNL de un tanque a otro requiere de una diferencia de presión. La diferencia de presión la puede proporcionar una bomba, o bien dando presión al gas del depósito origen para que empuje al líquido, en cuyo caso se debe conseguir al menos 2 bar de diferencia de presión entre depósitos, y suele realizarse mediante un vaporizador natural (ambiental; por aire) que puede estar incorporado al depósito original o bien puede estar aparte. Es conveniente también poder gestionar el vapor en el depósito destino, puesto que, si no se hace así, según se introduzca GNL en el destino incrementará la presión, aumentando la resistencia al llenado, y disminuyendo por tanto el caudal de llenado paulatinamente.

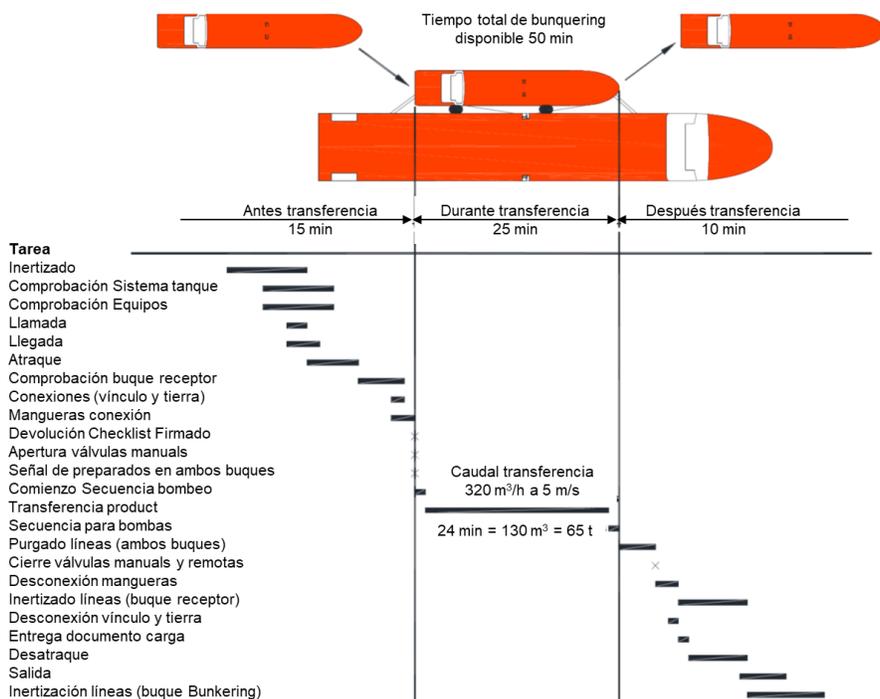


Ilustración 5-4 Línea del tiempo en el proceso de transferencia<sup>15</sup>.

### 5.1.1. Bunkering Truck to ship (TTS)

Existen dos tipos de cisternas en el mercado, disponibles para su alquiler o compra: las cisternas con aislamiento a vacío y las cisternas con aislamiento de poliuretano, que igual que en el caso de las conducciones se diferencian en la calidad del aislante empleado.

<sup>15</sup> LNG Ship to ship bunkering procedure. Swedish Marine Technology Forum. 2014 ( [PDF](#) )

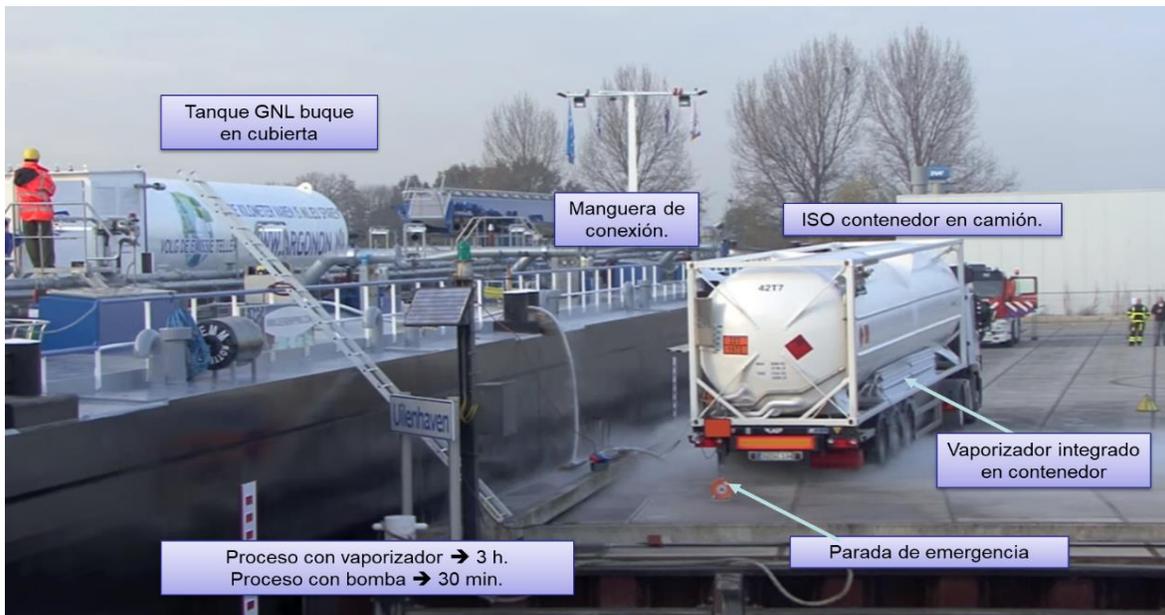
Tabla 5-1 Datos típicos de cisterna con aislamiento de vacío

Característica	Valor
Volumen geométrico	53 300 L
Llenado al 85%	44 m <sup>3</sup>
TARA	12 600 kg
Presión máxima de servicio	7 bar
Tiempo de almacenamiento sin venteo	20 a 25 días.
Presión de diseño	9 bar
Depósito interior	Acero inoxidable
Material aislante	Vacío y perlita expandida
Depósito exterior	Acero convencional
Equipo de bombeo	Bomba centrífuga
Capacidad de bombeo	60 m <sup>3</sup> /h
Espesor envolvente / fondos	5 mm / 8 mm
Característica	Valor

Además de la cisterna en sí, para poder realizar el bunkering se necesitan los siguientes elementos -apreciados en la Ilustración 5-5-:

- **Sistema de bombeo:** Las cisternas pueden descargarse usando bombas centrífugas o de forma natural aprovechando la diferencia de presiones y altura de la cisterna respecto al depósito a recibir. Dado que para el servicio de bunkering se requiere reducir los tiempos de operación al mínimo y que es muy probable que el GNL haya de ser bombeado por encima del nivel de la cisterna, está deberá contar con una bomba centrífuga de 60 m<sup>3</sup>/h para realizar los servicios.
- **Cabeza tractora:** Las cisternas no cuentan con sistema motriz por lo que han de ser remolcadas por una cabeza tractora convencional de camión conducida por un chofer autorizado con la certificación ADR correspondiente para la descarga de sustancias inflamables.
- **Sistema de mangueras y conexiones:** Son necesarias una manguera criogénica flexible con las conexiones adecuadas, normalmente de 3" y una línea de vapor de 2" para gestionar el vapor producido.

**Una cisterna llena es capaz de aguantar con su contenido unos 25 días**, en el caso de aislamiento con vacío y perlita, frente a los 4 días del aislamiento de poliuretano, antes de que salten las válvulas de protección de presión taradas a 7 bar<sub>g</sub>.



*Ilustración 5-5 (TTS) con contenedor en camión para buque fluvial. Países bajos. <sup>16</sup>*

El servicio de bunkering (TTS) actualmente se realiza en numerosos puertos de España y todo el mundo, ya que es el sistema más versátil al no requerir ninguna inversión ni instalación por parte del puerto, y se puede realizar en casi cualquier muelle del puerto salvo por condiciones concretas de seguridad que lo desaconsejen. Como desventaja es el sistema de transferencia más lento, lo que conlleva que los volúmenes totales que pueden ser servidos durante un tiempo de escala normal sean reducidos y, además, al realizarse el suministro desde tierra puede entorpecer la actividad habitual del muelle donde se realiza. Con objeto de elevar los volúmenes de carga que pueden ser servidos están surgiendo soluciones no estandarizadas que permiten la carga simultánea de varias cisternas -2 ó 4 normalmente-, en la Ilustración 5-6 se puede observar una operación con skid de 2 tomas, el más sencillo de los mostrados ya que no requiere ningún tipo de construcción, tan solo una pieza que permita unir dos mangueras criogénicas. En la Ilustración 5-7 se muestra una solución más desarrollada, fija y con tubos de acero criogénico para la conexión de dos cisternas. Por último en la Ilustración 5-8 podemos observar un skid de 4 tomas construido especialmente para el suministro de los contenedores *Isla Bella* y *Perla del Caribe* con bombas centrífugas incluidas en el propio skid. Este tipo de soluciones permiten multiplicar por 4 la capacidad total de carga pudiéndose realizar suministros de hasta 175 m<sup>3</sup>. Este tipo de soluciones se emplean hoy en día principalmente en astilleros que construyen barcos propulsados por GNL para la puesta en frío del tanque de almacenamiento de GNL y primeras pruebas de los mismos.

<sup>16</sup> Fred B. LNG bunkering 2011 ([Youtube 6 min](#))

Su uso en puertos requeriría un estudio en concreto de la operativa a realizar, aunque en principio cabe esperar que haya de acotarse una distancia de seguridad significativamente mayor, y contar con un sistema de monitorización y control dedicado dentro de un espacio exclusivamente dedicado que cuente al menos con un operario especializado.



Ilustración 5-6 TTS con skid dos camiones y vaporizadores externos. China.<sup>17</sup>

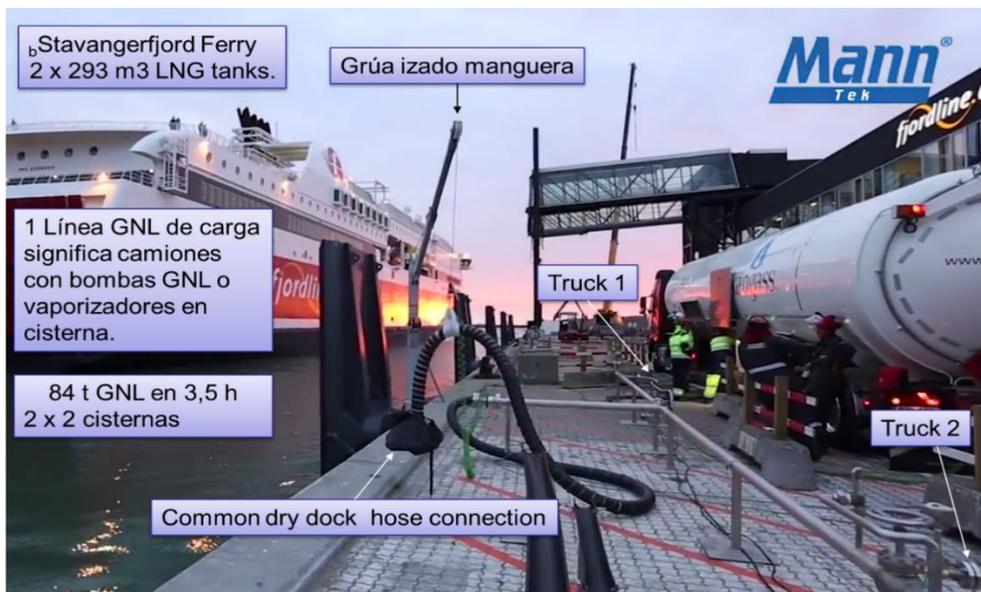


Ilustración 5-7 (TTS) con skid dos camiones y conexión seca. Dinamarca. <sup>18</sup>

<sup>17</sup> Wenhao Liu. ENN LNG Bunkering in China. 2016. ( [Youtube 6 min](#) )

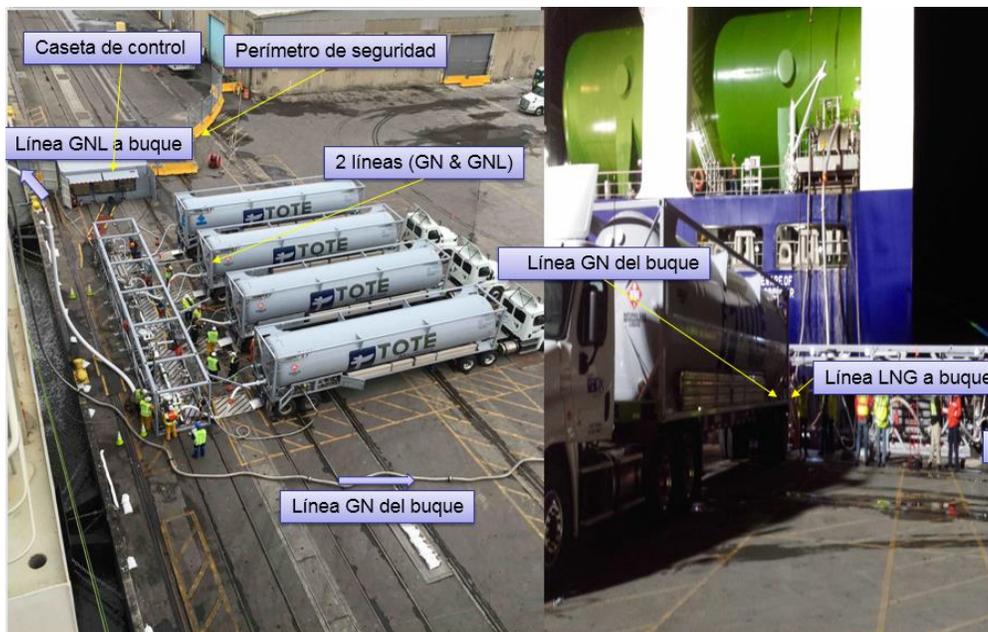


Ilustración 5-8 (TTS) con skid cuatro camiones en Jacksonville, FL.

Un servicio de bunkering (TTS) conlleva una serie de procesos cuya duración total se estima en unas 3 h, si la operación se realiza con bombas criogénicas, ya que además de la operación de bombeo se incluyen: los tiempos de entrada a la terminal, las operaciones previas a la conexión -inertizado, conexiones, comprobaciones de seguridad...- y las operaciones posteriores a la conexión -inertizado, desconexión, -. En el caso de emplear skids el tiempo total para una descarga completa de 4 cisternas se eleva hasta las 4 h ya que requeriría unas operaciones de preparación y recogida más complejas.

En el Puerto de la Luz y de Las Palmas se prevé que se cuente con un cargadero de cisternas de GNL propio, evitando de esta forma tener que transportar las cisternas desde Granadilla o desde la Península Ibérica y pudiendo realizar un suministro completo en un tiempo total de:

- 1 h 30' en el cargadero de cisternas de GNL del puerto
- 3h de operación de descarga a buque
- 30' de movimiento intraportuario

### 5.1.2. Bunkering Container to ship (CTS)

Se denomina (CTS) "Container to Ship" o sistema de bunkering con contenedores:

---

<sup>18</sup> a GoLNG. LNG Bunker operation between tank track and passenger ferry. ( [Youtube 3 min](#) ); b <http://www.noryards.com/stavangerfjord>

- **Uso de contenedores ISO como depósito del buque (Buque Searoad Mersey II):** Los contenedores ISO se cargan llenos en el buque, se anclan y se emplean como depósitos de almacenamiento hasta que son vaciados e intercambiados por otros llenos. Esta solución requeriría un pequeño depósito que actuase como pulmón permitiendo un suministro constante de gas natural al sistema de propulsión.
- **Operativa de bunkering a bordo (Buque Honfleur):** Los contenedores ISO se cargan llenos en el buque y se almacenan en una zona asignada donde son conectados a un sistema de descarga que trasvasa el producto hasta los tanques de combustible. Esta operación permite prescindir de la operación de bunkering (TTS) en tierra, aunque no de un sistema de almacenamiento de combustible, por lo que es muy adecuado para un buque con tiempos de escala bajos y espacio suficiente en cubierta.

Es el sistema más rápido de bunkering puesto que en ningún caso se realiza la operación de transferencia de producto en tierra si no que se realiza a bordo del buque.

En el primer caso el contenedor se carga en el buque reemplazando uno ya utilizado, convirtiéndose éste en el depósito del buque, en cuyo caso lo habitual sería que estuvieran montados en cubierta del buque. Un ejemplo de uso es el Ro-Ro Searoad Mersey II, en el que tres contenedores se reciben en camión y se dejan en la cubierta superior (Ilustración 5-9), centrados en la popa, en un área cerrada y fuera del acceso del público, donde se conectan a las tuberías criogénicas de GNL constituyendo así el depósito del buque. El semitrailer del camión descansa así sobre un Threstle donde se encaja la quinta rueda del mismo (o King ping) y adicionalmente se ancla a la cubierta con seis anclajes (Twist-Locks), lo cual constituye 2 anclajes más de los utilizados en carga pesada. Este buque opera en Australia (Melbourne).

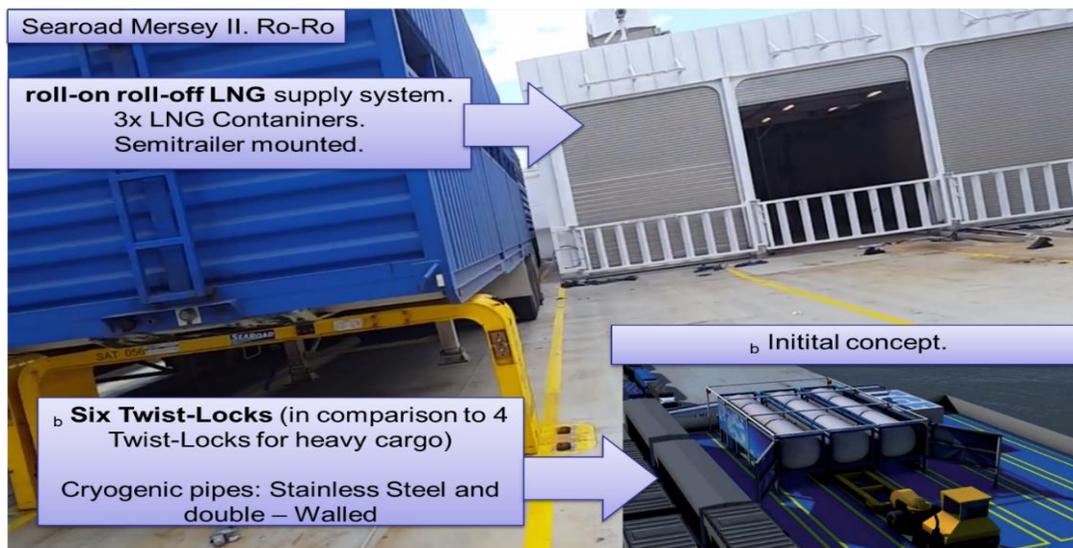


Ilustración 5-9 Ejemplo CTS. Searoad Mersey II. <sup>19</sup>

Como ejemplo del segundo tipo de sistema de bunkering con contenedores destaca el proyecto de Brittany Ferries denominado Honfleur, un Ro-Pax que operará en el Canal de La Mancha y cuya cadena de suministro de GNL emplea contenedores ISO a bordo para suministrar el tanque de combustible fijo del buque y evitar los tiempos de bunkering en puerto, ya que el puerto base no dispone de suministro de GNL.

A efectos del estudio no se contempla este tipo de soluciones, ya que no suponen una alteración de la demanda estimada y son soluciones temporales y personalizadas que afectan a una serie de buques muy concretos con incapacidad para suministrarse en tierra sin afectar a la operativa normal del buque.

### 5.1.3. Bunkering Ship to Ship (STS)

Se denomina sistema bunkering (STS) (Ship-to-Ship) al suministro de combustible de un buque desde otro buque.

En este tipo de suministro, el buque de bunkering se posiciona en el costado libre del buque atracado permitiendo realizar el bunker simultáneamente con el resto de tareas demandadas por el buque.

**Es el sistema más flexible en cuanto a localización del suministro, volumen y caudal, pudiéndose realizar un diseño de buque o barcaza adaptado a cualquier demanda**, si bien por costes (fijos y variables), este sistema sería el aconsejable para grandes caudales, volúmenes altos y operaciones de suministro regulares.

<sup>19</sup> One up the sleeve customs. The new Searoad Mersey 11 LNG powered ship .... 2016 ( [Youtube 5 min](#) ) + RO/RO Gets Novel LNG Bunkering Solution. 2015 ( [Maritime-Executive.Com](#) )

Dentro de los buques de suministro que se van construyendo, el volumen oscila entre los **600 m<sup>3</sup> y los 10.000 m<sup>3</sup>**, y lo habitual es que cada buque monte dos tanques de tipo C - cilindros independientes a presión-, con **caudales de suministro entre 500 m<sup>3</sup>/h y 2.000 m<sup>3</sup>/h**, suministrados a través de un brazo de carga fijo o un sistema de brazo de carga híbrido como el mostrado en la Ilustración 4-11. El sistema fijo tiene una mayor velocidad de conexión, soporta mayores presiones y caudales y no requiere la fase de enfriamiento e inertización, ya que presenta una válvula en su extremo. Actualmente se están desarrollando numerosos diseños que no emplean tanques de tipo C, si no que instalan tanques de membrana fabricados por la empresa GTT los cuales reducen considerablemente el peso del barco y aumentan la capacidad de carga para un mismo volumen ocupado. Para conocer mejor las ventajas y desventajas de cada tipo de tanque se ha realizado la siguiente tabla.

Tabla 5-2 Tipos de depósitos de GNL para buques que lo utilicen de combustible

Tipo	Descripción	p (bar <sub>r</sub> )	😊	☹️
Membrana	Tanque no autoportado Barrera secundaria <b>completa</b> . Tanque <b>prismático</b> integrado en el casco del buque.	< 0,8	Espacio bien aprovechado Reducción del GT del buque (Menos costes portuarios) Mayor seguridad	Requiere sistema gestión vapores. Sistema de combustible más complejo. Mayores costes de mantenimiento
Tipo C	Depósito cilíndrico a presión con fondos redondeados. Sin barrera secundaria	> 2	Sistema de combustible más sencillo. Poco mantenimiento. Fácil instalación Menores costes.	El depósito con mayores requisitos de espacio a bordo (2 a 4 veces más espacio que un tanque HFO).

**Las características técnicas y operativas de los buques disponibles en el mercado ya han sido descritas técnicamente en los apartados 3.1.3, 3.1.4 y 3.1.5** pero no clasificados por capacidad de almacenamiento y características concretas, por lo que se ha realizado la Tabla 5-3. Los tipos de buques considerados son:

- Buque de bunkering LNG multiproducto 1.200 m<sup>3</sup>
- Buque de bunkering de 3.000 m<sup>3</sup>
- Buque de bunkering de 5.000 m<sup>3</sup>
- Buque de bunkering de 10.000 m<sup>3</sup>

Tabla 5-3 Características técnicas de los buques de bunkering propuestos

Tipo de barco	Buque multiproducto	Buque bunkering	Buque bunkering	Buque bunkering
Capacidad	1.200 m <sup>3</sup>	3.000 m <sup>3</sup>	5.000 m <sup>3</sup>	10.000 m <sup>3</sup>
Eslora (m)	86	109	108	119
Manga (m)	17	11	18	21
Calado (m)	5	3	5	6
Puntal (m)	9	5	9	13
GT	2.743	3.900	7.403	
Velocidad de navegación óptima (kn)	10	10	13	13
Tipo de tanques GNL	Tipo C	Tipo C	Tipo C	Membrana (GTT Mark III)
Capacidad de almacenamiento convencional (m <sup>3</sup> )	5,000	-	-	-
Capacidad de Bombeo (m <sup>3</sup> /h) Carga/Descarga	300/300	500/500	1.000/600	2.000/2.000
Sistema de propulsión	Convencional	Dual-Fuel	Dual-Fuel	Dual-Fuel
Potencia del sistema de propulsión (kW)	2*820	4*300	2*1.665	1*3.000 + 4*1.100
Sistemas de maniobrabilidad	Propulsión azimutal 360°	Propulsión azimutal	Posicionamiento dinámico	Posicionamiento dinámico
<b>CONSUMO DE COMBUSTIBLE (t/h)</b>				
Navegación	6	5	12	22
Operación de carga o descarga	3	3	4	11
En puerto	1	1	3	4

Estas características técnicas nos permiten analizar el coste total de suministrar la demanda estimada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas desde la futura terminal de importación de Granadilla o desde la actual de Huelva teniendo en cuenta el coste que suponen las operaciones de:

- **Bunkering:** Operación de suministro de combustible, incluirá las operaciones de precarga, bombeo y post carga. Las operaciones de abarloado y las rampas de bombeo en este caso se ven reducidas a la mitad respecto a las operaciones de amarre y rampas en terminal de importación
- **Navegación intraportuaria:** Atender los diferentes buques cliente requiere una serie de desplazamientos dentro del área portuaria. Se estipula un movimiento medio de 2 millas náuticas

El uso de buques de mayor tamaño reduce los tiempos y costes de recarga del buque y aumenta la velocidad tanto de bunkering como de navegación, pero como contrapartida aumentan la inactividad del buque, los consumos de combustible, los costes fijos y se reduce la maniobrabilidad del buque.

#### 5.1.4. Bunkering Pipe to Ship (PTS)

Sistema de suministro mediante líneas de conducción instaladas en un atraque o muelle.

**Es un sistema muy rígido, puesto que debe atracarse el buque estrictamente dentro de la zona de maniobra de las mangueras o brazos situados en el muelle.** Tiene la ventaja de que se puede diseñar para cualquier caudal, y tener un control total de líquido y vapores, que se integra con las instalaciones de superficie (España<sup>20</sup>, en Ilustración 5-2). En buques que operan en línea regular el atraque siempre se realiza en el mismo punto, por consiguiente, este sistema resulta un sistema favorable para buques de tipo Ferry y Ro-Pax.

El almacenamiento puede realizarse mediante depósitos horizontales a presión (VI), y su cubeto correspondiente, o bien mediante depósitos de fondo plano (FB). Asimismo, **la instalación puede ser dedicada o compartida.** Además, si se dispone de terminal de almacenamiento en el puerto, **la terminal de carga y descarga marítima puede utilizarse para realizar suministros por tubería a buques propulsados por GNL** si las condiciones técnicas de la misma lo permiten.

En la Ilustración 5-10 se muestra el Bunkering de un buque asfaltero mediante mangueras criogénicas. El proceso duró 5 horas, que es un tiempo excesivo, debido a que fue una demostración y se empleó una manguera pequeña de 3". La instalación para Bunkering desarrollada se conectó con las tuberías de GNL y gas natural al pie de los brazos de descarga de metaneros, y se utilizaron dos mangueras criogénicas, una para

---

<sup>20</sup> Repsol y Enagás suministran, por primera vez en Europa, GNL como combustible a un buque desde una planta de regasificación. 20170424. (Enagás)

líquido y otra para vapor. El servicio (PTS) resulta muy favorable cuando el puerto alberga una terminal de importación, puesto que **sólo hay que añadir los sistemas de conexión buque-terminal al contar la terminal ya con los tanques y las bombas de impulsión.**



*Ilustración 5-10 PTS. FB tank. Planta relicuación. Cartagena – España.*

Actualmente este tipo de suministros es posible realizarlo en la mayoría de terminales de importación de GNL a gran escala de España, pero no se plantea como una opción viable para el suministro a buques mercantes si estos han de realizar una maniobra adicional para repostar, por lo que estas instalaciones habrán de proyectarse en los lugares habilitados para la carga y descarga de mercancías. El suministro (PTS) fue el primero en implantarse en las regiones escandinavas, siempre como terminales dedicadas a un solo buque.

En el **Puerto de la Luz y de las Palmas** sería muy positivo poder contar con puntos de suministro (PTS) de las siguientes características:

- **Almacenamiento dedicado para el suministro en terminales Ro-Pax:** Instalaciones como las mostradas en la Ilustración 5-11 y en la Ilustración 5-12 permiten un suministro rápido y económico de buques que operan regularmente en un mismo atraque o muelle y no necesitan grandes volúmenes de carga (<500 m<sup>3</sup>). Podría ser una opción ideal para suministrar buques Ro-Pax que operen en la Dársena de África o en el Muelle Grande naciente y poniente, ya que el depósito se rellenaría a través de cisternas cuando el buque se encuentra en navegación y una vez atracado se dispone de la cantidad necesaria a servir de una manera rápida y sin intervenir en las operaciones corrientes del buque.

- **Puntos de suministro compartidos en terminales de carga y descarga próximas a la terminal auxiliar de almacenamiento:** Aquellas terminales de carga y descarga marítimas de mercancías lo suficientemente próximas a la terminal auxiliar de almacenamiento podrían contar con una toma de GNL en el atraque, de este modo los buques que realicen operaciones en estos lugares dispondrían de suministro de GNL sin la necesidad de escalas adicionales.

Dos ejemplos de terminales dedicadas actualmente en funcionamiento son:

- La Ilustración 5-11 muestra un ejemplo de una planta de licuación a pequeña escala en el Puerto de Stavanger en Noruega, que da suministro mediante una línea de GNL de 550 m a una línea regular de ferry (Fjord Line), con un tiempo de suministro de 1 h mediante un brazo fijo que suministra 300 m<sup>3</sup>/h.
- La Ilustración 5-12 muestra un ejemplo de tanque dedicado a una línea regular en el Puerto de Hirtshals, en Dinamarca. La instalación consiste en un tanque cilíndrico horizontal (VI) de 500 m<sup>3</sup>, situado justo en la zona en la que atraca el buque, y un brazo Man-Tek que permite suministrar 200 m<sup>3</sup>/h. Este depósito recibe el GNL por buque o mediante camión cisterna. El presupuesto total fue de 1,3 M€, dato conocido porque esta instalación contó con ayuda de la Unión Europea.



Ilustración 5-11 PTS. Tanque FB. Planta licuación. Stavanger – Norway. [Google Maps.](#)



Ilustración 5-12 PTS. VI tank Hirtshals – Dinamarca. [Map.krak.dk](http://Map.krak.dk)

La Ilustración 5-13 muestra una instalación en el Puerto de Stavanger, en Noruega, que cuenta con tanque dedicado VI de 500 m<sup>3</sup> para suministro al buque Viking Energy, buque de suministro offshore del mar del norte. La tubería de GNL tiene 135 m, y la conexión se realiza mediante manguera.

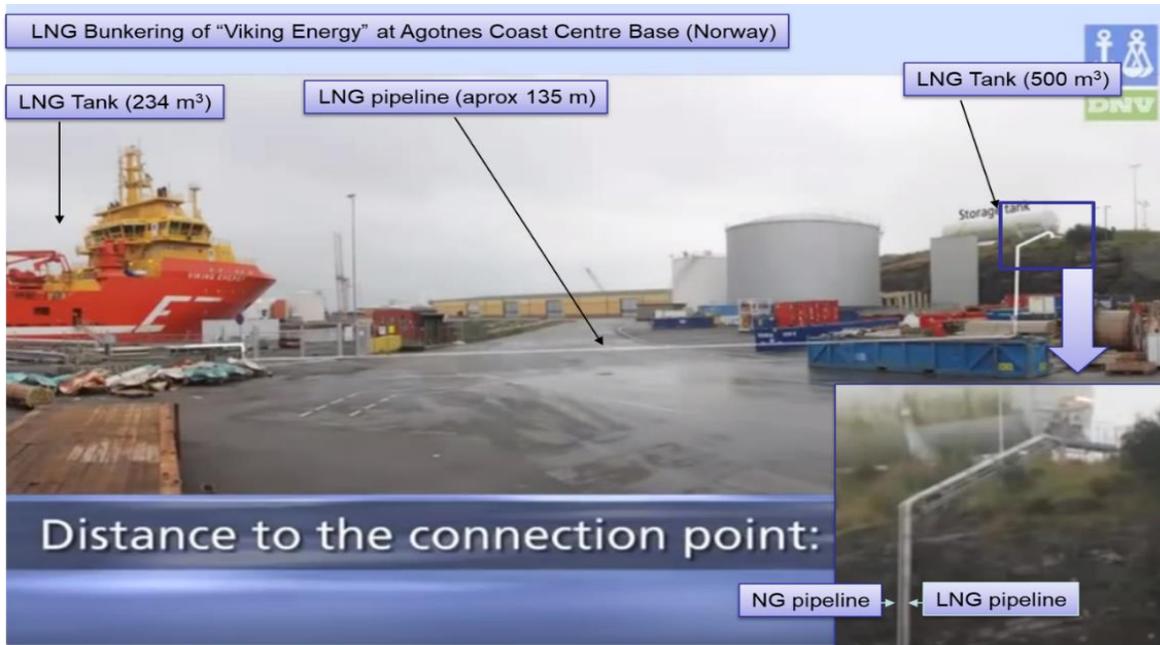


Ilustración 5-13 PTS. VI tank Agotnes – Noruega. Lars Petter Blikom. DNV. 21

<sup>21</sup> Lars Petter Blikom. Step by Step LNG Bunkering by DNV. 2012. ( [Youtube 9 min](https://www.youtube.com/watch?v=9min) )

### 5.1.5. Elección de sistemas de bunkering de GNL.

Para adoptar un sistema de bunkering u otro hay que considerar criterios técnicos, económicos y también de impacto visual, los cuales quedan resumidos para cada tipo de servicio en la Tabla 5-4.

Implantar un sistema logístico para el suministro de GNL en el Puerto de la Luz y de Las Palmas capaz de atender toda la demanda prevista en óptimas condiciones, tanto en materia de seguridad como económica, conlleva el uso adecuado de las 3 técnicas de bunkering:

- **(TTS).** Pequeñas demandas, atendibles desde la propia zona de embarque/desembarque, incluyendo un skid para cargas en paralelo. También es empleado como sistema de bunkering para demandas medias mientras que no es posible disponer de medios más acordes como buques de bunkering por encontrarse estos en fase de construcción, lo que supone temporalmente la extensión de las escalas en puerto. Este tipo de servicio se ha valorado que supondría aproximadamente el 6% del GNL servido –Buques de línea regular y navegación de corta distancia- y se realizará desde el cargadero de cisternas de GNL propio incluido en la terminal de auxiliar de almacenamiento.
- **(STS).** Adecuado para suministros a partir de los 175 m<sup>3</sup> –Cruceros y buques de navegación de larga distancia-. Proporciona un servicio rápido y permite operaciones de bunkering y carga y descarga de pasaje y/o mercancías simultaneas. Este tipo de instalación resultará imprescindible para el suministro en el Puerto de la Luz y de Las Palmas desde el primer momento ya que en el caso de los buque crucero –uno de los tipos de buque que más rápido esta implementado la tecnología de propulsión con GNL-, no hay posibilidad técnica y visualmente atractiva que permita otra opción de suministro, y dado que se prevé que escale durante el periodo invernal el megacrucero AIDAnova que demandará suministros semanales de 1.200 m<sup>3</sup> se debe disponer de este tipo de medio lo antes posible. Se estipula para el Puerto de la Luz y de las Palmas que la demanda total servida mediante este tipo de suministro sea del 94%
- **(PTS).** Este tipo de instalación debería servir para buques que escalen regularmente en el mismo lugar –preferiblemente con terminal concesionada-, como podrían ser los ferrys de la Naviera ARMAS, que opera en el muelle Nelson Mandela donde los buques Ro-Pax realizan el atraque de costado aprovechando ambos lados de los pantalanes construidos, por lo que sería interesante plantear la posibilidad de suministro, mediante un depósito y brazo único a ambos lados del pantalán, si el naviero valorase la transformación de su flota. Otra oportunidad interesante si se selecciona como lugar idóneo para la terminal de carga y descarga el muelle Reina Sofía, es disponer de una línea de carga para los buques tanqueros que escalasen en este muelle.

Tabla 5-4 Comparación de modos de bunkering

	TTS	MTTS	STS	PTS
Disponibilidad en Mercado	Alta	Medio	Baja	Baja
Tiempo implantación	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Caudales de bombeo	Baja (<50 m3/h)	Baja (<200 m3/h)	Alto (<2,000 m3/h)	Alto
Tiempo Pre/post bunkering	Medio	Alto	Bajo	Medio
Flexibilidad localización	Alta	Media	Alta	Baja
Requiere almacenamiento auxiliar	No	No	No	Sí
CAPEX	Bajo	Bajo	Alto	Medio
OPEX	Alto	Alto	Medio	Bajo
Ocupación de superficie	Bajo	Bajo	Bajo <sup>3</sup>	Alto
Variedad de buques cliente	Baja	Medio	Alto	Medio
Flexibilidad para la programación	Baja	Baja	Medio	Baja
Exposición a la climatología	Bajo	Bajo	Alto	Bajo
SIMOPS (Operaciones simultáneas)	Posible	?	Posible	Posible
Requerimientos de seguridad	Bajo	Medio	Alto	Medio

### 5.1.6. Red canalizada de gas natural

Una red canalizada de gas natural dentro del puerto, aparte de dar servicio a los usuarios constituye una opción muy interesante para la **gestión del vapor generado** en la planta de almacenamiento, que de otra manera tendría que realizar la combustión.

Para el dimensionamiento de una red de gas natural interior, es necesario conocer:

- La ubicación de cada consumidor, para evaluar el trazado de la red.
- El caudal punta demandado por cada consumidor
- El coeficiente de simultaneidad para estos consumidores debe considerarse como 1 (todos pueden consumir a la vez), por lo que el caudal de gas natural utilizado en el dimensionamiento es la suma de los caudales requeridos por cada consumidor.
- Utilización prevista por cada consumidor. La presión de los equipos utilizados por los consumidores es muy variada, siendo el orden, de mayor a menor presión, habitualmente: Turbinas de gas<sup>22</sup> (entre 15 bar<sub>g</sub> y 50 bar<sub>g</sub>), motores<sup>23</sup> (unos 4,5 bar<sub>g</sub>), quemadores/calderas industriales (habitualmente por debajo de 0,5 bar<sub>g</sub>), aparatos domésticos (17 mbar<sub>g</sub>). Estos son los valores a asegurar en el consumidor final, a lo cual hay que añadir la pérdida de presión en la instalación receptora de gas, más la pérdida de presión en la red de distribución, para determinar la presión de suministro mínima requerida.

Si bien el estudio de demanda no analiza las necesidades de gas natural gaseoso en el puerto y tampoco detalla el consumo industrial de GNL en el puerto, por lo que no se tiene información suficiente para realizar un cálculo detallado de la red, si bien se puede proceder a realizar una primera aproximación, representada en la Ilustración 5-14 y cuyas principales asunciones de diseño y cálculos se recogen en el Anexo III. Además, se detalla una estimación de costes tanto de los materiales como de la obra civil necesaria para su implantación, estimada en 1.342.910 €.

---

<sup>22</sup> Siemens. Gas turbines. Brochure. 2017 (+ [PDF](#))

<sup>23</sup> Wartsila. Wartsila 20DF Product Guide. 2016 (+ [PDF](#))

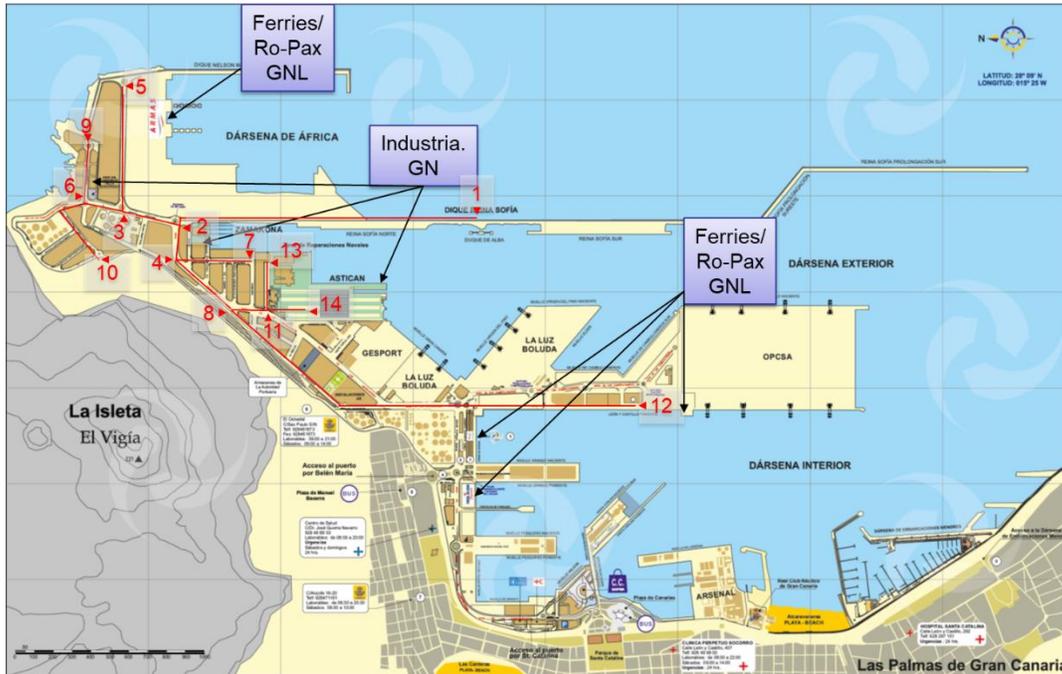


Ilustración 5-14 Red Genérica o de muestra de una posible distribución de gas natural en puerto.

### 5.1.7. Suministro al interior/ exterior del puerto con camiones cisterna/ contenedores

Con la instalación de un cargadero de cisternas con capacidad para 17 cisternas diarias se podrían suministrar sin problemas la demanda complementaria estimada, ya que el consumo de energía térmica en la isla de Gran Canaria carece de una excesiva estacionalidad al disfrutar de temperaturas cálidas todo el año, aunque sí es cierto que en temporada alta turística el consumo es superior.

La máxima **demanda complementaria estimada para 2030 se podría suministrar con aproximadamente 1.700 cargas de cisterna, unas 5 recargas diarias si se considera una demanda plana.**

Las cisternas dedicadas exclusivamente para dar este servicio no deberían superar las dos unidades, tres como mucho si los suministros han de servirse muy solapados en el tiempo, pero **técnicamente una cisterna debería ser capaz de realizar al menos 3 suministros diarios.**

## 5.2. Aspectos económicos

El servicio de bunkering es una actividad diferente a la del transporte de GNL por lo que los costes asociados variarán, aunque no varíen los medios empleados. Como se puede observar, los medios disponibles para realizar el suministro de bunkering –Apartado 5.1- coinciden con los elementos de activo en la logística de entrada –Apartado 3.1-, por lo que las cifras de inversión y los costes operativos fijos para un mismo elemento son iguales, si bien existen diferencias operativas y por consiguiente unos costes variables también diferentes.

### 5.2.1. Bunkering Truck to Ship (TTS)

El servicio de bunkering con cisternas o contenedor ISO es indicado para volúmenes inferiores a 175 m<sup>3</sup> -4 cisternas- y se realizará desde el cargadero de cisternas que se ha incluido en las terminales de almacenamiento propuestas. A diferencia del mercado de transporte de GNL con contenedores ISO, el mercado de cisternas criogénicas está muy desarrollado y permite el alquiler de las mismas sin tener que realizar ningún tipo de desembolso inicial, ni disponer de cabezas tractoras u otros elementos.

El precio del transporte de GNL se desglosa de la siguiente forma:

- **Precio por descarga:** Incluye el personal certificado, el chofer y todos los elementos necesarios para realizar la descarga en las condiciones adecuadas. Es un valor fijo para cada servicio

**Precio por desplazamiento:** El transportista aplicará un precio por kilómetro, en función de la distancia que haya de recorrer la cisterna. Dado que en este caso las cisternas solo recorrerán el espacio entre la terminal auxiliar de almacenamiento y el buque consumidor, se estima un recorrido medio por cisterna de 10 km. Para la demanda complementaria solo se considera el transporte dentro del recinto portuario

Tabla 5-5 Coste del suministro de bunkering TTS en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	Servicio descarga	Precio del desplazamiento
Coste	300 €	2 €/km
Coste por servicio	300 €	20 €
Coste unitario	7,25 €/m <sup>3</sup>	

El precio del desplazamiento variará en función de los kilómetros a recorrer por el elemento, siendo un precio habitual a partir de los 100 km, 1,2 €/km.

Cuando el suministro a buques se realiza por el sistema de bunkering (TTS) y en su caso el (PTS), además de los costes propios de la operación de suministro, se añadirán los correspondientes al de las instalaciones de la terminal de almacenamiento.

Tabla 5-6 Coste unitario del bunkering TTS en el Puerto de la Luz y de las Palmas

	2025	2030	2035	2050
<b>Coste suministro TTS (€/m3)</b>	7,25 €			
<b>Coste unitario almacenamiento (€/m3)</b>	26,6 €	19,47 €	22,55 €	15,47 €
<b>Coste unitario final (€/m3)</b>	<b>33.85 €</b>	<b>26,72 €</b>	<b>29,80 €</b>	<b>22,72 €</b>

### 5.2.2. Bunkering Ship to Ship (STS)

El buque de bunkering es el principal elemento de la logística de salida y realiza como ya se dijo anteriormente tareas tanto de transporte como de bunkering, si bien el esquema de costes para cada una de las actividades es ligeramente diferente.

#### 1. Cifra de inversión (Tabla 3-12)

**CAPEX (Tabla 3-13):** No presenta ninguna variación respecto a la actividad de transporte, tan solo habrá que imputar a cada actividad el tiempo correspondiente:

- a) **Amortización económica del bien**
- b) **Coste financiero**

#### 2. OPEX

a) **Costes operativos fijos (Tabla 3-14):** No presentan ninguna variación respecto a la actividad de transporte, tan solo habrá que imputar a cada actividad el tiempo correspondiente:

1. **Personal**
2. **Seguros**
3. **Mantenimiento**
4. **Coste de inactividad:**

b) **Costes operativos variables:** Son costes ocasionados por la actividad del elemento y son función de cada operación particular –distancia, volumen total, tipo de consumidor, - por lo tanto, si variarán respecto a la actividad de transporte:

1. **Consumo de combustible:** Consumo de combustible durante los movimientos marítimos intraportuarios y operaciones.
2. **Tasas de puerto y servicios portuarios:** El uso de las instalaciones portuarias conlleva una serie de costes que básicamente son:
  - i. **Tasas portuarias:** Se incluyen las tasas de buque (T-1), y tasa de mercancía (T-3)
  - ii. **Servicios portuarios:** No es necesario incluir las operaciones de amarre y tampoco será necesario el practicaje para realizar servicios de bunkering

En la Tabla 5-7 se presenta un resumen de los diferentes consumos y costes para el bunkering (STS) a lo largo de las diferentes referencias temporales.

Tabla 5-7 Coste del servicio de bunkering STS

	2020	2025	2030		2035		2050
<b>Demanda (STS) (m<sup>3</sup>)</b>	49.540	150.663	371.918	371.918	678.459	678.459	1.742.200
<b>Buque</b>	Multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	Dedicado 3.000 m <sup>3</sup>	Dedicado 5.000 m <sup>3</sup>	2xDedicado 3.000 m <sup>3</sup>	Dedicado 10.000 m <sup>3</sup>	2xDedicado 5.000 m <sup>3</sup>	2xDedicado 10.000 m <sup>3</sup>
<b>Tiempo empleado (días)</b>	24	39	77	46 cada buque	121	66	144 cada buque
<b>Coste total de consumo de combustible</b>	13.000 €	54.000 €	310.659 €	192.000 € cada buque	333.000 €	233.000 € cada buque	400.000 € cada buque
<b>Tasa de buque T-1</b>	2.300 €	10.000 €	50.000 €	18.000 € cada buque	73.000 €	41.000 € Cada buque	86.000 € cada buque
<b>Tasa de buque T-3</b>	18.322 €	53.448 €	129.112 €	129.112 €	239.304 €	239.304 €	618.867 €
<b>Coste unitario</b>	4,41 €/m <sup>3</sup>	2,9 €/m <sup>3</sup>	3,8 €/m <sup>3</sup>	3,5 €/m <sup>3</sup>	4,5 €/m <sup>3</sup>	3,5 €/m <sup>3</sup>	4,2 €/m <sup>3</sup>

### 5.2.3. Bunkering Port to Ship (PTS)

Como se explicó en el apartado 5.1.4, existen dos sistemas de bunkering (PTS), los sistemas dedicados y los sistemas compartidos.

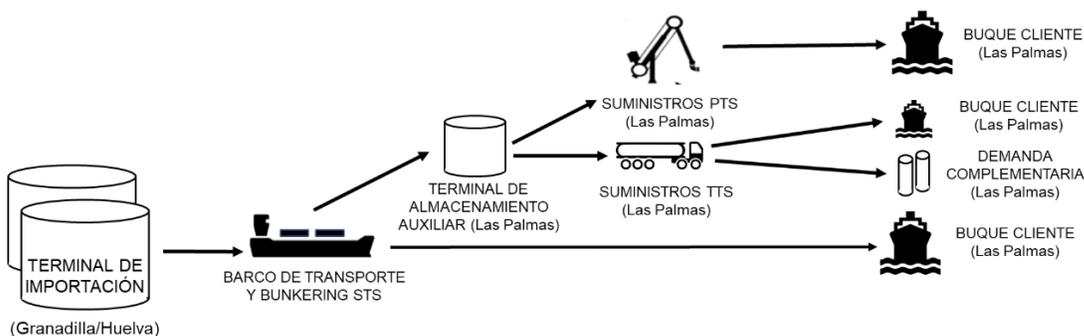
El **sistema compartido** que se plantea en este estudio permite realizar suministros de bunkering desde la terminal de carga y descarga marítima de las instalaciones de almacenamiento. Utilizando los mismos elementos empleados para la carga y descarga de buques de transporte y bunkering de GNL no se incurre en coste extra alguno ya que los buques consumidores se encontrarían realizando sus labores de carga o descarga de hidrocarburos convencionales mientras repostan combustible.

El coste de los **sistemas dedicados** no ha sido considerado para valoración en este estudio, ya que las características del mismo serán únicas en función de la demanda, el lugar de atraque, la frecuencia de llegadas, la duración de la escala o el tipo de buque.

## 6. Resumen de soluciones logísticas y de servicio de bunkering para el Puerto de la Luz y de Las Palmas

En este apartado se resumen los elementos de activo seleccionados para cada periodo temporal, indicándose la cifra de inversión necesaria para cada una de las soluciones propuestas, así como sus costes anuales totales y unitarios por metro cúbico.

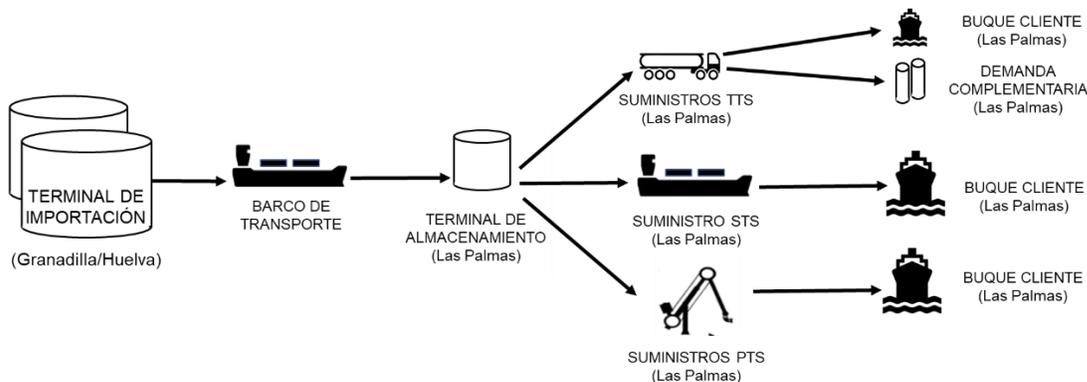
Obtener los costes totales para una cadena de suministro en su conjunto requiere previamente conocer cómo se relacionan los distintos elementos entre sí. En este estudio se plantean dos modelos de transporte y suministro:



*Ilustración 6-1 Modelo de cadena suministro 1*

Este sistema resultará en todos los casos más económico que el segundo modelo, ya que requiere de un menor número de elementos y reduce los costes por inactividad del buque de transporte y bunkering, si bien se podría reducir la calidad del servicio prestado al no poder ofrecerse servicios de bunkering mientras el buque se encuentra realizando labores de transporte. Este modelo de suministro únicamente es viable desde el punto de vista técnico-operativo, por razón de que la carga de producto se considera que será realizada en el Puerto de Granadilla, a escasa distancia del Puerto de La Luz y de Las Palmas, minimizando los efectos que el transporte pudiera tener en la continuidad de los suministros.

El segundo modelo de cadena de suministro estaría más indicado para grandes demandas que justificasen la necesidad de contar con un sistema de transporte de GNL independiente, mayores depósitos de almacenamiento y soluciones de bunkering dedicadas.



*Ilustración 6-2 Modelo de cadena de suministro 2*

Cada una de las cadenas de suministro puede ser desarrollada por una combinación de elementos de diferente dimensión y características. Para valorar el conjunto óptimo de estos elementos que han de componer cada una de las cadenas de suministro (Modelo 1 y Modelo 2), se calculan los costes totales que supone suministrar la demanda estimada en cada periodo temporal y se selecciona la **solución de menor coste**. En el caso de que la solución de menor coste implique una disponibilidad del servicio inferior al 100% se propondrá una solución alternativa que asegure la disponibilidad total en el puerto de la Luz y de Las Palmas de al menos un buque de suministro de GNL, suponiendo además que un porcentaje añadido del tiempo se dispondrá de dos o más medios marítimos para el suministro

A efectos de cálculo de la solución óptima, se ha considerado la existencia de un mercado en el que optar por buques de suministro de diferentes capacidades, de tal forma que si la solución óptima resultante implica el cambio de buque cada cierto número de años por otro u otros de diferente tamaño esa ha sido la indicada en los cuadros que se presentarán en este capítulo.

Si caben soluciones de mantenimiento del buque del mismo tamaño en diferentes referencias temporales, con viabilidad operativa, pero a un coste superior no significativo.

## 6.1. Logística de entrada

Se presentan en la siguiente tabla las soluciones seleccionadas para cada referencia temporal y puerto de origen del GNL, que salvo indicación específica se ha considerado que la carga de GNL se realiza en el Puerto de Granadilla.

Tabla 6-1 Resumen de soluciones logísticas de entrada en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	2020	2020 Huelva	2025		2030		2035		2050	
Cisterna de GNL										
Contenedor ISO	X	X								
Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>										
Buque bunkering de 3.000 m <sup>3</sup>			X	X		X(2)				
Buque bunkering de 5.000 m <sup>3</sup>					X			X(2)		
Buque bunkering de 10.000 m <sup>3</sup>							X		X(2)	X(2)
Cifra de inversión	950.000 €	8.550.000 €	20.000.000 €	20.000.000 €	32.000.000 €	40.000.000 €	50.000.000 €	64.000.000 €	100.000.000 €	100.000.000 €
Coste total anual	2.690.400 €	4.933.369	4.707.149 €	4.707.149 €	4.457.897 €	6.961.961 €	7.110.409 €	8.842.112 €	17.044.761 €	17.044.761 €
Coste unitario	46,3 €/m <sup>3</sup>	84,9 €/m <sup>3</sup>	21,47 €/m <sup>3</sup>	21,47 €/m <sup>3</sup>	9,94 €/m <sup>3</sup>	15,53 €/m <sup>3</sup>	9,40 €/m <sup>3</sup>	11,69 €/m <sup>3</sup>	9,37 €/m <sup>3</sup>	9,37 €/m <sup>3</sup>

## 6.2. Logística de almacenamiento

La terminal de almacenamiento para el modelo de cadena de suministro 1 tan solo ha de almacenar el GNL necesario para surtir la demanda complementaria y la de bunkering (TTS), lo que reduce considerablemente las necesidades de capacidad de almacenamiento. En la primera referencia temporal –año 2020-, en la cual aún no existe buque de transporte para disponer de GNL en el Puerto de la Luz y de Las Palmas, el uso de contenedores ISO para el transporte obliga a operar con el modelo de cadena de suministro 2, donde el total de la demanda es descargada en la terminal auxiliar de almacenamiento.

Tabla 6-2 Resumen de soluciones logísticas de almacenamiento en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	2020	2020 Huelva	2025	2030	2035	2050
320 m <sup>3</sup> (VI)	X					
1.000 m <sup>3</sup> (VI)		X (2)	X (2)	X (2)	X (3)	X (2)
5.000 m <sup>3</sup> (VI)						
10.000 m <sup>3</sup> (VI)						
10.000 m <sup>3</sup> (FB)						
30.000 m <sup>3</sup> (FB)						
Cifra de inversión	8.585.000 €	16.747.500 €	16.747.500 €	16.747.500 €	22.330.000 €	16.747.500 €
Coste total anual	1.196.407 €	2.070.648 €	2.070.648 €	2.070.648 €	2.760.864 €	2.070.648 €
Coste unitario	20,59 €/m <sup>3</sup>	35,6 €/m <sup>3</sup>	26,6 €/m <sup>3</sup>	19,47 €/m <sup>3</sup>	22,55 €/m <sup>3</sup>	15,47 €/m <sup>3</sup>

La cifra indicada de coste unitario a partir del año 2025 aplica únicamente a suministros (TTS) y (PTS) compartido

### 6.3. Logística de salida

Las soluciones logísticas que emplean buques de transporte de GNL en vez de contenedores ISO no requieren de elementos adicionales para realizar suministros de bunkering, ya que los buques escogidos cuentan con los elementos necesarios para realizarlo y disponen de tiempo para la operativa. En este apartado solo se contemplan los costes relativos al suministro de bunkering en el Puerto de la Luz y de Las Palmas sin incluir en ningún caso los costes de transporte del GNL.

En el cálculo de los días de inactividad se ha considerado un margen del 20% sobre los días efectivos de trabajo, como margen operativo en la actividad habitual. En el caso de los buques de bunkering multiproducto los días de inactividad mantiene su actividad con suministros de combustible convencional por lo que solo se indican los costes fijos exclusivos de la actividad de bunkering de GNL.

Tabla 6-3 Resumen de soluciones logísticas de salida en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

	2020	2020 Huelva	2025		2030		2035		2050	
Cisterna de GNL	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Contenedor ISO										
Buque multiproducto 1 200 m <sup>3</sup>	X	X		X						
Buque bunkering de 3.000 m <sup>3</sup>			X	X		X(2)				X
Buque bunkering de 5.000 m <sup>3</sup>					X			X(2)		
Buque bunkering de 10.000 m <sup>3</sup>							X		X(2)	X(2)
Cifra de inversión	16.000.000 €	16.000.000 €	-	16.000.000 €	-	-	-	-	-	20.000.000 €
Coste bunkering TTS	7,25 €/m <sup>3</sup>									
Coste bunkering STS	4,41 €/m <sup>3</sup>	4,41 €/m <sup>3</sup>	2,9 €/m <sup>3</sup>	2,9 €/m <sup>3</sup>	3,8 €/m <sup>3</sup>	3,5 €/m <sup>3</sup>	4,5 €/m <sup>3</sup>	3,5 €/m <sup>3</sup>	4,2 €/m <sup>3</sup>	4,2 €/m <sup>3</sup>
Inactividad	777.869 €	777.869 €	1.788.687 €	2.613.989 €	1.976.734 €	4.025.416 €	2.524.439 €	5.504.537 €	3.273.882 €	6.255.042 €
Coste fijo total anual	998.628 €	998.628 €	2.158.346 €	2.983.648 €	3.177.781 €	5.965.386 €	5.434.910 €	8.444.838 €	11.013.745 €	13.994.905 €
Coste total unitario	20,2 €/m <sup>3</sup>	20,2 €/m <sup>3</sup>	14,3 €/m <sup>3</sup>	19,8 €/m <sup>3</sup>	8,5 €/m <sup>3</sup>	16,0 €/m <sup>3</sup>	8,0 €/m <sup>3</sup>	12,4 €/m <sup>3</sup>	6,3 €/m <sup>3</sup>	8,0 €/m <sup>3</sup>

#### **6.4. Resumen de cifras de inversión y costes para las diferentes soluciones logísticas propuestas.**

Con objeto de disponer de una visión global de las soluciones de medios propuestos para las diferentes cifras de demanda estimada, asociadas a las diferentes referencias temporales, se han agrupado en el cuadro que se presenta (Tabla 6-4), los datos básicos, los medios y sus cifras de inversión y costes asociados.

Tabla 6-4 Resumen de soluciones logísticas completas

	2020	2020 Huelva	2025		2030		2035		2050	
Logística de entrada	Contenedor ISO	Contenedor ISO	Buque de 3.000 m <sup>3</sup>	Buques de 3.000 m <sup>3</sup>	Buque de 5.000 m <sup>3</sup>	2 Buques 3.000 m <sup>3</sup>	Buque de 10.000 m <sup>3</sup>	2 Buques de 5.000 m <sup>3</sup>	2 Buques de 10.000 m <sup>3</sup>	2 Buques de 10.000 m <sup>3</sup>
Logística de almacenamiento	1 x 320 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	3 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)	2 x 1.000 m <sup>3</sup> (A presión)
Logística de salida	Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	Buque multiproducto 1.200 m <sup>3</sup>	Buque de 3.000 m <sup>3</sup>	Buques de 3.000 m <sup>3</sup> y 1.200 m <sup>3</sup>	Buque de 5.000 m <sup>3</sup>	2 Buques 3.000 m <sup>3</sup>	Buque de 10.000 m <sup>3</sup>	2 Buques de 5.000 m <sup>3</sup>	2 Buques de 10.000 m <sup>3</sup>	2 Buques de 10.000 m <sup>3</sup> y Buque de 3.000 m <sup>3</sup>
Ocupación (m <sup>2</sup> )	5.800	5.800	8.700	8.700	8.700	8.700	11.600	8.700	8.700	8.700
Flexibilidad logística de almacenamiento	84%	66%	85%	85%	77%	94%	70%	90%	66%	66%
Inactividad buque en servicio GNL (días)	344	344	216	300/buque	164	242/buque	128	228/buque	83/buque	83/buque 10000 360/buque 3000
Nivel de servicio medio	100 %	100 %	80%	110%	75%	158%	80%	160%	100%	180%
Cifra de inversión	25.535.000 €	41.297.500 €	36.747.500 €	52.747.500 €	48.747.500 €	56.681.166 €	74.330.000 €	80.681.166 €	120.747.500 €	140.747.500 €
Coste total anual	4.885.435 €	8.002.465 €	8.935.963 €	9.761.265 €	9.706.146 €	14.997.815 €	15.306.183 €	20.047.814 €	30.128.974 €	33.110.134 €
Coste total unitario	84,1 €/m <sup>3</sup>	137,7 €/m <sup>3</sup>	39,8 €/m <sup>3</sup>	47,2 €/m <sup>3</sup>	21,6 €/m <sup>3</sup>	33,4 €/m <sup>3</sup>	20,3 €/m <sup>3</sup>	26,5 €/m <sup>3</sup>	16,6 €/m <sup>3</sup>	18,2 €/m <sup>3</sup>
	12,39 €/MWh	20,29 €/MWh	5,87 €/MWh	6,95 €/MWh	3,18 €/MWh	4,92 €/MWh	2,98 €/MWh	3,90 €/MWh	2,44 €/MWh	2,7 €/MWh

Madrid a 26 de diciembre de 2017



Fdo. Jesús Nieto  
SBC S.L.

## 7. ANEXOS

### ANEXO I Acrónimos y Factores de conversión.

#### Acrónimos

- GNL: Gas Natural Licuado
- HFO: Heavy Fuel Oil
- MDO: Marine Diesel Oil
- GLP: Gases licuados de petróleo
- GNC: Gas Natural Comprimido
- BOG: Boil-off Gas
- BOR: Boil-off Ratio
- PCS: Poder calorífico superior
- PCI: Poder calorífico inferior
- PIR: Espuma de poliisocianurato
- TTS: Truck to Ship
- PTS: Pipeline to Ship
- STS: Ship to Ship
- BTS: Barge to Ship
- VI: Vacuum insulated
- FB: Flat bottom tank
- ERC: Emergency reléase coupler
- QCDC Quick connect/disconnect couplers
- BOE: Boletín oficial del Estado

#### Factores de conversión

Los factores de conversión utilizados en este estudio son los ofrecidos por *Unión Fenosa Gas* en su página web:

<https://www.unionfenosagas.com/CarpetaCompartida/Clientes/TablaMedidasConversion/Tabla%20Factores%20de%20Conversion%20-%20Energia2.pdf>



## ANEXO II Caracterización semanal de la demanda (STS) y (TTS)

Tabla 1 Caracterización de la demanda Truck-to-Ship (TTS)

	DEMANDA SEMANAL MEDIA TRUCK TO SHIP (TTS)									
	2020		2025		2030		2035		2050	
	Volumen (m3)	Cisternas	Volumen (m3)	Cisternas	Volumen (m3)	Cisternas	Volumen (m3)	Cisternas	Volumen (m3)	Cisternas
<b>Cruceros</b>	1	0	13	1	18	1	19	1	40	1
<b>T1</b>	0	0	87	2	319	8	349	8	448	11
<b>T2</b>	16	1	72	2	201	5	437	10	1.143	26
<b>Ajuste mercado</b>	0	0	4	0	24	1	66	2	316	8
<b>Demanda complementaria</b>	165	4	1.318	30	1.483	34	1.483	34	1.483	34
<b>Total</b>	<b>182</b>	<b>5</b>	<b>1.495</b>	<b>35</b>	<b>2.045</b>	<b>49</b>	<b>2.354</b>	<b>55</b>	<b>3.430</b>	<b>80</b>
<b>Total anual</b>	<b>9.471</b>	<b>260</b>	<b>77.715</b>	<b>1.820</b>	<b>106.351</b>	<b>2.548</b>	<b>122.407</b>	<b>2.860</b>	<b>178.379</b>	<b>4.160</b>

Tabla 2 Caracterización de la demanda Ship-to-ship (STS) en el periodo de verano

	DEMANDA SEMANAL ESTIVAL MEDIA SHIP TO SHIP (STS)									
	2020		2025		2030		2035		2050	
	Volumen (m3)	Suministros medios	Volumen (m3)	Suministros medios	Volumen (m3)	Suministros medios	Volumen (m3)	Suministros medios	Volumen (m3)	Suministros medios
<b>Cruceros</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>T1</b>	0	0	294	3	1.076	7	1.176	7	1.511	12
<b>T2</b>	333	1	1.455	3	4.081	7	8.878	14	23.205	35
<b>Ajuste mercado</b>	0	0	72	0	394	1	1.093	2	5.258	9
<b>Demanda complementaria</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>333</b>	<b>1</b>	<b>1.821</b>	<b>6</b>	<b>5.551</b>	<b>15</b>	<b>11.147</b>	<b>23</b>	<b>29.973</b>	<b>56</b>

Tabla 3 Caracterización de la demanda Ship-to-Ship (STS) en el periodo de invierno

	DEMANDA SEMANAL INVERNAL SHIP TO SHIP (STS)									
	2020		2025		2030		2035		2050	
	Volumen (m <sup>3</sup> )	Suministros medios	Volumen (m <sup>3</sup> )	Suministros medios	Volumen (m <sup>3</sup> )	Suministros medios	Volumen (m <sup>3</sup> )	Suministros medios	Volumen (m <sup>3</sup> )	Suministros medios
<b>Cruceros</b>	50	0	679	2	947	2	992	2	2.085	4
<b>AIDAnova</b>	1.200	2	1.200	2	1.200	2	1.200	2	1.200	3
<b>T1</b>	0	0	294	3	1.076	7	1.176	7	1.511	12
<b>T2</b>	333	1	1.455	3	4.081	7	8.878	14	23.205	35
<b>Ajuste mercado</b>	0	0	72	0	394	1	1.093	2	5.258	9
<b>Demanda complementaria</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.583</b>	<b>3</b>	<b>3.700</b>	<b>10</b>	<b>7.698</b>	<b>19</b>	<b>13.339</b>	<b>27</b>	<b>33.258</b>	<b>63</b>

## ANEXO III Diseño de una red para el suministro de gas natural gaseoso en el Puerto de la Luz y de Las Palmas

Las principales asunciones realizadas para el diseño de la red de tuberías son:

- La red de distribución sólo considera las **demandas de gas natural en estado gaseoso**. Los usuarios que demandaran GNL tendrían que montar sus propios depósitos, los cuales deberían ser servidos mediante camiones cisterna criogénicos.
- Se considera que la presión de origen son los 3,50 bar<sub>g</sub> dada por la planta, correspondiente a los modelos habituales PPR instalados en los depósitos de GNL, aunque la presión máxima de trabajo habitual es de 5 bar<sub>g</sub> (en los modelos de menor presión, llegando a 35 bar<sub>g</sub> en catálogo)<sup>24</sup>. Para trabajar a mayor presión sólo hay dos opciones: incrementar la presión de trabajo de los depósitos (más caros por tener mayor espesor), o introducir bombas criogénicas para incrementar la presión, lo cual puede llevar también al requisito de cambio de material en las conducciones de distribución, fabricadas en polietileno (el acero es obligatorio a partir de 10 bar<sub>g</sub>).
- Al ser pequeños los consumos estimados, se considera que ningún cliente tendría cogeneración, o en su caso sería con motor de gas, en cuyo caso habría que garantizar unos 4 bar<sub>a</sub> a la llegada (depende del fabricante, pero suele ser el valor requerido).
- Pérdida de presión máxima permitida considerando el punto más desfavorable de la red: 15%.
- Al ser pequeños los consumos estimados, se ha considerado una demanda máxima o punta de 4 MW por cada instalación/parcela
- Al ser la demanda de tipo industrial, se ha aplicado un coeficiente de simultaneidad 1, ya que podrían coincidir en horario y demanda punta todas las instalaciones.
- Al ser la presión inferior a 10 bar<sub>g</sub>, el material utilizado sería polietileno PE100-SDR11.
- La red sería del tipo ramificado (la otra opción sería mallado).
- La red debería contar con una línea troncal sobredimensionada, coincidente con las vías principales, a partir de la cual colgarían el resto de ramales. Esto permite cambiar el caudal si aumentan los requisitos, o ampliar la red a nuevas zonas.
- Para las ampliaciones previstas del puerto, se realizaría una nueva línea en sentido Norte a Sur a partir de la instalación para dar cobertura a las nuevas instalaciones.
- la Ilustración 5-14 muestra el trazado evaluado conforme al plano actual de ocupación del puerto.

---

<sup>24</sup> Lapesa. Depósitos y equipos para gases licuados a presión y temperatura criogénica. 2017. ([PDF](#))

## Cálculos de la red propuesta para el suministro de gas natural gaseoso en el interior del Puerto de la Luz y de Las Palmas

Con los datos considerados se procede al dimensionamiento de la red canalizada de gas natural utilizando la ecuación de Renouard Cuadrática (7.1, u otra semejante, teniendo en cuenta:

- que el diámetro debe ser siempre decreciente aguas abajo (no puede aumentar y disminuir varias veces, sino que según se acerque al usuario o mantiene diámetro, o disminuye).
- que la pérdida de presión máxima en el punto más desfavorable no debe ser inferior al 25%.
- que la velocidad del gas natural debe mantenerse por debajo de 20 m/s
- que la ecuación de Renouard cuadrática es aplicable mientras  $Q/D < 150$ .

$$P_{1,bar_a}^2 - P_{2,bar_a}^2 = 48,6 \cdot d_r \cdot LE_m \cdot \frac{Q_{m^3(n)/h}^{1,82}}{D_{mm}^{4,82}} \quad (7.1)$$

Donde:

$P_1$  es la presión al inicio del tramo

$P_2$  es la presión al final del tramo.

$d_r$  es la densidad relativa del gas

$LE$  es la longitud equivalente del tramo

$Q$  es el caudal de gas natural que circula por el tramo

$D$  es el diámetro interior del tramo

El material utilizado se procurará que sea Polietileno, si la presión es inferior a 10 bar<sub>g</sub>, y acero en cualquier otro caso.

En la Tabla E-1 se muestran los resultados del dimensionamiento de ejemplo de una red de distribución cubriendo el área principal del puerto, cumpliendo con una pérdida de presión máxima del 8,1% en el momento más desfavorable de funcionamiento.

Tabla 1 Dimensionamiento de la red de gas natural genérica o de muestra.

Nudos		Longitud m	Caudales		Presiones		Díámetro	Velocidad (m/s)
Punto Inicial	Punto Final		Nudo kW	Total m <sup>3</sup> (n)/h	P <sub>1</sub> bar <sub>a</sub>	P <sub>2</sub> bar <sub>a</sub>	Exterior (mm)	
							Polietileno PE100 - SDR11	
1	2	1 671	6 800	7 803	4,51	4,30	315	10,08
2	3	317	3 050	1 624	4,30	4,23	160	8,40
2	4	238	1 400	5 598	4,30	4,28	315	7,43
3	5	664	2 100	179	4,23	4,19	90	2,97
3	6	210	3 050	1 184	4,23	4,22	200	3,95
4	7	401	7 000	598	4,28	4,20	110	6,59
4	8	390	21 000	4 880	4,28	4,26	315	6,51
6	9	331	2 800	239	4,22	4,19	90	3,97
6	10	482	8 000	684	4,22	4,20	160	3,58
8	11	194	3 500	1 675	4,26	4,21	160	8,72
8	12	2 339	16 500	1 410	4,26	4,24	315	1,89
11	13	250	8 100	692	4,21	4,15	110	7,73
11	14	208	8 000	684	4,21	4,16	110	7,62

### Estimación del coste de implantación de la red

Las partidas principales para la instalación de la red se recogen en la **Tabla 2**, y además se presenta un detalle del coste de los suministros y materiales necesarios en la **Tabla 3**

Tabla 2 Estimación de costes para la instalación de una red canalizada de gas natural

	Descripción	Importe (€)
1	Zanja para canalización de red de gas	37,55 €/ml 288.947 €
2	Suministro e instalación de tubería de PE	776.496 €
3	Valvulería y arquetas de registro	19.336 €
4	Gestión de residuos	10.848 €
5	Seguridad y Salud	32.86 €
	<b>Presupuesto de Ejecución Material</b>	<b>1.128.496 €</b>
	Gastos Generales y Beneficio Industrial (19%)	214.414 €
	<b>PRESUPUESTO DE INVERSIÓN</b>	<b>1.342.910 €</b>

Tabla 3 Coste de las partidas de material

Unidad		Euros (€/ml)	Medición (ml)	Importe (€)
<b>MI</b>	tubería DN90	14,65	995	14.577 €
<b>MI</b>	tubería DN110	21,24	859	18.245 €
<b>MI</b>	tubería DN 160	40,75	993	40.465 €
<b>MI</b>	tubería DN200	64,03	210	13.446 €
<b>MI</b>	tubería DN315	148,72	4.638	689.763 €
<b>Precio Total</b>			7.695	776.496 €

## ANEXO IV Calidad media del gas importado en la Península Ibérica en 2017

GAS PESADO	
ORIGEN ARGELIA	ORIGEN QATAR
<b>Composición másica (%)</b>	<b>Composición másica (%)</b>
N2 0.4430	N2 0.3450
C1 87.7730	C1 90.2610
C2 10.0670	C2 6.2380
C3 1.4880	C3 2.1420
IC4 0.0630	IC4 0.3920
NC4 0.0450	NC4 0.5770
IC5 0.0860	IC5 0.0350
NC5 0.0350	NC5 0.0100
C6+ 0.0000	C6+ 0.0000
<b>Propiedades</b>	<b>Propiedades</b>
PESO MOLECULAR 18.0389 Kg/KMOL	PESO MOLECULAR 17.9932 Kg/KMOL
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA 0.807 Kg/m <sup>3</sup> (*)	DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA 0.805 Kg/m <sup>3</sup> (*)
PODER CALORÍFICO DEL GAS 12.205 kWh/m <sup>3</sup> (*)	PODER CALORÍFICO DEL GAS 12.192 kWh/m <sup>3</sup> (*)
RATIO DE EXPANSIÓN 569.600 m <sup>3</sup> (*)/m <sup>3</sup>	RATIO DE EXPANSIÓN 568.278 m <sup>3</sup> (*)/M3
DENSIDAD 459.667 Kg/ m <sup>3</sup>	DENSIDAD 457.464 Kg/ m <sup>3</sup>
PODER CALORIF. GNL/MASA 15.118 kWh/Kg	PODER CALORIF. GNL/MASA 15.141 kWh/Kg
PODER CALORIF. GNL/VOL. 6,949.246 kWh/m <sup>3</sup>	PODER CALORIF. GNL/VOL. 6,926.462 kWh/m <sup>3</sup>
ÍNDICE DE WOBBE 15.4454 kWh/m <sup>3</sup> (*)	ÍNDICE DE WOBBE 15.4487 kWh/m <sup>3</sup> (*)

GAS MEDIO	
ORIGEN QATAR	ORIGEN NIGERIA
<b>Composición másica (%)</b>	<b>Composición másica (%)</b>
N2 0.4460 C1 89.5500 C2 8.5530 C3 1.2460 IC4 0.0480 NC4 0.0300 IC5 0.0940 NC5 0.0330 C6+ 0.0000	N2 0.0350 C1 92.2690 C2 5.0730 C3 1.9790 IC4 0.3370 NC4 0.2990 IC5 0.0080 NC5 0.0000 C6+ 0.0000
<b>Propiedades</b>	<b>Propiedades</b>
PESO MOLECULAR 17.7497 Kg/KMOL DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA 0.794 Kg/ m <sup>3</sup> (*) PODER CALORÍFICO DEL GAS 12.031 kWh/m <sup>3</sup> (*) RATIO DE EXPANSIÓN 572.213 m <sup>3</sup> (*)/m <sup>3</sup> DENSIDAD 454.337 Kg/ m <sup>3</sup> PODER CALORIF. GNL/MASA 15.148 kWh/Kg PODER CALORIF. GNL/VOL. 6,882.297 kWh/m <sup>3</sup> ÍNDICE DE WOBBE 15.3501 kWh/m <sup>3</sup> (*)	PESO MOLECULAR 17.5861 Kg/KMOL DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA 0.787 Kg/m <sup>3</sup> (*) PODER CALORÍFICO DEL GAS 12.006 kWh/m <sup>3</sup> (*) RATIO DE EXPANSIÓN 570.147 m <sup>3</sup> (*)/m <sup>3</sup> DENSIDAD 448.706 Kg/ m <sup>3</sup> PODER CALORIF. GNL/MASA 15.257 kWh/Kg PODER CALORIF. GNL/VOL. 6,845.907 kWh/ m <sup>3</sup> ÍNDICE DE WOBBE 15.3892 kWh/m <sup>3</sup> (*)

GAS LIGERO	
ORIGEN TRINIDAD Y TOBAGO	ORIGEN EEUU (SHALE GAS)
<b>Composición másica (%)</b>	<b>Composición másica (%)</b>
N2 0.0290 C1 97.4960 C2 2.1470 C3 0.2800 IC4 0.0280 NC4 0.0200 IC5 0.0000 NC5 0.0000 C6+ 0.0000	N2 0.0600 C1 96.3410 C2 3.3740 C3 0.1890 IC4 0.0200 NC4 0.0160 IC5 0.0000 NC5 0.0000 C6+ 0.0000
<b>Propiedades</b>	<b>Propiedades</b>
PESO MOLECULAR 16.4464 Kg/KMOL DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA 0.736 Kg/m <sup>3</sup> (*) PODER CALORÍFICO DEL GAS 11.329 kWh/m <sup>3</sup> (*) RATIO DE EXPANSIÓN 582.223 m <sup>3</sup> (*)/m <sup>3</sup> DENSIDAD 428.516 Kg/ m <sup>3</sup> PODER CALORIF. GNL/MASA 15.401 kWh/Kg PODER CALORIF. GNL/VOL. 6,599.575 kWh/ m <sup>3</sup> ÍNDICE DE WOBBE 15.0192 kWh/m <sup>3</sup> (*)	PESO MOLECULAR 16.5916 Kg/KMOL DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA 0.742 Kg/ m <sup>3</sup> (*) PODER CALORÍFICO DEL GAS 11.410 kWh/m <sup>3</sup> (*) RATIO DE EXPANSIÓN 580.257 m <sup>3</sup> (*)/m <sup>3</sup> DENSIDAD 430.551 Kg/ m <sup>3</sup> PODER CALORIF. GNL/MASA 15.375 kWh/Kg PODER CALORIF. GNL/VOL. 6,619.722 kWh/ m <sup>3</sup> ÍNDICE DE WOBBE 15.0604 kWh/m <sup>3</sup> (*)

## ANEXO V Metodología para el cálculo del BOG

En este apartado se muestra el ejemplo de cálculo de vapor generado en la planta conforme al artículo (2), según el cual el vapor generado en una planta, o BOG (Boil Off Gas), puede desglosarse en los siguientes términos:

$$BOG_{Total} = BOG_{Tanque} + BOG_{Líneas} + BOG_{Bombeo} + BOG_{Pistón} + BOG_{Flash} \quad (7.2)$$

donde:

BOGTotal: Caudal de vapor total generado en la planta, en kg/h.

BOGTanque: Caudal vapor generado por entrada de calor al tanque, en kg/h.

BOGLíneas: Caudal vapor generado por entrada de calor a las líneas, en kg/h.

BOGBombeo: Caudal vapor generado por energía del bombeo, en kg/h.

BOGPistón: Caudal vapor generado por efecto pistón o desplazamiento de vapor en Tanque y buque, en kg/h.

BOGFlash: Caudal vapor generado por Flash final del líquido entrante en destino, en kg/h.

Para realizar el cálculo del vapor generado, hay que partir de unos datos de la planta, tal como puede verse en el ejemplo de la *Tabla* .

Tabla 1 Parámetros de dimensionamiento en la planta (2)

Dato	Valor	Unidad
<b>Presión de operación del tanque</b>	90	mbarg
<b>Densidad GNL</b>	455,5	kg/m3
<b>Presión de operación del buque a la entrada</b>	70	mbarg
<b>Presión operación de los tanques del buque</b>	0	barg
<b>Presión de operación menor en el buque</b>	28	barg
<b>Temperatura GNL</b>	-161	°C
<b>Presión BOG a la entrada del tanque superficie</b>	6	barg

<b>Temperatura BOG a la entrada del tanque superficie</b>	-127	°C
<b>Temperatura ambiente</b>	25,3	°C
<b>Temperatura Superficial del mar</b>	23,61	°C
<b>Conductividad térmica del aire ambiente</b>	0,027	W/(m·K)
<b>Calor a presión constante del aire ambiente</b>	1005	J/(kg·K)
<b>Viscosidad del aire ambiente</b>	1,9·10 <sup>-5</sup>	kg/(m·s)
<b>Densidad del aire ambiente</b>	1,127	kg/m <sup>3</sup>
<b>Capacidad del tanque de superficie</b>	336 800	m <sup>3</sup>
<b>Caudal de llenado del tanque de superficie</b>	1 000	m <sup>3</sup> /h
<b>Caudal de llenado del buque</b>	10 000	m <sup>3</sup> /h
<b>Diámetro de la línea vapor</b>	16	inch
<b>Longitud de la línea vapor</b>	400	m
<b>Diámetro de la línea GNL</b>	24	inch
<b>Longitud de la línea GNL</b>	1000	m
<b>Espesor aislamiento</b>	0,23	m
<b>Conductividad térmica del aislante</b>	0,04	W/(m·K)
<b>Altura dada por bombas GNL</b>	146,2	m
<b>Rendimiento bombas GNL</b>	80	%
<b>Calor vaporización del GNL</b>	510	kJ/kg
<b>Margen de diseño</b>	1,1	
<b>Factor de seguridad</b>	1,05	
<b>BOR tanques</b>	0,05	%/día
<b>Velocidad GNL en líneas</b>	6,5	m/s
<b>Velocidad GN en líneas</b>	6,5	m/s
<b>Densidad GN en condiciones tanque superficie</b>	1,77	kg/m <sup>3</sup>
<b>Densidad GN en condiciones buque</b>	1,78	kg/m <sup>3</sup>

#### a. Vapor generado en los tanques.

$$BOG_{Tanques} = \frac{\alpha \cdot \rho_{product} \cdot V_{tank}}{24} \quad (7.3)$$

donde:

BOG Tanques: Caudal vapor generado por entrada de calor al almacenamiento, en kg/h.

$\alpha$ : Coeficiente de diseño del tanque, entre 0,05 %/día (tanques FB) y 0,2 %/día (tanques VI propuestos) dependiendo del tipo de tanque y su aislamiento, en (°/1)/día.

$\rho_{product}$ : densidad del producto, en kg/m<sup>3</sup>.

$V_{tank}$ : Volumen máximo de producto en el tanque, en m<sup>3</sup>.

## b. Vapor generado en las líneas.

El vapor generado en las líneas (de GNL y de GN) se puede estimar como:

$$BOG_{Líneas} = 3,6 \cdot Q_L \cdot \left(\frac{\beta}{\lambda}\right) \quad (7.4)$$

donde:

BOGLíneas: Vapor generado en las líneas por ingreso de calor, en kg/h.

$Q_L$ : Calor entrante en las líneas, en W.

$\beta$ : Factor de seguridad

$\lambda$ : Calor latente del producto, en kJ/kg.

El calor entrante en las líneas, se puede calcular considerando un cilindro infinito:

$$Q_L = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot \left[\left(\frac{T_{\infty} + T_s}{2} - T_i\right)\right]}{\frac{1}{h_o \cdot r_o} + \ln \frac{r_o/r_i}{k_{ins}}} \quad (7.5)$$

donde:

$Q_L$ : Calor entrante en las tuberías, en W.

L: Longitud de tubería, en m.

$T_{\infty}$ : Temperatura ambiente, en °C.

$T_s$ : Temperatura al sol, en °C.

$T_i$ : Temperatura del fluido, en °C.

$h_o$ : Coeficiente de transferencia de calor, en W/(m<sup>2</sup>·K).

$r_o$ : Radio exterior de la tubería = Radio de la tubería + espesor aislante, en m.

$r_i$ : Radio interior de la tubería, en m.

$k_{ins}$ : Conductividad térmica del aislante, en W/(m·K).

Para calcular  $h_o$  se puede hacer uso de:

$$h_o = NU_D \cdot \frac{k_f}{D} \quad (7.6)$$

donde:

NU<sub>D</sub>: Número de Nusselt.

$h_o$ : Coeficiente de transferencia de calor, en W/(m<sup>2</sup>·K).

$k_f$ : Conductividad térmica del fluido, en W/(m·K).

$D$ : Diámetro exterior de la tubería = diámetro tubería + 2· espesor aislante, en m.

El número de Nusselt 25 se puede obtener considerando el flujo de calor perpendicular a un cilindro de temperatura superficial constante:

$$NU_D = 0,3 + \frac{0,62 \cdot Re^{\frac{1}{2}} \cdot Pr^{\frac{1}{3}}}{\left[1 + \left(\frac{0,4}{Pr}\right)^{\frac{2}{3}}\right]^{\frac{1}{4}}} \cdot \left[1 + \left(\frac{Re}{282\,000}\right)^{\frac{5}{8}}\right]^{\frac{4}{5}} \quad (7.7)$$

donde:

Re: Número de Reynolds.

Pr: Número de Prandtl.

---

<sup>25</sup> El número de *Nusselt* proporciona el cociente entre la transferencia de calor por convección y por conducción.

El número de Prandtl 26 se puede obtener mediante:

$$Pr = \frac{C_{p,air} \cdot \mu_{air}}{k_f} \quad (7.8)$$

donde:

Pr: Número de Prandtl es el cociente entre la velocidad de difusión de la cantidad de movimiento y la velocidad de difusión de calor.

$C_{p,air}$ : Capacidad calorífica a presión constante del aire, en J/(kg·K)

$\mu_{air}$ : Viscosidad del aire, en kg/(m·s)

$k_f$ : Conductividad térmica del aire, en W/(m·K)

El número de Reynolds se puede obtener mediante:

$$Re = \frac{u \cdot D \cdot \rho_{air}}{k_f} \quad (7.9)$$

donde:

Re: Número de Reynolds

u: Velocidad del fluido, en m/s.

D: Diámetro exterior de la tubería = diámetro tubería + 2· espesor aislante, en m.

$\rho_{air}$ : Densidad del aire, en kg/m<sup>3</sup>.

$k_f$ : Conductividad térmica del aire, en W/(m·K)

### c. Vapor por Bombeo

$$BOG_{Bombeo} = 3,6 \cdot \left( \frac{Q_p}{\lambda} \right) \quad (7.10)$$

donde:

BOGBombeo: Vapor generado en la bomba, en kg/h.

Qp: Calor entrante por la bomba, en W

$\lambda$ : Calor latente del producto, en kJ/kg.

---

<sup>26</sup> El número de *Prandtl* informa sobre el cociente entre la velocidad de difusión de la cantidad de movimiento respecto a la velocidad de difusión de calor. Un *Prandtl* bajo significa conducción >> convección.

El calor aportado por el proceso de bombeo proviene de la parte del trabajo ejercido por  $n$  la bomba que se convierte en calor debido a que el rendimiento hidráulico no es del 100% en las bombas, considerándose que esa energía aportada y desperdiciada se convierte en calor aportado al fluido.

$$Q_p = \frac{m \cdot g \cdot H}{3600} \cdot \left( \frac{1}{\xi} - 1 \right) \quad (7.11)$$

donde:

$Q_p$ : Calor entrante por la bomba, en W

$m$ : Caudal másico, en kg/s.

$g$ : aceleración de la gravedad, 9,81 m/s<sup>2</sup>.

$H$ : Altura aportada por la bomba, en m.

$\xi$ : Rendimiento de la bomba, en tanto por uno.

#### d. Vapor por efecto pistón o desplazamiento vapor por el GNL

El GNL entrante en un recipiente comprime el gas existente creando sobrepresión (efecto pistón). El GNL saliente de un recipiente expande el gas existente creando depresión. Para poder controlar dichos efectos se conecta la fase vapor de ambos recipientes, pero existe una cantidad sobrante de vapor debido a que la densidad es ligeramente diferente en ambos recipientes debido a que la presión y temperatura de almacenamiento es distinta. Así, habitualmente en los tanques terrestres atmosféricos se trabaja a más presión que en el buque con tanques tipo A, por lo que la densidad en tierra es superior a la densidad en buque, resultando en un exceso de vapor en tierra que hay que tratar.

$$BOG_{Pistón} = (\rho_{GN,tanque} - \rho_{GN,buque}) \cdot \dot{v}_{GNL} \quad (7.12)$$

donde:

$BOG_{Pistón}$ : Vapor en exceso generado por el efecto pistón, en kg/h.

$\rho_{GN,tanque}$ : densidad del gas natural en el tanque de tierra, en kg/m<sup>3</sup>.

$\rho_{GNL,buque}$ : densidad del gas natural en el buque, en kg/m<sup>3</sup>.

$\dot{v}_{GNL}$ : caudal volumétrico de GNL trasegado, en m<sup>3</sup>/h.

#### e. Vapor por flash del GNL en tanque destino.

El GNL al llegar al tanque destino, suele encontrarse una temperatura y presión de almacenamiento distintos de los que tenía originalmente. Es por ello que, para adaptarse a la nueva condición, y debido a que el GNL recibido suele estar más frío, al adaptarse a la temperatura final se suele producir una cantidad de vapor en la expansión producida al entrar en el tanque destino, dado el distinto punto de equilibrio líquido vapor en el destino final respecto al origen inicial. En el artículo indicado el autor dice que el valor se obtiene mediante un simulador, sin especificar cómo obtenerlo, o siquiera las condiciones estipuladas en el simulador y qué simulador utilizó.

Se puede obtener una aproximación a este valor considerando que toda la energía que lleva el fluido en su entrada al tanque se convierte en fricción / calor, que finalmente termina generando vapor.

- Exceso energía por energía cinética entrante. Las líneas tienen una velocidad de fluido, y se puede considerar que dicha potencia cinética se convertirá en caudal de vapor.
- Exceso energía por presión= $\text{Presión bomba} - \text{pérdida presión en línea gnl} - \text{presión en tanque final}$ . El fluido debe llegar a más presión de la requerida, para que pueda vencer la resistencia a su entrada. Se podría considerar por ejemplo 2 bar.
- Evaporación por diferencia p,T origen/destino. Si se pasa a una condición de equilibrio T,p mayores, entonces el fluido disminuirá su densidad (volumen aumenta) y el gas aumentará su densidad. Este término se desestima debido a la dificultad de estimarlo sin un simulador, por lo que los valores calculados aquí son inferiores a los reales.

Hay que considerar que el caudal de vapor generado durante descarga de buque es el mayor que debería producirse en condiciones de operación normales de la planta, y que por ello su cálculo se realiza para el dimensionamiento del sistema de gestión de vapor ver apartado 4.1.6)