

TRABAJO FIN DE MASTER

SISTEMA DE DESCARGA PARA  
METANEROS DE HASTA  $145\ 000\ \text{m}^3$   
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL

TRABAJO FIN DE MASTER  
PARA LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE MASTER EN  
INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

MARZO 2 015

**Daniel Cantarero Lorente**

DIRECTOR DEL TRABAJO FIN DE MASTER:  
**Enrique Querol Aragón**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

SISTEMA DE DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Plan: 2010

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

Autorizo la presentación del proyecto

SISTEMA DE DESCARGA PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A PROPULSIÓN DE GNL

Realizado por

DANIEL CANTARERO LLORENTE

Dirigido por

ENRIQUE QUEROL ARAGÓN

Firmado: Prof. ENRIQUE QUEROL ARAGÓN

Fecha: 13 de Febrero de 2 015



## **Agradecimientos**

Quiero comenzar este trabajo fin de máster agradeciendo a mis padres y mi hermano el apoyo, el cariño y la motivación para que este trabajo fuese posible.

Agradecer también a la Escuela Técnica Superior de Minas y Energía.

Por último, pero no por ello menos importante, a mis amigos y compañeros que han sido un gran apoyo para llegar a la meta.



# ÍNDICE

RESUMEN .....	XI
ABSTRACT .....	XI
SÍNTESIS.....	XII
<b>DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA .....</b>	<b>I</b>
<b>1. OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
2.1 EL RECURSO ENERGÉTICO: GAS NATURAL .....	2
2.2 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL Y DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) .....	7
2.3 LA CADENA DEL GNL.....	8
2.3.1 <i>Plantas de licuefacción</i> .....	9
2.3.2 <i>Transporte marítimo de gnl</i> .....	10
2.3.3 <i>Plantas de regasificación</i> .....	12
2.4 PANORAMA ENERGÉTICO DE LAS ISLAS CANARIAS.....	13
2.4.1 <i>Actividad portuaria de Santa Cruz de Tenerife</i> .....	15
2.4.2 <i>Consumo de fuelóleo de Santa Cruz de Tenerife</i> .....	15
<b>3. VISIÓN GENERAL DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GNL .....</b>	<b>16</b>
3.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA TERMINAL DE RECEPCIÓN DE GNL.....	17
3.1.1 <i>Atraque</i> .....	19
3.1.2 <i>Descarga y líneas de proceso</i> .....	19
3.1.3 <i>Sistema de almacenamiento</i> .....	28
3.1.4 <i>Sistema de tratamiento del boil-off gas</i> .....	30
3.1.5 <i>Antorcha</i> .....	35
<b>4. GAS NATURAL LICUADO COMO COMBUSTIBLE MARINO .....</b>	<b>36</b>
4.1 INTRODUCCIÓN .....	36
4.2 RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES .....	38
4.2.1 <i>Estrategías de cumplimiento de armadores</i> .....	40
4.3 PARÁMETROS ECONÓMICOS .....	41
4.3.1 <i>Relaciones de precio</i> .....	43

4.3.2	<i>Previsión de precios de los combustibles</i> .....	44
4.4	INFRAESTRUCTURA.....	47
4.5	TECNOLOGÍA .....	48
<b>5.</b>	<b>ABASTECIMIENTO DE GNL</b> .....	<b>54</b>
5.1	SOLUCIONES DE ABASTECIMIENTO.....	54
5.1.1	<i>Abastecimiento ship-to-ship (STS)</i> .....	55
5.1.2	<i>Abastecimiento truck-to-ship (TTS)</i> .....	55
5.1.3	<i>Terminal de GNL a buque por medio de una tubería (TPS)</i> .....	56
5.1.4	<i>Contenedores de GNL cargados a bordo</i> .....	57
5.1.5	<i>Ventajas y desventajas de las diferentes formas de abastecimiento</i> .....	57
5.2	FLOTA ESTUDIADA.....	58
5.2.1	<i>Viking grace</i> .....	59
5.2.2	<i>Tarbit shipping AB</i> .....	59
5.2.3	<i>Harvey Gulf PSV</i> .....	60
5.2.4	<i>Tote maritime marlin class</i> .....	61
5.2.5	<i>Bunker ship FKAB L1 series</i> .....	62
<b>6.</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DE LA GASINERA DEL PUERTO DE GRANADILLA</b> .....	<b>63</b>
6.1	LÍNEAS DE CARGA DE LA GASINERA .....	63
6.1.1	<i>Dimensionamiento línea</i> .....	64
6.1.2	<i>Brazos de carga</i> .....	64
6.2	TIEMPOS DE CARGA.....	64
6.2.1	<i>Funcionamiento normal de la gasinera</i> .....	65
6.2.2	<i>Funcionamiento excepcional de la gasinera</i> .....	65
6.2.3	<i>Funcionamiento con descarga del metanero</i> .....	66
6.3	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	67
6.3.1	<i>Diagramas del proceso abastecimiento TPS de GNL</i> .....	67
6.3.2	<i>Pasos abastecimiento TPS de GNL</i> .....	70
6.4	CONCLUSIONES .....	79
<b>7.</b>	<b>CÁLCULO DEL BOIL-OFF GAS</b> .....	<b>80</b>

7.1	ARTÍCULO DE IJET .....	82
7.2	ARTÍCULO DE ENAGÁS, S.A. ....	86
7.3	CONCLUSIONES .....	89
7.4	DIMENSIONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE BOG .....	89
7.4.1	<i>Tubería hacia compresores</i> .....	89
7.4.2	<i>Tubería hacia pantalán</i> .....	89
7.5	GENERACIÓN DE BOG DE LA GASINERA .....	90
7.6	GENERACIÓN BOG CONJUNTO .....	91
<b>8.</b>	<b>AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS</b> .....	<b>92</b>
8.1	CRITERIO DE DISEÑO .....	92
8.1.1	<i>Preparación</i> .....	93
8.1.2	<i>Instalación de aislamiento en tuberías</i> .....	94
8.2	PROPIEDADES DE LOS MATERIALES PARA AISLAMIENTO CRIOGÉNICO .....	96
8.2.1	<i>Espuma de poliisocianurato</i> .....	96
8.2.2	<i>Espuma rígida de vidrio</i> .....	97
8.2.3	<i>Sellador</i> .....	97
8.2.4	<i>Barrera de vapor</i> .....	98
8.2.5	<i>Segunda barrera de vapor</i> .....	98
8.2.6	<i>Recubrimiento anti-abrasivo</i> .....	99
8.2.7	<i>Junta</i> .....	99
8.2.8	<i>Revestimiento de acero inoxidable</i> .....	99
8.2.9	<i>Espuma de poliuretano</i> .....	100
8.3	ELECCIÓN DE LOS MATERIALES AISLANTES .....	100
<b>9.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>103</b>
	<b>DOCUMENTO Nº 2: ESTUDIO ECONÓMICO</b> .....	<b>109</b>
<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>111</b>
<b>2.</b>	<b>ANTECEDENTES</b> .....	<b>114</b>
<b>3.</b>	<b>PRESUPUESTO DE INVERSIÓN</b> .....	<b>116</b>
<b>4.</b>	<b>ESTUDIO DE RENTABILIDAD</b> .....	<b>118</b>

4.1	COSTE DE CAPITAL MEDIO PONDERADO (WACC) .....	118
4.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	119
4.2.1	<i>VAN proyecto</i> .....	119
4.2.2	<i>VAN accionista</i> .....	120
4.3	TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR) .....	120
4.3.1	<i>TIR proyecto</i> .....	120
4.3.2	<i>TIR accionista</i> .....	120
4.4	PERÍODO DE RECUPERACIÓN O PAYBACK .....	120
4.4.1	<i>Payback proyecto</i> .....	120
4.4.2	<i>Payback accionista</i> .....	120
<b>5.</b>	<b>ESTUDIO DE SENSIBILIDAD .....</b>	<b>121</b>
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>125</b>
	<b>DOCUMENTO Nº 3: PLANIFICACIÓN .....</b>	<b>127</b>
<b>1.</b>	<b>ESTRATEGÍA DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>129</b>
1.1	PLAN DE ORGANIZACIÓN .....	129
1.2	PLAN DE INGENIERÍA .....	130
1.3	PLAN DE SEGURIDAD (HSE) .....	130
1.4	PLAN DE CALIDAD .....	131
1.5	PLAN DE COMPRAS Y CONTRATACIONES .....	131
1.6	PLAN DE CONTROL .....	132
1.7	PLAN DE CONSTRUCCIÓN .....	132
1.8	PLAN DE COMISIONADO Y PUESTA EN MARCHA .....	133
<b>2.</b>	<b>PROGRAMA DE EJECUCIÓN .....</b>	<b>135</b>
2.1	ETAPA DE INGENIERÍA .....	135
2.2	ETAPA DE CONSTRUCCIÓN .....	136
2.2.1	<i>Obra ON-SHORE</i> .....	137
2.2.2	<i>Actuaciones Previas</i> .....	137
2.2.3	<i>Movimiento de tierras</i> .....	138
2.2.4	<i>Tanque 1</i> .....	138

2.2.5	Tanque 2.....	139
2.2.6	Jetty.....	140
2.2.7	Sistema tratamiento de BOG.....	141
2.2.8	Rack de tuberías.....	141
2.2.9	Últimas etapas de construcción.....	142
2.3	ETAPA DE PUESTA EN MARCHA.....	142
2.4	ETAPA DE CIERRE DEL PROYECTO.....	143
<b>DOCUMENTO Nº 4: ANEXOS.....</b>		<b>145</b>
<b>ANEXO A: PLANOS.....</b>		<b>147</b>
1.	<b>PLANO 001. DIAGRAMA LÍNEAS DE PROCESO.....</b>	<b>149</b>
2.	<b>PLANO 002. DIAGRAMA DE FLUJO ÁREA COMPRESORES.....</b>	<b>150</b>
3.	<b>PLANO 003. IMPLANTACIÓN GENERAL JETTY.....</b>	<b>151</b>
4.	<b>PLANO 004. IMPLANTACIÓN AREA DE PROCESO.....</b>	<b>152</b>
<b>ANEXO B: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</b>		<b>153</b>
1.	<b>ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO.....</b>	<b>155</b>
1.1	TERMINAL DE RECEPCIÓN DE LA PLANTA REGASIFICADORA.....	155
1.1.1	Cálculo BOG con artículo ijet.....	159
1.1.2	Cálculo BOG artículo de enagás.....	164
1.2	GASINERA.....	169
1.2.1	Flota estudiada.....	169
1.2.2	Dimensionamiento gasinera.....	172
1.2.3	Comparativa de tiempos GNL vs MDO con un caudal de carga de 700 m3/h.....	176
1.2.4	Cálculo caudal de BOG generado por la gasinera.....	177
1.3	CÁLCULO AISLAMIENTO.....	181
1.3.1	Aislamiento línea principal.....	188
1.3.2	Aislamiento línea de recirculación.....	190
1.3.3	Comparativa costes aislamiento PIR vs PIR+Espuma de vidrio.....	193
2.	<b>ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>197</b>
2.1	PRESUPUESTO.....	197

2.2	FLUJOS DE CAJA.....	197
<b>ANEXO C: LISTA DE EQUIPOS.....</b>		<b>209</b>
<b>1.</b>	<b>ANEXO C: LISTA DE EQUIPOS .....</b>	<b>211</b>
<b>ANEXO D: NORMATIVA APLICABLE .....</b>		<b>217</b>
<b>1.</b>	<b>NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>219</b>
1.1	REGLAMENTACIÓN.....	219
1.2	CÓDIGOS Y NORMAS.....	219
1.2.1	<i>Tanques de contención total.....</i>	<i>220</i>
1.2.2	<i>Bombas primarias .....</i>	<i>222</i>
1.2.3	<i>Compresores BOG .....</i>	<i>222</i>
1.2.4	<i>Brazos de descarga/carga.....</i>	<i>222</i>
1.2.5	<i>Tuberías.....</i>	<i>223</i>
1.2.6	<i>Aislamiento.....</i>	<i>224</i>
1.2.7	<i>Transporte marítimo .....</i>	<i>225</i>

# ÍNDICE DE FIGURAS

## DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

<i>Figura 2.1 Evolución de las reservas de petróleo y gas en el mundo.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2.2 Reservas probadas de gas natural a finales de 2008 (en Tcm) 1 Tcm = 10 bcm.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2.3 Mapamundi de las reservas de hidratos de metano.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2.4 Esquema de la cadena del GNL.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 2.5 Precios de nueva construcción.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2.6 Tendencia del tamaño de la flota de metaneros.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2.7 Evolución de la demanda de GNL por grandes zonas.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3.1 Emplazamiento de la planta de regasificación.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3.2 Evolución de las obras de abrigo y contradique.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3.3 Envolverte de operación.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3.4 Curva de la bomba primaria.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 4.1 Zonas ECA en el mundo.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 4.2 Emisiones ambientales de diferentes tecnologías para un carguero típico en el mar Báltico.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 4.3 Expectativa de los precios de combustibles marinos.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4.4 Precios relativos del MGO y GNL en relación a HFO.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 4.5 Esquema del proceso de abastecimiento de combustibles.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 4.6 Detalle de la instalación de la GVU.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 4.7 Diferencias entre LNGPac<sup>TM</sup> de doble pared y pared simple.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 5.1 Tres formas de abastecimiento.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 5.2 Viking grace.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 5.3 Tarbit shipping AB.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 5.4 Harvey Gulf PSV.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 5.5 Tote maritime Marlin class.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 5.6 Bunker ship FKAB L1 series.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 6.1 Esquema simplificado de la línea de carga de la gasinera.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 6.2 Esquema simplificado de la gasinera.....</i>	<i>67</i>

<i>Figura 6.3 Esquema simplificado del buque</i> .....	68
<i>Figura 6.4 Esquema simplificado del conjunto</i> .....	69
<i>Figura 6.5 Proceso de inertización del sistema conectado</i> .....	70
<i>Figura 6.6 Proceso de purgado del sistema conectado</i> .....	72
<i>Figura 6.7 Proceso de carga de GNL a buque</i> .....	74
<i>Figura 6.8 Detalle aumento de presión, apertura válvula 13</i> .....	75
<i>Figura 6.9 Proceso de extracción del líquido de la línea</i> .....	76
<i>Figura 6.10 Proceso de inertizado de la línea de GNL del buque</i> .....	78
<i>Figura 7.1 Representación esquemática de dos compresor BOG de dos etapas</i> .....	81
<i>Figura 7.2 Esquema del relicuador</i> .....	81
<i>Figura 8.1 Sección típica de tubería con aislamiento criogénico</i> .....	92
<i>Figura 8.2 Sección detallada del aislamiento para tipos I y II</i> .....	95
<i>Figura 8.3 Sección detallada del aislamiento para tipo III</i> .....	95
<i>Figura 8.4 Comparativa PIR vs PIR+Espuma de vidrio costes de aislamiento y de compresores de BOG</i> .....	101

## DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO

<i>Figura 1.1 Distribución de costes de la cadena del valor del GNL</i> .....	111
<i>Figura 1.2 Competencia gasoducto/cadena de GNL</i> .....	113
<i>Figura 5.1 Estudio de sensibilidad VAN respecto a inversión en tres escenarios de grado de utilización</i> .....	123
<i>Figura 5.2 Estudio de sensibilidad TIR respecto a inversión en tres escenarios de grado de utilización</i> .....	124

## DOCUMENTO N° 3: PLANIFICACIÓN

<i>Figura 1.1 Jerarquía del proyecto</i> .....	129
<i>Figura 1.2 Modificaciones del proyecto</i> .....	133
<i>Figura 1.3 Porcentaje de obra marina realizada a 1 mayo 2014</i> .....	133
<i>Figura 2.1 Cronograma del trabajo</i> .....	135
<i>Figura 2.2 Cronograma etapa de ingeniería</i> .....	136
<i>Figura 2.3 Cronograma etapa de construcción</i> .....	137
<i>Figura 2.4 Cronograma obra ON-SHORE</i> .....	137
<i>Figura 2.5 Cronograma actuaciones previas</i> .....	138
<i>Figura 2.6 Cronograma movimiento de tierras</i> .....	138
<i>Figura 2.7 Cronograma tanque 1</i> .....	139

<i>Figura 2.8 Cronograma tanque 2 .....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 2.9 Cronograma jetty .....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 2.10 Cronograma sistema tratamiento de BOG.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 2.11 Cronograma rack de tuberías .....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 2.12 Cronograma de las últimas etapas de construcción.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 2.13 Cronograma puesta en marcha.....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 2.14 Cronograma cierre del proyecto.....</i>	<i>143</i>

# ÍNDICE DE TABLAS

## DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

<i>Tabla 2.1 Composición del gas natural según la procedencia</i> .....	3
<i>Tabla 2.2 Demanda prevista de energía en el mundo (en Mtep)</i> .....	4
<i>Tabla 2.3 Configuración del parque de generación de cada isla según potencia eléctrica. Año 2012</i> .....	14
<i>Tabla 3.1 Categorías de tamaños de metaneros (Membrana y Moss combinados)</i> .....	19
<i>Tabla 3.2 Velocidad máxima y pérdida de carga según diámetro y fluido para aspiración de bombas</i> .....	22
<i>Tabla 3.3 Velocidad máxima y pérdida de carga según diámetro y fluido para descarga de bombas</i> .....	22
<i>Tabla 3.4 Velocidad máxima y pérdida de carga según tipo de fluido para líneas de proceso</i> .....	22
<i>Tabla 3.5 Pérdidas por efecto pistón (<math>\rho v^2</math>) y velocidad máxima para líneas en servicio continuo de gas</i> .....	23
<i>Tabla 3.6 Pérdidas por efecto pistón (<math>\rho v^2</math>) para líneas en servicio discontinuo de gas</i> .....	23
<i>Tabla 3.7 Magnitudes línea principal de 36"</i> .....	24
<i>Tabla 3.8 Magnitudes línea de recirculación de 10"</i> .....	27
<i>Tabla 4.1 Grado de correlación entre los precios de HFO, MGO y GNL</i> .....	43
<i>Tabla 4.2 Niveles de precios relativos para MGO y GNL y precios del combustible en €/ t para los seis diferentes escenarios</i> .....	47
<i>Tabla 4.3 Dimensiones y pesos estándar Wärtsilä LNGPac<sup>TM</sup></i> .....	52
<i>Tabla 5.1 Ventajas y desventajas de las diferentes formas de abastecimiento</i> .....	57
<i>Tabla 6.1 Tiempo de carga funcionamiento normal (hh:mm:ss)</i> .....	65
<i>Tabla 6.2 Tiempo de carga funcionamiento excepcional (hh:mm:ss)</i> .....	66
<i>Tabla 6.3 Tiempo total de abastecimiento (hh:mm:ss)</i> .....	79
<i>Tabla 6.4 Tiempo de abastecimiento de combustibles convencionales, MDO (hh:mm:ss)</i> .....	79
<i>Tabla 7.1 Caudales BOG de gasinera según tipo de flota a presión de 5 bar y a temperatura -162 °C</i> .....	90

## DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO

<i>Tabla 3.1 Presupuesto de inversión</i> .....	116
<i>Tabla 5.1 VAN y TIR estudio de sensibilidad respecto a inversión en tres escenarios de grado de utilización.</i>	122

## **Resumen**

La demanda social actual por combustibles más respetuosos con el medio ambiente ha impuesto unas estrictas normas de emisiones de gases infecto invernadero que afectan a todos los medios de transporte, incluido el marítimo. Se han establecido unas zonas libres de emisiones (ECA) en aguas de todo el mundo. Esto ha impulsado al Gas Natural Licuado (GNL) como el combustible del futuro para buques para cumplir con las emisiones fijadas por la Convención Internacional de Prevención de la Contaminación de Barcos (MARPOL).

El presente trabajo propone la instalación de una gasinera para buques en la futura planta de regasificación de Granadilla (Santa Cruz de Tenerife). El trabajo ha comprendido el diseño y dimensionamiento de las tuberías de la terminal de recepción de la planta de regasificación, así como las tuberías para la gasinera.

## **Abstract**

Current social demand for more environmentally-friendly fuels environment has imposed stringent emissions standards infectious greenhouse affecting all means of transport, including maritime. A few free zones emissions (ECA) in waters around the world have been established. This has driven to the Liquefied Natural Gas (LNG) as the fuel of the future for ships to comply with emissions laid down by the Convention International Prevention of the Pollution from Ships (MARPOL).

The present work proposes the installation of a LNG station for ships in the future regasification plant of Granadilla (Santa Cruz de Tenerife). The work has understood the design and sizing of the receiving of the regasification plant terminal pipelines, as well as pipes for the LNG station.

## Síntesis

El presente trabajo fin de máster trata de desarrollar una nueva alternativa del Gas Natural Licuado (GNL) como combustible marino. Esta alternativa tiene un gran futuro debido a la cumplimentación de las normas restrictivas de emisiones de gases de efecto invernadero que se va a imponer en los próximos años en aguas de todo el mundo. Esta norma que propone MARPOL también se ha creado de una manera para descongestionar las autopistas ya que la mayoría del transporte de mercancías en Europa se hace por tierra. Estas zonas de bajas emisiones en los mares ayudaría a que el transporte se hiciera de una manera más limpia y eficiente por mar con barcos propulsados por GNL.

En un futuro un poco más lejano se esta considerando hacer al Mar Mediterráneo zona ECA (zona de bajas emisiones), esto representa una gran **oportunidad** para España. **España** cuenta con seis plantas de regasificación (Mugardos, Bilbao, Barcelona, Sagunto, Cartagena y Huelva) y en fase de construcción se encuentran tres (Gijón, Gran Canaria y Tenerife), es decir, se tienen infraestructuras y **es el destino del 37 % del GNL** que se descarga en la **Unión Europea**. España, junto a Japón y Corea del Sur, ocupa las primeras posiciones mundiales en la capacidad de regasificación por número de habitantes.

La **introducción del GNL** como combustible marino **ahorrarían** a las navieras **1 M€ en combustible al año**. Además se produciría una **disminución de la contaminación**, ya que un gran buque de fueloil marino contamina en un año **tanto como 8 000 000 de taxis**.

El primer capítulo se explican los objetivos y el alcance de trabajo fin de máster, que básicamente es el dimensionamiento y diseño de las tuberías de proceso de la terminal de recepción de la planta de regasificación, y también el diseño de la gasinera para buques.

El segundo capítulo es una introducción de las propiedades del gas natural, la cadena de explotación y producción del gas natural. También se expone el panorama energético de las Islas Canarias que es dónde va a estar emplazado la planta, se estudia la actividad portuaria de la Isla de Santa Cruz de Tenerife y el consumo de fuelóleo para conocer la rentabilidad que supondría la instalación de esta planta de regasificación y de la gasinera de GNL para buques.

El tercer capítulo es una explicación de las distintas zonas que componen una planta de regasificación. En este capítulo se dimensionan las tuberías de descarga de la terminal de recepción.

El cuarto capítulo trata el objeto de por qué se ha hecho este trabajo fin de máster, que es la posibilidad de utilizar el GNL como combustible marino para cumplir con las restricciones de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se exponen los parámetros económicos, la infraestructura necesaria para abastecer de GNL en zonas portuarias y la tecnología que permita a los barcos la propulsión de sus motores con GNL.

El quinto capítulo explica las diferentes maneras que existen para el abastecimiento de GNL a barcos. Se estudia una flota tipo común en los puertos de la isla para conocer los volúmenes de carga de GNL necesarios para llenar los depósitos de los barcos.

En el sexto capítulo se dimensiona la gasinera, primero se dimensiona la línea de carga que para ahorrar en costes es la misma línea de recirculación. Se plantea un modo de operación por avería (funcionamiento excepcional) aparte del funcionamiento normal de la gasinera. Se describe también el proceso de carga a un barco, siguiendo unos pasos de abastecimiento.

El séptimo capítulo se estima el caudal de boil-off gas generado en la planta de regasificación por medio de dos artículos. Se dimensionan las líneas de boil-off gas que van hacia los compresores de BOG y hacia el pantalán. Por último, se estima el caudal de boil-off gas generado por la gasinera y se justifica que no es necesario volver a dimensionar la capacidad de los compresores de BOG proyectada para la planta de regasificación.

El último capítulo explica qué factores son los que se lleva a elegir el mejor material de aislamiento para las tuberías de proceso y para los equipos.

También se realiza un estudio económico del trabajo para determinar si el proyecto es rentable o no lo es. El último documento es una planificación temporal del proyecto, en el que se detalla las principales actividades para la consecución del proyecto.

Palabras clave: LNG, GNL, planta regasificadora, GNL combustible para barcos, gas natural.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**DOCUMENTO N° 1: MEMORIA**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



## 1. Objetivo y alcance del trabajo

La finalidad del trabajo consistirá en:

- Dimensionar el muelle de atraque especificando todos los equipos y control necesarios para la seguridad y buen funcionamiento, de las operaciones de Carga/Descarga de GNL en una Planta de Regasificación.
- Dimensionamiento y especificación de las tuberías de descarga del GNL, y tubería de retorno de vapor hasta los tanques de almacenamiento de GNL.
- Diseño, dimensionamiento y especificación de la gasinera propuesta para la planta de regasificación de Granadilla (Santa Cruz de Tenerife).
- Justificar si es necesario volver a redimensionar los equipos de tratamiento de boil-off gas al añadir la gasinera para buques a propulsión de GNL a la planta de regasificación.

El sistema de carga a barcos puede operar como almacenamiento/transporte del GNL a otros destinos o también para utilizarlo como gasinera para barcos propulsados por GNL. Debido a restricciones medioambientales el GNL apunta a ser el combustible que liderará durante un largo tiempo en el transporte marítimo, por eso este modo de operación tiene un gran potencial para este cambio.

Se analiza la normativa aplicable de obligado cumplimiento para este tipo de industrias con los códigos y normas establecidos por las instituciones gubernamentales y locales.

Es importante resaltar que el objetivo del trabajo, es el desarrollo de especificaciones y datos de proceso o lo que es lo mismo la Ingeniería Básica, imprescindible para la realización del Proyecto de Ingeniería de Detalle de las distintas especialidades, necesario para la ejecución de un proyecto de estas características.

## 2. Introducción

Uno de los requisitos para el desarrollo social y económico del mundo es el suministro de energía. Según datos futuros demográficos se estima que la población mundial podría alcanzar los 10 000 millones de personas a finales del siglo XXI. En la actualidad cerca del 40 % de la población mundial vive en un radio menor de 100 km de alguna zona costera, por tanto terminales de regasificación son el principal suministro de energía a las centrales de ciclo combinado.

Las reservas de gas natural tanto convencional como no convencional van creciendo continuamente. Las reservas de hidratos de metano son numerosas y aunque aún no son explotadas comercialmente podrían abastecer en un futuro la demanda esperada en los próximos años. También estas reservas de hidratos de carbono tiene otra utilidad como la producción de hidrógeno.

El gas natural está experimentando una crecida en el consumo de energía primaria frente a los demás recursos energéticos, a ello se debe que es el único combustible fósil bajo en carbono y que reduce los impactos adversos que el uso de combustibles fósiles tiene en el medio ambiente y en la salud humana.

Además puede ser utilizada como fuente de energía junto con la energía solar en centrales termosolares. La conversión de gas natural en electricidad y calor tiene una alta eficiencia en comparación con otros combustibles fósiles.

### 2.1 El recurso energético: gas natural

Se habla de “gas natural” a la mezcla de gases combustibles hidrocarbonados o no que se encuentran en el subsuelo terrestre y que a veces está asociado al petróleo en función de las densidades de cada uno.

Se encuentra a presiones relativamente grandes en formaciones geológicas porosas y estancas de la corteza terrestre que son conocidas vulgarmente como bolsas. Las bolsas de gas pueden ser de tres tipos:

- Gas seco: no hay hidrocarburos superiores que podrían condensar después de la extracción.
- Gas húmedo: aparecen hidrocarburos que en condiciones atmosféricas son líquidos.

- Gas asociado: por diferencia de densidades el gas se encuentra en la parte superior del yacimiento estando disuelto también en el petróleo, del que se desprende al reducirse la presión. Por debajo de estos dos niveles aparece agua.

Se estima que más de la mitad de las reservas de gas se encuentran en forma de gas seco y al contrario que las reservas de petróleo están uniformemente repartidas por el mundo.

El gas natural está compuesto por hidrocarburos parafínicos inferiores como son el metano, etano, propano y butano. También aunque en menores proporciones se encuentra nitrógeno, anhídrido carbónico, sulfuro de hidrógeno, helio y vapor de agua. Esta composición varía dependiendo de la zona geográfica del yacimiento, ver Tabla 2.1 (Fuente SEDIGAS)

Tabla 2.1 Composición del gas natural según la procedencia

Composición (%)								
Componentes % V Origen	Metano C <sub>1</sub>	Etano C <sub>2</sub>	Propano C <sub>3</sub>	Butano C <sub>4</sub>	Pentano y sup. C <sub>5</sub> +	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Rusia	98.0	0.7	--	--	--	--	0.1	1.2
Argelia	89.5	7.0	2.0	0.8	0.4	--	0.2	0.1
Holanda	81.9	2.7	0.4	0.1	0.1	trazas	0.8	14.0
Libia	66.2	19.8	10.6	2.3	0.2	--	--	0.9
EEUU	67.6	6.2	3.2	1.3	0.5	--	0.1	21.1
Canadá	90.0	--	8.0	--	--	1.0	0.5	0.2
Irán	73.0	21.5	--	--	--	5.5	--	--
Francia	69.5	2.8	0.8	0.6	0.9	15.6	9.7	--
Noruega	85.2	8.6	2.9	0.9	0.2	trazas	1.7	0.5
Mar del Norte-Sur Reino Unido	95.0	2.8	0.5	0.1	0.1	trazas	--	1.2

## 2 Introducción

Mar del Norte- Norte Reino Unido	78.8	10.1	5.7	2.2	1.4	trazas	1.1	0.7
-------------------------------------	------	------	-----	-----	-----	--------	-----	-----

El principal constituyente del gas natural es el metano ( $\text{CH}_4$ ) que representa entre el 70% y el 98 % del volumen total de la mezcla, por esta razón a menudo se utiliza metano para referirse al gas natural. El metano es un gas muy inflamable, inodoro e invisible. Cuando se acondiciona el gas para el transporte se le añade productos químicos a base de mercaptanos que le dan olor para poder detectar una posible fuga.

El etano, propano y butano aparecen siempre en menores proporciones, rara vez alcanzan el 15 % del volumen total. Valores altos de etano son interesantes desde el punto de vista químico para la industria del etileno. Por otra parte, están los gases que no forman parte de los hidrocarburos que se encuentra en menores proporciones como son el sulfuro de hidrógeno, el dióxido de carbono, el nitrógeno y otros gases inertes.

En la Tabla 2.2 se observa la evolución de la demanda mundial de energía primaria en las últimas décadas y su proyección en el futuro. (Fuente IEA-WEO 2007)

Tabla 2.2 Demanda prevista de energía en el mundo (en Mtep)

AÑO	1 980	2 000	2 005	2 015	2 030	$\Delta$ anual medio 2005-2030 en %	Previsión en 2030 en %
Carbón	1 786	2 292	2 892	3 988	4 994	2,2	28
Petróleo	3 106	3 647	4 000	4 720	5 585	1,3	32
Gas	1 237	2 089	2 354	3 044	3 948	2,1	22
Energía nuclear	186	675	721	804	854	0,7	5
Energía hidráulica	147	226	251	327	416	2,0	2
Biomasa y residuos	743	1 041	1 149	1 334	1 615	1,4	9
Otras energías renovables	12	53	61	145	308	6,7	2

## Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Demanda de energía primaria total	7 227	10 023	11 428	14 362	17 720	1,8	100
-----------------------------------	-------	--------	--------	--------	--------	-----	-----

Las reservas son similares a las del petróleo aunque su nivel de consumo es inferior, por eso la vida de este combustible fósil sobrepasa hoy en día los 60 años.

A finales de 2008 las reservas probadas de gas natural en el mundo se estimaban en 185 000 x 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, equivalentes a 166,7 Gtep y las del petróleo se evaluaban en 170,8 Gtep quitando las 24,5 Gtep de las arenas bituminosas de Canadá.

Estas previsiones van continuamente creciendo a causa del descubrimiento de nuevos yacimientos y al avance de la tecnología que permite llevar a cabo extracciones a mayores profundidades.

En la Figura 2.1 se observa la evolución de las reservas de petróleo y gas natural en los últimos 40 años.

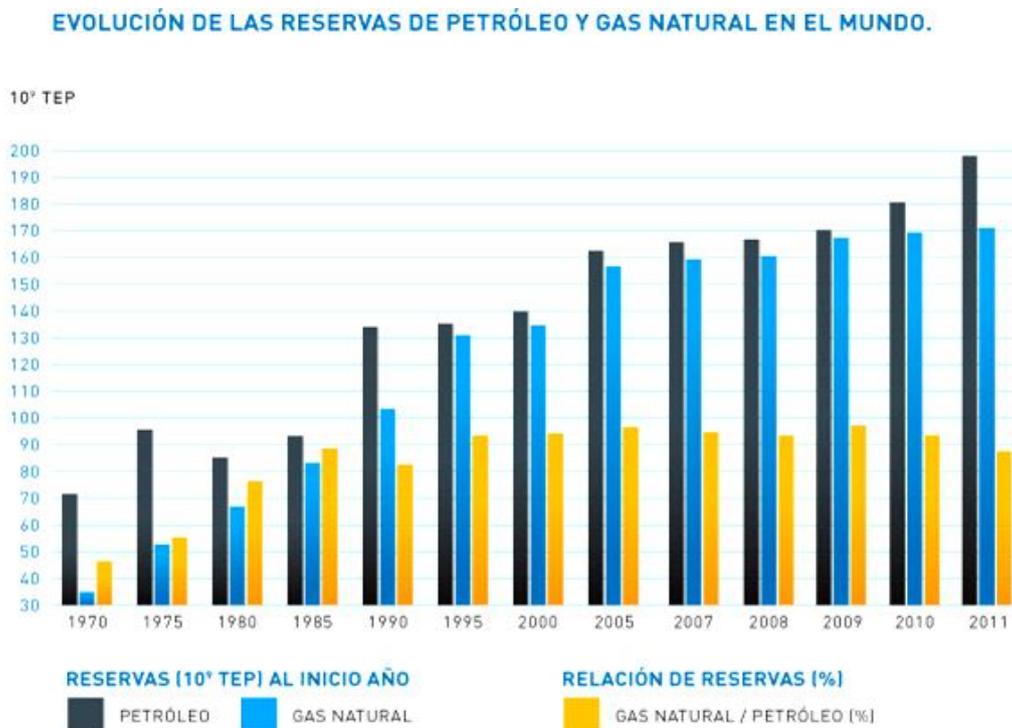


Figura 2.1 Evolución de las reservas de petróleo y gas en el mundo

Fuente: BP, CEDIGAZ y Oil and Gas Journal

## 2 Introducción

La Figura 2.2 muestra la distribución actual de las principales reservas de gas natural en el mundo.

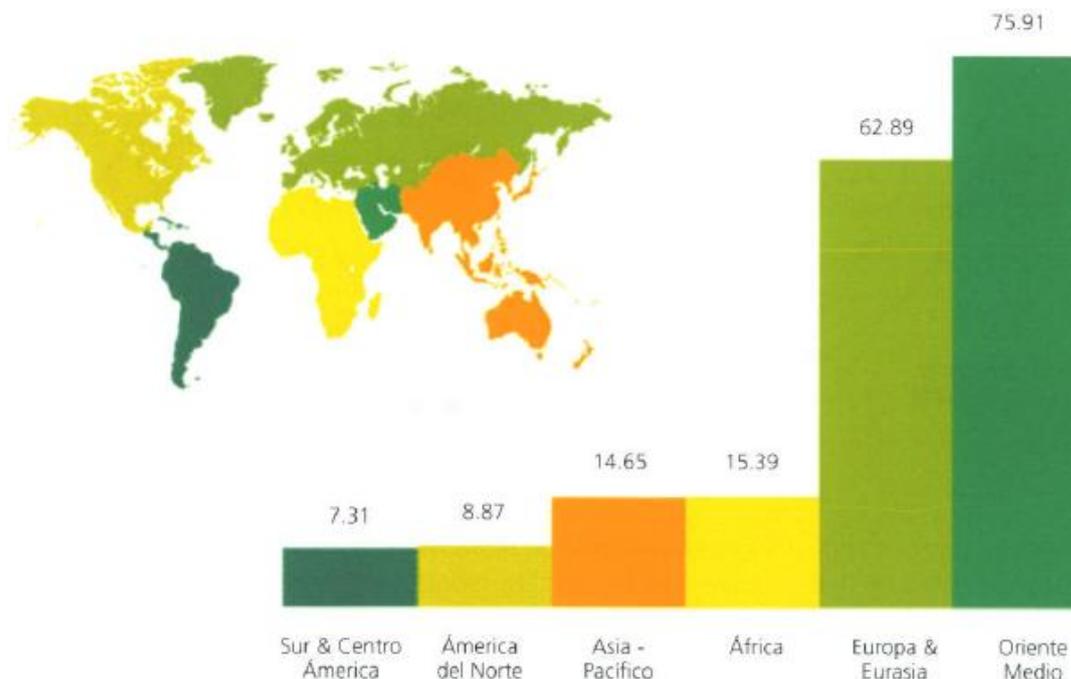


Figura 2.2 Reservas probadas de gas natural a finales de 2008 (en Tcm) 1 Tcm = 10 bcm

Fuente: SEDIGAS

Existen reservas muy importantes de gas natural no convencional, principalmente en arenas compactas (tight gas sands), en yacimientos de carbón (CBM) y en pizarras (shale gas). Las reservas recuperables varían ampliamente de una fuente a otra pudiendo aceptarse como razonables las siguientes:

- Arenas compactas: 200 Tm<sup>3</sup>(n)
- Carbón: 40 Tm<sup>3</sup>(n)
- Pizarras: 180 Tm<sup>3</sup>(n)

Estas cifras deben aceptarse con prudencia ya que la heterogeneidad de los almacenes y de los perfiles de producción se diferencian de los que caracterizan a los gases convencionales.

Las reservas más importantes se encuentran en Estados Unidos y Canadá, seguidas de India, China y Rusia. Solo existe una producción significativa en Estados Unidos que alcanzó en 2 006 el 46 % de la producción total de gas, estimándose que en 2 030 superará al 50 %.

Los depósitos de hidratos de metano, sustancias sólidas con apariencia de nieve, pueden cambiar por completo los datos de las reservas de combustibles fósiles porque son actualmente los mayores almacenamientos de hidrocarburos del mundo según recientes

investigaciones. Estos depósitos se encuentran en el mundo en las vertientes submarinas y en régimen permanente congelado. En la Figura 2.3 se aprecia la distribución geográfica de los hidratos de metano.

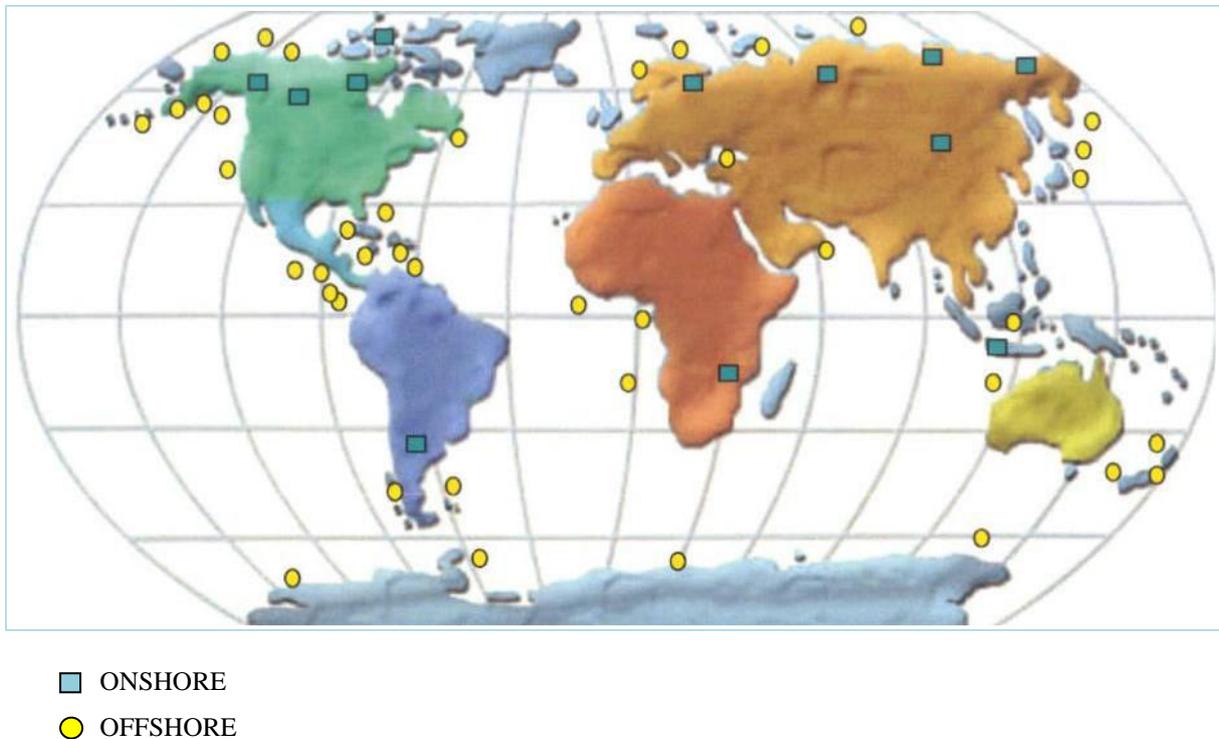


Figura 2.3 Mapamundi de las reservas de hidratos de metano

Fuente: SEDIGAS

El gas natural cobrará mucha importancia en los mercados energéticos en el siglo XXI debido a sus precios muy competitivos y su alta eficiencia como combustible, así como el factor más importante de todos que es el más limpio de origen fósil que contribuye a la reducción de la contaminación atmosférica.

## 2.2 Características del gas natural y del gas natural licuado (GNL)

En la Tabla 2.1 se ha observado que la composición del gas natural según la procedencia varía en un amplio rango, por tanto el poder calorífico superior también cambia con valores que van de los 35 MJ/m<sup>3</sup>(n) y los 55 MJ/m<sup>3</sup>(n). El poder calorífico del gas natural define cuantas unidades de calor se obtendrán cuando una unidad de volumen de gas es quemada.

El gas natural es incoloro, inodoro y no tóxico, más ligero que el aire (densidad relativa respecto del aire 0,64 aprox., según composición). Las posibles fugas se dispersan rápidamente en el aire y para su percepción debe ser odorizado con un compuesto especial a

## 2 Introducción

base de mercaptanos. Es inflamable solamente en mezclas con aire en concentraciones en volumen entre el 5 % - 15 % (metano) y no se considera explosivo.

El Gas Natural Licuado (GNL) se encuentra a una temperatura de  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  y ocupa un volumen 600 veces menor que en fase gaseosa. Se almacena en fase líquida en depósitos con aislamiento especial, a presiones ligeramente mayores a la presión atmosférica. Los derrames de GNL no son contaminantes, se evaporan rápido en pequeñas cantidades y si es en cantidades grandes fluyen hasta vaporizarse. Un derrame sobre agua provoca un repentino cambio de fase.

### 2.3 La cadena del GNL

Para el desarrollo de un contrato de aprovisionamiento de GNL se necesitan:

- Yacimiento de gas que puede encontrarse tierra adentro (on-shore) o en el mar (off-shore).
- Un gasoducto para transportar el gas extraído del yacimiento hasta la costa.
- Una planta de licuefacción en la costa del país exportador.
- Barcos metaneros acondicionados para el transporte de GNL.
- Una planta de regasificación para la recepción, almacenamiento y regasificación del GNL en el país consumidor.
- Red de transporte y distribución para hacer llegar el gas natural a los usuarios finales.

Como ya he mencionado el alcance de este trabajo consiste en dimensionar el muelle de atraque (JETTY) especificando todos los equipos y control necesarios para la seguridad y buen funcionamiento, de las operaciones de Carga/Descarga de GNL y el dimensionamiento y especificación de las tuberías de carga/descarga del GNL, y de retorno de vapor hasta los tanques de almacenamiento de GNL en una Planta de Regasificación. No obstante con objeto de facilitar una mejor comprensión de los conceptos manejados creo conveniente una breve descripción de los procesos desarrollados en etapas anteriores.

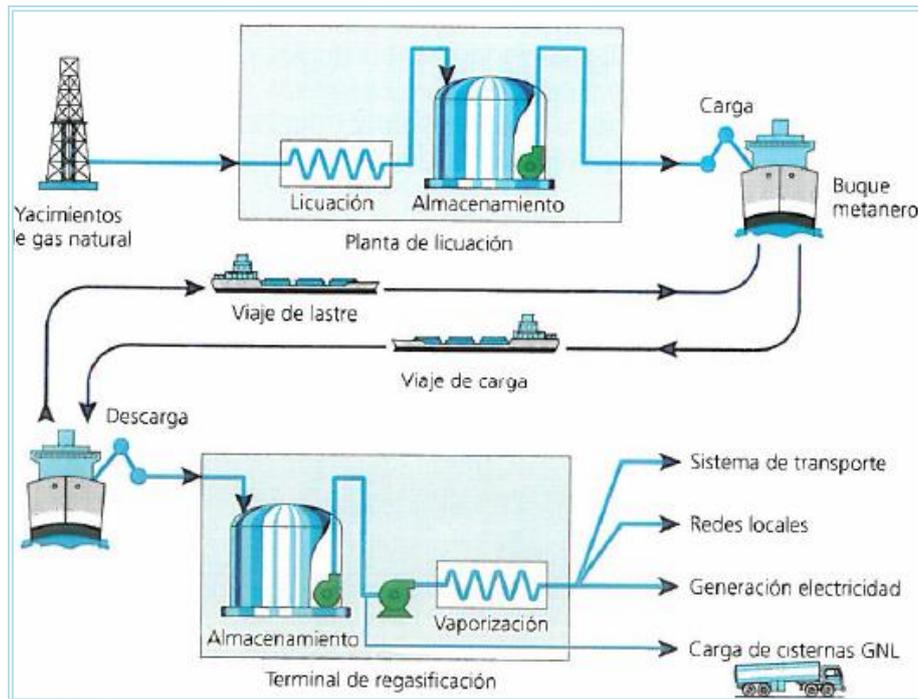


Figura 2.4 Esquema de la cadena del GNL

### 2.3.1 PLANTAS DE LICUEFACCIÓN

El gas natural extraído de los yacimientos subterráneos a menudo contienen elementos que deben ser eliminados antes de que se licue para transportarlo, bien por su valor económico o porque causarían problemas en los procesos de enfriamiento.

Para transportar el gas natural por vía marítima se pasa de gas a líquido enfriándolo a  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  a presión atmosférica, de esta manera se contrae seiscientos veces respecto a su volumen original.

El proceso de licuefacción consiste en retirar energía de la corriente de gas hasta lograr el cambio de estado gas a líquido (condensación). El enfriamiento para retirar la energía se puede realizar de dos formas:

- Por contacto con otro fluido más frío. Se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, como son el propano, etano/etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural. De esta forma, el gas natural se enfría hasta el punto en que se convierte en líquido.

## 2 Introducción

- Por expansión (efecto Joules-Thomson). Se somete a esta expansión para poderlo almacenar a presión atmosférica. El GNL producido se almacena en tanques criogénicos para luego ser transferido a los barcos metaneros.

El empleo de uno u otro sistema depende de la finalidad de la planta, la cual puede ser bien para el suministro de gas en periodos de alta demanda o bien para suministros continuos en grandes cantidades destinadas a cubrir una carga base. En este último caso, que son instalaciones más grandes, los sistemas empleados son los de cascada, que son los siguientes:

- Ciclo en cascada clásica, utilizando varios fluidos frigorígenos trabajando en estado puro (propano, etileno, metano).
- Ciclo en cascada integrada que utiliza un fluido frigorígeno único, compuesto de una mezcla de elementos constituyentes del gas natural y de nitrógeno.

### 2.3.2 TRANSPORTE MARÍTIMO DE GNL

El viaje hasta las terminales de recepción, almacenamiento y regasificación se hace con barcos metaneros. Son barcos de doble casco con depósitos especialmente aislados evitando los derrames en caso de rotura o accidentes, para transportar el GNL a  $-163\text{ °C}$  y a una presión ligeramente superior a la atmosférica con válvulas de seguridad taradas a 250 mbar de sobrepresión. Tienen dimensiones más grandes comparándolos con los petroleros del mismo tonelaje por la baja densidad de la carga transportada (aproximadamente  $0,47\text{ t/m}^3$ ). El tamaño ha ido aumentando con el tiempo, hasta llegar a la última generación de metaneros que han entrado en operación con capacidades de  $210\ 000\text{ m}^3$  a  $266\ 000\text{ m}^3$ .

Los metaneros son barcos dotados de alta potencia de propulsión de 35 000 CV a 40 000 CV, la mayoría de la flota de metaneros utiliza como combustibles los vapores que se generan durante el transporte (0,1 % a 0,5 % volumen transportado por día) que es entre el 40 % y el 50 % de las necesidades de combustible. El resto se completa con fuel-oil o diesel marino.

En su construcción se emplean materiales de alta calidad, sofisticados tratamientos de pintura para proteger los tanques de lastre y complejos sistemas de aislamiento de los tanques que mantienen el frío. Además están altamente automatizados, por todo ello los costes de construcción son muy elevados, ver Figura 2.5 que muestra que los costes son aproximadamente el doble de un petrolero.

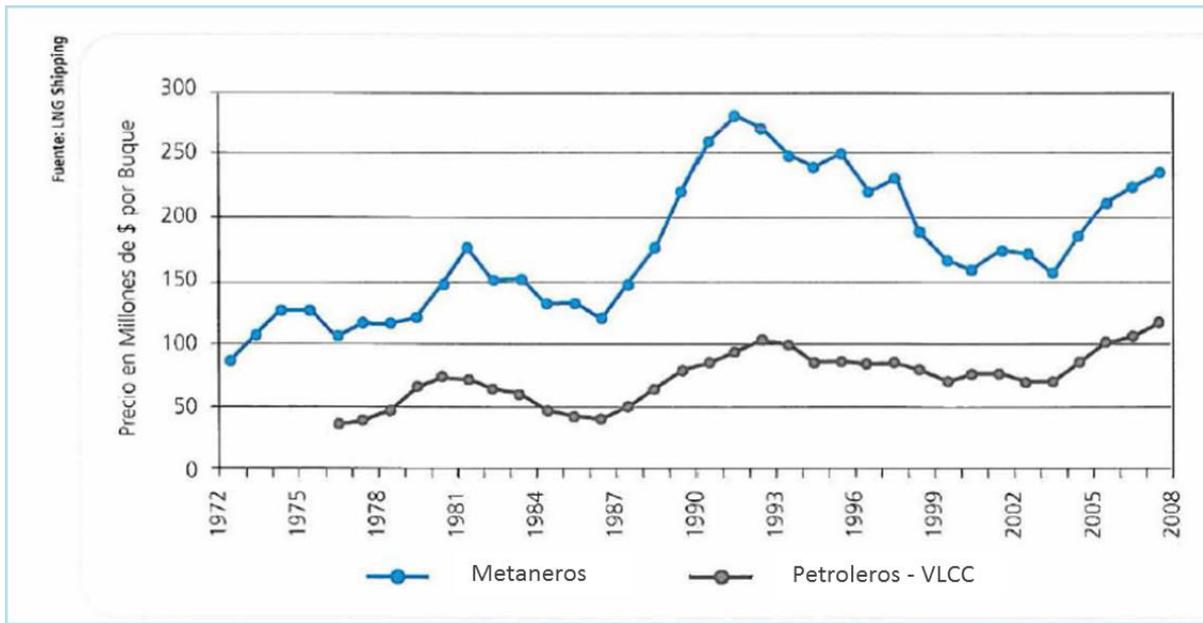


Figura 2.5 Precios de nueva construcción

Los costes de mantenimiento también son elevados al seguir pautas muy estrictas y los seguros de la carga transportada son altos. Esto se resume en unos elevados costes de operación (flete + variables) por ello se les exige una alta productividad y prestaciones.

La flota de metaneros en operación a finales de 2 008 era de 298 barcos, con una capacidad total de transporte conjunta de 40,1 millones de m<sup>3</sup>. Además, a dicha fecha, estaban en construcción o bajo pedido firme otros 79. La Figura 2.6 muestra la distribución de la flota por tamaños.

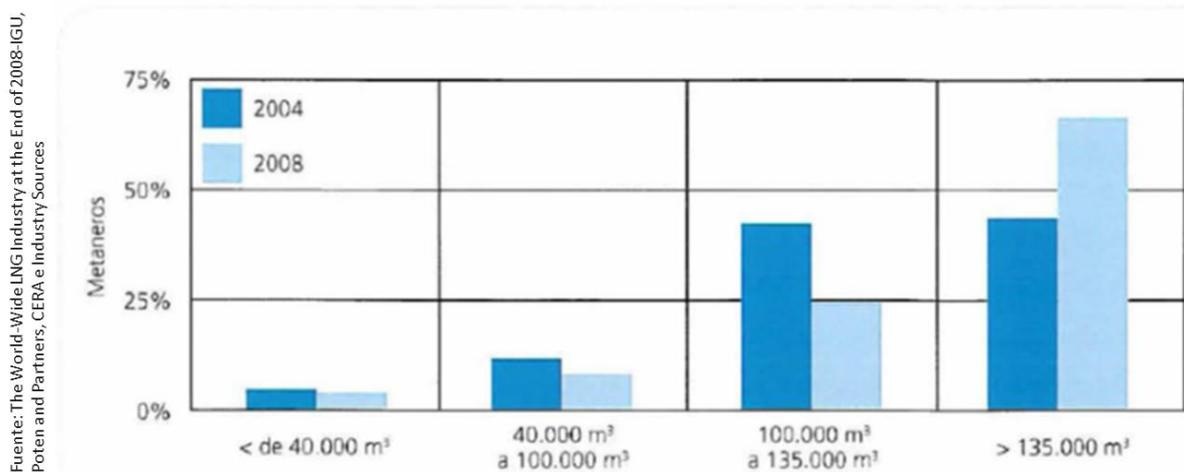


Figura 2.6 Tendencia del tamaño de la flota de metaneros

## 2 Introducción

La evolución hacia tamaños más grandes significan un ahorro en los costos por metro cúbico. Pero también requieren una mayor inversión en las plataformas de atraque por su mayor calado y obligarán a una revisión en las normas de las autoridades portuarias.

Los metaneros convencionales se refieren generalmente a barcos tipo Moss (tanques esféricos) o de Membrana. El desarrollo de plantas de licuefacción y de regasificación off-shore ha provocado la aparición de nuevos tipos de barcos para el transporte de GNL. En este nuevo grupo estarían los barcos con instalaciones de regasificación en cubierta y los barcos con sistemas de relicuación a bordo.

### 2.3.3 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

El extremo final de la cadena de GNL lo constituyen las plantas de recepción, almacenamiento y regasificación. El objetivo de estas plantas es la recepción del GNL, transportado en metaneros, y la transformación a gas, después de almacenarlo en tanques, para inyectarlo en las redes de distribución. También puede enviarse en forma líquida por medio de cisternas a plantas satélites de GNL.

En los últimos años la demanda de GNL ha experimentado un crecimiento importante como se muestra en la siguiente Figura 2.7. A finales de 2008, 18 países disponían de 67 plantas operativas de importación de GNL con una capacidad nominal de operación para procesar en su conjunto más de 450 millones de toneladas de GNL por año, y otras 28 estaban en fase de proyecto y/o nueva construcción. Algunas de las plantas ya existentes están siendo ampliadas para incrementar las capacidades de almacenamiento de GNL así como la capacidad de vaporización/emisión de gas natural a las redes de transporte y distribución.

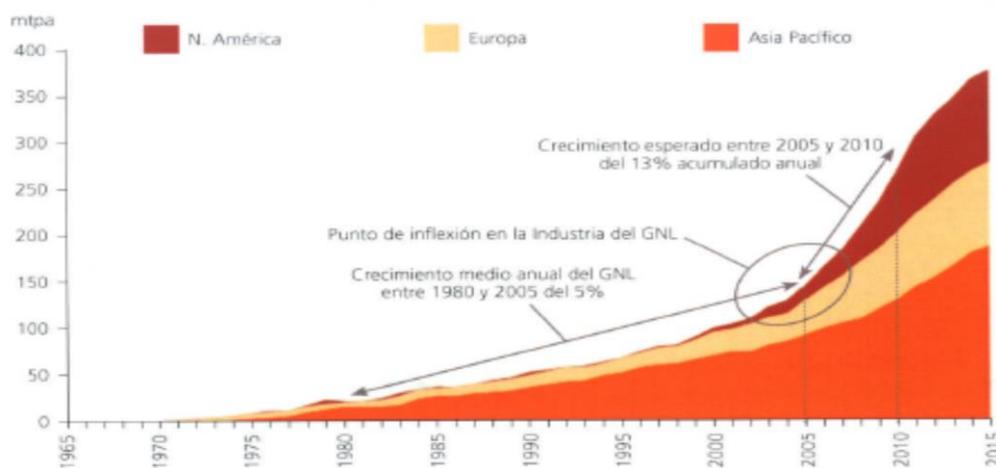


Figura 2.7 Evolución de la demanda de GNL por grandes zonas

Fuente: CEDIGAZ World Outlook 1999, BP Statistical Review y Poteb & Partners 2005

Cabe mencionar las terminales offshore que presentan una alternativa a las terminales convencionales cuando por razones medioambientales o por rechazo social no es posible desarrollar un proyecto clásico.

## **2.4 Panorama energético de las Islas Canarias**

La demanda de energía primaria en Canarias en la actualidad está cubierta, casi en su totalidad, con combustibles derivados del petróleo, dando lugar a un modelo energéticamente dependiente, poco competitivo, y con grandes impactos ambientales negativos.

La incorporación del gas natural en el modelo energético canario sería muy importante, se trata de un combustible más limpio que permitiría diversificar el mix energético y reducir la fuerte exposición actual de la economía canaria a la volatilidad del mercado del petróleo.

El sistema energético de Canarias presenta muchas desventajas, como es la lejanía del continente y la fragmentación geográfica propias de la condición de archipiélago limitan las posibilidades de desarrollar actividades de generación eléctrica convencional a costes competitivos que se beneficien de economías de escala. Las pequeñas y débiles redes eléctricas insulares restringen los niveles de penetración de las energías renovables, por naturaleza variable, intermitente y no gestionable.

La Tabla 2.3 agrupa la potencia instalada en cada isla y para el total del archipiélago a finales de 2 012 según el tipo de fuente de energía utilizada.

## 2 Introducción

Tabla 2.3 Configuración del parque de generación de cada isla según potencia eléctrica. Año 2012

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
<b>PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO</b>								
Centrales térmicas	1.033,8	1.051,1	213,9	187,0	105,3	22,9	13,0	2.626,9
Refinería	-	25,9	-	-	-	-	-	25,9
Cogeneración	24,9	39,2	-	-	-	-	-	64,1
<b>Total prod. derivados petróleo</b>	<b>1.058,6</b>	<b>1.116,2</b>	<b>213,9</b>	<b>187,0</b>	<b>105,3</b>	<b>22,9</b>	<b>13,0</b>	<b>2.716,9</b>
<b>FUENTES RENOVABLES</b>								
Eólica (*)	80,7	36,7	8,8	13,1	7,0	0,4	0,1	146,6
Fotovoltaica (*)	39,0	113,1	7,7	12,7	4,5	0,01	0,03	177,1
Minihidráulica	-	1,2	-	-	0,8	-	-	2,0
Biogás (vertedero)	-	1,6	-	-	-	-	-	1,6
<b>Total fuentes renovables</b>	<b>119,7</b>	<b>152,6</b>	<b>16,4</b>	<b>25,8</b>	<b>12,3</b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>327,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.178,3</b>	<b>1.268,8</b>	<b>230,3</b>	<b>212,8</b>	<b>117,6</b>	<b>23,2</b>	<b>13,1</b>	<b>3.044,2</b>

Valores en bornes del alternador. (\*) Sólo instalaciones conectadas a red

Unidades: Megavatios (MW)

Fuente: Dirección General de Industria y Energía. Gobierno de Canarias

Se observa en términos de potencia la dependencia de productos derivados del petróleo. La introducción del gas natural por medio de la planta de regasificación incrementaría la potencia y disminuiría las emisiones de efecto invernadero al sustituir al gasóleo y al fuelóleo.

Por otra parte, las energías renovables representan para ese año un 10,8 % del total de la potencia instalada.

El consumo de combustibles derivados del petróleo proceden de la Refinería de CEPSA S.A. que está situada en Santa Cruz de Tenerife, también por las importaciones. La refinería tiene un esquema de refino antiguo dando productos medio pesados, en el plan general de ordenación urbana se Santa Cruz de Tenerife se pretende trasladar la refinería a otra zona porque se encuentra en zona urbana y ya de paso renovar el esquema de refino.

La nueva refinería y la planta de regasificación serían complementarias, la refinería produciría carburantes ligeros destinados para los automóviles, keroseno para la aviación y gasóleos pesados para barcos. La planta de regasificación suministraría gas natural para uso doméstico, para centrales térmicas e industrias. El gas natural licuado tiene un creciente futuro en carburante para la navegación marítima debido a las restricciones medioambientales (zonas ECA, más detallado en capítulo 4.1) al tratarse de un combustible fósil que reduce notablemente las emisiones de azufre y óxidos de nitrógeno.

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Además el gas natural es un combustible más económico por lo que ayudaría a reducir el coste de generación eléctrica del archipiélago y diversificar el suministro de combustibles fósiles que actualmente dependen del petróleo.

#### **2.4.1 ACTIVIDAD PORTUARIA DE SANTA CRUZ DE TENERIFE**

Se decide el emplazamiento en Santa Cruz de Tenerife porque es una isla por la que pasan importantes rutas marítimas internacionales, también se aprovecha el proyecto futuro de la planta de regasificación en el puerto de Granadilla que podrá ser recurso de abastecimiento para buques propulsados por GNL. Aprovechar la construcción de una terminal de importación de GNL con una planta de abastecimiento para buques es una medida de reducir costes.

De todos los puertos del archipiélago canario es el de mayor número de pasajeros y buques de diferentes tipos que trasiega al año. Por tanto, es una oportunidad para impulsar el abastecimiento de GNL para buques con el objetivo de reducir las emisiones de SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub> que para el año 2 030 se espera que todo el mundo sea zona ECA. Además tienen rutas semanales a las zonas que en el año 2 015 entrará en vigor este control de emisiones como son el Mar del Norte, el Mar Báltico y el Canal de la Mancha.

#### **2.4.2 CONSUMO DE FUELÓLEO DE SANTA CRUZ DE TENERIFE**

El mayor consumo de productos derivados del petróleo es el fuelóleo destinado a centrales térmicas y a combustible para barcos. Es decir, la fracción más pesada del petróleo que es la más contaminante es la de mayor importancia en el panorama energético de la isla. Por tanto, si se sustituye esta fracción del petróleo por el GNL se consiguen reducir las emisiones medioambientales.

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

## 3. Visión general de la planta de regasificación de GNL

La planta de regasificación objeto del trabajo se localiza en la isla de Santa Cruz de Tenerife (Islas Canarias) se localiza en el puerto industrial de Granadilla.



Figura 3.1 Emplazamiento de la planta de regasificación

Fuente: página web [www.puertosdetenerife.org](http://www.puertosdetenerife.org)

El puerto ocupará una superficie de prácticamente 800 000 m<sup>2</sup> y unos 1 000 m de muelle de ribera, quedando protegido por un dique exterior de 2 386 m de longitud, de los cuales 707 m son perpendiculares a la costa, 664 m estarán en una segunda alineación y 883 m en la tercera, al final de la que se dispondrá, en dirección perpendicular, un martillo de 132 m de longitud.

El puerto se encuentra en obras habiéndose construido parte del contradique y obras de abrigo, el proyecto ha sufrido importantes retrasos incluso con las obras ya iniciadas. En este último caso, los motivos son fundamentalmente la falta de disponibilidad de materiales y la

obtención de las oportunas licencias para conseguir material pétreo a partir de la excavación de un sector del polígono industrial de Granadilla.

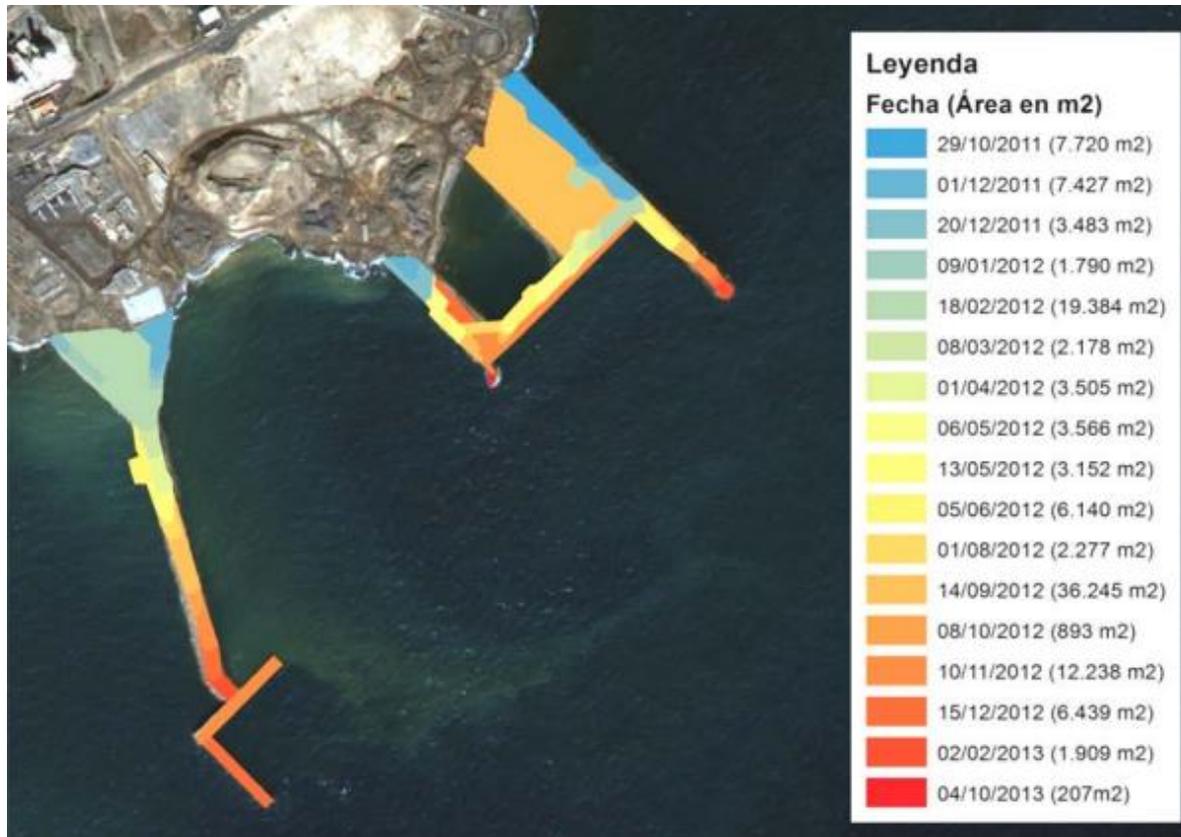


Figura 3.2 Evolución de las obras de abrigo y contradique.

Fuente: Observatorio Ambiental Granadilla

Los buques metaneros que transportan el GNL desde las plantas de licuefacción en los países exportadores descargan el producto en los tanques de almacenamiento, para ser posteriormente vaporizado y enviado a través de las canalizaciones de transporte y distribución a los consumidores finales. Algunas terminales disponen también instalaciones para la carga de camiones cisternas que transportan el GNL hasta las plantas satélites.

La tecnología empleada en la regasificación ha ido evolucionando incorporando criterios cada vez más exigentes en medidas de seguridad y de impacto medioambiental.

### 3.1 Dimensionamiento de la terminal de recepción de GNL

El objeto de este trabajo es el dimensionamiento de las líneas de carga/descarga de GNL, así como la línea de recirculación de GNL. Ésta línea es necesaria porque se producen entradas

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

de calor al sistema provocando la vaporización de una parte del GNL, lo que se conoce como boil-off gas.

También se va a añadir el dimensionamiento de una gasinera de GNL, dónde se hablará más detenidamente en el capítulo 6, que se convertirá en una integración energética con mucho futuro debido a las restricciones medioambientales de los actuales combustibles marinos.

Por tanto, las funciones principales a abordar son:

- Atraque, para el fondeo de los buques metaneros mediante las correspondientes estructuras de atraque y amarre, y donde se ubican también las plataformas de operaciones, los brazos de descarga, la balsa de recogida de derrames y la sala de control del atraque.
- Descarga: por medio de brazos de descarga criogénicos, se hace la transferencia a los tanques. Se utilizan las bombas incorporadas en los metaneros.
- Almacenamiento. Aunque no se realiza el dimensionamiento de los tanques de almacenamiento, es importante conocer su capacidad y su tasa de evaporación diaria para calcular el caudal de boil-off gas trasegado por las bombas. Se diseñan especialmente para soportar temperaturas criogénicas.
- El bombeo desde los tanques para dar presión al GNL se hace mediante bombas sumergidas en el tanque, (bombas primarias), también sirve para impulsar GNL para la línea de recirculación y para mandar desde un tanque GNL para la gasinera con su correspondiente línea de carga y de recirculación. Del bombeo secundario no se va a hablar puesto que no es objeto de estudio la regasificación.

Durante la descarga de un buque metanero las vaporizaciones que tienen lugar en el proceso (por las líneas, por el calor generado de las bombas, por el tanque o por el propio BOG del buque) se aprovechan para inyectarlo al buque para evitar sobrepresiones y pérdidas de estabilidad. También se recupera parte del BOG mediante los compresores para inyectarlos a un relicuador para su posterior vaporización. Los gases no recuperados se envían a la antorcha.

### 3.1.1 ATRAQUE

Las instalaciones marinas de la terminal se diseñará para recibir buques de GNL con una capacidad desde los 35 000 m<sup>3</sup> hasta los 145 000 m<sup>3</sup>. Las dimensiones son acordes al rango de tamaños máximo y mínimo de buque. Se dimensionará el muelle siempre para el buque de mayor tamaño que pueda atracar. En la siguiente Tabla 3.1 se muestran las características principales de los buques metaneros según la capacidad.

Tabla 3.1 Categorías de tamaños de metaneros (Membrana y Moss combinados)

Tamaño buque (m <sup>3</sup> )	18 000 a 50 000	65 000 a 90 000	120 000 a 135 000	137 000 a 145 000
DWT (Tm)	10 000 a 22 000	50 000 a 60 000	67 500 a 73 000	68 600 a 76 200
Eslora (m)	130 a 207	216 a 250	280,5 a 293,5	276 a 290
Manga (m)	26 a 29,5	34 a 40	41,5 a 43,5	42,5 a 46,6
Calado (m)	7 a 9,5	9,5 a 10,5	11 a 12	11 a 12
Velocidad (nudos)	14,5 a 16,5	17,5	18,5	18,5 a 19,5
Boil-off (% día)	0,26 a 0,24	0,21 a 0,18	0,25 a 0,15	0,15

Las instalaciones receptoras, como mínimo, constarán de:

- Un muelle para amarrar los buques metaneros con distintas plataformas de carga y servicios.
- Plataforma de descarga en el muelle que comprenda: brazos de descarga, plataformas, tuberías, recipientes, instalaciones de extinción de incendios, etc.
- Los equipos de amarre asociados, alumbrado de navegación, defensas.

Las instalaciones de extinción contra incendios constarán de monitores de agua contra incendios, hidrantes, espuma de alta expansión, productos químicos secos fijos y extintores de incendios portátiles.

### 3.1.2 DESCARGA Y LÍNEAS DE PROCESO

Se ha diseñado el sistema de descarga de la terminal para que tengan cabida los buques metaneros de mayor capacidad de tanques: de 145 000 m<sup>3</sup>.

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

Cálculo del caudal de descarga por cada brazo:

$$q_{brazo} = \frac{145\,000\text{ m}^3}{3\text{ brazos} \times 14\text{ horas}} = 3452,38\text{ m}^3/\text{h}$$

este caudal resultante se corresponde, con 16" del fabricante de brazos de descarga para los brazos que permite llegar a los 4 000 m<sup>3</sup>/h de GNL en cada brazo, en total 12 000 m<sup>3</sup>. Con este caudal es posible descargar en 12,1 horas el buque mayor.

El colector se equipa con cuatro brazos de 16", de los cuales tres se emplearán para la transferencia de líquido (uno de ellos híbrido por si falla el de vapor) y uno para la transferencia de vapor. De esta manera, se puede llevar a cabo el retorno de vapor sin quemar el gas en la antorcha.

El GNL se descarga mediante las bombas del barco. La descarga se realizará simultáneamente a través de los tres brazos y se enviará a los tanques de almacenamiento de la planta por medio de un colector de mayor diámetro y por la línea de recirculación.

La cantidad de vapor requerida para mantener la presión cuando se hayan vaciado los tanques del buque, se devolverá al buque desde la línea de boil-off gas a través del brazo de descarga de vapor de 16". Durante la descarga, la presión de operación de los tanques debe ser mayor que la presión de operación de los tanques del buque, para permitir que el vapor fluya de forma natural desde los tanques de almacenamiento hacia el buque. Además de esta forma se reduce la formación de boil-off. La presión del retorno de vapor al buque se controlará por una válvula de control.

Cuando se completa la operación de descarga, antes de desconectar, los brazos se vaciarán y se purgarán usando nitrógeno de servicio suministrado en la parte superior del brazo. El GNL se enviará, por una parte al buque, y al recipiente de recogida de purga de GNL del muelle.

Durante la descarga, se interrumpe la recirculación y la línea de recirculación funcionará de forma paralela a la línea principal de descarga. Por la línea de recirculación se envía una pequeña parte del caudal de GNL a los tanques de almacenamiento. Con esto se consigue que la línea quede inactiva durante la descarga evitando que se caliente y el tiempo de descarga se verá reducido. El flujo de recirculación se reestablecerá después de cada operación de descarga.

Las líneas de GNL y la línea de vapor situadas entre el colector del muelle y la planta están equipadas con válvulas de bloqueo de emergencia, en ambos extremos de la línea.

## Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Los brazos de descarga están articulados para seguir los movimientos de las mareas y del barco en las tres dimensiones espaciales dentro de un espacio que constituye la envolvente, dentro de la cual se mantienen controladas las operaciones de descarga, produciéndose alarmas en el sistema de control cuando el desplazamiento del buque supera los límites prefijados.

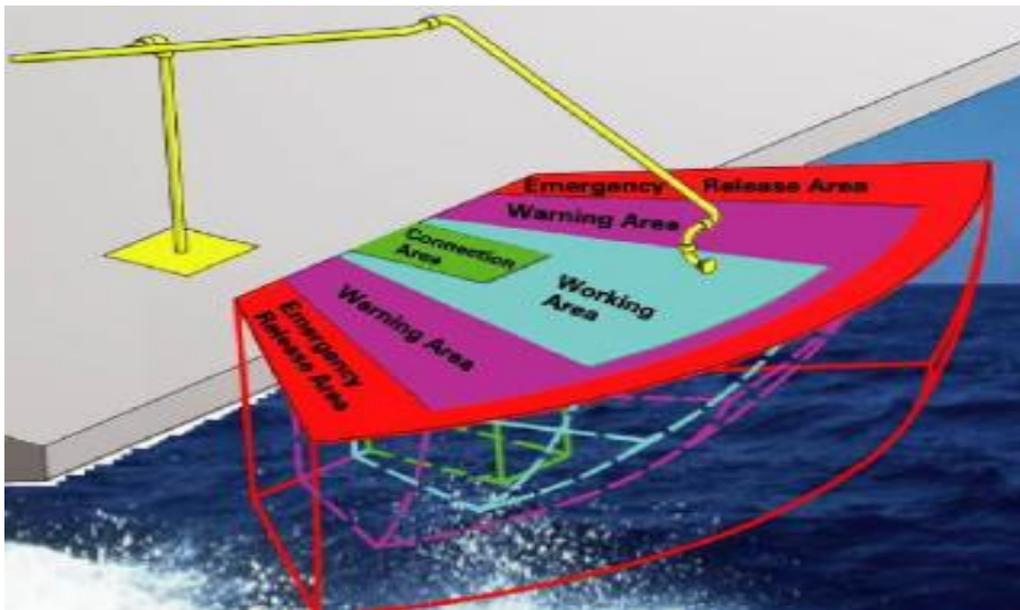


Figura 3.3 Envolvente de operación

Fuente: Catálogo CCL

Los brazos se componen de un soporte, una tubería articulada, un sistema de contrapeso para el equilibrio, un dispositivo de movimiento hidráulico y un sistema de acople/desacople rápido en caso de emergencia. No van aislados térmicamente para permitir los movimientos del buque durante la descarga, además en la superficie del brazo se forma hielo que actúa de aislante natural. El diámetro de la línea de descarga se calcula en función del caudal nominal de descarga y siguiendo un criterio que fija las velocidades por el interior de las tuberías. Las siguientes tablas son estándares que utilizan las ingenierías basándose en la norma ISO 13 703 y en mecánica de fluidos.

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

- **Tuberías para líquidos**

- Líneas de aspiración de bombas

Tabla 3.2 Velocidad máxima y pérdida de carga según diámetro y fluido para aspiración de bombas

Denominación	Velocidad máxima (m/s)				Pérdida de carga (bar/km)
	D ≤ 2"	2" < D ≤ 6"	6" < D ≤ 18"	18" < D	
BOG	0,4	0,8	1,3	1,5	0,4 – 0,7
GNL	0,9	1,2	1,8	2,4	0,6 – 0,9
Agua	2,5				1,5 – 3,5 <sup>1</sup>

- Líneas de descarga de bombas

Tabla 3.3 Velocidad máxima y pérdida de carga según diámetro y fluido para descarga de bombas

Denominación	Velocidad máxima (m/s)			Pérdida de carga (bar/km)
	D ≤ 2"	2" < D ≤ 6"	D > 6"	
GNL	2,0	3,5	4,5	3
Agua	4			2,5 <sup>2</sup>

- Líneas de proceso

Tabla 3.4 Velocidad máxima y pérdida de carga según tipo de fluido para líneas de proceso

Denominación	Velocidad máxima (m/s)	Pérdida de carga (bar/km)
GNL	7 <sup>3</sup>	3
Agua	3	2 <sup>4</sup>

<sup>1</sup> Valor recomendado (obligatorio solo para las líneas > 8")

<sup>2</sup> Valor recomendado (obligatorio solo para las líneas > 8")

<sup>3</sup> El límite de velocidad máximo puede aumentarse para descargar en el brazo hasta 12 m/s

<sup>4</sup> Valor recomendado (obligatorio solo para las líneas > 8")

- **Líneas de gas (BOG)**

Las líneas de gas se dimensionarán conforme el criterio  $\rho v^2$  ( donde  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] es la densidad y  $v$  [m/s] es la velocidad) esto es generalmente más restrictivo que la velocidad del gas y la pérdida de carga.

El valor  $\rho v^2$  máximo permitido difiere según el tipo de gas, presión de operación de la línea y servicio.

- Líneas en servicio continuo

Tabla 3.5 Pérdidas por efecto pistón ( $\rho v^2$ ) y velocidad máxima para líneas en servicio continuo de gas

Denominación	Max. $\rho v^2$ (kg/m·s <sup>2</sup> )	Velocidad máxima (m/s)
P ≤ 20 barg	6 000	20
20 < P ≤ 50 barg	7 500	20
50 < P ≤ 80 barg	10 000	20
P > 80 barg	15 000	20

- Líneas en servicio discontinuo, no es aplicable para las líneas aguas arriba de las válvulas de seguridad

Tabla 3.6 Pérdidas por efecto pistón ( $\rho v^2$ ) para líneas en servicio discontinuo de gas

Denominación	Max. $\rho v^2$ (kg/m·s <sup>2</sup> )
P ≤ 50 barg	10 000
50 < P ≤ 80 barg	15 000
P > 80 barg	25 000

Para las líneas de proceso de GNL se va a escoger una velocidad de 5,5 m/s y para las líneas de gas, puesto que la presión va a ser inferior a los 20 barg, una velocidad de hasta 20 m/s, escogiendo una velocidad de 15,5 m/s.

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

#### 3.1.2.1 Línea de descarga principal:

$$D = \sqrt{\frac{(4 \times 12\,000)}{\pi \times 5,5}} = 0,878 \text{ m} \quad D = 34,58''$$

Con este diámetro se obtiene un diámetro comercial de la norma API 5L de 36", con las siguientes magnitudes:

Tabla 3.7 Magnitudes línea principal de 36"

Diámetro (mm)	914,4
Peso (kg/m)	282,27
Espesor (mm)	12,7
Diámetro interior (mm)	888,6
Designación	XS

#### 3.1.2.2 Pérdida de carga de la línea de descarga principal

Las pérdidas de carga por transporte se calculan por medio de transferencia de calor y materia con las ecuaciones de flujo viscoso en conductos, habiendo dos tipos de pérdidas: las pérdidas regulares, que son causadas por la rugosidad del conducto provocando pérdidas de energía por fricción; y las singulares, que son causadas por elementos adicionales en las tuberías como son las válvulas, codos, uniones en T, expansiones, etc.

Para calcular las pérdidas regulares, primero se calcula el número de Reynolds del fluido:

$$Re = \frac{\rho \times v \times D}{\mu}$$

Siendo:

- $\rho$  la densidad del fluido (GNL) [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]
- $v$  la velocidad del fluido [ $\text{m}/\text{s}$ ]
- $D$  diámetro de la tubería [ $\text{m}$ ]
- $\mu$  viscosidad dinámica del fluido [ $\text{kg}/(\text{m}\cdot\text{s})$ ]

Ha dado un número de Reynolds de 16 932 785,9 que cumple  $Re > 4\ 000$ , condición de flujo turbulento. El siguiente paso es calcular el factor de fricción con la fórmula de Swamee y Jain:

$$f = \frac{0,25}{\log\left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}}\right)^2}$$

Donde:

- $\varepsilon$  la rugosidad del conducto, dato que está tabulado según el material.

Ahora para calcular las pérdidas regulares es necesario saber la longitud equivalente de la línea principal de descarga.

La longitud de la línea es de 2 117 m, pero en el trazado de la línea existen elementos que causan pérdidas en el fluido. Para ello, existe un diagrama en el que están tabuladas estas pérdidas singulares y se suman las longitudes de los elementos a la longitud de la línea. La longitud equivalente resultante es de 5 832 m. Esta longitud también es válida para la línea de recirculación.

Entonces:

$$\Delta P = \frac{L}{D} \times f \times \rho \times \frac{1}{2} \times v^2$$

Donde:

- L es la longitud equivalente de la línea [m]
- D diámetro de la línea [m]
- f factor de fricción
- $\rho$  densidad del fluido [kg/m<sup>3</sup>]
- v es la velocidad del fluido [m/s]

Finalmente, se obtiene una pérdida de carga de 4,58 bar. Un resultado considerado adecuado teniendo en cuenta el valor de 3 bar/km para líneas de proceso de GNL mostrado en la Tabla 3.4. Es conveniente comprobar si las bombas primarias destinadas a la recirculación son capaces de impulsar el GNL la altura del tanque más la altura de los brazos de descarga más otra vez la pérdida de carga en la línea de proceso. En este caso es más desfavorable que en la línea de recirculación de menor diámetro. Entonces:

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

Cada tanque está formado por dos bombas primarias de 143 m<sup>3</sup>/h para la emisión de gas y una bomba de 350 m<sup>3</sup>/h para la recirculación y para la gasinera. Para un caudal de 350 m<sup>3</sup>/h se tiene una diferencia de altura de 305 m, ver Figura 3.4. Suponiendo que el tanque tenga una altura de 60 m y una densidad del GNL en el interior del tanque de 419,40 kg/m<sup>3</sup>, para los brazos de descarga una altura de 15 m y una densidad en el interior de los tanques del buque de 421 kg/m<sup>3</sup>.

Se tiene:

- Pérdida de carga en tanque

$$60 \times 419,4 = 25\,164 \times \frac{m^2}{10000\,cm^2} = 2,5164 \frac{kgf}{cm^2} = 2,467\,bar$$

- Pérdida de carga en brazos de descarga

$$15 \times 421 = 6\,315 \times \frac{m^2}{10000\,cm^2} = 0,6315 \frac{kgf}{cm^2} = 0,6193\,bar$$

- Pérdida de carga total: línea + tanque + brazos de descarga = 7,73 bar

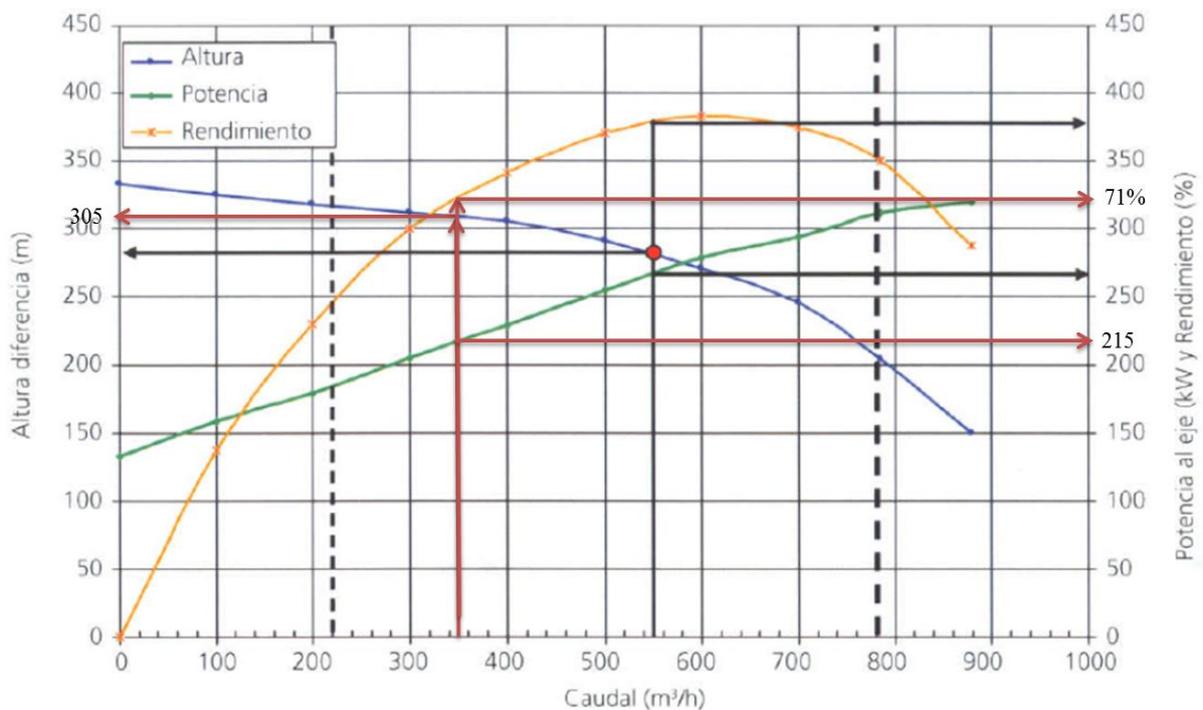


Figura 3.4 Curva de la bomba primaria

Fuente: Manual SEDIGAS

La presión de impulsión de esta bomba es:

$$305 \times 419,4 = 127\,917 \times \frac{m^2}{10000\,cm^2} = 12,792 \frac{kgf}{cm^2} = 12,54\,bar$$

Se verifica que la pérdida de carga total es menor que la presión de impulsión de la bomba. La bomba de 350 m<sup>3</sup>/h es de FLOWSERVE modelo VTP 14EJH, para más información consultar el catálogo en el anexo.

### 3.1.2.3 Línea de recirculación

La línea de recirculación que sigue el mismo trazado que la línea principal de descarga se dimensiona de la misma forma. El objeto de la línea de recirculación es mantener la línea principal de descarga fría para cuando esté un buque descargando se produzca lo mínimo de boil-off gas, como se ha mencionado anteriormente durante la descarga fluye una pequeña parte del caudal para evitar que se caliente.

Cuando funcione en su modo principal (gasinera), fluye 700 m<sup>3</sup>/h de GNL que es impulsado por una bomba primaria de 350 m<sup>3</sup>/h de cada tanque de almacenamiento, en total dos bombas. La velocidad establecida es de 5,5 m/s.

$$D = \sqrt{\frac{(4 \times 700)}{\pi \times 5,5}} = 0,212 \text{ m} \quad D = 8,35''$$

Con este diámetro se selecciona a un diámetro comercial de la norma API 5L de 10", con las siguientes magnitudes:

Tabla 3.8 Magnitudes línea de recirculación de 10"

Diámetro (mm)	273,1
Peso (kg/m)	81,55
Espesor (mm)	12,7
Diámetro interior (mm)	247,7
Designación	XS

### 3.1.2.4 Pérdida de carga de la línea de recirculación

La pérdida de carga para la línea de recirculación se calcula de la misma manera que en la línea principal de descarga. La longitud de la línea coincide con la línea principal de descarga. Calculando primero el número de Reynolds y el factor de carga con el diámetro correspondiente se obtiene la pérdida de carga de 2,094 bar. Esta pérdida de carga es

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

admisible, además la bomba primaria de 350 m<sup>3</sup>/h es capaz de levantar las pérdidas de carga en el tanque, en los brazos de descarga y en la línea de recirculación.

A continuación, se describirán el sistema de almacenamiento, el sistema de tratamiento de boil-off gas y la antorcha. Estas zonas no son objeto del trabajo y no serán dimensionadas.

#### 3.1.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

##### 3.1.3.1 *Tanque de almacenamiento*

Lo constituyen dos tanques con una capacidad neta de 150 000 m<sup>3</sup> cada uno, sumando un total de 300 000 m<sup>3</sup>. Los tanques serán del tipo de doble contención con un tanque interno de aleación 9 % Ni y revestido completamente de hormigón en el exterior, incluido el techo. Para evitar cualquier riesgo de derrame descontrolado, toda la instrumentación y conexiones con el tanque se harán a través del techo del tanque.

Cada tanque está equipado con dos líneas de llenado: una situada en la parte superior del tanque interior y otra al fondo de envío de GNL. El modo de llenado depende de las calidades del GNL almacenado y del GNL descargado. Si el GNL descargado desde el buque fuera más pesado que el del tanque, el GNL debe ser introducido por la línea de llenado superior. Si el GNL descargado fuera más ligero que el del tanque, se utilizará la línea de llenado inferior. Así se consiguen mezclas más homogéneas en el interior del tanque, el punto de llenado se seleccionará para prevenir la estratificación del GNL, que podría causar el fenómeno de roll-over.

Este fenómeno es un proceso de estratificación en capas de GNL en el interior del tanque debido a su densidad que varía con el tiempo por efecto de la evaporación de los componentes más ligeros (metano y nitrógeno) de las capas superiores y las aportaciones de calor del exterior a través del suelo y de las paredes principalmente. El resultado es un conjunto de capas con diferente energía contenida, de tal forma que, si se produce por efecto de la densidad un vuelco de las capas superiores sobre las inferiores, tiene lugar una súbita liberación de energía en forma de gas que incrementa la presión del tanque.

Los tanques están equipados con válvulas de seguridad dimensionadas para hacer frente al incremento casi instantáneo del gas y evitar así cualquier posible incidencia derivada de este fenómeno. Si las válvulas de seguridad no estuvieran dimensionadas para dicho incremento de gas, podría llegar a producirse el colapso del tanque. También existe en el interior del tanque

unas boquillas de irrigación para inyectar GNL o nitrógeno líquido durante la fase inicial de puesta en marcha del tanque.

Se incorporan sensores de temperatura en la pared y el suelo del tanque para monitorizar el perfil de temperaturas. Existen indicadores automáticos de nivel continuo, monitores de temperatura y medidores de densidad del tanque a lo largo de toda su vertical.

Una línea de gas conectada al colector común BOG permite recoger el boil-off gas y el gas desplazado por el efecto pistón durante las fases de descarga.

La presión absoluta del tanque se controla mediante el control de la carga de operación de los compresores BOG que aspiran gas del colector común BOG. Si alguna vez los compresores no pudieran mantener la presión de los tanques o si la presión atmosférica alcanzase valores excepcionales, los dispositivos de seguridad protegerán a los tanques de la sobrepresión o de condiciones de vacío.

La antorcha es la primera protección ante la sobrepresión del tanque, cuando la presión del tanque alcance los 260 mbarg se abrirá la válvula de alivio de gas. El tanque está provisto de un grupo de válvulas de seguridad taradas a la presión de diseño y suponen el nivel de protección fundamental ante la sobrepresión. La tubería de descarga de cada válvula de seguridad se orienta hacia la atmósfera en una zona segura por encima del techo del tanque.

En el caso de baja presión se inyecta gas en el colector BOG. Si la inyección de gas no es suficiente para mantener la presión a un nivel aceptable, se introducirá aire en el tanque a través de las válvulas de seguridad de vacío instaladas en el mismo.

### ***3.1.3.2 Bombas del interior del tanque, bombas primarias***

El GNL es un buen dieléctrico y puede ser utilizado como lubricante y refrigerante, por lo que es posible sumergir la bomba y su motor en el mismo depósito.

En los tanques de GNL, al no tener tuberías de salida por la parte inferior, se utilizan las bombas sumergidas en pozos. Las bombas se pueden cambiar y sacar del tanque, sin interrumpir la explotación del mismo.

Cada tanque dispone de tres bombas (dos en funcionamiento y una de reserva), dos bombas dimensionadas para que impulsen un caudal de 143 m<sup>3</sup>/h demandadas por el proceso de regasificación y una dimensionada a 350 m<sup>3</sup>/h. Las bombas de menor caudal son utilizadas para el envío de GNL para el proceso de regasificación y la de mayor caudal funciona para

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

para impulsar el GNL a la gasinera. Para el caudal de recirculación de las líneas se emplea una bomba de menor caudal. En caso de fallo de una de las bombas de 350 m<sup>3</sup>/h para el envío a la gasinera se utilizan dos bombas de 143 m<sup>3</sup>/h de un tanque más una bomba del mismo caudal del otro tanque, afectando mínimamente en el tiempo de carga.

Las bombas funcionan a una velocidad constante. El caudal de las mismas se fija por:

- La válvula de control de flujo instalada en la línea de alimentación del relicuador.
- La válvula de control de presión instalada en la línea de by-pass del relicuador.

En la línea de descarga de cada bomba se instala una válvula motorizada que permite una posición intermedia. Estas válvulas proporcionarán la posibilidad de repartir equitativamente el caudal de flujo entre las bombas operativas y cerrar la línea de descarga de la bomba, en caso de emergencia.

Para proteger las bombas en caso de bajo caudal, se instala una válvula de control de mínimo caudal en la línea de descarga de cada bomba, que retorna el GNL al tanque. Esta línea de mínimo caudal también puede usarse para mezclar el GNL en el tanque y así prevenir la estratificación.

Se coloca una válvula de bloqueo que permite el aislamiento del grupo de las bombas del colector de exportación común. Permite el aislamiento de emergencia de la línea de salida del tanque y las operaciones de mantenimiento de las líneas de descarga de las bombas.

#### **3.1.4 SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL BOIL-OFF GAS**

Los equipos que se van a explicar a continuación no son imprescindibles para que la terminal funcione para el objetivo que ha sido construida, es decir, regasificar el gas licuado e introducirlo en la red gasista. Sin embargo, se trata de los equipos que más esfuerzo requieren para la realización de su correcto balance y posterior operación de su sistema de control.

Todas las combinaciones de los distintos modos de operación de la planta (con y sin descarga de buques, con distintos rangos de emisión de gas comprendidos entre la mínima y máxima capacidad) deberán estudiarse para que el diseño final de los equipos pueda afrontarlos.

##### ***3.1.4.1 Compresor de boil-off gas***

Normalmente la presión en los tanques tiende a subir, debido al boil-off gas generado por las fugas de calor y el efecto pistón durante el llenado del tanque sólo retorna al buque parte del gas desplazado.

La función de los compresores de BOG es mantener una presión constante en los tanques de almacenamiento mediante la retirada de gas en exceso, y permitir tanto la recuperación de este gas incrementando su presión al valor requerido, como la condensación mediante el contacto directo del GNL en el relicuador.

En el apartado 7.4.1 se ha dimensionado la capacidad necesaria de los compresores de BOG. Se han previsto dos compresores criogénicos alternativos con control de capacidad de funcionamiento (0 %, 50 %, 100 %) que está regulada por el controlador de presión de los tanques. No obstante, se proporciona un control de alta restricción para casos donde el relicuador se sature, en estos casos, el flujo de gas comprimido se limita según la capacidad del relicuador para manejar el boil-off.

Si el caudal de boil-off gas es mayor que la capacidad de los compresores aumentará la presión en los tanques y en el colector BOG. Una vez alcanzado el punto de consigna, mediante una válvula de control de presión se enviará el exceso de gas a la antorcha.

La capacidad de un compresor es suficiente para manejar el boil-off generado durante los periodos de “no descarga”. Ambos compresores sólo son requeridos simultáneamente durante las operaciones de descarga de buque. Como los compresores BOG no son estrictamente necesarios en lo que se refiere a la disponibilidad de envío, no se prevé reserva con capacidad total. Se supone que el mantenimiento normal se lleva a cabo sobre el compresor de reserva entre los dos periodos de descarga. Para un mantenimiento de mucho tiempo, se reducirá la velocidad de descarga o se enviará el boil-off gas sobrante a la antorcha.

Se instala un desrecalentador en la línea de entrada común de los compresores para limitar la temperatura de aspiración inyectando GNL en la corriente de gas bajo control de temperatura. Aguas abajo del punto de inyección de GNL, se instala un separador de aspiración para prevenir el arrastre de gotas de líquido hacia los compresores.

Como se ha mencionado anteriormente, la presión de operación de los tanques de GNL varía en función de la operación que esté realizando. Por tanto, variará la capacidad de funcionamiento de los compresores de BOG, llegando a ser necesaria su parada en caso de bajada excesiva de presión.

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

#### a. Operación con descarga de barco

La presión de los tanques al inicio de la descarga del barco será lo suficientemente baja como para disponer de la capacidad de acumulación del gas desplazado al comienzo de la descarga. A su vez el buque necesitará una cantidad de gas para no despresurizarse durante la descarga. Este gas ha de retornar por diferencia de presión entre tanque y buque sin necesidad de bombas de impulsión. El operador de la planta arranca con suficiente antelación los compresores de BOG para llegar a una presión de entre 150 mbarg y 170 mbarg en los tanques de almacenamiento.

Durante la descarga, la acumulación de gas provoca una subida de presión en los tanques de almacenamiento. Cuando se alcanza la capacidad de descarga máxima de los buques es cuando el efecto pistón es mayor, se desplaza un volumen de gas a condiciones del tanque igual al volumen de líquido introducido. La presión se mantendrá en valores entorno a 220 mbar y 250 mbar, cuanto mayor sea la presión en los tanques menor será la tendencia a la formación de BOG por vaporización. Durante la descarga los compresores de boil-off funcionan a la máxima capacidad.

Se debe tener en cuenta que en los tanques del buque también se genera gas por ganancia de calor a través de las paredes. Por tanto, se produce una menor demanda del gas desplazado en el tanque durante el llenado, por lo que no será necesario devolver el mismo volumen de gas desde los tanques de almacenamiento (a condiciones del barco) que de líquido desalojado del buque.

#### b. Operación normal de la terminal (emisión de gas sin descarga de buque)

Este modo de operación tiene menor generación de BOG, dado que la mayor parte de gas se genera por ganancia de calor en los tanques de almacenamiento, por lo que la presión de los tanques se mantiene alrededor de 150 mbarg y 200 mbarg. Para gestionar el gas generado el modo de operación de los compresores de boil-off dependerá de los procedimientos del personal, bien podrá funcionar un compresor a baja capacidad durante un tiempo prolongado o bien podrá funcionar al 100 % de su capacidad durante menos tiempo llegando incluso al paro total hasta la siguiente subida de presión.

En ambos casos, con y sin descarga de buques, influye otro factor en la generación de BOG neta que deben manejar los compresores de boil-off, que es la emisión de gas. Si la red gasista demanda una mayor emisión de la planta, mayor será el número de bombas primarias en funcionamiento para extraer el GNL de los tanques para regasificar. Consecuentemente el

resultado es el contrario al del efecto pistón de llenado, siendo menor la generación de BOG. De igual forma, cuanto menor sea la emisión de gas, menor es el número de bombas primarias en operación y mayor la generación de BOG.

Se puede decir que el caso de máxima generación de BOG, que fijará la capacidad de diseño de los compresores de boil-off, es el de descarga de buque con baja emisión a la red gasista.

#### **3.1.4.2 Relicudador**

El objetivo del relicudador es condensar el boil-off gas poniéndolo en contacto con el GNL subenfriado procedente del tanque de almacenamiento. El GNL requerido para condensar el caudal de boil-off pasa a través del paquete del relicudador, mientras que el resto se desviará del recipiente por el by-pass.

El GNL requerido para la condensación y la corriente de boil-off gas entran al relicudador por la parte superior del recipiente. El gas y el líquido fluyen en paralelo a través de un paquete de anillos de acero inoxidable donde el boil-off gas se condensa por intercambio de calor con el GNL subenfriado.

El líquido de salida y el flujo del by-pass se mezclan y el caudal total de GNL se enviará a las bombas de alta presión de envío.

El relicudador funciona con una proporción constante:

$$\frac{\text{caudal boil - off gas}}{\text{caudal de GNL} \times \text{presión del relicudador}}$$

Se controla el caudal de GNL que entra en el relicudador para mantener la proporción constante. Si el caudal de envío es demasiado bajo y el caudal de gas es demasiado alto, el caudal de boil-off gas debe disminuir para asegurar el suficiente GNL subenfriado en la aspiración de las bombas de alta presión de envío.

Para que el cambio de fase sea total y no quede gas sin condensar en la corriente de salida, se instala en el interior del relicudador un lecho de relleno desordenado que permite que haya tiempo y superficie de contacto suficiente entre las fases de gas y líquido. La dificultad de diseño del relicudador es establecer las dimensiones del lecho de relleno. Se trata de un flujo co-corriente, ya que líquido y gas entran por la parte superior del relicudador y fluyen hacia su fondo.

### 3 Visión general de la planta de regasificación de GNL

Los diseños tradicionales del relicuador cumplen una doble función: relicuar el BOG y servir como depósito pulmón para aspiración de las bombas secundarias. El diseño consiste en una columna interna, donde se encuentra el relleno, y un recipiente exterior (de tipo anular o concéntrico con la anterior columna), cuya única función es el mantenimiento de un nivel de líquido constante. La zona efectiva de contacto de fases es el relleno no inundado por el nivel de líquido mantenido en el recipiente pulmón. Este diseño era válido para las primeras terminales que se construyeron para bajas emisiones de gas.

Sin embargo, las actuales terminales con capacidades de emisión hasta valores de  $1\,950\,000\text{ m}^3(\text{n})/\text{h}$  no es posible circular por el relicuador todo el GNL que va a ser impulsado por las bombas secundarias. Si el relicuador siguiera actuando como pulmón de las bombas secundarias, su tamaño sería demasiado grande debido únicamente al crecimiento del volumen de retención necesario en el recipiente externo, mientras que la columna interna de relleno no tendría por qué aumentar de tamaño.

Para este aumento en la capacidad de emisión se han adoptado dos soluciones de diseño del relicuador:

- Mantener el recipiente exterior actuando como pulmón, enviando una parte del GNL hacia dicho depósito y otra directamente a la aspiración del bombeo secundario. Es una solución válida para cuando no se requiere de una capacidad adicional de relicuación. Ofrece la ventaja de que en situaciones de baja demanda de emisión se puede simplificar el circuito operando solamente el depósito externo del relicuador como pulmón. Esta solución sirve para los diseños tradicionales de relicuador.
- Para nuevas terminales con mayor capacidad de relicuación, se prescinde del recipiente externo. El relicuador tiene el tamaño necesario para ser soporte del lecho de relleno. Se dimensiona para el máximo caudal de BOG generado. Se pasa por el relicuador la cantidad de GNL necesaria para la relicuación del BOG y el resto se envía hacia las bombas secundarias. Tiene unas dimensiones más reducidas que el diseño tradicional.

La variable de operación que se fija en el relicuador es la presión de fondo del mismo, alrededor de 8 barg. El criterio basado para fijar este valor es 1 bar por encima de la presión de burbuja de la corriente de fondo. Las líneas hacia el bombeo secundario se diseñan para tener en el circuito una caída de presión inferior a 1 bar. De esta forma, a la aspiración de las

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

bombas llegará únicamente líquido y nunca a su presión de vapor o inferior, evitando que se produzca la cavitación en las bombas.

### **3.1.5 ANTORCHA**

Es una línea de baja presión conectada al colector de boil-off gas para evacuar los gases, en el caso de un incremento anormal de la presión.

Todas las válvulas de seguridad y válvulas de expansión térmica de la terminal conectan al colector de boil-off gas, excepto:

- Las válvulas de seguridad de temperatura de las líneas del colector del muelle, que se conducen al recipiente de purga del muelle. La válvula de seguridad de este recipiente se conectará a un venteo local en zona segura.
- Las válvulas de seguridad de los tanques de almacenamiento que descargan el gas directamente a la atmósfera en zona segura, por encima del techo del tanque.

Para evitar la entrada de aire en el colector y en la antorcha, los subcolectores de la antorcha y el colector principal se barrerán continuamente con gas combustible o nitrógeno.

## 4. Gas Natural Licuado como combustible marino

### 4.1 Introducción

En proyectos de plantas de regasificación se busca sacarle el máximo provecho al frío del GNL mediante integraciones con instalaciones adyacentes excedentarias de energía, como puede ser el caso de plantas de generación eléctrica. También se puede integrar la recuperación de la exergía criogénica presente en el GNL para la refrigeración de otros procesos como la separación criogénica del aire y la producción de hielo seco, entre otros.

Otra forma de sacar rentabilidad a la planta es añadir una gasinera de GNL para buques adaptados a este combustible. La creciente demanda social de medios de transporte más respetuosos con el medio ambiente es una razón más para apostar por el GNL como combustible marino. Aunque las emisiones de gases efecto invernadero procedentes de buques son inferiores a los otros medios de transporte por unidad de carga transportada, un petrolero emite 5 g/ton/km: diez veces menos que un camión y cien veces menos que un avión.

Aunque no es el más contaminante, el sector naviero fue pionero en el establecimiento de convenios internacionales para la limitación de la contaminación con el objetivo de la reducción de emisiones a la atmósfera.

El marco internacional para la reducción de emisiones de gases es el Anexo VI del convenio MARPOL. En él se trataba varias soluciones, como son:

- Áreas ECA (Áreas de Control de Emisiones) de emisiones limitadas de determinados contaminantes ( $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$ , partículas, compuestos volátiles). Como se muestra en la figura Figura 4.1 , actualmente el mar Báltico y el mar del Norte son zonas ECA para  $\text{SO}_x$  mientras que las costas de Estados Unidos y Canadá lo son para  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  y partículas. Los puertos de la Unión Europea son zonas ECA  $\text{SO}_x$  en virtud de las directivas comunes.
- Códigos de reducción de emisiones  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_x$  para los fabricantes de motores.
- Eficiencia energética, que consiste en reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  disminuyendo el consumo de combustibles. Estas medidas son de tres posibles tipos:
  - Mejora del diseño de construcción mediante el establecimiento de un Índice de Diseño Eficiencia Energética (EEDI) para cada tipo de buque. De esta forma

ya se considera la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> desde las fases iniciales del diseño.

- Para buques construidos antes de la entrada en vigor del EEDI se ha establecido el Índice de Operación de Eficiencia Energética (EEOI) a modo indicador de la gestión energética.
- Disminución del consumo de combustible mediante un sistema de gestión de la energía del buque (SEEMP) en explotación tanto para buques nuevos como los que ya están en servicio.



Figura 4.1 Zonas ECA en el mundo

Fuente: SEDIGAS

Estas áreas tienen unos requisitos de emisión más estrictos, que los requeridos a nivel mundial, se encuentran regulados en áreas geográficas específicamente designadas.

El Mar Báltico, el Mar del Norte y el Canal de la Mancha están designados como una zona de bajas emisiones de SO<sub>x</sub>, por lo tanto se denomina como Área de Control de Emisiones de Azufre (SECA). Las restricciones para la SECA según la OMI y la UE son:

- 1,0 % como el contenido máximo permitido de azufre del combustible (desde el 1 de julio de 2 010).
- 0,1 % como el contenido máximo permitido de azufre del combustible (desde el 1 de enero de 2 015).

## 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

Hay una ECA en América del Norte, que afecta a la mayoría de las costas de Estados Unidos y Canadá. Esta zona está designada para emisiones de  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_x$  que entraron en vigor en 2012.

### 4.2 Restricciones medioambientales

Las reglamentaciones de la Organización Marítima Internacional (OMI) y de la Comisión Europea (CE) han establecido unos plazos exigentes para la reducción de emisiones en los motores, las empresas navieras ya han aportado tecnologías contrastadas para conseguir los plazos.

Para reducir las emisiones de  $\text{SO}_x$  basta con consumir un combustible con bajo contenido en azufre, ya que si está presente, va a salir por los tubos de escape en forma de óxidos de azufre. En este sentido los fabricantes de motores han desarrollado la tecnología necesaria para consumir este tipo de combustible más limpio, resolviendo problemas tales como incendios en las cámaras de máquinas que conlleva este combustible.

Con las emisiones de  $\text{NO}_x$  que se forman principalmente por las elevadas temperaturas que se producen dentro de los cilindros en el momento de la compresión de la mezcla de combustible. En este caso, los fabricantes de motores han diseñado diversas técnicas para atenuar el pico de temperatura en el momento de la compresión.

Por ello, un combustible que resuelve estos problemas es el gas natural licuado (GNL). Por su importancia en las emisiones de gases a la atmósfera se destacan las siguientes ventajas:

- Se reduce entre un 25% y un 30% la emisión de  $\text{CO}_2$  por su baja relación de carbono/hidrógeno.
- Disminución en un 85 % de las emisiones de  $\text{NO}_x$ , mediante la adopción de las tecnologías de los fabricantes de motores usan una alta relación aire – GNL (concepto *Lean Burn* de Wärtsilä).
- No hay emisiones de  $\text{SO}_x$  porque se elimina el azufre en los procesos de licuefacción del gas natural.
- Muy baja emisión de partículas.
- No hay humos visibles.
- No hay depósitos de lodos.

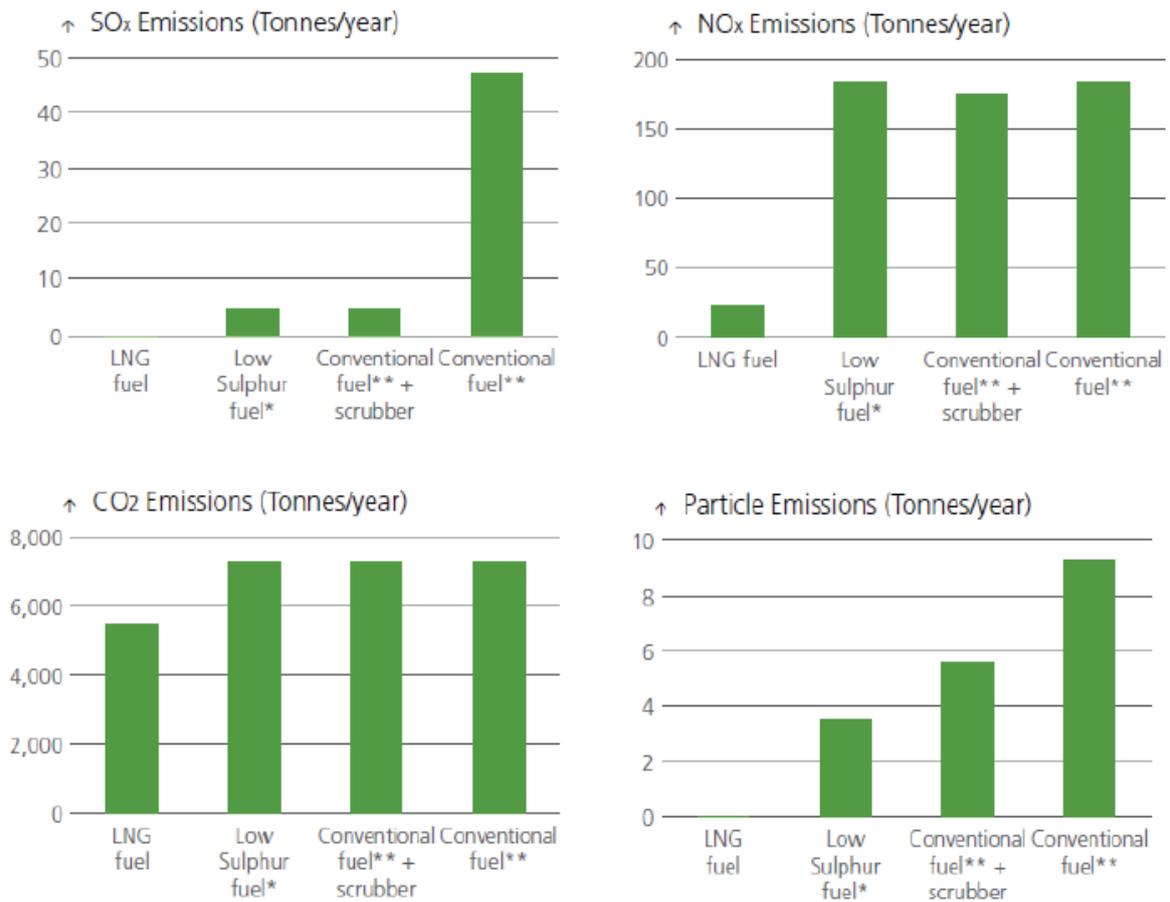


Figura 4.2 Emisiones ambientales de diferentes tecnologías para un carguero típico en el mar Báltico

Fuente: Det Norske Veritas (DNV)

La autoridad marítima danesa ha tomado la iniciativa de este proyecto dentro de la Unión Europea en el programa de rutas marítimas TEN-T16. Este programa propone que exista una red de transporte intermodal eficiente integrando rutas terrestres y marítimas. El concepto de este programa ha sido diseñado con el fin de ampliar las rutas marítimas existentes e introducir nuevas rutas, de manera que el tráfico de carga en las autopistas terrestres se reduce y se cambia por el transporte marítimo impulsado por GNL que es más respetuoso con el medio ambiente.

Como riesgo medioambiental es que el metano es 25 veces más nocivo que el CO<sub>2</sub> respecto al efecto invernadero y por tanto hay que tomar todas las precauciones para evitar su fuga a la atmósfera.

## 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

### 4.2.1 ESTRATEGÍAS DE CUMPLIMIENTO DE ARMADORES

En el plazo corto e intermedio hay dos alternativas realistas además del GNL para cumplir las regulaciones medioambientales: seguir usando fuel pesado HFO pero añadiendo un depurador para disminuir las emisiones de azufre, y utilizar gasóleo marino de bajo contenido de azufre. Estas dos alternativas tratan de minimizar los grandes costos a los armadores y a las infraestructuras.

#### 4.2.1.1 *Fuel pesado con depurador de gases de escape*

Es posible cumplir con los requisitos de SECA aplicando una solución “end of pipe” y utilizar lavadores para retirar  $SO_x$  y emisiones de partículas en combinación con cualquier catalizador de Reducción Catalítica Selectiva (SCR) o Recirculación de los Gases de Escape (EGR) para la limpieza de  $NO_x$ . Esta combinación es una fuerte candidata para cumplir con los requisitos en SECA 2 015 y ECA Tier III.

La ventaja de esta solución es que la infraestructura y la disponibilidad de HFO es buena y no es necesario que los armadores adapten o reemplacen sus motores. Pruebas realizadas demuestran que los depuradores reducen casi a cero las emisiones de azufre y las emisiones de partículas contenido en los gases de escape se reduce significativamente.

Las desventajas incluyen las inversiones de capital necesarias en lavadores de gases, así como los residuos producidos. La infraestructura para la deposición de los residuos en los puertos no está construída y no existe ninguna práctica o reglamentos que regulan la responsabilidad del puerto para el manejo de dichos residuos. En julio de 2 011, la IMO emitió una resolución dando pautas para instalaciones receptoras en MARPOL Anexo VI.

Otros inconvenientes con los depuradores son que la proporción de  $CO_2$  en los gases de escape no se reduce. La unidad de lavadores de gases también ocupan espacio y en algunos casos la zona de carga podría reducirse.

#### 4.2.1.2 *Gasóleo Marino (MGO)*

Los combustibles marinos convencionales se dividen comúnmente en dos categorías: fuelóleo y destilados. El fuelóleo, referido a menudo como fuel pesado (HFO), es el combustible marino más pesado con respecto a contenido de viscosidad y azufre. Los destilados pueden ser divididos en dos categorías; gasóleo marino (MGO) y diésel marino (MDO).

El uso de MGO da emisiones de bajo contenido en azufre que coinciden con las demandadas por SECA. Las emisiones de partículas en los gases de escape también se reduce. Las emisiones de NO<sub>x</sub> y los gases de efecto invernadero se mantendrán en el mismo nivel que cuando se usa HFO. Para cumplir con las emisiones de NO<sub>x</sub> en Tier III, las unidades de SCR o EGR es necesario cuando operan con MGO.

En cuanto a las ventajas del MGO es que no requiere más volumen de depósitos y el reacondicionamiento del motor no tiene grandes costos de inversión. Sin embargo, los precios del combustible están ya en un nivel bastante alto y en general se creen que continuarán aumentando, en cierta medida debido a la capacidad limitada de las refinerías.

#### **4.2.1.3 Combustible dual**

El GNL puede utilizarse en motores capaces de funcionar con combustible gaseoso o combustibles líquidos. La idea es utilizar GNL dentro de SECA y otro combustible fuera de la SECA dependiendo del precio relativo de los combustibles. Estos motores pueden ser motores diésel de dos tiempos o motores de cuatro tiempos con el principio de funcionamiento basado en el ciclo Otto cuando operan con gas natural y en el ciclo Diesel cuando operan con fueloil.

La fuente de ignición es una pequeña cantidad de combustible más pesado que es inyectado y es encendido por el calor de compresión, el combustible más pesado enciende el gas. El motor de dos tiempos puede funcionar en fueloil solamente o en una mezcla de gas y fueloil.

### **4.3 Parámetros económicos**

La viabilidad económica se analiza teniendo en cuenta la demanda marítima y la infraestructura necesaria para el suministro de GNL. Los precios de los combustibles varían enormemente. Como con la mayoría de productos derivados del petróleo, se compran y venden en sus respectivos mercados regionales, que comúnmente están interconectados con el desarrollo del mercado del petróleo.

Para Europa, el “patrón de referencia” para el precio del petróleo es el Brent, el precio del petróleo extraído en el Mar del Norte. El precio del Brent se obtiene a partir del intercambio internacional de petróleo en Londres y basado en contratos de futuros. Los precios figuran en dólares americanos que es la moneda común para los productos petrolíferos, se da generalmente como un precio por barril.

#### 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

El supuesto básico para el escenario del precio del combustible es un continuo incremento de los precios debido al aumento previsto de los costos de producción de petróleo y gas. Se espera que el MGO (Marine Gas Oil) y LSHF (Low Sulfur Heavy Fuel) aumenten más rápidamente que el HFO (Heavy Fuel Oil) y GNL con el fuerte aumento de la demanda.

El año de partida para el escenario de precios de combustible es de 2010, y 715 USD/t (16,8 USD/MMBtu) para HFO y 900 USD / t (21,2 USD/MMBtu) para MGO (véase Figura 4.3). Para GNL se ha fijado en 13 USD/MMBtu, que incluye los costos de distribución a pequeña escala de 4 USD/MMBtu. Se supone que los costes de distribución no aumentan con el tiempo.

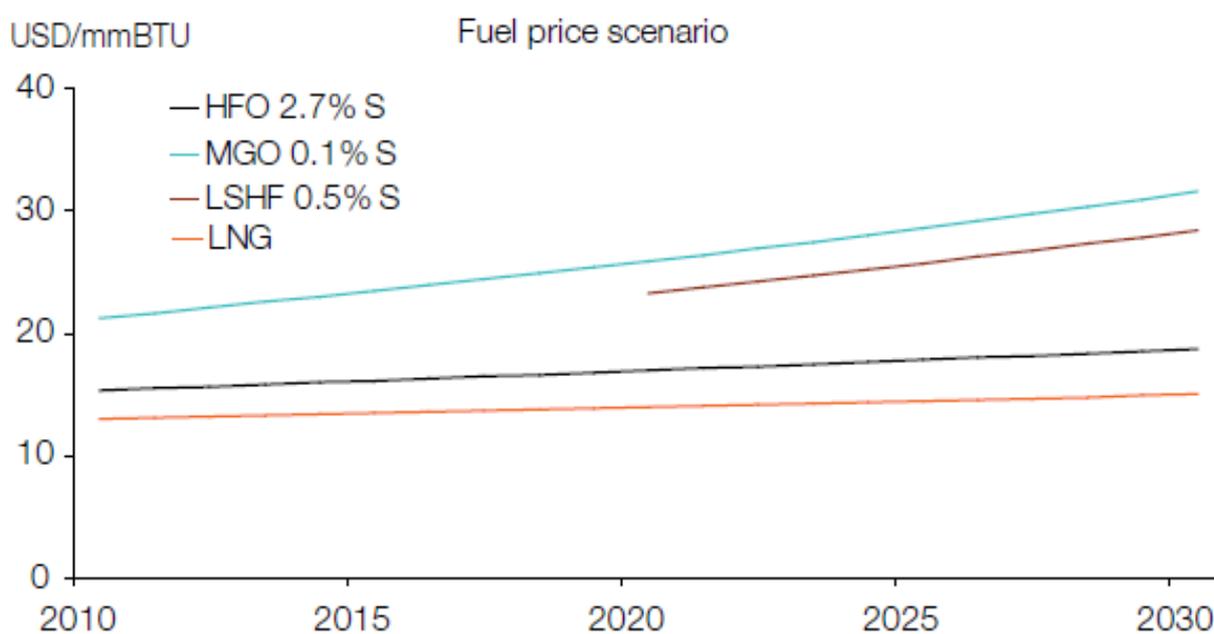


Figura 4.3 Expectativa de los precios de combustibles marinos

Fuente: MAN Diesel & Turbo

El incremento en el precio de LSHF a partir del 2020 se debe a una fuerte demanda originada por la CE y por la IMO. El precio del GNL es más estable que el del MGO. También hay que tener en cuenta que los motores de cuatro tiempos de GNL tienen un 8 % adicional de eficiencia energética.

El gas natural es más barato por unidad de energía que los combustibles derivados del petróleo. Las expectativas presentes del mercado indican que los precios del gas natural quedarán en el nivel inferior a medio y corto plazo debido a la gran oferta en ciertas regiones. Estos datos son muy importantes que deben tener en cuenta las compañías navieras y también que se descubren nuevos yacimientos de gas natural en el mundo. A continuación, se analiza la previsión de los precios futuros de HFO, MGO y GNL.

### 4.3.1 RELACIONES DE PRECIO

Existe una fuerte correlación entre los precios de los combustibles, los precios pueden ser estimados para muchos combustibles basándose en pronósticos de precio del Brent desarrollados por institutos de renombre. El grado de correlación entre los precios de HFO y precio del Brent se calcula en 0,97. El grado de correlación entre los precios mensuales de HFO, MGO y GNL durante el período de tiempo que aparece en la siguiente Figura 4.4 para estimar una correlación entre ambos combustibles (los valores de la correlación se muestran en la Tabla 4.1). Para resumir, se observa fuerte correlación de HFO con MGO (0,92) y MGO con GNL (0,88). Por último, entre el GNL y HFO hay un bajo grado de correlación (0,68).

Tabla 4.1 Grado de correlación entre los precios de HFO, MGO y GNL

Fuente: AF analysis, 2 012

Combustible 1	Combustible 2	Nivel de correlación (0 – 1)
HFO	MGO	0,92
HFO	GNL	0,68
GNL	MGO	0,88

La correlación de los precios de combustibles y los precios relativos son decisivamente importantes en los análisis estratégicos para el cumplimiento de los armadores. Es fructífero para estudiar cómo los precios relativos del GNL y MGO en relación con el HFO han desarrollado durante el período estudiado, ver Figura 4.4.

## 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

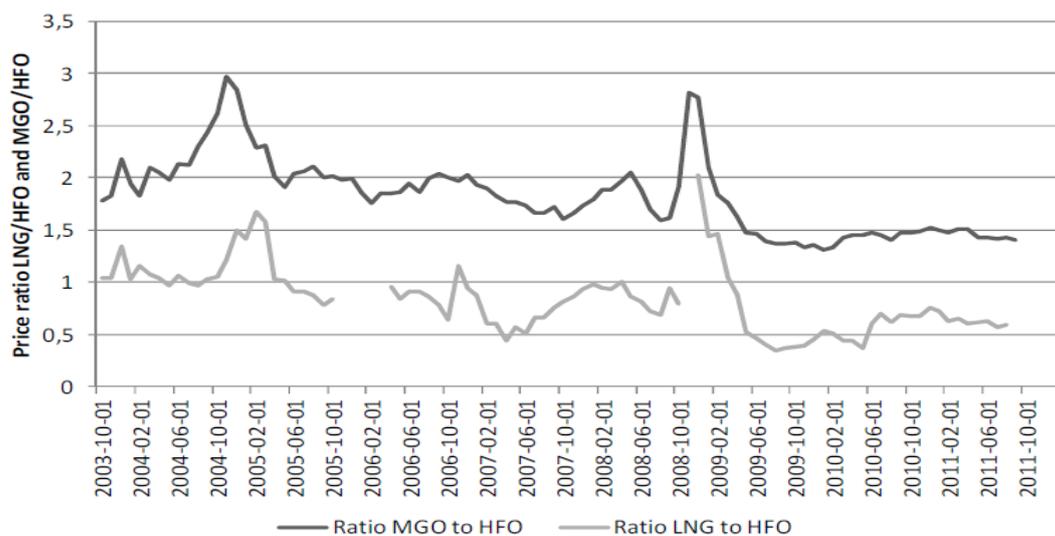


Figura 4.4 Precios relativos del MGO y GNL en relación a HFO

Precios en centro de importación y expresados en GJ

Fuente: AF analysis, 2 012

### 4.3.2 PREVISIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Predicir los precios del combustible a medio y corto plazo no es sencillo, pero algunos de los factores claves que puedan influenciar la evolución de los precios pueden ser identificados.

El precio de los combustibles con bajo contenido de azufre puede esperarse que aumenten, mientras todos los demás factores permanecen relativamente similares en los tipos de combustible. Este aumento de los precios será conducido por una mayor demanda de combustibles de bajo contenido de azufre como controles de emisión de azufre cada vez más estrictos, como lo es SECA. La demanda de combustibles con alto contenido de azufre disminuirá.

Los precios del combustible también son propensos a ser influenciados por los siguientes factores:

- Los niveles actuales de suministro y, por tanto, los precios de los combustibles alternativos para el transporte marítimo, en particular de gas, gas natural licuado y el petróleo crudo.
- La tasa/proporción de armadores que hacen el cambio de combustible normal a un combustible alternativo, incluido el GNL.
- Demanda global para actividades de transporte marítimo, regional y mundial.
- El momento exacto de los intentos para equilibrar la capacidad de refinación de combustible y demanda.

A continuación, se expone la previsión del precio de importación de HFO, MGO y GNL siguiendo una metodología.

#### ***4.3.2.1 La base para el pronóstico de precio del petróleo***

Con el propósito de predecir los precios futuros de gas natural licuado y el petróleo, se llevó a cabo un estudio de previsiones a largo plazo disponibles por institutos de renombre. Específicamente, el análisis resultante en el estudio de previsiones se basó en el “Fossil Fuel Price Forecast” producido por el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) del Reino Unido, actualizado en junio de 2 010. Las previsiones de precios realizadas por la Administración de Información de Energía (EIA), publicado en el Outlook 2 011 fue utilizada para referencia y control de calidad del estudio de DECC. Estos dos estudios de previsión del precio de combustible son de gran interés y confiables en los sectores de petróleo y gas.

#### ***4.3.2.2 Estimación de los precios de futuros del petróleo y HFO***

Para pronosticar los precios de futuros del petróleo hasta el 2 030 se utilizó el precio del escenario central DECC, ya que no es necesario para el HFO el escenario de baja y de alta. Específicamente, se calcularon las tasas de crecimiento pronosticadas en los precios del petróleo. Entonces los precios promedios del petróleo en 2 010 se calcularon hasta julio de 2 011, y las tasas anuales previstas de crecimiento en cada año hasta 2 030 se aplicaron en ese precio promedio.

De esta manera, se desarrolló un escenario base para el precio de futuros de petróleo. En ese escenario, DECC asume que la recesión económica mundial se toma un respiro, pero la baja demanda mantiene los precios bajos en el corto plazo. En medio plazo, el crecimiento económico mundial crece y empuja una fuerte demanda de energía en el medio plazo para 2 030. Se realiza una inversión y la oferta es suficiente para satisfacer la demanda. Para pronosticar los precios de HFO, se aplicó un análisis de regresión utilizando datos históricos de los precios del petróleo crudo y los precios de HFO como se muestra en la Figura 4.3 anterior. Este análisis dio lugar a un futuro precio promedio de importación de HFO 715 USD/t.

#### ***4.3.2.3 Estimación de los precios futuros MGO***

La previsión de los precios relativos de MGO se basó en la fuerte correlación entre MGO y HFO (0,92). Basándose en esa cifra se ha analizado dos niveles de precios relativos para el

#### 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

futuro; de 1,6 a 2,2 veces el valor actual. El último caso representa la evolución de que el precio de MGO aumentara significativamente a un nivel que rara vez se haya alcanzado durante los últimos años, debido a la mayor demanda de combustibles de bajo contenido en azufre. El caso de 1,6 representa la visión de incrementos moderados en los precios relativos de MGO en comparación con el nivel de precios relativos durante 2 010 y 2 011.

##### **4.3.2.4 Estimación de los precios futuros GNL**

Basándose en la anterior Figura 4.4 se pueden estimar tres escenarios de precios futuros del GNL, estos tres niveles también corresponden a los que hace referencia DECC; caso bajo (0,5), caso central (0,7) y caso alto (0,9). Estos tres casos se resumen así:

- Caso bajo

Nueva producción se encuentra en funcionamiento y se combina con la caída de la demanda, esto se traduce en una caída significativa de los precios. Hay un exceso de oferta de GNL en la cuenca del Atlántico, los Estados Unidos se aproxima a la autosuficiencia y existe un aumento en la producción de Estados Unidos. Se supone que el mercado europeo está liberalizado lo que significa que el enlace de precios petróleo y gas ya no se mantiene.

- Caso central

Se espera que los precios se debiliten en el corto plazo debido a la baja demanda global y un exceso de producción de GNL. En el medio plazo la relación entre los precios del petróleo y gas se espera que permanezca en su lugar. Los contratos de los productos petrolíferos tienen asociados una serie de factores tales como la profundidad del mercado bursátil petrolero permitiendo mejor cobertura de riesgos. Una inversión oportuna permite establecer un suministro suficiente para satisfacer la creciente demanda. El comercio del GNL está en auge, la capacidad de producción y la capacidad de almacenamiento han aumentado.

- Caso alto

El deseo de los compradores para garantizar la seguridad de suministro significa que los contratos a largo plazo permanecen en su lugar. Existe un potencial limitado para la sustitución en la generación de energía, lo que significa que la demanda sigue siendo fuerte a pesar de los altos precios. Las inversiones en la producción de gas y GNL no se hacen en el momento oportuno y no son suficientes para satisfacer el crecimiento continuo de la demanda.

#### 4.3.2.5 Resumen de precio de los escenarios

Como se explico anteriormente, los precios relativos de MGO y GNL fueron calculados a partir de un precio pronosticado de HFO de 715 USD/t (520 € / t). La Tabla 4.2 resume los niveles de precios relativos elegidos y los precios absolutos resultantes de MGO y GNL.

Tabla 4.2 Niveles de precios relativos para MGO y GNL y precios del combustible en € / t para los seis diferentes escenarios

Escenario	Nivel precio MGO	Precio relativo MGO <sup>5</sup>	Precio absoluto MGO	Nivel precio GNL	Precio relativo GNL <sup>1</sup>	Precio absoluto GNL
Primero	Central	1,6	875	Bajo	0,5	315
Segundo	Central	1,6	875	Central	0,7	440
Tercero	Central	1,6	875	Alto	0,9	570
Cuarto	Alto	2,2	1 200	Bajo	0,5	315
Quinto	Alto	2,2	1 200	Central	0,7	440
Sexto	Alto	2,2	1 200	Alto	0,9	570

## 4.4 Infraestructura

El factor que está retrasando el desarrollo del GNL como combustible marino es la falta de infraestructura de abastecimiento en los puertos, aunque las empresas proveedoras de gas ya están haciendo grandes inversiones para adaptar las terminales portuarias de los países más desarrollados. La apuesta por el GNL como combustible marino constituye una nueva e importante oportunidad de desarrollo para la industria del gas, enmarcada en una normativa internacional. En este sentido, resulta significativo constatar que en 2 020 once puertos españoles deberán disponer de infraestructuras de GNL para el abastecimiento de buques a

<sup>5</sup> Los precios relativos se expresan en forma de energía, es decir, € / GJ MGO dividido por € / GJ HFO o € / GJ GNL dividido por € / GJ HFO.

#### 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

propulsión de GNL. En el capítulo 6, se dimensiona una gasinera para la transferencia de GNL con fines de propulsión de buques, que puede servir de base para otras instalaciones futuras.

En cualquier caso los buques que naveguen por zonas donde no exista suministro de GNL podrán hacerlo mediante bunkering de barco a barco (ship to ship).

Este procedimiento ship to ship se hace para la toma de combustible de GNL en un entorno portuario, con un barco de bunker dedicado a entregar el combustible a los buques de los clientes. El buque de aprovisionamiento de combustible debe suministrar el GNL en un tiempo corto de transferencia. El procedimiento debe realizarse siguiendo unos parámetros específicos. El procedimiento se basa en las directrices existentes para transferencias de GNL y de petróleo de buque a buque junto con el HAZOP y el trabajo de evaluación de riesgos.

Debe existir una alianza estratégica entre los transportistas y los propietarios de la carga de GNL para buscar conjuntamente soluciones. Mover cargas desde las carreteras al mar implica ciertos cambios en la cadena de suministro y logística:

- Los buques mueven mayor carga que los camiones.
- Se evita un importante tráfico de camiones, sustituyendo este tipo de transporte por el transporte marino.
- Uso más intenso de los servicios y capacidades portuarios y de centros logísticos.

Estos cambios en la logística deben mirarse más como oportunidades que como obstáculos.

Las características de una cadena de suministro basada en el transporte marítimo serían:

- Coordinación eficiente de las cantidades de carga para múltiples clientes.
- Asegurar la coordinación de las entradas y salidas de carga del mismo puerto.
- Uso eficiente de los puertos, centros logísticos y de almacenaje.

#### **4.5 Tecnología**

La tecnología que permite la propulsión con el GNL como combustible es una tecnología aprobada y disponible. Hay diversos fabricantes de motores que han ido investigando para ofrecer motores movidos por GNL.

El obstáculo está en la pérdida de espacio útil por los tanques de almacenamiento cilíndricos de GNL, además de una pérdida de rendimiento cuando el buque está operando con cargas

reducidas de combustible. Por otra parte, el GNL precisa de mayor espacio que su equivalente en combustible líquido ya que un litro de GNL tiene una energía equivalente a 0,6 L de gasoil.

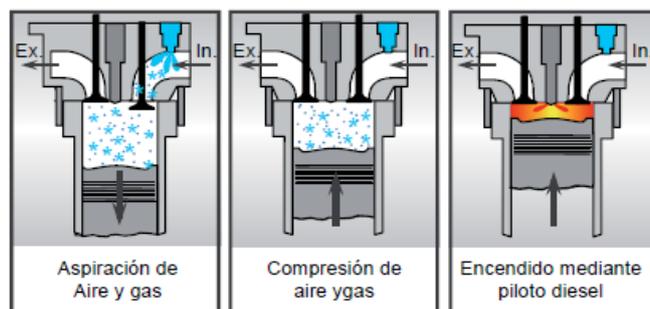
Otro obstáculo para la flota existente es el coste de cambiar los motores de MDO a GNL que se estima que tiene un período de retorno de la inversión de unos 4 años para buques que navegan entre puertos europeos.

El cambio a GNL puede hacerse cambiando los motores o en algunos casos modificando algunas partes de los existentes si bien los armadores generalmente prefieren el cambio total porque así el motor que se quita aporta un valor residual.

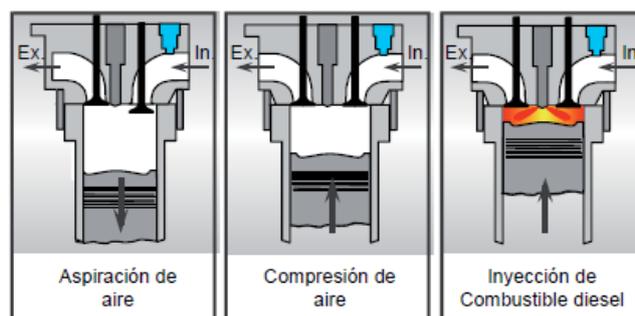
Como se ha mencionado anteriormente, las compañías ya se han puesto en marcha para fabricar estos tipos de motores. En el trabajo se insistirá en la tecnología de la compañía Wärtsilä que presenta un amplio desarrollo de esta tecnología.

En la actualidad, la tecnología desarrollada de los motores de Wärtsilä son Dual-fuel. Esto es que funcionan en modo gas inyectando un 1 % de diésel, o funcionan solo con diésel. El proceso de combustión funcionando con gas es un ciclo Otto y si funcionan con diésel es un ciclo Diesel. El gas es inyectado a baja presión, en torno a los 5 bar. Además este tipo de motor cumple con la normativa IMO Tier III.

- Modos de operación
  - Modo gas



- Modo diésel



#### 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

Wärtsilä ha desarrollado un sistema completo para los motores a propulsión de GNL que incluye la estación de abastecimiento de combustible, un tanque de GNL presurizado y el compartimento de la sala de tanques, formado por la unidad de calentamiento de agua-glicol, y el sistema de control y monitoreo.

El proceso de carga empieza en la estación de abastecimiento de combustible que a través de una tubería aislada llega al tanque de GNL. El espacio de conexión del tanque contiene todos los orificios para las tuberías, así como las conexiones de medios de calefacción a los evaporadores de GNL. El proceso dentro del espacio de conexión del tanque incluye todas las conexiones y válvulas entre el depósito y la acumulación de presión del evaporador (PBE) para mantener una presión operativa de aproximadamente 5 bar en el tanque. El depósito a presión se utiliza en lugar de un equipo de rotación, tales como bombas y/o compresores, para alimentar a los motores con gas. Tener el PBE permite una mayor flexibilidad, ya que por ejemplo si un tanque tiene que estar fuera de servicio por cualquier motivo se puede tomar el combustible de otro recipiente. Los evaporadores (MGE) se calientan con glicol-agua que se hace circular dentro de una unidad de calefacción de agua-glicol.

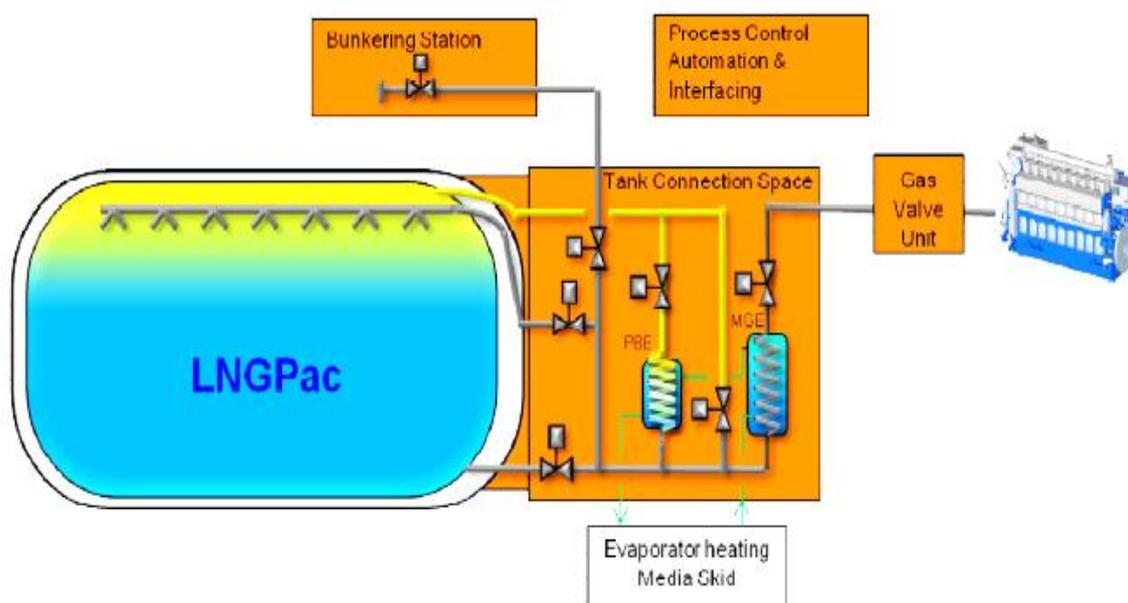


Figura 4.5 Esquema del proceso de abastecimiento de combustibles

Fuente: Wärtsilä

Después del proceso de control pasa a la unidad de válvula de gas, que hay tantas como motores haya. Esta unidad de válvula de gas (GVU) es un módulo entre el sistema de almacenamiento de GNL y el motor. Sirve para regular la presión del gas y para garantizar la seguridad de desconexión de la red de gas y ponerlo en modo inerte si fuese necesario.

La Gvu puede ser integrada en el espacio de conexión del tanque LNGPac para facilitar la instalación si la distancia es reducida entre el Gvu y el motor DF. La Gvu se puede instalar con un recinto a medida para ahorrar espacio evitando construir una sala para la Gvu y el bloqueo de ventilación entre la sala de la Gvu y la sala del motor.

De esta manera, se evita poner equipamientos con certificados ATEX (Atmósferas Explosivas) por tener menos zonas peligrosas y su instalación es más fácil al ser un módulo ya preparado que puede ser colocado en la sala del motor. Tiene un bajo coste de inversión total en comparación con la Gvu convencional con sala dedicada.

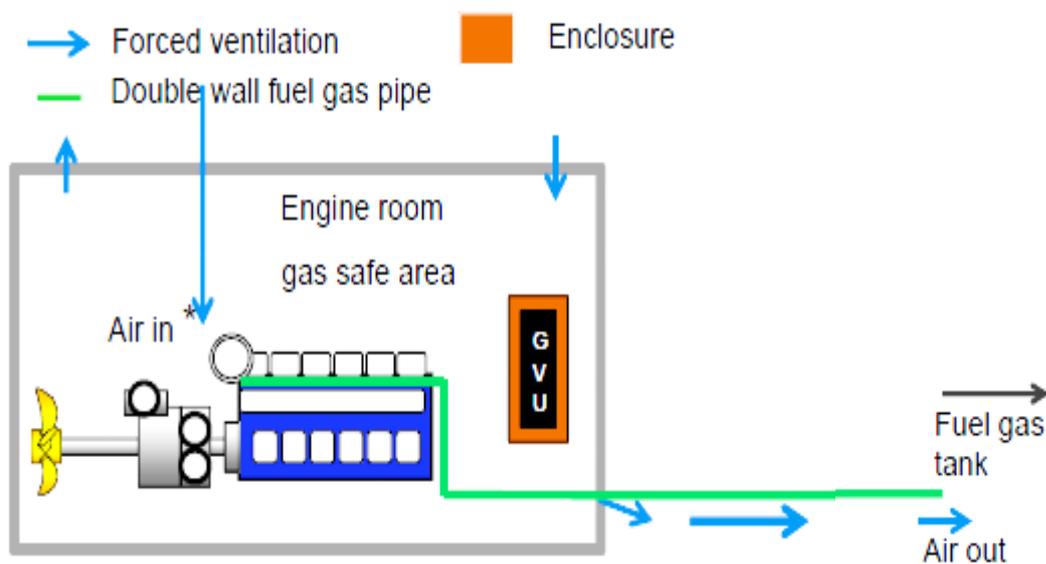


Figura 4.6 Detalle de la instalación de la Gvu

Fuente: Wärtsilä

Este sistema que propone Wärtsilä se puede ajustar a cada proyecto. Tiene tanques de diferentes tamaños que permiten tener la autonomía deseada para el barco. En la Tabla 4.3 se detallan las dimensiones de los tanques. El tanque IMO tipo C es un depósito presurizado que satisface los requerimientos de operación para los motores 2S/4S de Wärtsilä. Este tipo de tanque es autoportante, permite el llenado parcial y no necesita mantenimiento, está diseñado para toda la vida útil del barco. Es fácil de instalar y es una solución rentable.

Está diseñado para ser instalado en una cubierta abierta y con ventilación natural. El tanque tiene unas dimensiones del marco ISO estándar y puede ser transportado por carretera, por ferrocarril y por mar, si bien el peso bruto máximo puede variar en diferentes países para el transporte terrestre.

#### 4 Gas Natural Licuado como combustible marino

Tabla 4.3 Dimensiones y pesos estándar Wärtsilä LNGPac™

Fuente: Wärtsilä

Tipo LNGPac™	Volumen geométrico [m³]	Volumen neto (90%) [m³]	Diámetro [m]	Longitud tanque [m]	Espacio de conexión [m]	Longitud total [m]	Peso en vacío [t]	Máximo peso de operación [t]
LNGPac 105	95	95	3,6	16,7	2,3	19,0	53	100
LNGPac 145	131	131	4,1	16,9	2,3	19,2	65	130
LNGPac 194	175	175	4,4	19,1	2,3	21,4	86	173
LNGPac 239	215	215	4,4	23,1	2,3	25,4	108	214
LNGPac 280	252	252	4,9	21,3	2,3	23,6	113	238
LNGPac 284	256	256	4,4	27,1	2,3	29,4	114	241
LNGPac 308	277	277	4,9	23,4	2,3	25,7	124	262
LNGPac 339	305	305	5,1	23,5	2,3	25,8	131	283
LNGPac 402	362	362	5,1	27,5	2,8	30,3	149	329
LNGPac 440	396	396	5,7	23,8	2,8	26,6	167	364
LNGPac 465	419	419	5,1	31,5	2,8	34,3	170	378
LNGPac 520	468	468	5,7	27,8	2,8	30,6	178	411
LNGPac 527	474	474	5,1	35,5	2,8	38,3	180	415

## Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Los tanques pueden ser de pared simple o de doble pared. El material es el mismo en ambos: acero al 9 % Ni, o acero inoxidable austenítico. Lo único que difiere uno del otro es que uno tiene una barrera más de seguridad y que está mejor aislado, además de tener menor espacio de conexión de tuberías. En la Figura 4.7 puede observarse mejor las características de uno y otro para un tamaño de tanque entre los 500 m<sup>3</sup> y los 750 m<sup>3</sup>.

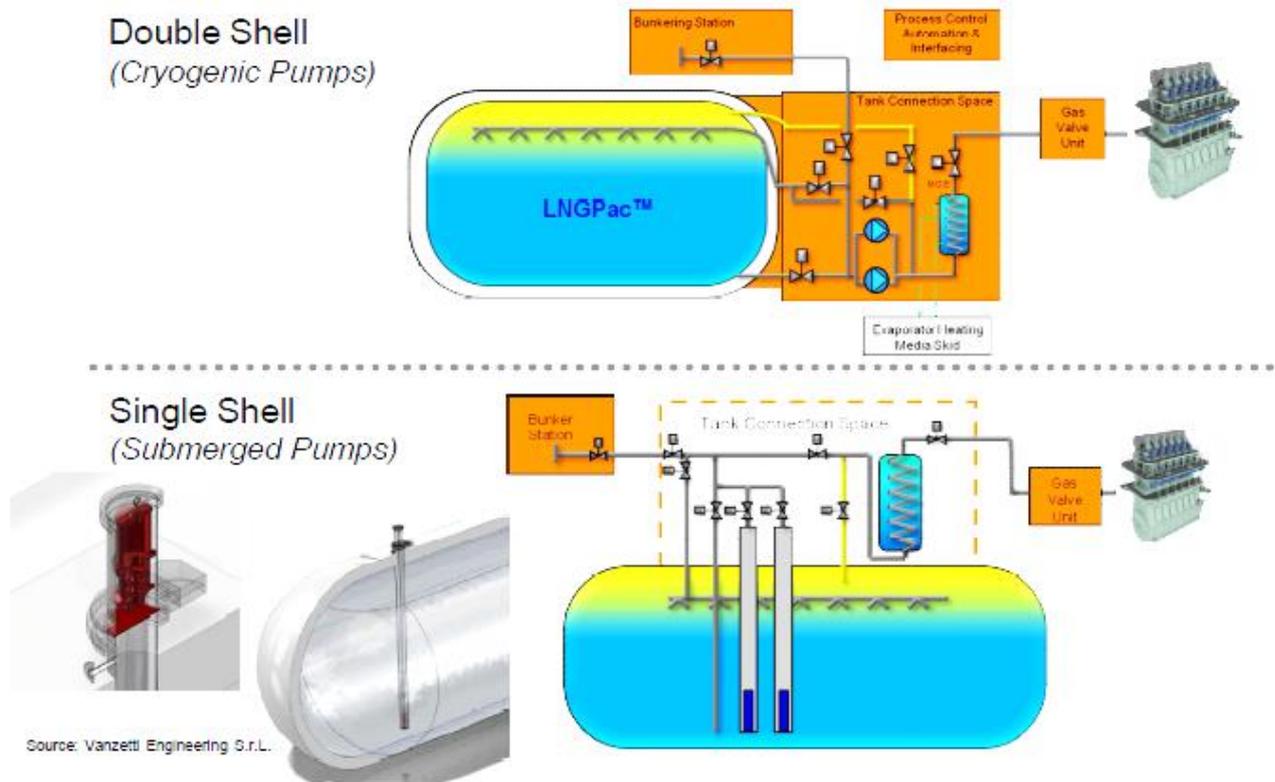


Figura 4.7 Diferencias entre LNGPac™ de doble pared y pared simple

Fuente: Wärtsilä

## 5. Abastecimiento de GNL

El objeto principal de este trabajo es estudiar la alternativa del GNL para la propulsión de los buques ya que es un combustible con ventajas medioambientales y económicas como se ha visto anteriormente. El alcance de este capítulo es introducir las diferentes formas de abastecimiento que existen y la flota elegida para dimensionar la gasinera que será el apartado fundamental de este capítulo.

### 5.1 Soluciones de abastecimiento

En este apartado se analizan tres tipos de soluciones de abastecimiento / bunkering (ver Figura 5.1):

- Abastecimiento Ship-to-ship (STS), en el muelle o en el mar
- Abastecimiento truck-to-ship (TTS)
- Terminal de GNL a buque por medio de una tubería (TPS)

Además, existe la posibilidad de utilizar contenedores con medidas estándar ISO. Esta solución es la que se va a utilizar para reemplazar en los buques el tanque que solía utilizar por este contenedor criogénico a presión.

Para decidir qué solución de abastecimiento de combustible es la conveniente hay que tener en cuenta muchos factores, como por ejemplo la distancia, intensidad de tráfico, volumen, frecuencia, seguridad, cercanía a otros puertos de abastecimiento de GNL como con plantas satélites en tierra.

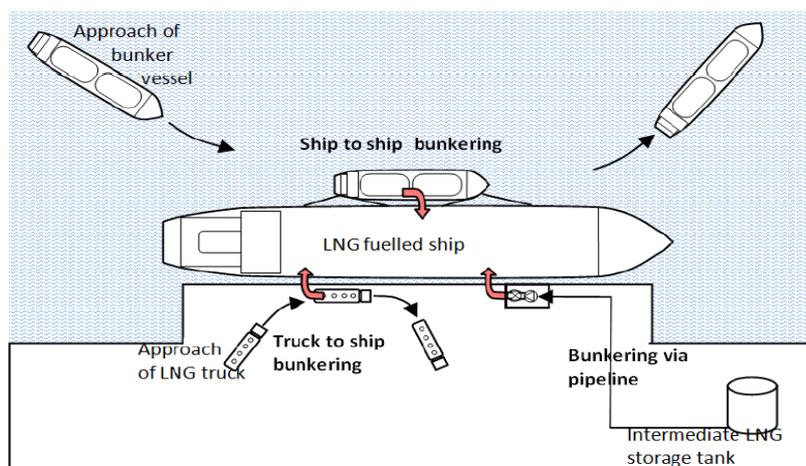


Figura 5.1 Tres formas de abastecimiento

### **5.1.1 ABASTECIMIENTO SHIP-TO-SHIP (STS)**

Las operaciones de buque a buque pueden realizarse junto al muelle, pero también es posible fondear mar adentro para abastecer de combustible o durante la marcha. Sin embargo, la viabilidad de esta última está restringida por fuertes tormentas, incluyendo fuertes vientos, olas, visibilidad, hielo, corrientes y mareas.

Oportunidades para el buen amarre deben ser proporcionados cuando los barcos de abastecimiento están amarrados junto a la recepción de buques. Las defensas adecuadas y correctas calidades y cantidades de las líneas de amarre son necesarias para el abastecimiento de combustible. El sistema de abastecimiento también tiene que ser diseñado de tal manera que permite el movimiento seguro y eficiente de ambos buques, el que abastece de GNL y el buque receptor. El tiempo necesario para amarrar los buques de abastecimiento de GNL tiene que basarse en los tiempos de respuesta de los buques receptores, que tienen un impacto sustancial en las operaciones de toma de combustible.

Por razones de operación, y desde un punto de vista práctico y tiempo eficiente, las cantidades de GNL para ser entregados por los buques de abastecimiento no puede ser demasiado pequeño. Volúmenes superiores a aproximadamente 100 m<sup>3</sup> son razonables para estas operaciones. Las capacidades típicas de buques de abastecimiento de GNL pueden variar desde aproximadamente 1 000 m<sup>3</sup> a 10 000 m<sup>3</sup>. Pequeñas embarcaciones o balsas pueden utilizarse también en algunos puertos con capacidades de menos de 1 000 m<sup>3</sup>.

Esta solución STS se espera que sea el método de abastecimiento principal para recibir buques que tengan unos volúmenes de tanque de combustible de 100 m<sup>3</sup>. Esto se debe principalmente a su alto grado de flexibilidad, que permite todo tipo de embarcaciones para servir en el muelle y en el mar, pero también se debe a las altas tasas de carga y grandes volúmenes de abastecimiento posibles de combustible.

### **5.1.2 ABASTECIMIENTO TRUCK-TO-SHIP (TTS)**

Los camiones cisterna es una inversión barata, en comparación con otras alternativas y proporcionan un medio flexible de abastecimiento para recibir buques con pequeños volúmenes de tanque de combustible. Esta solución es adecuada para pequeñas cantidades, desde 100 m<sup>3</sup> a 200 m<sup>3</sup>. El límite superior sólo se mantiene si el tiempo de respuesta es el tiempo suficiente para las actividades de abastecimiento, que requieren 3 a 4 camiones.

## 5 Abastecimiento de GNL

La capacidad de un camión cisterna varía de 40 m<sup>3</sup> a 80 m<sup>3</sup> de GNL, dependiendo del diseño del tanque y reglamentos. La máxima capacidad permitida varía entre países, debido a las diferencias en el transporte nacional y regulaciones de automóviles y la infraestructura de las carreteras. En España el volumen geométrico total permitido es de 56,5 m<sup>3</sup> que establece la norma ADR / TPC Clase 2 y el Real Decreto 551 / 2 006.

### 5.1.3 TERMINAL DE GNL A BUQUE POR MEDIO DE UNA TUBERÍA (TPS)

La terminal de regasificación es una solución para operaciones con altas tasas de carga y grandes volúmenes, lo que significa que los tiempos de abastecimiento pueden mantenerse cortos. La solución de la tubería es adecuada para soluciones especializadas, por ejemplo, los servicios de transporte marítimo de línea de alta frecuencia con tiempos cortos de entrega y los puertos de mercancías con altas frecuencias de tamaños de entrega de bajo volumen de, por ejemplo, remolcadores, buques de servicios públicos y los barcos de pesca.

Dependiendo de las necesidades y opciones logísticas, los tamaños de los tanques de GNL pueden variar, desde muy pequeño (20 m<sup>3</sup>) hasta muy grandes (100 000 m<sup>3</sup>).

El acceso a amarre y la distancia entre la tanque de GNL y el recipiente receptor son factores esenciales para el éxito de la tubería a las soluciones del buque. Las principales limitaciones de la solución se relacionan con los desafíos asociados con tuberías largas de GNL. Para distancias más largas, es difícil alimentar GNL directamente desde las terminales de GNL, desde el punto de vista técnico, operativo y económico. Esto implica que los tanques de almacenamiento deben estar situadas en las proximidades de los amarres donde se realizan las operaciones de toma de combustible.

Esta solución por lo tanto no siempre es posible, debido al espacio limitado, en combinación con las limitaciones de las medidas de seguridad y otras actividades de terminales en curso. La solución de TPS también tiene limitaciones cuando se trata de flexibilidad, ya que las operaciones de toma de combustible se llevan a cabo en posiciones fijas. Sin embargo, es posible utilizar diferentes tipos de soluciones de barcasas como terminales intermedias, lo que hace el TPS (en combinación con STS) da una mayor flexibilidad y también puede reducir las limitaciones reguladoras y la interferencia con otras actividades en las zonas portuarias.

#### 5.1.4 CONTENEDORES DE GNL CARGADOS A BORDO

Los contenedores de GNL están montados en unos bastidores con las dimensiones estándar de ISO, y la cantidad requerida de combustible se logra mediante la carga de un número suficiente de contenedores a bordo. Esto es, en cierta medida, una solución para los buques portacontenedores y buques Ro-Ro, donde se pueden usar grúas para contenedores existentes o tractores de terminal también para los contenedores cisterna de GNL. Esta solución descrita sería para reemplazar los contenedores cada vez que el buque vaya a repostar, pero en este trabajo se contempla que los contenedores no sean reemplazables ya que no todos los puertos tendrán estas grúas o bien el abastecimiento sea mar adentro. Los inconvenientes de esta solución se refieren a la seguridad y el hecho de que almacenar los contenedores de GNL a bordo reduce la capacidad de carga.

#### 5.1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS DIFERENTES FORMAS DE ABASTECIMIENTO

A continuación en la siguiente Tabla 5.1 se resumen las ventajas y desventajas de cada una de las tres soluciones de abastecimiento de combustible, desde el punto de vista operacional y logístico.

Tabla 5.1 Ventajas y desventajas de las diferentes formas de abastecimiento

	Ship-to-ship (STS)	Truck-to-ship (TTS)	Terminal-to-ship vía tubería (TPS)
Ventajas	Flexibilidad	Flexibilidad	Disponibilidad
	Alta tasa de carga	Bajos costes (inversión y operación)	Abastecimiento de grandes volúmenes son posibles
	Abastecimiento mar adentro (mercado amplio)		Procedimientos de abastecimiento de combustible son rápidos
	Abastecimiento de grandes volúmenes son posibles		

## 5 Abastecimiento de GNL

	Ship-to-ship (STS)	Truck-to-ship (TTS)	Terminal-to-ship vía tubería (TPS)
Desventajas	Maniobrabilidad en dársenas	Pequeñas cantidades	Fijo a ciertos muelles
	Altos costes (inversión y operación)	Baja tasa de carga	Espacio ocupado en la terminal

El abastecimiento ship-to-ship es una solución muy flexible, el único inconveniente importante sería la maniobrabilidad en los puertos con calados limitados, en el puerto objeto del trabajo no es problema ya que tiene un calado suficiente. La principal ventaja del abastecimiento por tubería de terminal son las altas tasas de GNL que puede entregar y hacerlo de manera eficiente. La solución de un camión cisterna es barata y flexible, pero sólo es apta para pequeños volúmenes de GNL.

La solución adaptada al trabajo es el abastecimiento de GNL a través de una tubería de la terminal, de manera que se aprovecha la construcción de la planta regasificadora de Granadilla para hacer la gasinera. A su vez, en el caso de una próspera demanda de GNL para combustible de buques, se puede complementar la solución de abastecimiento ship-to-ship aumentando la disponibilidad del puerto y también, dar suministro a otros puertos del archipiélago canario.

### 5.2 Flota estudiada

Para poder dimensionar la gasinera de la terminal es necesario conocer qué tipo de barcos son los más comunes cuando atracan o transitan por la Isla de Santa Cruz de Tenerife. La Isla de Santa Cruz de Tenerife tiene dos puertos principales, Tenerife y Los Cristianos. Estos dos puertos superan el 60 % del tráfico portuario y en el caso del tráfico de contenedores supera el 90 % de los cinco puertos que compone la Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife.

Los tipos de buques que atracan y hacen escala en la Isla de Santa Cruz de Tenerife son granaleros sólidos/líquidos, buques de carga general, buques Ro-Ro (mercancías, mixtos, pasaje), cruceros (larga distancia, pequeña distancia), portacontenedores. A continuación, se describen una serie de buques para tomar de referencia para cada tipo de buque.

### 5.2.1 VIKING GRACE

Se trata de un proyecto de un crucero/ferry para 2 800 pasajeros y para el transporte de automóviles, lo que se denomina un barco Ro-Pax. Tiene una eslora de 218 m aproximadamente, una manga de 32 m y un calado de 6,8 m. El arqueo bruto (GT) del barco es de 57 000 t. La Figura 5.2 muestra el tipo de barco que se estudia.



Figura 5.2 Viking grace

Los cuatro motores principales son del fabricante Wärtsilä cuyo modelo es W8L50DF con una potencia total de 69 333 kW considerando un rendimiento del 45 %, tiene un consumo de 108,92 t / d. La velocidad máxima del barco es de 22 nudos. Se monta dos LNGPac 239 con un volumen neto de 430 m<sup>3</sup> que le proporciona una autonomía de 926,46 millas náuticas, por tanto teniendo en cuenta que el barco se utilizaría para el archipiélago canario tiene suficiente autonomía para transportar a pasajeros y automóviles de una isla a otra ya que no se supera esta distancia entre las islas que están a mayor distancia. Tiene cuatro unidades de válvulas de gas (GVU) que suministran el gas de los tanques a los cuatro motores.

### 5.2.2 TARBIT SHIPPING AB

Se trata de un barco químico, como se muestra en la Figura 5.3, que ha sido adaptado a la tecnología de GNL. Tiene una eslora de 177 m, una manga de 26 m y un calado de 9,7 m. El arqueo bruto (GT) del barco es de 17 757 t y un porte bruto (DWT) de 24 783 t.

## 5 Abastecimiento de GNL



Figura 5.3 Tarbit shipping AB

El modelo de los dos motores principales es W6L50DF de Wärtsilä que proporcionan una potencia útil de 25 333 kW, tiene un consumo de 39,8 t / d. Tiene dos unidades de válvula de gas. La velocidad máxima del barco es de 16 nudos. Lleva instalados dos tanques LNGPac 527 con un volumen neto 948 m<sup>3</sup>, la autonomía es de 4 065,5 millas náuticas.

### 5.2.3 HARVEY GULF PSV

Es un barco, ver Figura 5.4, que se encuentra en construcción de carga general que sirve de apoyo a plataformas offshore, aunque también se puede utilizar para transportar todo tipo de cargas de un puerto a otro del archipiélago canario. En este trabajo se estudia para dar servicio al archipiélago canario aunque en realidad su destino está en el Golfo de Mexico. El barco tiene 92 m de eslora, 19,50 m de manga y velocidad máxima de 14 nudos.



Figura 5.4 Harvey Gulf PSV

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

El barco es propulsado por tres motores W6L34DF de Wärtsilä, la potencia total es 17 400 kW. Lleva instalados tres unidades de válvula de gas (GVU) para alimentar los motores. El consumo de combustible calculado es de 27,33 t / d. Lleva un depósito LNGPac 284 que ofrece un volumen neto de 256 m<sup>3</sup>, con el consumo calculado y este volumen de combustible se estima una autonomía de 1 398,61 millas náuticas. La velocidad máxima que puede alcanzar el barco es de unos 14 nudos aproximadamente.

#### 5.2.4 TOTE MARITIME MARLIN CLASS

Se trata de un proyecto americano por la naviera TOTE y el astillero NASSCO de un barco portacontenedores de 3 100 TEU, en la Figura 5.5 se muestra el barco portacontenedores. El motor ha sido desarrollado por MAN Diesel & Turbo, al igual que los otros tres motores empleados en los barcos anteriores se trata de un motor dual. En función de los precios y la disponibilidad relativa , así como las consideraciones ambientales , el motor da la opción de utilizar HFO o gas natural, también con el tiempo es posible el GLP.



Figura 5.5 Tote maritime Marlin class

El barco tiene una longitud total de 233 m, una manga 32,3 m (Panamax) y un calado de 10,36 m. La velocidad máxima es de 22 nudos. El modelo del motor es MAN 8L70ME-C8.2-GI con una potencia NCR de 21 412 kW. El consumo de combustible es de 33,64 t / d, el tamaño del tanque de combustible que se ha proyectado es de 2 701,43 m<sup>3</sup>. Para garantizar este volumen es necesario instalar cuatro LNGPac 527 y dos LNGPac 465 colocados simétricamente, la capacidad neta de los tanques es de 2 734 m<sup>3</sup>. Este volumen ofrece una autonomía de 19 074 millas náuticas.

## 5 Abastecimiento de GNL

### 5.2.5 BUNKER SHIP FKAB L1 SERIES

Por último, para completar la flota de nuestro estudio se analiza un granalero líquido, ver Figura 5.6, que abastecerá de GNL a otros barcos en diferentes puertos dando una mayor flexibilidad a la terminal del futuro puerto de Granadilla. Este barco puede funcionar también a propulsión de GNL o ser alimentado por un gasóleo marino de bajo contenido en azufre. Los antiguos barcos bunkering se pueden adaptar al almacenamiento de GNL para bunkering de barco a barco.



Figura 5.6 Bunker ship FKAB L1 series

Las medidas suelen ser las habituales para este tipo de barcos, dependiendo de la capacidad de abastecimiento. La capacidad de abastecimiento estudiada para este tipo de barcos es de 1 900 m<sup>3</sup>.

## 6. Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

Una vez recogida toda la información sobre los diferentes tipos de abastecimiento y el tipo de flota estudiada se pasa a dimensionar la gasinera dentro de la futura planta de regasificación de Granadilla. Es decir, se elige la solución de abastecimiento por medio de una tubería conectada a los tanques de una terminal de GNL. Para dotar de una mayor flexibilidad a la gasinera sería conveniente el empleo de dos o tres barcos de abastecimiento de GNL de 1 900 m<sup>3</sup> para dar cobertura a otras islas del archipiélago canario, y que recibirían la carga de la gasinera propuesta, en horario de baja demanda.

### 6.1 Líneas de carga de la gasinera

El caudal de GNL que se suministrará a la gasinera es el proporcionado por la bomba de 350 m<sup>3</sup>/h de cada tanque, en total unos 700 m<sup>3</sup>/h. Las líneas de la gasinera son las mismas líneas de recirculación de la terminal, de esta forma se reducen costes y se mejora el rendimiento de la planta ya que estas líneas van a tener una temperatura óptima para la transferencia de GNL, al mantenerse siempre en frío. Aparte de mejorar el tiempo de descarga por su mayor sección que si fuese por otras líneas paralelas a las principales de la planta de menor sección. En el anexo se encuentra un diagrama de procesos industriales completo de la gasinera encajada en la planta de regasificación.

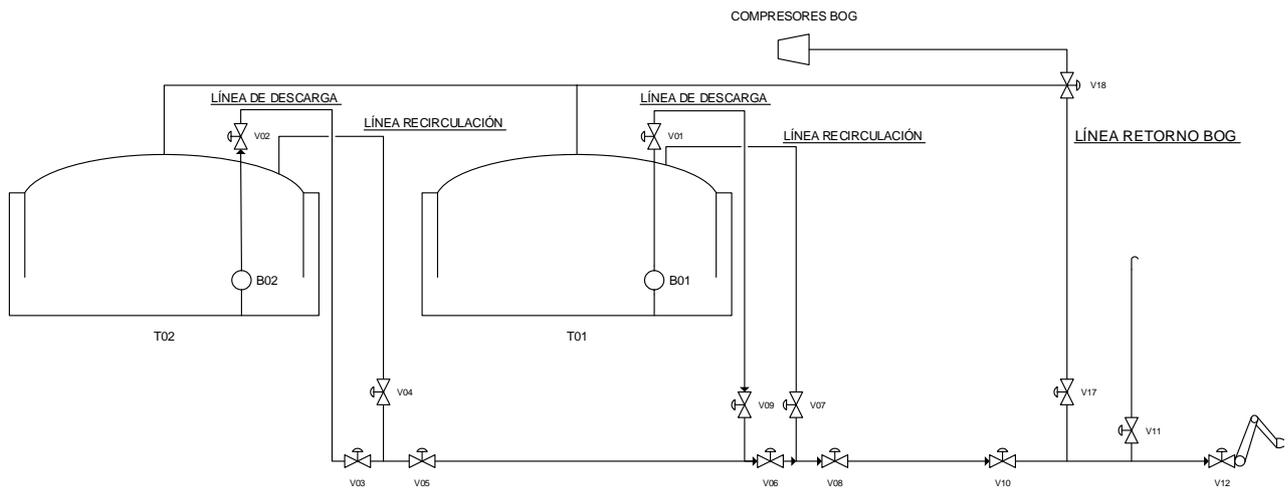


Figura 6.1 Esquema simplificado de la línea de carga de la gasinera

## 6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

### 6.1.1 DIMENSIONAMIENTO LÍNEA

El diámetro de la línea es de 10" calculado en el apartado 3.1.2.3, el único parámetro que varía es la longitud, que es más corta debido a que la gasinera se encuentra antes que la terminal de descarga. La distancia del tanque más lejano a la gasinera incluídas las longitudes equivalentes de los accesorios es de 4 581,2 m. Aplicando esta longitud se obtiene una pérdida de carga de 1,645 bar, un valor bastante aceptable teniendo en cuenta la Tabla 3.4.

Se ha supuesto un funcionamiento en el peor de los casos de que las bombas de caudal 350 m<sup>3</sup>/h de cada tanque no funcionen por avería (en adelante funcionamiento excepcional) y se pueda seguir suministrando un caudal a la gasinera. Este caudal es proporcionado por dos bombas de 143 m<sup>3</sup>/h de un tanque y otra bomba de 143 m<sup>3</sup>/h del otro tanque, dando un caudal total de 429 m<sup>3</sup>/h. Esto repercutiría en un menor volumen de emisión a la red, pero se trata de un hecho puntual.

La pérdida de carga con este modo de funcionamiento para la gasinera es de 2,1 bar, que sigue siendo un valor bastante aceptable. Para poder calcular dicha pérdida de carga para la misma sección de tubería de 10" se hace una relación de secciones con la sección que se obtendría para un caudal de 429 m<sup>3</sup>/h para obtener un factor de corrección.

### 6.1.2 BRAZOS DE CARGA

El colector de carga de la gasinera se equipa con dos brazos de la misma sección que la entrada al depósito del barco, 8". Uno de los brazos es híbrido que se emplea para la carga de GNL y el otro es para la transferencia de vapor. En caso de indisposición del brazo de transferencia de vapor se emplea el brazo híbrido de carga y se emplearía una manguera para la carga de GNL.

## 6.2 Tiempos de carga

A continuación se va a mostrar los tiempos de carga para cada tipo de flota, los cálculos se han hecho dependiendo del nivel de combustible de los depósitos y del modo de funcionamiento: normal, con bombas 350 m<sup>3</sup>/h, o excepcional, con bombas 143 m<sup>3</sup>/h.

A cada tiempo de carga hay que sumarle unos 25 min en total, 15 min para antes del abastecimiento y 10 min para después del abastecimiento. Estos tiempos son necesarios para hacer la llamada antes del abastecimiento, amarrar el buque, realizar el checklist y conectar

los brazos. Después del abastecimiento se procede principalmente al purgado de las líneas, cierre de válvulas, desconexión de los brazos de carga, desamarre de los cabos y salida.

### 6.2.1 FUNCIONAMIENTO NORMAL DE LA GASINERA

La siguiente Tabla 6.1 muestra el tiempo en formato horas:minutos:segundos de carga de GNL según el nivel de descarga de los depósitos de combustible de cada barco. A menor capacidad de los depósitos de los barcos los tiempos de carga van a ser menores, también es importante que los tiempos de carga sean los menores posibles, sobre todo para barcos que tarden poco en cargar la mercancía o tengan que hacer servicios rápidos. A estos tiempos hay que sumarles 40 min para la entrada y salida del barco en la gasinera, y para la preparación de los pasos de llenado explicados en el apartado 6.3.2. La explicación a estos cálculos de tiempo y dimensionamiento se encuentran en el anexo B 1.2.2.

Tabla 6.1 Tiempo de carga funcionamiento normal (hh:mm:ss)

	25 %	50 %	75 %	100 %
Barco offshore	00:05:24	00:10:48	00:16:12	00:22:12
Ferry/crucero	00:09:00	00:18:36	00:27:36	00:36:36
Barco químico	00:20:24	00:40:48	01:01:12	01:21:00
Barco bunker	00:40:48	01:21:36	02:02:24	02:42:36
Portacontenedores	00:58:48	01:57:00	02:55:48	03:54:36

### 6.2.2 FUNCIONAMIENTO EXCEPCIONAL DE LA GASINERA

Como se ha mencionado anteriormente en 6.1.1 el caudal entregado por la planta será menor, esto repercute en unos mayores tiempos de carga a los que además hay que sumarles 40 min para la entrada y salida del barco en la gasinera, y para la preparación de los pasos de llenado explicados en el apartado 6.3.2. Los cálculos se han hecho para distintos niveles de carga de los depósitos de los buques y con el mismo formato de tiempo que la tabla anterior. En el anexo B 1.2.2 se muestra la explicación de los cálculos de dimensionamiento y tiempos de carga para este funcionamiento.

## 6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

Tabla 6.2 Tiempo de carga funcionamiento excepcional (hh:mm:ss)

	25 %	50 %	75 %	100 %
Barco offshore	00:09:00	00:18:00	00:27:00	00:36:00
Ferry/crucero	00:15:00	00:30:00	00:45:00	01:00:00
Barco químico	00:33:00	01:06:00	01:39:36	02:12:36
Barco bunker	01:06:36	02:12:36	03:19:12	04:25:48
Portacontenedores	01:35:24	03:11:24	04:46:48	06:22:12

Este cambio en el caudal perjudica en el tiempo de carga, incrementándolo en un 40 % aproximadamente, en cada tipo de buque. El tipo de flota más perjudicada es la que transporte mercancía ya que al incrementar el tiempo implica un aumento de los costes de peajes en el puerto.

### 6.2.3 FUNCIONAMIENTO CON DESCARGA DEL METANERO

Debido a un incremento posible de la demanda de gas y de GNL se puede dar el caso de que coincidan un metanero y un barco para repostar GNL. En tal caso, lo que se haría es cargar desde un tanque de almacenamiento al barco y descargar el GNL del metanero en el otro tanque (a elegir por Operación). Para abastecer el GNL al barco funcionarían las dos bombas primarias de 143 m<sup>3</sup>/h y la de 350 m<sup>3</sup>/h haciendo un total de 639 m<sup>3</sup>/h, perjudicando mínimamente (alrededor del 10 %) los tiempo de carga respecto a su funcionamiento normal. El boil-off gas generado por el barco que va a repostar pasaría al colector de BOG. La facturación del GNL cargado en el barco se realizaría con las medidas proporcionadas por un medidor totalizador de caudal y cromatografía realizada por un sistema de muestras localizados en la línea de carga de la gasinera, este sistema de facturación del GNL también se realiza para el funcionamiento normal y excepcional.

Si se diese el caso de que el metanero, que tarda entre 12 h y 14 h, descargase el GNL de sus tanques, la gasinera volvería a su modo de funcionamiento normal para abastecer al barco de GNL.

## 6.3 Descripción del proceso

### 6.3.1 DIAGRAMAS DEL PROCESO ABASTECIMIENTO TPS DE GNL

#### 6.3.1.1 Diagrama de la gasinera

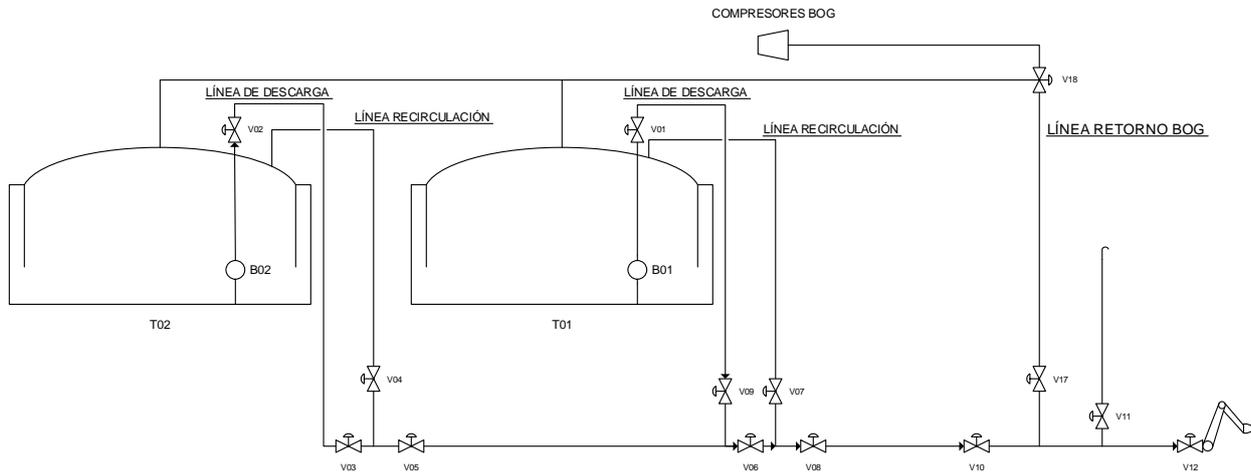


Figura 6.2 Esquema simplificado de la gasinera

Se trata de un diagrama de procesos industriales simplificado de la gasinera, el GNL necesario para abastecer al buque propulsado por dicho combustible se obtiene de dos tanques de 150 000 m<sup>3</sup>. Las válvulas dibujadas son orientativas para describir en el siguiente apartado 6.3.2 el funcionamiento de la gasinera.

## 6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

### 6.3.1.2 Diagrama del buque

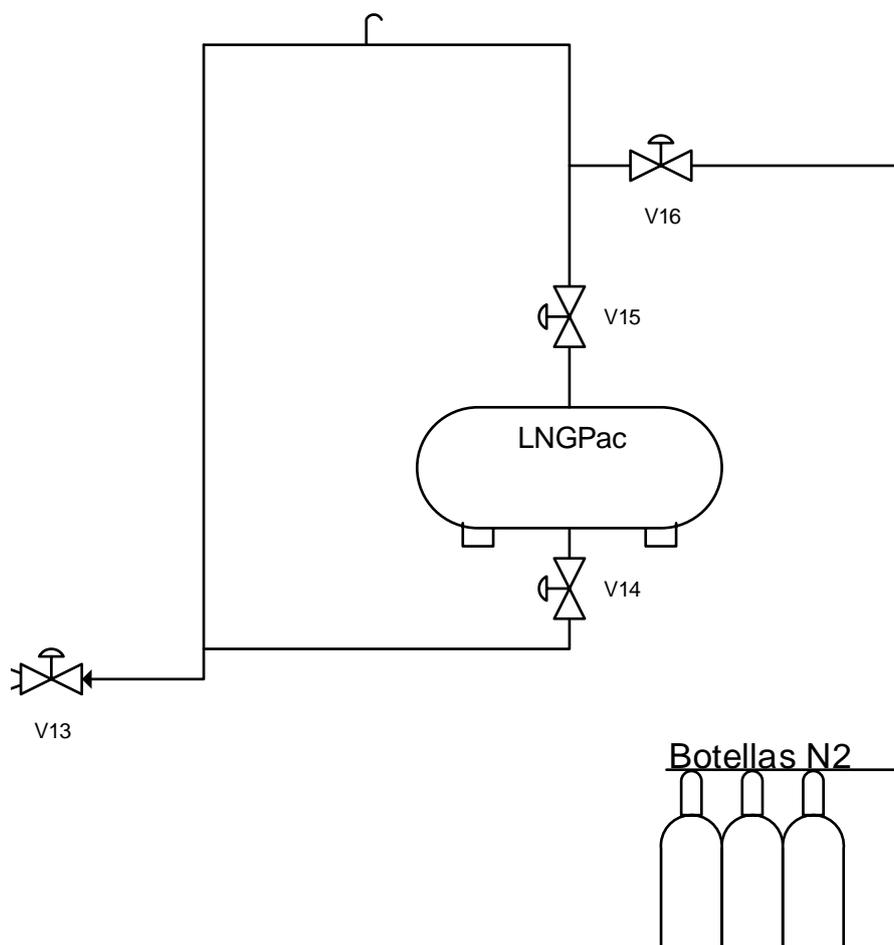


Figura 6.3 Esquema simplificado del buque

Este diagrama representa el circuito de GNL de la parte del tanque de combustible del barco de una manera simplificada a la expuesta en el apartado 4.5, dónde se explican todos los equipos que son necesarios.

6.3.1.3 Diagrama conjunto

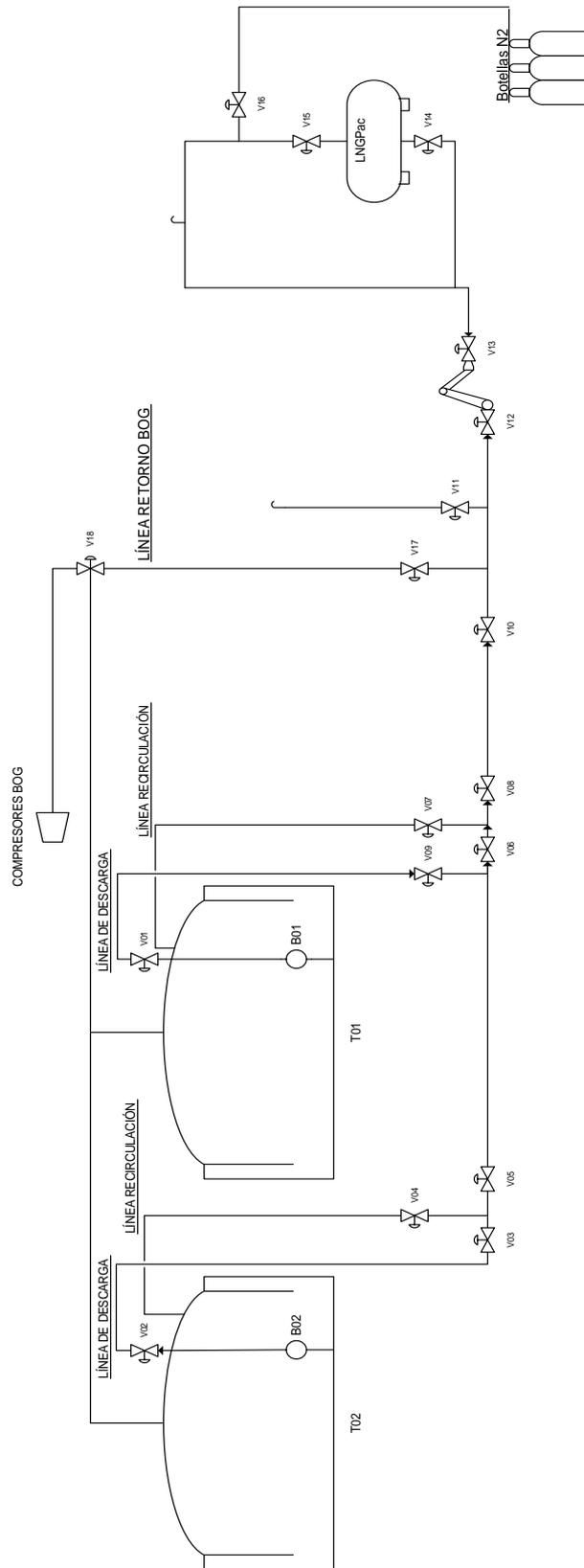


Figura 6.4 Esquema simplificado del conjunto

### 6.3.2 PASOS ABASTECIMIENTO TPS DE GNL

#### 6.3.2.1 Enfriamiento

Para la línea de llenado de la gasinera se ha optado que sea la misma línea de recirculación. De esta manera, se ahorra en costes en inversión ya que no es necesario otra línea de misma sección para la gasinera y, también en tiempo ya que no necesita un enfriamiento de mayor duración cuando la gasinera entre en funcionamiento puesto que la línea está continuamente recirculando GNL. Las bombas primarias están continuamente funcionando aunque a menor caudal para la línea de recirculación.

#### 6.3.2.2 Conexión brazo de carga de la gasinera

Una vez el barco esté atracado y amarrado, se procede a la conexión de los brazos de carga. Se toman medidas de seguridad para evitar fugas.

#### 6.3.2.3 Inertización del sistema conectado

Se usa gas inerte para eliminar humedad y el aire que queda al conectar los brazos de carga. Se abren las válvulas representadas con el número 16, 13, 12 y 11 en este orden, tal y como se representa con la línea verde en la Figura 6.5.

La duración del flujo de gas inerte por la línea debe durar cinco minutos, que es el tiempo en el que se garantiza un nivel de oxígeno no superior al 8 %.

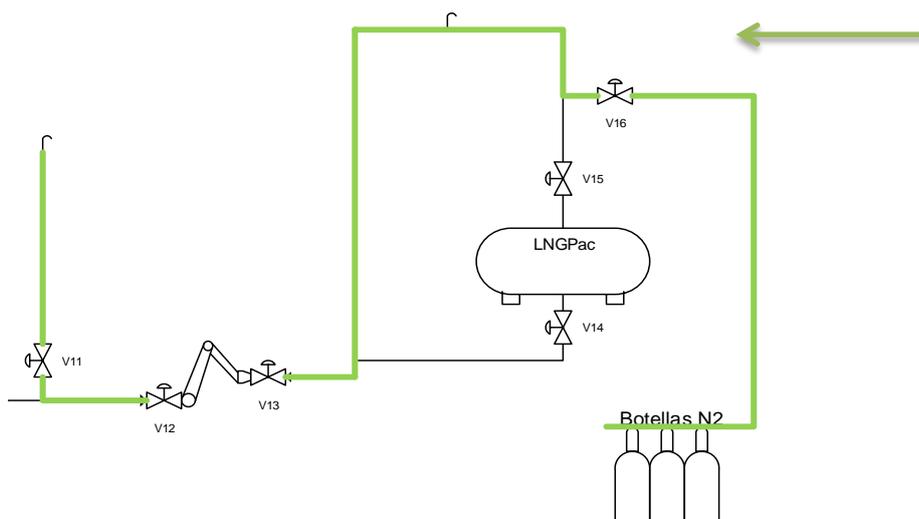


Figura 6.5 Proceso de inertización del sistema conectado

#### **6.3.2.4 Purgado del sistema conectado**

El sistema conectado se purga con el gas natural evaporado del depósito (LNGPac) para eliminar los restos de nitrógeno según las especificaciones del motor. Las trazas de metano que quedan en la línea se llevan por diferencia de presión a los compresores de boil-off gas o a los tanques de almacenamiento a través de la línea de retorno de BOG.

En caso de emergencia, estas trazas de metano se ventean a la atmósfera generando emisiones de efecto invernadero. Se cierran las válvulas 16, 11 y 10, permaneciendo abierta las válvulas 15, 13, 12 y 17 como se muestra en la Figura 6.6.

La válvula 18 dirige estas trazas de metano o a los compresores de BOG para su tratamiento o a los tanques de almacenamiento para mantener un equilibrio de presión en el interior. Estas válvulas están controladas por caudalímetros que regulan el caudal de flujo por la línea.

La duración de esta maniobra suele ser de cinco minutos, tiempo suficiente para eliminar los restos de nitrógeno del anterior proceso de inertizado.

6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

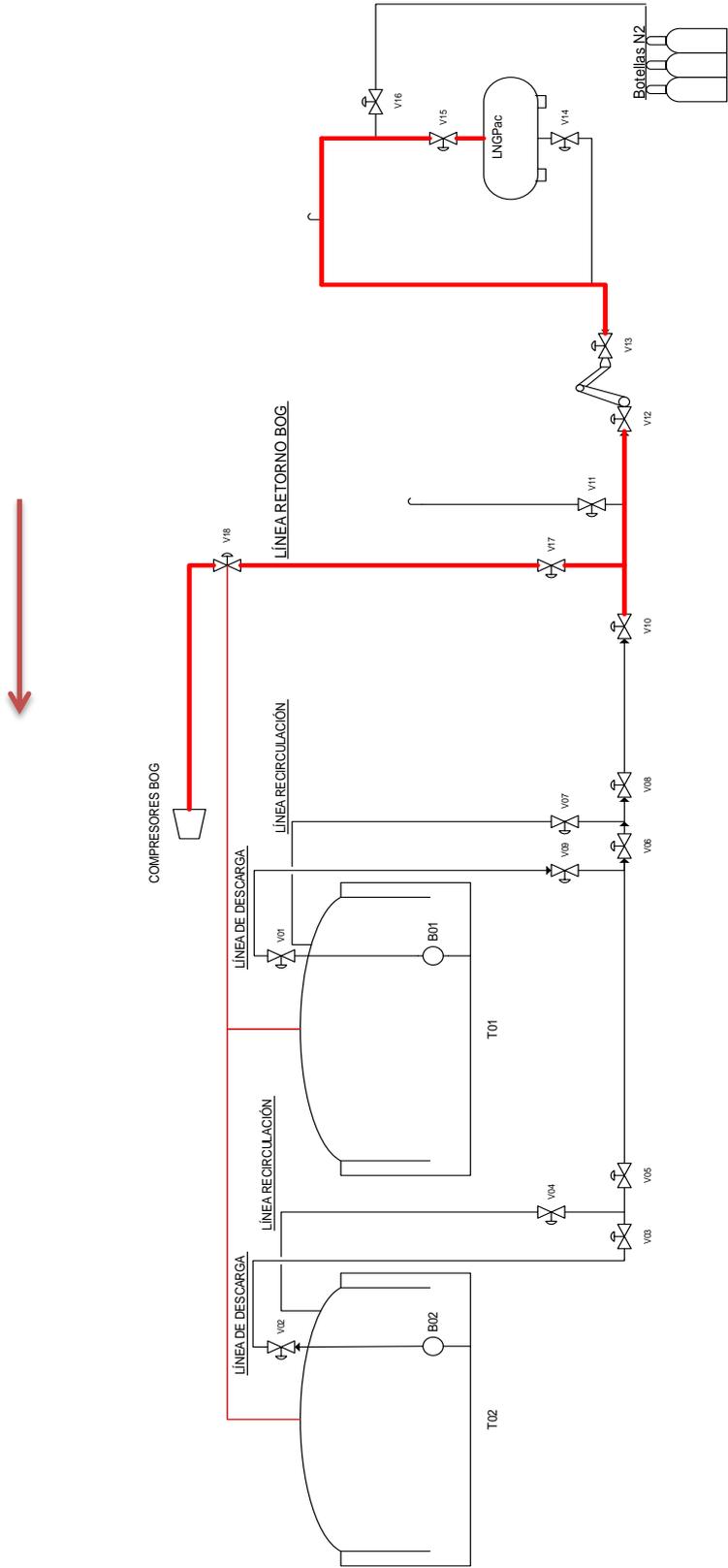


Figura 6.6 Proceso de purgado del sistema conectado

### **6.3.2.5 Carga de GNL a buque**

El caudal de carga tiene un rango de 350 m<sup>3</sup>/h a 700 m<sup>3</sup>/h, dependiendo del funcionamiento de la gasinera y ajustándose a los requisitos de la planta de regasificación. Existen controladores de caudal en la línea.

La operación de llenado se hace de forma secuencial hasta alcanzar el máximo de caudal para controlar la presión del depósito (LNGPac). En la Figura 6.7 se muestra la circulación de GNL para llenar el depósito del buque.

Se cierran todas las válvulas que estaban abiertas, se abren 1, 2, 3, 5, 6, 8, 10, 12, 13, 14 y 15. Las válvulas 14 y 15 se cierran de forma secuencial para controlar la presión del depósito como se ha mencionado anteriormente.

La duración de este paso depende de las capacidades de los depósitos de los barcos que van a repostar y del nivel de combustible a repostar, como se ha visto en el apartado 6.2.1 (funcionamiento normal), 6.2.2 (funcionamiento excepcional) y 6.2.3 (funcionamiento con descarga de metanero). El mayor tiempo de carga se produce para depósitos de barcos portacontenedores, aproximadamente cuatro horas, en condiciones de funcionamiento normal. Pero la mayoría de los clientes serán cruceros, barcos offshore o barcos para bunkering, llegando a tiempos aproximados de 40 min, 25 min y 2 h 45 min, respectivamente. Los tiempos en funcionamiento excepcional son más altos debido a un menor caudal de llenado.

### 6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

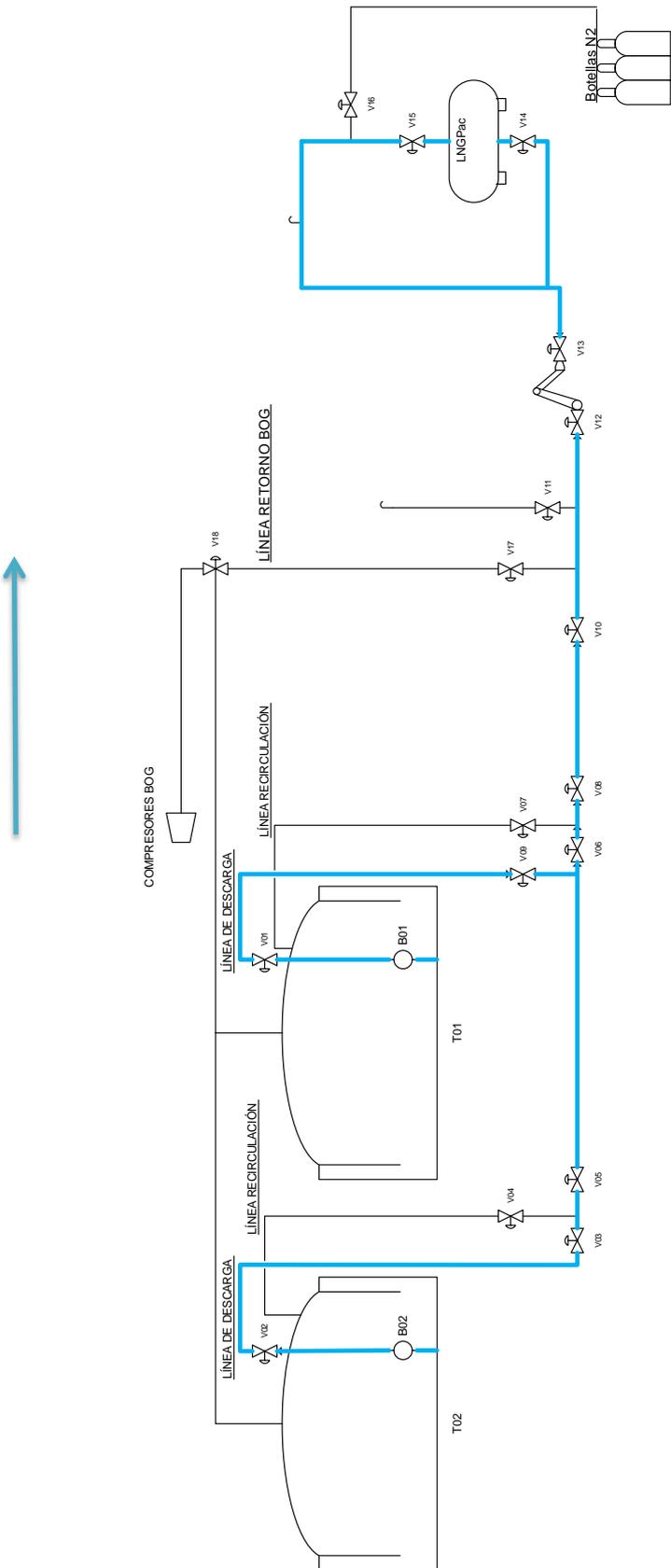


Figura 6.7 Proceso de carga de GNL a buque

### 6.3.2.6 Extracción del líquido en la línea

Se cierran las válvulas 1, 2, 12 y 13, además se abren la 4 y la 7. Se genera gas natural en la línea debido al aumento de la temperatura y el gas natural licuado residual vuelve a los tanques (los dos de almacenamiento y al depósito del barco) por medio de la diferencia de presiones que se tiene al cerrar las válvulas, ver Figura 6.9.

La válvula 13 se abre y se cierra de forma secuencial para empujar el GNL residual restante al depósito del barco.

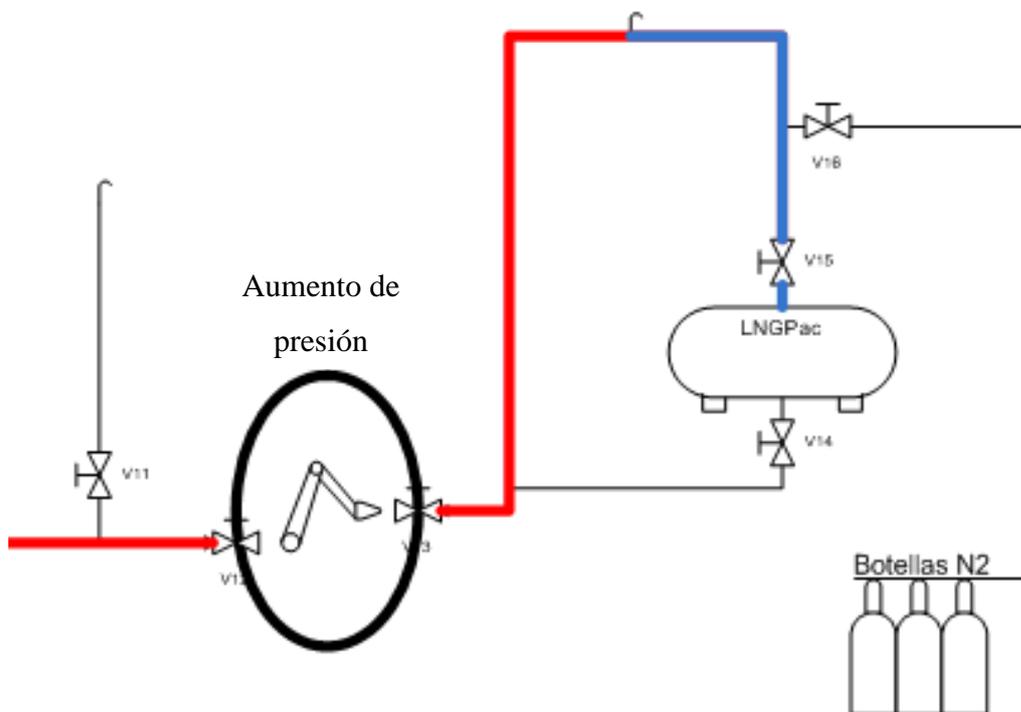


Figura 6.8 Detalle aumento de presión, apertura válvula 13

6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

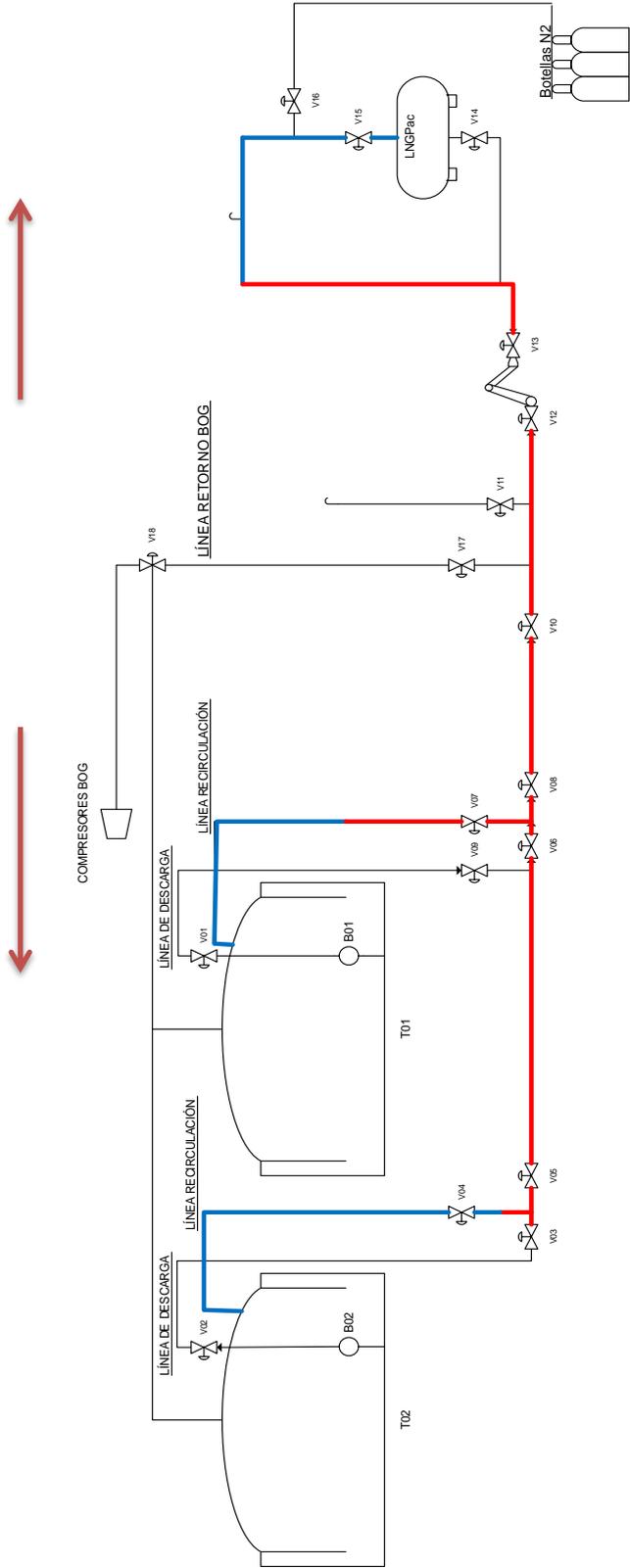


Figura 6.9 Proceso de extracción del líquido de la línea

### **6.3.2.7 *Inertizado de la línea GNL***

Se elimina el gas natural que queda entre la válvula 10 y la línea del barco mediante un gas inerte para inertizar la línea por motivos de seguridad. Se abre la válvula 11 para ventear. La Figura 6.10 muestra el proceso de inertización de la línea de GNL del buque.

El inertizado de la línea suele durar cinco minutos para reducir el nivel de oxígeno a un valor límite superior de aproximadamente el 8 %.

### **6.3.2.8 *Desconexión del brazo de carga de la gasinera***

Después de la confirmación de la cantidad y la calidad transferida, se procede a la desconexión del brazo de carga y al desamarre del barco para iniciar su salida del puerto.

6 Dimensionamiento de la gasinera del puerto de Granadilla

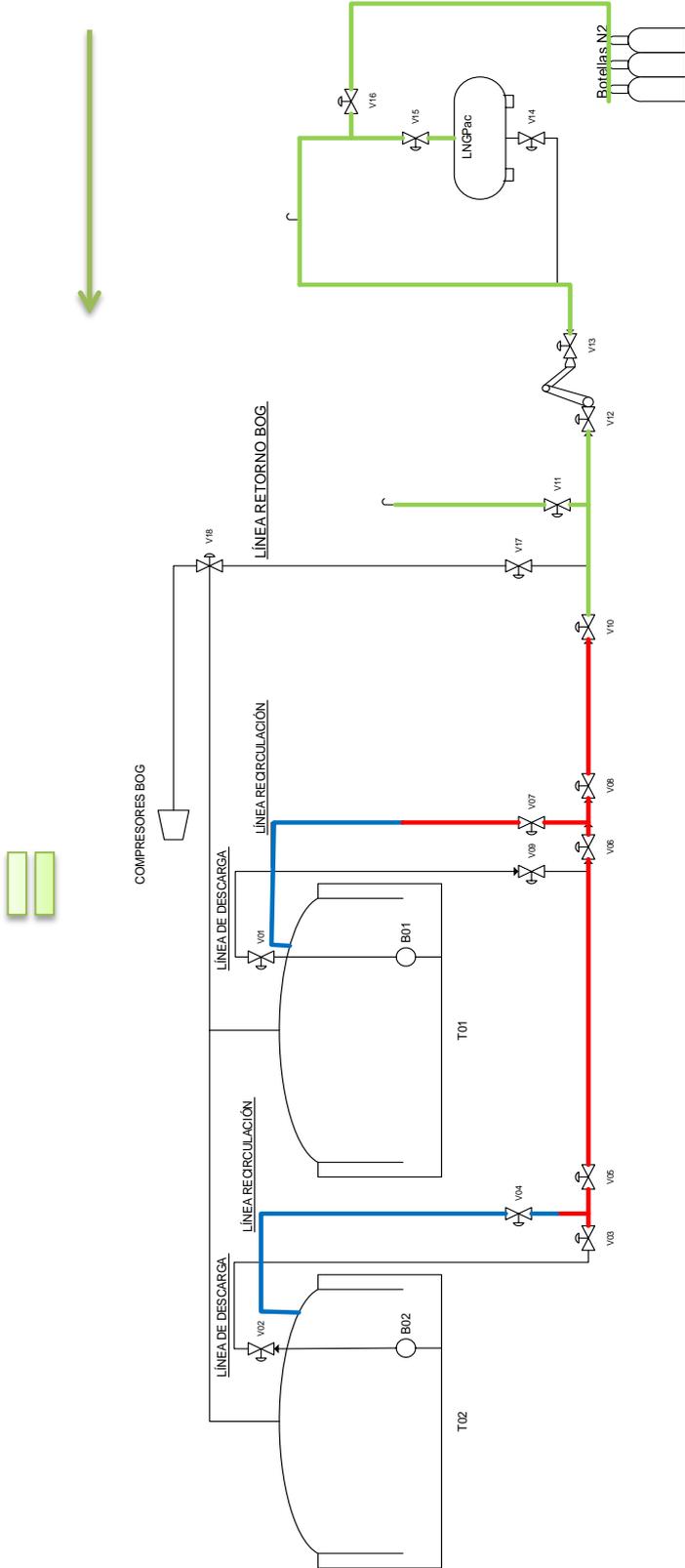


Figura 6.10 Proceso de inertizado de la línea de GNL del buque

## 6.4 Conclusiones

El tiempo de abastecimiento puede variar dependiendo del rango del caudal de transferencia, capacidades de los depósitos y el uso del vapor de retorno.

A continuación se muestra la Tabla 6.3 para resumir el tiempo total (sumando los 40 min de preparación) de abastecimiento vía TPS en los distintos casos de barcos que vayan a repostar con un funcionamiento normal de la gasinera.

Tabla 6.3 Tiempo total de abastecimiento (hh:mm:ss)

Barco offshore	01:02:12
Ferry/crucero	01:16:36
Barco químico	02:01:00
Barco bunker	03:22:36
Portacontenedores	04:34:36

La industria está desarrollando soluciones para lograr tiempos similares a los de abastecimiento de combustibles convencionales, diésel marino (MDO), que suelen ser menores como se verá a continuación en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4 Tiempo de abastecimiento de combustibles convencionales, MDO (hh:mm:ss)

Barco offshore	00:13:16
Ferry/crucero	00:22:18
Barco químico	00:46:06
Portacontenedores	02:21:48

A estos tiempos hay que sumarles 15 min para la entrada del buque (llamada a puerto, amarre, conexión de mangueras) y otros 10 min para la partida del buque.

## 7. Cálculo del Boil-Off Gas

Es importante saber el gas que se genera en exceso en los tanques de almacenamiento de GNL para dimensionar las tuberías de Boil-Off Gas (BOG) así como los equipos de compresión y relicuación no son objeto de estudio en este trabajo. Lo que sí forma parte de este trabajo es la cuantificación del BOG inicial y el aumento producido por la gasinera propuesta, para valorar si es necesario o no una adaptación del sistema de gestión de BOG del proyecto de planta existente.

Si este gas no se extrae, termina acumulándose, produciendo una subida de presión en los tanques. Parte del gas generado en los tanques por vaporización se queda en equilibrio con el GNL en el interior para mantener una presión estable. La generación de gas se debe fundamentalmente a:

- La vaporización del GNL contenido en el tanque debido a la radiación solar que incide en las paredes y el techo del tanque.
- El desplazamiento del gas en equilibrio con el GNL almacenado durante el llenado del tanque, conocido como efecto pistón.

El BOG extraído de los tanques mediante compresores se recupera reenviándolo a la corriente principal de proceso con el objeto de evitar la pérdida de producto a la salida de la terminal y evitar emisiones innecesarias de gas a la atmósfera que supongan un impacto para el medio ambiente. El punto de incorporación a la línea principal de proceso el BOG fija las condiciones de operación y el diseño del área de bombeo de GNL, así como el área de recuperación de BOG.

El bombeo de GNL se divide en dos etapas entre las cuales se intercala la operación de recuperación de BOG, llevada a cabo en el relicuador. El bombeo primario extrae el GNL del interior de los tanques de almacenamiento y lo impulsa hasta una presión de 8 barg. A continuación, las bombas secundarias impulsan el GNL hasta una presión de unos 90 barg. Entre ambas etapas se produce la recuperación de BOG.

## Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

El BOG se incorpora a una corriente de líquido a presión de aproximadamente 8 barg. Por tanto, las operaciones que deben realizarse durante el proceso de recuperación de BOG son:

- Compresión del gas desde la presión de operación de los tanques de almacenamiento hasta la presión de la línea de impulsión de bombas primarias y aspiración de las bombas secundarias. Se pasa de una presión de 250 mbarg del tanque a 8 barg de las bombas.

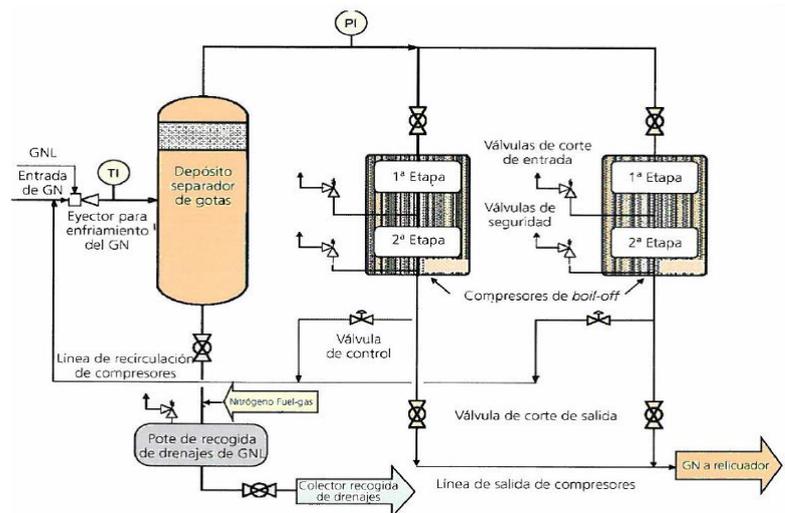


Figura 7.1 Representación esquemática de dos compresor BOG de dos etapas

Fuente: Sedigas

- Relicuación del gas para que toda la corriente se mantenga en fase líquida sin riesgo de producir cavitación en las bombas.

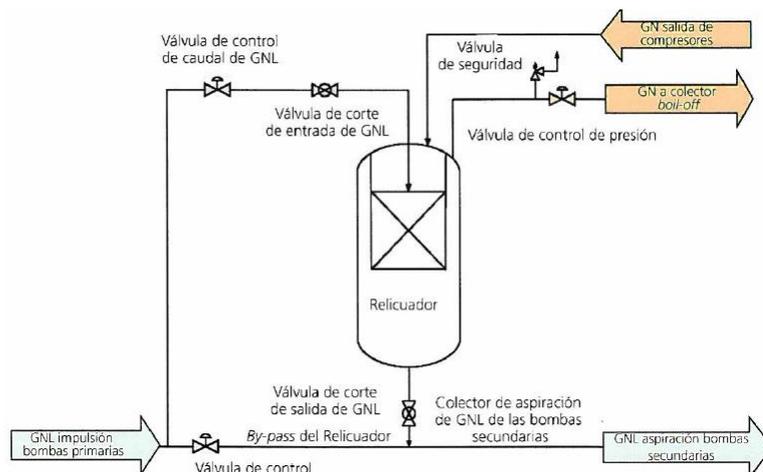


Figura 7.2 Esquema del relicuador

Fuente: Sedigas

## 7 Cálculo del Boil-Off Gas

El cálculo del boil-off generado se ha realizado conforme lo descrito en dos artículos que tratan de la recuperación del boil-off gas en las terminales de regasificación del GNL, basándose en los principios de la transferencia de calor por radiación, convección y conducción de fluidos.

- El primer artículo está sacado de la revista de ingeniería y tecnología (IJET) volumen 3 n°1, Enero 2 013. Se titula “Estimation of Boil-off-Gas from Refrigerated Vessels in Liquefied Natural Gas Plant”, escrito por Wordu, A. A. y Peterside, B. del departamento de Ingeniería Química / Petroquímica de la University of Science and Technology, Nkpolu, Port Harcourt, Nigeria.
- El segundo artículo muestra un ejemplo de cálculo del balance de generación del gas de una terminal de regasificación. Es un artículo escrito por Ramírez, A. y Lorente, C. de Enagás, S. A. Se titula “Recuperación del gas de *boil off* en una terminal de regasificación de GNL”.

### 7.1 Artículo de IJET

Este artículo de investigación describe técnicas de estimación de la generación del boil-off de una planta de regasificación de GNL. Propiedades termodinámicas, transferencia de calor por radiación, conducción y convección y ecuaciones funcionales de desplazamiento son utilizadas para la realización de este artículo. La generación de BOG estudiada se debe a la entrada de calor en las tuberías por radiación, al calor generado por las bombas y a la vaporización del producto en el interior del tanque, en el anexo B 1.1.1 se muestra todos los cálculos realizados según este artículo.

Para estimar la tasa de flujo de BOG generada en tanques de almacenamiento se combinan los efectos de los insumos de calor radiante, conductivo y convectivo. Aunque se hacen algunas suposiciones de diseño apropiado y selección de materiales de aislamiento para prevenir o reducir al mínimo las fugas de calor, existen estas fugas debido a la temperatura ambiente, la radiación solar y la velocidad del viento.

- a) Tasa de BOG debido al calor introducido en los tanques de almacenamiento

Se aplica un coeficiente en tanto por uno para la vaporización del producto que multiplica a la densidad del GNL y al volumen del tanque, dividido todo ello entre 24 horas por día.

$$BOG_T (kg/h) = \frac{\alpha \times \rho_{\text{producto}} \times V_{\text{tanque}}}{24}$$

Donde:

- $\alpha$  es el porcentaje de vaporización del producto.
- $\rho_{\text{producto}}$  es la densidad del GNL.
- $V_{\text{tanque}}$  es el volumen del tanque de almacenamiento.

Para GNL  $\alpha$  tiene valores entre el 0,04 % y el 0,06 % de la cantidad máxima de GNL contenida en el tanque.

b) Transferencia de calor en las tuberías de proceso

Para la estimación del boil-off gas generado en las líneas de proceso se tienen en cuenta varios conceptos termodinámicos y de transferencia de calor y materia.

- Número de Prandtl:

$$Pr = \frac{c_{p \text{ air}} \times \mu_{\text{air}}}{k_f}$$

Donde:

- $c_{p \text{ air}}$  es el calor específico del aire
- $\mu_{\text{air}}$  es la viscosidad del aire
- $k_f$  es la conductividad térmica del aire

- Número de Reynolds:

$$Re = \frac{u \times D \times \rho_{\text{air}}}{\mu_{\text{air}}}$$

Donde:

- $u$  es la velocidad del aire
- $D$  es el diámetro de la tubería
- $\rho_{\text{air}}$  es la densidad del aire

- Número de Nusselt:

$$Nu_D = \frac{h_0 \times D}{k_f} = 0,3 + \left[ \frac{0,62 \times Re^{0,5} \times Pr^{1/3}}{\left[ 1 + \left( \frac{0,4}{Pr} \right)^{2/3} \right]^{1/4}} \right] \times \left( 1 + \left( \frac{Re}{282000} \right)^{5/8} \right)^{4/5}$$

$$h = \frac{Nu \times k_f}{\text{Diámetro exterior}}$$

## 7 Cálculo del Boil-Off Gas

Donde:

- $h_0$  es el coeficiente de transferencia de calor
- Ganancia de calor:

$$Q_L = \frac{2\pi \times L \times \left[ \left( \frac{T_\infty + T_s}{2} - T_i \right) \right]}{\frac{1}{h_0 \times r_0} + \ln \frac{r_0}{r_i}} \frac{r_0}{k_{ins}}$$

Las líneas de proceso tienen dos capas de aislamiento de diferente material, poliisocianurato y espuma de vidrio, que se explica en el capítulo 8. Por tanto:

$$Q_L = \frac{2\pi \times L \times \left[ \left( \frac{T_\infty + T_s}{2} - T_i \right) \right]}{\frac{1}{h \times r_0} + \ln \frac{r_0}{r_i} \frac{r_0}{k_{tubo}} + \ln \frac{r_0}{r_i} \frac{r_0}{k_{C1}} + \ln \frac{r_0}{r_i} \frac{r_0}{k_{C2}}}$$

Donde:

- L es la longitud de la tubería
- $T_\infty$  es la temperatura de ambiente
- $T_s$  es la temperatura de la superficie de la tubería
- $T_i$  es la temperatura de operación
- $r_0$  es el radio exterior
- $r_i$  es el radio interior
- k son las conductividades de cada material
- BOG en las líneas:

$$BOG_L = 3,6 \times Q_L \times \left( \frac{\beta}{\lambda} \right)$$

Donde:

- $\beta$  es un factor de seguridad
- $\lambda$  es el calor latente del GNL

Estos cálculos se hacen para la línea principal y para la línea de descarga. Para los brazos de descarga no se ponen aislamientos sino el propio hielo que se forma en la descarga actúa de aislante natural.

c) Ganancia de calor por las bombas de carga

$$Q_P = \frac{m \times g \times H}{3600} \times \left( \frac{1}{\xi} - 1 \right)$$

Donde:

- m es el caudal másico
- g es la constante de la gravedad
- H es la altura manométrica de la bomba
- $\xi$  es la eficiencia de la bomba

$$BOG_P = 3,6 \times \frac{Q_P}{\lambda}$$

d) Tasa de BOG debido al desplazamiento de vapor. Efecto pistón (BOG<sub>EP</sub>)

- BOG generado en el metanero:

$$Q_M = \frac{\text{Capacidad metanero} \times \text{Boil off buque} \times \rho_{\text{producto}} \times \lambda_{\text{producto}}}{24 \times 3600}$$

$$BOG_M \left[ \frac{kg}{h} \right] = 3600 \times \frac{Q_M}{\lambda_{\text{producto}}}$$

- BOG retorno a metanero:

$$BOG_M \left[ \frac{m^3}{h} \right] = \frac{BOG_M \left[ \frac{kg}{h} \right]}{\rho_{BOG \text{ producto}}}$$

$$BOG_{EP} = \left( BOG_M \left[ \frac{m^3}{h} \right] - \text{Caudal de descarga} \right) \times \rho_{BOG \text{ producto}}$$

La densidad del BOG del producto depende de las condiciones en las que se encuentre, es decir presión y temperatura.

e) BOG descarga:

$$BOG_{\text{descarga}} = (\text{Caudal de descarga} - \text{Caudal de bomba primaria}) \times \rho_{BOG \text{ producto}}$$

## 7 Cálculo del Boil-Off Gas

### f) Mínimo técnico fijado:

Se define como “Mínimo Técnico”, el nivel de producción mínimo necesario que permita recuperar el boil-off, generado en cualquier circunstancia de operación, al tiempo que mantiene en frío todas las instalaciones, y garantiza el 100% de disponibilidad inmediata del resto de los equipos en condiciones de seguridad de funcionamiento estable.

$$\text{Caudal mínimo técnico} = 2\,000 \text{ kg/h}$$

### g) BOG total:

La suma de todos los BOG calculados de diferentes zonas de generación más el mínimo técnico calculado proporciona el boil-off gas total de la planta.

$$BOG_T = (BOG_T + BOG_L + BOG_P - BOG_{EP} + \text{Min. técnico} + BOG_{\text{descarga}}) \times \text{Margen diseño}$$

$$BOG_T = (2663,45 + 7064,71 + 8813,25 - 15879,04 + 2000 + 21461,17) \times 1,1$$

$$BOG_T = 28\,535,9 \text{ kg/h}$$

## 7.2 Artículo de Enagás, S.A.

Se ha tenido en cuenta otra forma más simplificada de calcular el boil-off gas total de la planta, se tienen en cuenta las mismas condiciones atmosféricas y de producto que en el anterior artículo IJET. Dichos cálculos se encuentran en el anexo B 1.1.2.

Este artículo determina los aportes netos a la generación de boil-off gas que se deben al metanero, a las líneas y al tanque, además del desplazamiento de gas por llenado debido al efecto pistón.

### a) Efecto pistón:

Desplazamiento de gas por llenado de un tanque con un caudal de GNL de 12 000 m<sup>3</sup>/h, quitando el volumen que una bomba primaria de cada tanque extrae para mantener el mínimo técnico de la planta.

$$BOG_1 = (\text{Caudal de descarga} - \text{tasa de llenado tanque}) \times \rho v$$

Siendo la densidad del gas desplazado a las condiciones de almacenamiento.

### b) Ganancia de calor en un tanque:

La generación de gas en cada tanque de almacenamiento por ganancia de calor externo se estima, teniendo en cuenta el porcentaje de pérdida en peso por día del total de líquido en el

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

tanque basado en metano puro con el que se ha diseñado el tanque. Se ha diseñado para un 0,05 % en peso por día.

$$Q_T = M_{a \text{ evaporar}} \times \lambda_{\text{producto}} = \frac{\left( \text{Volumen}_{\text{tanque}} \times \rho_{\text{CH}_4} \times \frac{0,05}{100} \right) \times \lambda_{\text{CH}_4}}{24 \times 3600}$$
$$BOG_2 = \frac{Q_T \times 3600}{\lambda_{\text{producto}}}$$

El calor latente de vaporización corresponde al GNL almacenado en el tanque. Este caudal de BOG corresponde únicamente al de un tanque, como la planta tiene dos se multiplica por dos.

c) Ganancia de calor en el metanero:

Se estima la ganancia de calor exterior en un 0,15 % en peso por día del total de líquido en el barco basado en metano puro.

$$Q_M = \frac{\left( \text{Capacidad metanero} \times \rho_{\text{CH}_4} \times \frac{0,15}{100} \right) \times \lambda_{\text{CH}_4}}{24 \times 3600}$$
$$BOG_3 \left[ \frac{kg}{h} \right] = \frac{Q_M \times 3600}{\lambda_{\text{producto}}}$$
$$BOG_3 \left[ \frac{m^3}{h} \right] = \frac{BOG_3 \left[ \frac{kg}{h} \right]}{\rho_{\text{producto}}}$$

d) Ganancia de calor en las líneas:

Se considera una ganancia de calor en tuberías de 30 W / m<sup>2</sup> referido a la superficie externa y para los brazos de descarga una ganancia de calor de 70 kW / brazo.

○ Líneas de proceso:

$$Q_{\text{Líneas}} = 30 \times \text{superficie externa de la línea}$$

○ Brazos de descarga:

$$Q_{\text{brazos}} = 70 \times 3 \text{ brazos de descarga}$$

$$Q_L = Q_{\text{Líneas}} + Q_{\text{brazos}}$$

## 7 Cálculo del Boil-Off Gas

$$BOG_4 = \frac{Q_L \times 3600}{\lambda_{\text{producto}}}$$

e) Demanda neta de gas

El metanero demanda una parte del gas generado durante el vaciado para equilibrar las presiones de sus tanques. Esto es:

$$BOG_{\text{demanda}} = \left( \text{Caudal de descarga} - BOG_3 \left[ \frac{m^3}{h} \right] \right) \times \rho_{\text{producto}}$$

El caudal neto de generación de boil-off gas es la suma de todos los BOG calculados, quedando:

$$BOG_T = BOG_1 + BOG_3 \left[ \frac{kg}{h} \right] + BOG_4 - BOG_{\text{demanda}}$$

Aunque el artículo no tiene en cuenta la generación de calor debido a las bombas, se ha decidido tenerlo en cuenta.

f) Generación de calor de las bombas:

Se calcula de la misma manera que el artículo IJET.

$$Q_P = \frac{m \times g \times H}{3600} \times \left( \frac{1}{\xi} - 1 \right)$$

$$BOG_P = 3,6 \times \frac{Q_P}{\lambda}$$

g) Mínimo técnico fijado:

$$\text{Caudal mínimo técnico} = 2\,000 \text{ kg/h}$$

Entonces, al caudal neto se le suma la generación boil-off de las bombas, quedando:

$$BOG_T = BOG_1 + BOG_2 + BOG_4 - BOG_{\text{demanda}} + BOG_P + \text{Min. técnico}$$

$$BOG_T = 21461,17 + 2827,52 + 8240,46 - 16378,52 + 8631,78 + 2000$$

$$BOG_T = 26\,782,40 \text{ kg/h}$$

### 7.3 Conclusiones

Analizando resultados se observa unos resultados bastante similares, en el primer caso se trata de un resultado más exacto además de añadir un margen de diseño. No obstante, el cálculo de la generación de boil-off gas que propone Enagás es una buena aproximación teniendo en cuenta la generación de calor que transmiten las bombas.

Dado que los cálculos que propone Enagás son una buena aproximación de una manera simplificada, son los que se emplea para la estimación de boil-off de la gasinera que se calculará a continuación.

### 7.4 Dimensionamiento de las líneas de BOG

#### 7.4.1 TUBERÍA HACIA COMPRESORES

Para el dimensionamiento de la tubería de gas que va a compresores hay que tener en cuenta el caudal de boil-off gas generado por el llenado de los tanques (BOG: 21 461,17 kg/h) y el caudal mínimo técnico (Min. Técnico: 2 000 kg/h). Se ha supuesto una velocidad para gases en las líneas de 15,5 m / s según las directrices que toman las ingenierías. Por tanto, se obtiene una sección de 0,59 m. (23,40").

Esta sección corresponde a un diámetro comercial de 24". En el anexo B 1.1.2 se encuentran los cálculos de este apartado, así como los cálculos del apartado de a continuación.

La capacidad de cada compresor de BOG debe ser el 50 % del caudal máximo de BOG durante una operación de descarga y cuando la terminal no envíe a la red, es decir funcionando con el mínimo técnico.

$$\text{Capacidad CBOG} = (21461,67 + 2000) \times 50\% \cong 12\ 000\ \text{kg/h}$$

#### 7.4.2 TUBERÍA HACIA PANTALÁN

La demanda de caudal de gas que necesita el metanero para mantener el equilibrio de presiones es el que se emplea para estimar el diámetro de la tubería de gas que va hacia el pantalán. El valor de dicho caudal es de 10 236,58 m<sup>3</sup> / h, con lo que resulta una sección de 0,48 m. (19,03"). El diámetro comercial que corresponde a esta sección es de 20".

### 7.5 Generación de BOG de la gasinera

A parte de la generación de boil-off gas de la planta regasificadora, cuando entre en funcionamiento la gasinera generará un aporte de boil-off extra de los barcos que vayan a repostar. Esto se debe a que los depósitos (LNGPac) están más calientes y generan una vaporización del GNL a medida que se vaya repostando.

Se ha supuesto el peor de los casos de que todo el caudal suministrado sea vaporizado. Esto en teoría no tiene que ser así, ya que previamente se enfrían las líneas con un gas inerte dejando las líneas frías pero el depósito está más caliente.

Para cada tipo de flota que vaya a repostar se ha calculado el boil-off gas generado por efecto pistón al introducir el GNL en el depósito (LNGPac). En la siguiente Tabla 7.1 a modo de resumen se muestran los valores de BOG de cada tipo.

Tabla 7.1 Caudales BOG de gasinera según tipo de flota a presión de 5 bar y a temperatura -162 °C

Ferry/crucero	
Capacidad del LNGPac	430 m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	0,61 h
Caudal de BOG generado	704,92 m <sup>3</sup> /h
Barco químico	
Capacidad del LNGPac	948 m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	1,35 h
Caudal de BOG generado	702,22 m <sup>3</sup> /h
Barco offshore	
Capacidad del LNGPac	256 m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	0,37 h
Caudal de BOG generado	691,89 m <sup>3</sup> /h
Portacontenedores	
Capacidad del LNGPac	2 734 m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	3,91 h
Caudal de BOG generado	699,23 m <sup>3</sup> /h
Bunker ship	
Capacidad del LNGPac	1 900 m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	2,71 h
Caudal de BOG generado	701,11 m <sup>3</sup> /h

El mayor caudal de boil-off gas generado corresponde al tipo ferry/crucero (ver anexo B 1.2.4), por tanto es el valor que se toma de referencia para realizar los cálculos de boil-off gas de la planta regasificadora y de la gasinera.

a) Boil-off gas de retorno del depósito (LNGPac) al tanque

El boil-off generado en el depósito se supone que está a las mismas condiciones que los tanques de un metanero, por tanto se tiene una densidad de boil-off gas de 2,2 kg/m<sup>3</sup>.

$$BOG_a = 704,92 \times 2,2 = 1\,550,82 \text{ kg/h}$$

Se comprueba que es posible que el caudal de boil-off que genera el barco al repostar en la gasinera pueda ser conducido a través de la línea que va hacia los compresores, dimensionada anteriormente en 7.4.1.

b) Generación de calor por las bombas:

En el caso de la gasinera, las bombas que impulsan el GNL del tanque tienen un caudal de 350 m<sup>3</sup> / h. Empleando las mismas fórmulas que los artículos de IJET y de Enagás para el cálculo de la generación de calor por las bombas, se obtiene:

$$BOG_b = 367,76 \text{ kg/h}$$

c) Generación neta de boil-off gas de la gasinera:

$$BOG_{\text{Gasinera}} = BOG_a + BOG_b = 1\,918,58 \text{ kg/h}$$

## 7.6 Generación BOG conjunto

En base a los cálculos del BOG total de la planta regasificadora y el BOG de la gasinera se estima el BOG conjunto.

$$BOG_{\text{conjunto}} = 28\,700,98 \text{ kg/h}$$

Se comprueba que no es necesario volver a redimensionar los compresores de BOG y el relicuador puesto que el BOG producido en la gasinera representa aproximadamente el 7 % del BOG total, con un valor de 1 918,58 kg/h frente a 21 461,17 kg/h de caudal de BOG que ocurre en la descarga de GNL del metanero.

## 8. Aislamiento de las líneas

El aislamiento tiene un papel fundamental en la eficiencia operativa y en la seguridad de las terminales de regasificación.

Las principales funciones del aislamiento en una terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL son:

- Reducir las entradas de calor en las líneas de GNL, en el interior de los tanques y en los equipos.
- Prevenir la condensación de vapor de agua sobre equipos y en las líneas de baja temperatura.
- Proteger a los operarios de quemaduras por congelación.

El aislamiento de las líneas para temperaturas criogénicas se hace de forma convencional utilizando materiales aislantes rígidos suministrados en forma de coquillas prefabricadas con las dimensiones adaptadas a las tuberías y accesorios a revestir, como la espuma de vidrio o las espumas de poliisocianurato, y un acabado metálico (ver Figura 8.1). A esto se le conoce como sistema de aislamiento mecánico.

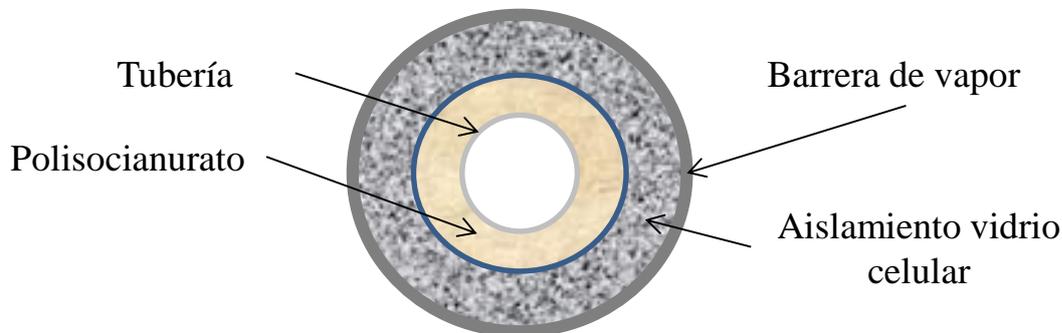


Figura 8.1 Sección típica de tubería con aislamiento criogénico

### 8.1 Criterio de diseño

A pesar de que la materia prima es el principal componente de los sistemas de aislamiento, la eficiencia global del mismo está condicionada por un correcto diseño, fabricación y montaje de todos los componentes.

Un buen sistema de aislamiento criogénico debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Tener una baja conductividad térmica.
- Muy baja permeabilidad al vapor de agua para evitar la entrada de humedad al interior del aislamiento.

- Adaptabilidad y fácil instalación.
- Correcta clasificación respecto del fuego.
- Resistencia mecánica indicada para evitar daños por impacto accidental.
- No contener elementos potencialmente corrosivos que puedan dañar los equipos o la tubería aislada.
- Uniformidad en las propiedades y/o características del material para evitar que estas varíen en función de los distintos lotes de fabricación.
- Tener un coste razonable.

En la práctica se utilizan dos tipos de sistemas de aislamiento:

- Múltiples capas de poliisocianurato (PIR).
- Capas interiores de PIR y una capa exterior de espuma de vidrio.

Como se verá más adelante en el apartado 8.3, conviene elegir el segundo tipo ya que el conjunto de los diferentes materiales de aislamiento dan una mejor conductividad térmica y por tanto, empleamos un menor espesor de aislamiento. Aunque el coste será mayor, que si elegimos el primer tipo de sistema de aislamiento para las tuberías.

Los espesores se calcularán de acuerdo con las condiciones específicas de un proyecto particular y en base a criterios económicos que maximicen la rentabilidad del coste del aislamiento a lo largo de la vida útil de la instalación. A estos efectos, los espesores óptimos deberán ser calculados utilizando, entre otros, los siguientes datos:

- Temperatura ambiente, se ha supuesto 22 °C.
- Temperatura de operación, -160 °C.
- Ganancia de calor máxima de 30 W/m<sup>2</sup> en la superficie externa del aislamiento.
- Humedad relativa, 91 %.
- Velocidad del viento, 7 m/s.

### **8.1.1 PREPARACIÓN**

Las tuberías y accesorios que requieran aislamiento criogénico deberán tener toda la soldadura terminada y haberse probado hidrostáticamente o neumáticamente antes de la aplicación de aislamiento. La superficie de las tuberías y accesorios debe estar libre de grasa y suciedad, se cepillará y se le aplicará un solvente desengrasante para su posterior pintado.

## 8 Aislamiento de las líneas

Además, la superficie debe estar libre de humedad porque sino se formaría nieve o hielo y éstos tienen unos altos coeficientes de conductividad térmica.

En el caso de tuberías y equipos que no forman parte de un sistema refrigerado, pero que operan a temperaturas inferiores a las del ambiente, deberán aislarse para prevenir la formación de condensación en la superficie de la tubería y de los equipos que solamente en las zonas donde el goteo por condensación pudiese ocasionar riesgos eléctricos, daños y corrosión.

Todo el aislamiento aplicado en el día deberá tener aplicada su barrera de vapor primaria en el mismo día. Si no fuera posible aplicar dicha barrera de vapor, el aislamiento instalado deberá ser protegido temporalmente de la humedad y de la radiación UV con plásticos de polietileno negro y sellado contra la superficie del equipo o tubería. Todos los extremos del aislamiento deben ser convenientemente protegidos antes de la terminación de los trabajos.

### 8.1.2 INSTALACIÓN DE AISLAMIENTO EN TUBERÍAS

Existen diversos tipos de tuberías que requieran ser aisladas:

- Tipo I: se trata de las líneas que contengan GNL, la temperatura de diseño está entre  $-40\text{ °C}$  a  $-170\text{ °C}$ .
- Tipo II: se trata de las líneas que contengan nitrógeno, la temperatura de diseño está entre  $-40\text{ °C}$  a  $-196\text{ °C}$ .
- Tipo III: se trata de las líneas que estén a menor temperatura que la ambiente y su aislamiento se procede para proteger al personal de operación y mantenimiento. La temperatura de diseño está entre  $-40\text{ °C}$  a  $-170\text{ °C}$ .

Teniendo en cuenta estos diferentes tipos de tuberías la instalación de su aislamiento requiere diferentes materiales.

Para los tipos I y II los materiales utilizados para el aislamiento pueden ser iguales. La instalación constará de (ver Figura 8.2):

- Una o dos capas de espuma rígida de poliisocianurato (PIR) y una capa exterior de espuma rígida de vidrio.
- Una barrera de vapor principal, hecha de fibra de vidrio se aplica en la cara exterior de la capa de espuma de vidrio.
- Una chapa de aluminio utilizado como barrera secundaria se aplicará en la última capa de espuma rígida de poliisocianurato.

## Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

- Se aplica un revestimiento anti-abrasivo sobre la superficie interior de la espuma de vidrio para evitar la abrasión de la chapa de aluminio.
- Por último, se instala un revestimiento de acero aluminizado sobre la barrera de vapor, se aplica por toda la superficie de la tubería una masilla selladora para la estanqueidad.

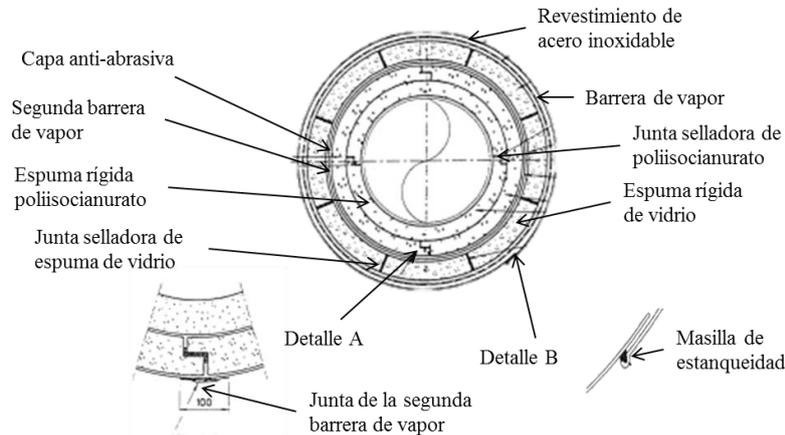


Figura 8.2 Sección detallada del aislamiento para tipos I y II

Para las tuberías de tipo III, tendrán las siguientes capas de aislamiento (ver Figura 8.3):

- Se utiliza una o dos capas de espuma rígida de poliisocianurato para el aislamiento, sin capa de espuma rígida de vidrio.
- La barrera de vapor se aplica sobre la última capa de espuma rígida de poliisocianurato, no se utiliza la segunda barrera de vapor.
- El principio de la instalación del aislamiento será equivalente al tipo I y II.
- El revestimiento de acero aluminizado se instalará en el aislamiento de la misma forma que los tipos I y II.

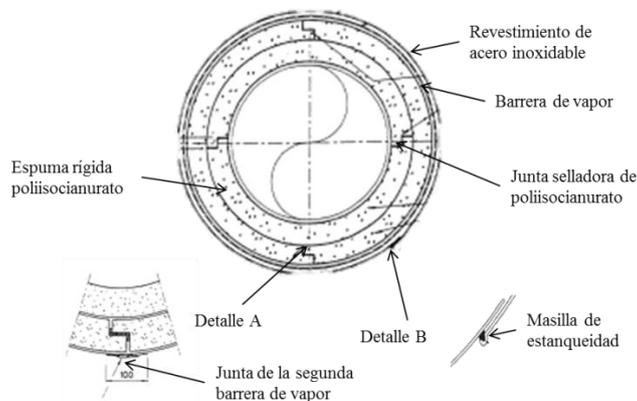


Figura 8.3 Sección detallada del aislamiento para tipo III

## 8.2 Propiedades de los materiales para aislamiento criogénico

Los aislantes utilizados para temperaturas crogénicas tienen generalmente un coeficiente de conductividad térmica menor a 0,05 W/(m·K) y esta propiedad varía con la temperatura.

A continuación, se mencionan las propiedades de los materiales que normalmente son utilizados para aislamiento criogénico.

### 8.2.1 ESPUMA DE POLIISOCIANURATO

De acuerdo con la norma ASTM C591, la espuma rígida de poliisocianurato deberá tener principalmente las siguientes propiedades:

- Densidad:  $42 \pm 2 \text{ kg/m}^3$  (según la norma ASTM D1622).
- Temperatura de servicio:  $-200 \text{ }^\circ\text{C}$  a  $+120 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Conductividad térmica: en base a las mediciones realizadas por una organización independiente y aplicado al campo para el cual el material se utiliza (según ASTM C177). Se tiene:
  - o  $\leq 0,016 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  (a  $-160 \text{ }^\circ\text{C}$ )
  - o  $\leq 0,023 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  (a  $+21 \text{ }^\circ\text{C}$ )
- Contenido cerrado de las células: 90% (según la norma ASTM D2856).
- Libre de agentes CFC's.
- Absorción de agua:  $\leq 5\%$  en peso (según la norma ASTM C534).
- Permeabilidad al vapor de agua:  $\leq 0,8 \text{ g/m}^2 \text{ h}$  a  $23 \text{ }^\circ\text{C}$  y 50 % HR (según la norma ASTM E96, procedimiento A).
- Resistencia a la compresión (de conformidad con la norma ASTM D1621):
  - o a  $23 \text{ }^\circ\text{C}$ :  $\geq 200 \text{ kPa}$  en todas las direcciones.
  - o a  $-165 \text{ }^\circ\text{C}$ :  $\geq 280 \text{ kPa}$  en todas las direcciones.
- Coeficiente térmico de expansión lineal (de acuerdo con ASTM D696):
  - o a  $23 \text{ }^\circ\text{C}$ : máximo  $70 \times 10^{-6} \text{ m/m}\cdot\text{K}$ .
  - o a  $-165 \text{ }^\circ\text{C}$ : máximo  $570 \times 10^{-6} \text{ m/m}\cdot\text{K}$ .
- Contenido de cloruros: según la norma ASTM C871, procedimiento 2, máx. 60 ppm.
- La espuma de poliisocianurato estará protegida contra la radiación UV prolongada.
- Combustibilidad: índice de propagación de llama de acuerdo con ASTM E84 <sup>6</sup>:  $<25$ .

---

<sup>6</sup> A nivel local, se puede aplicar otro requisito diferente al fuego.

### 8.2.2 ESPUMA RÍGIDA DE VIDRIO

El material debe cumplir con los requisitos de la norma ASTM C552 y tendrá las siguientes propiedades mínimas:

- Densidad:  $125 \pm 10 \text{ kg/m}^3$  (según la norma ASTM DC303)
- Conductividad térmica: en base a las mediciones realizadas por una organización independiente y aplicado al campo para el cual el material se utiliza (según ASTM C177). Se tiene:
  - o  $\leq 0,0396 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$
  - o  $\leq 0,0363 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  a  $0 \text{ }^\circ\text{C}$
  - o  $\leq 0,0331 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  a  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$
  - o  $\leq 0,0262 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  a  $-160 \text{ }^\circ\text{C}$
- Transmisión de vapor de agua: Cero.
- Resistencia a la compresión (conforme con la norma ASTM C165):  $\geq 500 \text{ kPa}$ .
- Coeficiente de dilatación térmica lineal:  $8,5 \times 10^{-6} \text{ m/(m}\cdot\text{K)}$ .
- Contenido de cloruros: de acuerdo con la norma ASTM C871 máx. 45 ppm.
- Resistencia al fuego: No combustible.
- La longitud típica de la capa: máx. 600 mm.

### 8.2.3 SELLADOR

Un sellador elastomérico se utiliza para juntas longitudinales y circunferenciales de la espuma rígida de poliisocianurato y de la espuma de vidrio. El material deberá tener las siguientes propiedades principales:

- Temperatura de servicio:
  - o Para PIR:  $-160 \text{ }^\circ\text{C}$  a  $+71 \text{ }^\circ\text{C}$
  - o Para la espuma de vidrio:  $-129 \text{ }^\circ\text{C}$  a  $+71 \text{ }^\circ\text{C}$
- Contenido en sólidos: 84 % mín. en volumen.
- Transmisión de vapor de agua (según la norma ASTM E96):  $\leq 0,02$  en una superficie seca de 3,2 mm.

## 8 Aislamiento de las líneas

### 8.2.4 BARRERA DE VAPOR

Un requerimiento muy importante de un sistema de aislamiento para la conservación de frío es prevenir la entrada de agua dentro del aislamiento. La presencia de agua en forma de vapor, líquido o hielo en el aislamiento hará disminuir su capacidad para aislar y a la larga se puede producir corrosión en la tubería que se encuentra debajo del aislamiento.

Se aplica una masilla elastomérica en la cara exterior de aislamiento, 2 o 3 capas de abrigo mínimo de 0,6 mm que sirve como barrera de vapor, se refuerza con planchas de fibra de vidrio.

- Espesores:
  - o 2 capas de abrigo: 1,2 mm como mínimo.
  - o 3 capas de abrigo: 1,8 mm mínimos (casos especiales de refuerzo).

La masilla debe tener las siguientes propiedades mínimas:

- Temperatura de servicio:  $-45\text{ °C}$  a  $+85\text{ °C}$
- Transmisión de vapor de agua (según la norma ASTM E96):  $\leq 0,05$  en una superficie seca de 3,2 mm.

La fibra de vidrio tendrá las siguientes propiedades mínimas:

- Planchas de fibra de vidrio de  $18 \times 12$  hilos por 25 mm.
- Peso aproximadamente de  $80\text{ g/m}^2$ .

### 8.2.5 SEGUNDA BARRERA DE VAPOR

Papel Multiplex (papel de aluminio entre dos capas de película de poliéster), se utiliza como segunda barrera de vapor. El material deberá tener las siguientes propiedades:

- Temperatura de servicio:  $-60\text{ °C}$  a  $+70\text{ °C}$ .
- Permeabilidad (según la norma ASTM E96 Pr.B):  $\leq 0.001(\text{g/h})/\text{m}^2$  (condición plana).
- Espesor:
  - o Película de poliéster  $\geq 12\text{ }\mu\text{m}$  cada capa.
  - o Papel de aluminio  $\geq 25\text{ }\mu\text{m}$ .
  - o Espesor total  $\geq 50\text{ }\mu\text{m}$ .

### **8.2.6 RECUBRIMIENTO ANTI-ABRASIVO**

El revestimiento anti-abrasivo se coloca en la interfaz entre la espuma rígida de vidrio rígida y la espuma de poliisocianurato. El producto deberá tener las siguientes propiedades:

- Temperatura de servicio: -196 °C a +121 °C.
- Resistencia a líquidos inflamables y al fuego.
- No volátil, contenido de sólidos (según la norma ASTM D1644): promedio de 50% en volumen.

### **8.2.7 JUNTA**

La junta se utiliza para asegurar la capa interior de espuma de poliisocianurato.

La junta tendrá las siguientes características:

- Ancho: 50 mm
- Espesor: 0,275 mm

### **8.2.8 REVESTIMIENTO DE ACERO INOXIDABLE**

El revestimiento se utiliza para asegurar la última capa de aislamiento de la espuma de vidrio para los tipos I y II, y en la espuma de poliisocianurato para el tipo de III.

Las bandas deberán tener las siguientes características:

- Dimensiones:
  - o 12 mm de ancho × 0,4 mm de espesor, para un diámetro de aislamiento ≤ 500 mm.
  - o 19 mm de ancho x 0,5 mm de espesor, para un diámetro de aislamiento > 500 mm.
- Material: acero inoxidable 316 (ASTM A312) laminado en caliente y recocido en condiciones descalcificación.
- Se utilizan bandas selladoras para la fijación de las bandas con las mismas características de los materiales pero con un espesor de 0,8 mm.

### 8.2.9 ESPUMA DE POLIURETANO

La espuma de poliuretano (PU) se utiliza en la caja aislante de válvulas y bridas.

El producto tendrá las siguientes propiedades:

- La densidad inyectado:  $44 \pm 10 \text{ kg/m}^3$ .
- Libre de agentes CFC's.
- Conductividad térmica: en base a las mediciones realizadas por una organización independiente y aplicado al campo para el cual el material se utiliza (según ASTM C177). Se tiene:
  - o  $\leq 0,013 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  (a  $-160 \text{ }^\circ\text{C}$ )
  - o  $\leq 0,04 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$  (a  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ )

### 8.3 Elección de los materiales aislantes

Como se ha mencionado anteriormente en el apartado 8.1 existen dos tipos de sistemas de aislamiento. El sistema elegido para aislar las tuberías de este trabajo consiste en varias capas interiores de PIR y una capa exterior de espuma de vidrio.

Para elegir cuál es el sistema de aislamiento óptimo se tienen en cuenta diversos factores calculados. Dichos factores se resumen principalmente en:

- Cuánto boil-off gas se genera en las líneas con tal aislamiento.
- Qué capacidad de compresores de BOG es necesario para todo el boil-off gas que se genera en las líneas y equipos. A menor caudal de boil-off gas generado será mejor ya que el tamaño de los compresores de BOG serán menores y tendrán unos costes más económicos.
- Cuánto mejor es el material de aislamiento menor caudal de boil-off gas se producirá. Por tanto, el coste del material aislante será mayor pero se compensa con la reducción de coste que supondría tener unos compresores de BOG de menor capacidad.
- Un menor espesor de aislamiento total repercute en una fácil instalación y en un ahorro del tiempo en mano de obra. Este factor tiene en cuenta la conductividad térmica de los materiales. A menor conductividad térmica menor será el espesor de aislamiento utilizado.
- Propiedades de resistencia a líquidos inflamables y al fuego, también se tienen en cuenta aquellas propiedades físicas que alarguen la vida útil del aislamiento.

Se ha realizado una comparativa de los costes que tendrían cada tipo de sistema de aislamiento y los costes de los compresores de BOG producidos por el boil-off gas de cada tipo de sistema de aislamiento.

Se ha tomado como datos una línea de 1 km. de longitud con una sección de 40''. El calor latente de vaporización del GNL se ha considerado de 121 kcal/kg. Los costes de aislamiento se ha supuesto que el caso de aislamiento con PIR y espuma de vidrio es un 10 % más caro y el coste marginal de los compresores de BOG es de 2 300 €/kW, dato recogido de la compañía Sofregaz en el año 2 006. Por último, el coste de la electricidad se ha asumido para el año 2 006 que es de 5,7043 c€/kWh. En el anexo B 1.3.3 se encuentra las hojas de cálculo de esta comparativa.

Esta gráfica (ver Figura 8.4) muestra los costes de los sistemas que previenen la generación de boil-off gas, es decir el aislamiento de las líneas y los compresores de BOG. Se observa como a medida que aumenta el espesor de aislamiento los costes disminuyen. Esto es, como se ha dicho anteriormente, porque se genera menor caudal de boil-off gas y los costes de los equipos para el tratamiento de BOG son menores.

Al añadir espuma de vidrio al sistema de aislamiento PIR, le hace tener buenas propiedades físicas al sistema de aislamiento como son la resistencia a la compresión y la resistencia al fuego, además no deja pasar la humedad. Se observa que a menor espesor de aislamiento formado por PIR y espuma de vidrio los costes van a ser mayores, debido a la alta conductividad térmica de la espuma de vidrio.

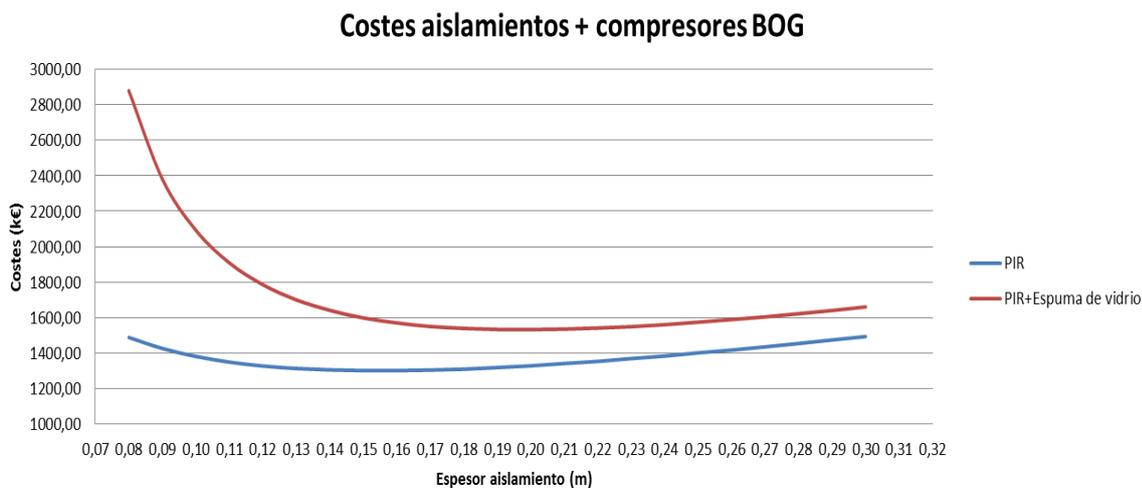


Figura 8.4 Comparativa PIR vs PIR+Espuma de vidrio costes de aislamiento y de compresores de BOG

## 8 Aislamiento de las líneas

Dentro de los rangos de espesor de aislamiento de 0,14 m a 0,3 m, es conveniente utilizar un sistema de aislamiento formado por espuma de poliisocianurato y espuma de vidrio ya que presenta una tendencia similar al sistema formado por espuma de poliisocianurato. Ciertamente, que este tipo de aislamiento es más caro que utilizando solamente capas de espuma de poliisocianurato. Pero este material tiene peores propiedades físicas que la espuma de vidrio, por tanto al añadir espuma de vidrio se mejora las propiedades físicas del sistema de aislamiento. Al mejorar estas propiedades provoca un alargamiento de la vida útil del sistema de aislamiento utilizado.

Para espesores menores a 0,14 m es conveniente utilizar un sistema de aislamiento formado solamente por espuma de poliisocianurato, ya que los costes son menores debido a su baja conductividad térmica.

## 9. Bibliografía

**Almesa.** Tarifa tubos Almesa. [En línea] <http://www.almesa.com/assets/files/almesa-tarifa-completa.pdf>.

**American Petroleum Institute.** API. [En línea] <http://www.api.org/>.

**American Society of Mechanical Engineers International.** ASME. [En línea] <http://www.asme.org/>.

**Analistas Financieros Internacionales (AFI).** 2007. *REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL CAPITAL PARA ACTIVIDADES REGULADAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO.* 2007.

**Anave.** [www.anave.es/ultimas-noticias/774-la-ue-cofinanciara-estudios-sobre-suministro-de-gnl-a-buques-en-puertos-de-la-costa-mediterranea-espanola](http://www.anave.es/ultimas-noticias/774-la-ue-cofinanciara-estudios-sobre-suministro-de-gnl-a-buques-en-puertos-de-la-costa-mediterranea-espanola). [En línea]

*Apuntes de asignaturas. Tecnología del gas, transporte y carbón. Transporte, Almacenamiento y Distribución de Combustibles.* **Cantarero Llorente, D.** 2013. 2013.

**Boletín Oficial del Estado (BOE).** BOE. [En línea] [http://www.boe.es/diario\\_boe/](http://www.boe.es/diario_boe/).

**BSI.** British Standards Institution. [En línea] <http://www.standardsuk.com>.

**CEN.** European Committee for Standardization. [En línea] <http://www.cen.eu/cenorm>.

*Chemical engineering fluids mechanics.* **Darby, R.** **Dekker Professional.** 2001. New York : s.n., 2001.

**Comisión Nacional de Energía (CNE).** 2013 Abril. *Informe de supervisión de la gestión técnica del sistema gasista.* 2013 Abril.

**Comisión Nacional de Energía (CNE).** 2012 Noviembre. *METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE COSTES A LOS PEAJES Y CÁNONES DE ACCESO A LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS.* 2012 Noviembre.

*Completing the LNG value chain.* **Strande, R. y Johnsson, T.** 2013. 1, s.l. : Wärtsilä technical journal, 2013.

**Consortio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS.** 2007. *FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN.* 2007.

**CORES.** 2013. *Informe anual.* 2013.

## 9 Bibliografía

**Danish Maritime Authority. 2012 Marzo.** *North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations.* 2012 Marzo.

**Díaz Herrera, R. 2010.** *Proyecto Fin de Carrera. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE LICUEFACCIÓN.* 2010.

*El gas natural en España. Infraestructuras actuales y proyectos en curso.* **Corrales, J. 2010 Febrero.** 2010 Febrero.

*El Gas Natural.* **Graziani, Luis Cáceres. 2002 Noviembre.** 2002 Noviembre.

**Elliott.** Catálogo de Compresores Elliott .Características y Selección. [En línea] [www.elliott-turbo.com/compressors.asp](http://www.elliott-turbo.com/compressors.asp).

**Enagás.** Enagás. [En línea] [http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte\\_de\\_Gas/FuncionesDelTransportista](http://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_Gas/FuncionesDelTransportista).

*Engine Management Concept Makes Breakthrough.* **MAN Diesel & Turbo. Dieselfacts. 2011. 1, 2011.**

*Estimation of Boil-off-Gas BOG from Refrigerated Vessels in Liquefied Natural Gas Plant;* Wordu, A. A, Peterside, B. **International Journal of Engineering and Technology. 2013 Enero. 1,** Port Harcourt, Nigeria : s.n., 2013 Enero, Vol. 3.

*Evolución del GN y avances tecnológicos en las plantas de GNL de España.* **Carrión Iniesta, E. 2009.** 150, s.l. : Dialnet, 2009.

**Federal Energy Regulatory Commission (FERC).** LNG Market: European & US Gas Prices. [En línea] <http://www.ferc.gov/market-oversight/market-oversight.asp>.

**Federal Energy Regulatory Commission (FERC).** Other Fuels Market: Fossil Fuel Prices. [En línea] <http://www.ferc.gov/market-oversight/market-oversight.asp>.

**Galcerà Zamora, I. 2008.** *Proyecto Fin de Carrera. Estudio de los Sistemas de Seguridad en la descarga de GNL.* 2008.

*Global marine fuel trends 2030.* **Lloyds Register Marine & University College London. 2014.** 2014.

**Gobierno de Canarias.** *Plan energético de Canarias PECAN.*

**Gobierno de Canarias. Consejería de empleo, Industria y Comercio.** *Anuario Energético de Canarias.* s.l. : 2012.

**Gregory Mankiw, N. 2010.** *Principios de economía.* 2010. ISBN: 9786074810349.

**Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié GIIGNL. 2011.** *LNG custody transfer handbook.* 2011.

**Guerrero, L.** Bureau Veritas. [En línea]  
[http://www.bureauveritas.es/wps/wcm/connect/78cd12a3-3db8-4210-b5be-7218cca9be6a/EL+GAS+NATURAL+COMO+COMBUSTIBLE+MARINO\\_OK\\_logo.pdf?MOD=AJPERES.](http://www.bureauveritas.es/wps/wcm/connect/78cd12a3-3db8-4210-b5be-7218cca9be6a/EL+GAS+NATURAL+COMO+COMBUSTIBLE+MARINO_OK_logo.pdf?MOD=AJPERES)

**Hyundai engineering. 2013.** *OPERATING AND CONTROL PHILOSOPHY.* 2013.

**Iberdrola.** Energía y sociedad. [En línea]  
[http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion\\_tarifas/tarifas/Triptico\\_tarifas\\_unidades\\_gas\\_2014\\_1T\\_v2.PDF.](http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion_tarifas/tarifas/Triptico_tarifas_unidades_gas_2014_1T_v2.PDF)

**IDAE. 2010 Junio.** *Condiciones climáticas exteriores de proyecto.* s.l. : Ahorro y Eficiencia Energética en Climatización, 2010 Junio. ISBN: 978-84-96680-56-2.

**Inea.** [http://inea.ec.europa.eu/en/ten-t/ten-t\\_projects/ten-t\\_projects\\_by\\_country/multi\\_country/2012-eu-21006-s.htm.](http://inea.ec.europa.eu/en/ten-t/ten-t_projects/ten-t_projects_by_country/multi_country/2012-eu-21006-s.htm) [En línea]

*Infrastructure development for access to LNG bunkering in ports.* **SSPA. 2012.** 52, 2012.

*Introduction to practical fluid flow.* **King, R. P. Butterworth Heinemann Professional. 2002.** Oxford : s.n., 2002.

*La cadena del GNL.* **Martínez, M<sup>a</sup> Bernarda Zapata. 2010 Noviembre.** 2010 Noviembre.

**Lage, M.** Gesport. *GNL. El combustible alternativo para transporte por carretera y marítimo.* [En línea]  
[http://www.proyectogesport.com/descargas/bloque2/combustiblealternativo.pdf.](http://www.proyectogesport.com/descargas/bloque2/combustiblealternativo.pdf)

**Lloyd's Register Group. 2012 Agosto.** *LNG-fuelled deep sea shipping: The outlook for LNG bunker and LNG-fuelled newbuild demand up to 2025.* 2012 Agosto.

*LNG for Marine USA: Industry Leaders Thoughts.* **Phipps, S. 2014 Junio.** 16-18, Houston : s.n., 2014 Junio.

**LNG journal July/August. 2004.** 2004.

**Lopez Latorre, A. 2013.** *Proyecto Fin de Carrera. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GNL PARA LA AMPLIACIÓN DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE BARCELONA.* 2013.

**Marine log.** Marinelog. [En línea] <http://www.marinelog.com/>.

**Matche's.** Matche's. [En línea] <http://www.matche.com/equipcost/Tank.html>.

**McCabe, W.L., Smith, J.C. y Harriott, P. 2007.** *Operaciones unitarias en ingeniería química.* s.l. : McGraw-Hill, 2007.

**National Fire Protection Association. 2006.** *Norma NFPA 59A.* 2006.

**Noticias canarias.**

[www.canariasnoticias.es/?op=displaystory&story\\_id=19267&format=html](http://www.canariasnoticias.es/?op=displaystory&story_id=19267&format=html). [En línea]

**Observatorio Ambiental Granadilla. 2013.** *Informe anual.* 2013.

**Oil Company International Marine Forum.** OCIMF. [En línea] <http://www.ocimf.com/>.

**Periódico Expansión.** <http://www.expansion.com/diccionario-economico/analisis-de-sensibilidad-en-valoracion-de-inversiones.html>. [En línea]

**Pita, G. 2006.** *Introducción al GNL.* 2006.

**Puertos del Estado.** [www.puertos.es](http://www.puertos.es). [En línea] Ministerio de Fomento.

*Recuperación del gas de boil off en una terminal de regasificación de GNL: cálculo del balance de generación del gas.* **Ramírez, A. y Lorente, C. 2008 Febrero.** s.l. : Enagas S. A., 2008 Febrero.

*Revista gas actual julio-septiembre.* **Sedigas. 2013.** 128, 2013.

*Rules of thumb for chemical engineers: a manual of quick, accurate solutions to everyday process engineering problems.* **Branan, C.R. Gulf Professional. 2005.** Amsterdam : s.n., 2005.

**Saenz, V.** II Congreso Internacional del Gas Natural. [En línea] <http://www.congresogasnatural.com.pe/osigas/lima2013/congreso-gas-descargas/pdf/20/sala-1/2-MODULOS-DE-ALMACENAMIENTO-Y-REGASIFICACION-DEL-GNL-Victor-Saenz.pdf>.

**SAGGAS.** Planta regasificadora de Sagunto. [En línea] <http://www.saggas.com/>.

**Secigas. 2012 Septiembre.** *Unidad 11. Transporte de GNL.* 2012 Septiembre.

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

**Sedigas. 2009.** *Manual de plantas de regasificación.* 2009.

**Sedigas. 2005.** *Manual de transporte.* 2005.

**Sedigas.** Sedigas. [En línea] <http://www.sedigas.es/>.

**Senado.** Senado. [En línea] [http://www.senado.es/legis10/publicaciones/pdf/senado/bocg/BOCG\\_T\\_10\\_333.PDF](http://www.senado.es/legis10/publicaciones/pdf/senado/bocg/BOCG_T_10_333.PDF).

**Society of International Gas Tanker and Terminal Operators.** SIGTTO. [En línea] <http://sigtto.re-invent.net/DNN/>.

**Sofregaz.** Sofregaz. [En línea] <http://www.sofregaz.fr/en>.

*Transporte, GNL y almacenamiento de gas.* **Instituto Superior de la Energía (ISE).** 2004. 2004.

**UGR.** Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas. [En línea] <http://www.ugr.es/~aulavirtualpfcicq/descargas/documentos/BOMBAS%20Y%20TUBERIAS.pdf>.

**Wärtsilä.** Wärtsilä. [En línea] <http://www.wartsila.com/en/gas-systems>.

**White, McGuire and. 2000.** *Liquefied Gas Handling Principles On Ships and in Terminals.* 2000. ISBN 1 856091643.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



## 1. Introducción

La creación de una cadena de GNL necesita la realización de inversiones muy importantes. Los costos relativos de capital por unidad de energía suministrada, en comparación con los de petróleo, resultan aproximadamente el doble. La cadena de costes de transporte es de tipo acumulativo.

Esta distribución de costes puede variar sustancialmente en algunas cadenas de licuación, sobre todo en función de la localización escogida para su implantación. La lejanía de las fuentes de aprovisionamiento hace que las inversiones en infraestructura sean elevadas, por tanto requieren largos periodos de amortización (entre 20 y 25 años) creando compromisos y vínculos a largo plazo entre los compradores y los vendedores. Éstos exigen garantías de pago de los volúmenes contratados estableciendo en los contratos cláusulas take or pay o ship or pay que garanticen el repago de las costosas inversiones necesarias en infraestructura para garantizar el aprovisionamiento. La cadena de precios de los contratos es hacia atrás o de tipo net back.

En la siguiente Figura 1.1 se indica la distribución de costes medios de la cadena de valor del GNL.

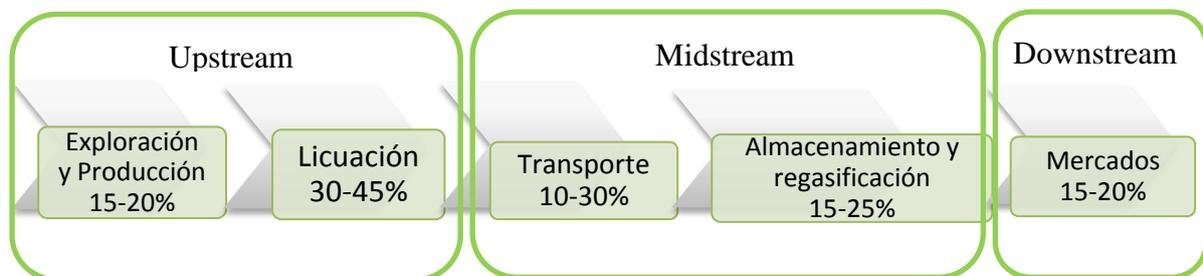


Figura 1.1 Distribución de costes de la cadena del valor del GNL

Fuente: DOT

Los costes de exploración y producción se han ido reduciendo gracias al desarrollo tecnológico tanto en las técnicas de exploración como en el desarrollo de yacimientos terrestres y marinos. Cada vez se exploran yacimientos más profundos y en entornos difíciles (láminas de agua elevadas, dificultades logísticas en zonas desérticas y climatología extrema en zonas árticas, etc.) hacen que dicha tendencia se haya invertido, pasando de valores típicos entre 0,6 USD / MMBtu a 0,8 USD / MMBtu a valores actuales en el entorno de los 1,2 USD / MMBtu a 1,4 USD / MMBtu en nuevas prospecciones. El coste de la fase de

## 1 Introducción

licuación es muy importante, y de hecho las inversiones en estas instalaciones representan la mayor concentración de riesgo en una cadena de GNL.

Los costes unitarios varían ampliamente de unos emplazamientos a otros dependiendo de las necesidades de nuevas infraestructuras y de las condiciones locales.

En cuanto al transporte marítimo los costes de construcción de un metanero son muy elevados, aproximadamente el doble de un petrolero. Sin embargo, los enormes tamaños alcanzados por los metaneros han permitido una disminución significativa en el coste por metro cúbico transportado. A mayor tamaño de los buques, los costes unitarios se reducen.

Por último, en lo que respecta a las plantas de regasificación los costes varían considerablemente. Dependen en gran medida de los costes locales de construcción, el coste de los terrenos, las tecnologías usadas en el proceso de regasificación, la capacidad de regasificación y el volumen total de almacenamiento. El coste de una planta convencional con una capacidad de 300 000 m<sup>3</sup> puede costar entre 450 MUSD y 500 MUSD, sin incluir el coste de los terrenos ni los gasoductos de interconexión con las redes de transporte. Con estas variables, e incluyendo los costes de recuperación de capital, los costes unitarios de la regasificación se sitúan en un rango de 0,4 USD / MMBtu a 0,8 USD / MMBtu.

Estos costes son orientativos y deben considerarse como órdenes de magnitud. Cada uno de los eslabones de la cadena puede tener condiciones específicas en su realización que repercutan en el montante de las inversiones o en los costes operativos de las infraestructuras. En términos generales la cadena del GNL es más competitiva que los gasoductos submarinos a partir de los 1 000 km y que los gasoductos terrestres a partir de los 3 500 km, ver Figura 1.2. Estas cifras son orientativas y deben ser matizadas en función de los volúmenes a transportar, de las profundidades de los gasoductos submarinos o de zonas de especial dificultad en la construcción de los gasoductos terrestres (orografía complicada, densidad de servicios atravesados, geología a lo largo del trazado, etc.).

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

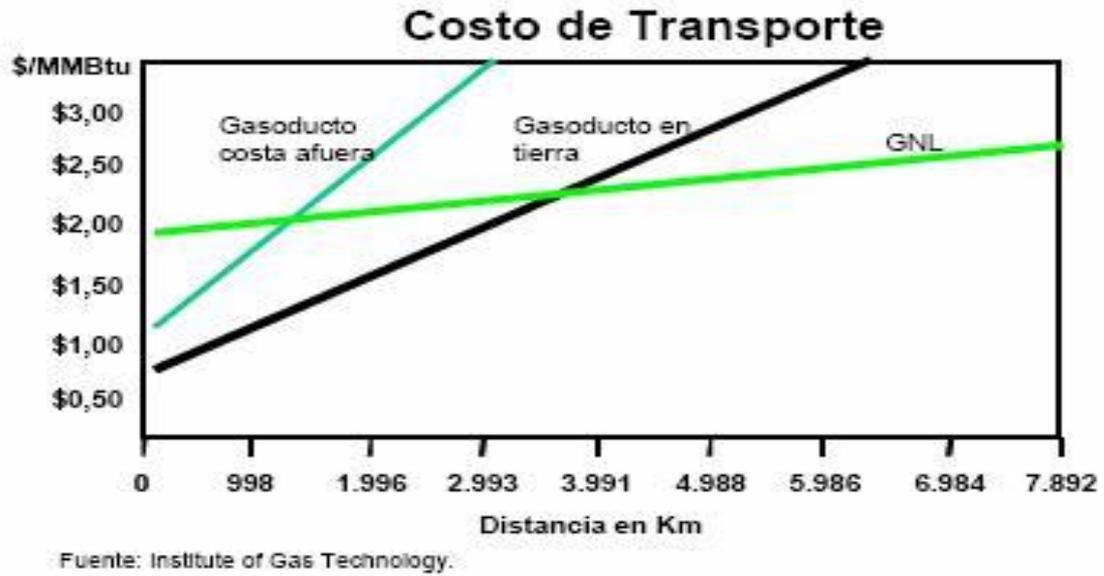


Figura 1.2 Competencia gasoducto/cadena de GNL

## 2. Antecedentes

El estudio económico de este trabajo se va a centrar en la parte de almacenamiento de la planta de regasificación de Granadilla y de la incorporación de la gasinera a la planta.

La mayor parte de los costes de una terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL están relacionados con la construcción del tanque de almacenamiento. Al incluir la gasinera se han modificado las capacidades de dos bombas primarias para impulsar el GNL a una mayor velocidad y así mejorar los tiempos de abastecimiento. Los demás equipos no ha hecho falta modificarlos.

A continuación se indican los principales factores a considerar:

- a) Un primer factor determinante en los costes de capital de una terminal de regasificación es el de su emplazamiento. Así la existencia de infraestructuras de acceso, disponibilidad de servicios fiables en las proximidades, el contar con personal local cualificado, etc., pueden ayudar a reducir notablemente la inversión de la planta. Se ha elegido instalar la gasinera en esta planta de regasificación de Granadilla porque está en construcción y de esta forma se aprovecharía mejor las actividades para la construcción de ambas.
- b) En segundo lugar podemos citar los costes asociados al sistema de almacenamiento de GNL: número y tamaño de los tanques, tipos de contención, capacidad portante del terreno que obligue a una preparación previa y mejora de dicha capacidad mediante sustitución de terrenos, precargas u otras técnicas, o la utilización masiva de pilotes, tienen una gran influencia en el coste total. La actividad sísmica de la zona puede ser un elemento añadido de sobrecoste.
- c) Otro factor lo constituye todo lo relacionado con las instalaciones portuarias y la existencia de zonas de abrigo. Los metaneros son muy sensibles a las condiciones meteo-marinas por lo que el disponer de zonas abrigadas y de suficiente calado puede evitar la necesidad de acometer cuantiosas inversiones. La zona de atraque debe garantizar la perfecta maniobrabilidad de los buques y obras de dragado para asegurar el calado, estas obras evitan que la plataforma de descarga esté más cerca de los tanques de almacenamiento y así evitar líneas largas de tuberías que aumentarían el coste.
- d) Añadir la gasinera al proyecto que se está ejecutando repercute solamente en la sustitución de las bombas que estaban de reserva en cada tanque por otras bombas de mayor capacidad cuya misión es impulsar el GNL a la gasinera. La capacidad de los

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

compresores de BOG no se ve alterada por la generación de boil-off de la gasinera, tampoco hace falta cambiar el relicuador.

- e) Por último, todos los materiales y equipos suelen trabajar a temperaturas criogénicas lo que repercute en un mayor coste.

### 3. Presupuesto de inversión

El coste total del proyecto se obtiene a partir de una estimación aproximada de las horas de Ingeniería, seguros, licencias y montaje, también se ha tenido en cuenta la Orden IET/2446/2013 (BOE de 30.12.2013 y corrección de 14.02.2014) que establece los peajes y cánones de las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

En el anexo VII de la orden citada anteriormente se tienen los valores unitarios para unidades de inversión estandarizadas. La inversión prevista incluye los tanques de almacenamiento de GNL necesarios para el abastecimiento de la gasinera de buques, las bombas primarias de los tanques de almacenamiento, el sistema de compresión de boil-off para el proceso interno de la planta, el relicuador del boil-off y la gasinera que tiene similitud a un cargadero de cisternas de GNL. Se ha incluido en el presupuesto el valor de las líneas de proceso que han sido dimensionadas en el trabajo. Por tanto, el presupuesto de inversión del trabajo es la suma de los costes unitarios que se muestra en la siguiente Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Presupuesto de inversión

EQUIPOS	Valor unitario	Capacidad	Nº Unidades	Importe [€]	%
Tanque de almacenamiento	458,68 €/m <sup>3</sup>	150 000,00 m <sup>3</sup>	2,00	137 604 000,00	86,83%
Sistema de bombas primarias de 143 m <sup>3</sup> /h	3 605,71 €/m <sup>3</sup> /h	143,00 m <sup>3</sup> /h	4,00	2 062 466,12	1,30%
Sistema de bombas primarias de 350 m <sup>3</sup> /h	3 605,71 €/m <sup>3</sup> /h	350,00 m <sup>3</sup> /h	2,00	2 523 997,00	1,59%
Sistema de compresión boil-off para procesado interno planta	396,29 €/m <sup>3</sup> /h	6 629,83 m <sup>3</sup> /h	2,00	5 254 674,03	3,32%
Relicuador boil-off	1,36 €/kg/h	104 470 kg/h	1,00	142 079,20	0,09%
Tubería acero inoxidable API5L línea de descarga/carga 36" XS	1 242,95 €/m	2 117 m	1,00	2 631 325,15	1,66%

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Tubería acero inoxidable API5L línea de recirculación 10" XS	276,35 €/m	2 117 m	1,00	585 032,95	0,37%
Tubería acero inoxidable API5L línea de vapor a compresores de BOG 24" XS	821,93 €/m	300 m	1,00	246 579,00	0,16%
Tubería acero inoxidable API5L línea de vapor a pantalán 20" XS	681,59 €/m	2 117 m	1,00	1 442 926,03	0,91%
Otros equipos				2 200 000,00	1,39%
Gasinera/cargadero de GNL	1 785 184,61 €/unidad		1,00	1 785 184,61	1,13%
Ingeniería, seguros, licencias y montaje				2 000 000,00	1,26%

La suma total es de 158 478 264,09 €, este valor corresponde al presupuesto de inversión del trabajo. La inversión de la gasinera para buques se ha estudiado si es mejor realizarla en el año 5 (1 785 184,61 €), efectivamente es mejor puesto que se amortiza antes. Pero por motivos de construcción es mejor realizarla en el año 0 y tampoco la mejora cambia mucho.

## 4. Estudio de rentabilidad

El estudio de rentabilidad del trabajo se ha hecho mediante tres índices que analizan la viabilidad de un proyecto de inversión. Estos índices son la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y el período de recuperación de la inversión.

Antes de realizar el cálculo de estos tres índices hay que determinar los beneficios antes y después de impuestos obtenidos por la operación de la gasinera a lo largo de su vida útil. También es necesario calcular el coste de capital medio ponderado (WACC) que será útil para saber si el proyecto es rentable o no. Ver anexo B 2.2.

### 4.1 Coste de capital medio ponderado (WACC)

Una vez obtenido la inversión total del proyecto, se calcula este parámetro que se ha basado en la siguiente estructura de financiación: el 30 % de la inversión total es financiada con capital propio y el 70 % con deuda. Los parámetros económicos para calcular el WACC son los siguientes:

- Beta ( $\beta$ ): el parámetro beta es un indicador del riesgo sistemático de las acciones de las compañías que cotizan en Bolsa. Para mercados de gas beta tiene un valor de 0,67 según AFI (Analistas Financieros Internacionales).
- Coste de la deuda financiera ( $K_d$ ): 6 %.
- Tipo de interés sin riesgo a 30 años ( $R_f$ ): 4,043 %.
- Rentabilidad del mercado ( $R_m$ ): 10 %.
- Préstamo: 70 %.
- Impuesto de sociedades ( $T$ ): 30 %.

Previo al cálculo del WACC hay que estimar el coste de fondos propios ( $K_e$ ), se consigue con la siguiente fórmula:

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) = 8,03 \%$$

Estimación del coste de capital medio ponderado:

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E + D} + K_d \times (1 - T) \times \frac{D}{E + D} = 5,35 \%$$

Siendo:

E: Fondos propios, es decir el 30 % de la inversión total.

D: Deuda financiera, el 70 % de la inversión total.

## 4.2 Valor actual neto (VAN)

El parámetro VAN es uno de los criterios económicos más utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Antes de determinar dicho parámetro es necesario calcular los flujos de caja a futuros de la inversión, el cálculo de los flujos de caja se encuentra en el anexo B 2.2. El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de caja a futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con la inversión inicial. La expresión que permite calcular el valor actual neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

$FC_t$ : flujo de caja en el período t.

k: coste de la deuda financiera o tipo de interés del préstamo.

$I_0$ : es la inversión inicial del proyecto.

La vida útil de la gasinera se ha estimado de unos 30 años.

### 4.2.1 VAN PROYECTO

El proyecto tiene un VAN de 61 197 055,62 €, en el que se ha tenido en cuenta unos ingresos por almacenamiento de GNL y el transvase de GNL a buques con una capacidad menor o igual a 9 000 m<sup>3</sup>, este último no se ha tenido en cuenta los primeros 4 años de la vida de la planta puesto que las restricciones de emisiones empezarán a cumplirse a partir del 2 020. En cuanto a los gastos, se tiene en cuenta los costes fijos de operación y mantenimiento de los tanques de almacenamiento y los costes variables de la energía transferida a los buques. Los detalles de los cánones y peajes de la instalación se encuentra en el anexo B 2.2.

El  $VAN > 0$  significa que el proyecto es viable, además de que se supera el desembolso inicial con fondos propios.

## 4 Estudio de rentabilidad

### 4.2.2 VAN ACCIONISTA

Se ha calculado el VAN para el accionista para saber si la inversión es viable. Se estiman los flujos de caja durante los 20 años que se amortiza la cantidad prestada.

Se obtiene un VAN de 10 633 742,58 €, esto quiere decir que la inversión es viable.

### 4.3 Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La tasa interna de rentabilidad (TIR) es el valor promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. Es decir, es el valor de la tasa de interés que hace 0 el VAN. Se obtiene de la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

#### 4.3.1 TIR PROYECTO

Para la vida útil de la gasinera se tiene una TIR de 8,261 %. Al ser TIR > WACC indica que el proyecto es rentable.

#### 4.3.2 TIR ACCIONISTA

Durante los años en que se amortiza el dinero prestado se tiene una TIR de 10,36 %. Este resultado indica que el accionista va a sacar una rentabilidad a la inversión.

### 4.4 Período de recuperación o payback

Es un término para hacerse una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar la inversión inicial.

#### 4.4.1 PAYBACK PROYECTO

Al incluir los tanques de almacenamiento en el estudio económico de la gasinera se tiene un período de recuperación de 11,6 años, un pay-back que hubiera sido menor sino se tuviera en cuenta los tanques de almacenamiento ya que tienen un porcentaje en la inversión total del 87 % aproximadamente.

#### 4.4.2 PAYBACK ACCIONISTA

La figura del accionista tiene un período de recuperación de lo invertido de 9,1 años.

## 5. Estudio de sensibilidad

El estudio de sensibilidad es una técnica que, aplicada a la valoración de inversiones, permite el estudio de la posible variación de los elementos que determinan una inversión de forma que, en función de alguno de los criterios de valoración, se cumpla que la inversión es viable o es preferible otra inversión. Por ejemplo, se puede analizar cuál es el valor mínimo de los flujos de caja para que la inversión sea viable según el VAN, o cuál es el valor máximo que puede tener el presupuesto inicial para que una inversión sea preferible a otra según la TIR. El estudio de sensibilidad se considera como una primera aproximación al estudio de inversiones con riesgo, ya que permite identificar aquellos elementos que son más sensibles ante una variación. Estos elementos que se ha considerado en el trabajo son el grado de utilización de los tanques de almacenamiento y de la gasinera, así como posibles incrementos en el presupuesto inicial por motivos de retrasos o fallos en la construcción.

El estudio de sensibilidad tiene dos objetivos fundamentales:

- Para determinar la viabilidad o efectividad de una inversión.
- Para establecer un rango de preferencia entre varias inversiones.

En cualquiera de los dos casos es posible utilizarlo con cualquiera de los parámetros económicos aunque, por su importancia, se analiza para el VAN y para la TIR.

Anteriormente en el estudio de rentabilidad se han calculado los parámetros VAN y TIR y se ha demostrado que el proyecto y la inversión son viables y rentables.

Ahora en el estudio de sensibilidad se plantea tres escenarios posibles en el grado de utilización de la planta y seis posibles variaciones en el presupuesto inicial. Los tres escenarios planteados en función del grado de utilización se debe a:

- Pesimista: Se puede dar el caso de que la demanda de gas por la isla sea menor del esperado debido a la crisis actual o por fallo en el cálculo de la demanda actual, por tanto los tanques de almacenamiento de GNL están al 50 % de su capacidad. La futura demanda de GNL para barcos no es la esperada debido a retrasos en la infraestructura de los demás puertos o de las navieras, en este caso el grado de utilización es del 10 %.

## 5 Estudio de sensibilidad

- Probable: Es la situación en la que se da el proyecto. El grado de utilización de los tanques de almacenamiento tiene un promedio a lo largo de la vida útil de la planta del 94 % y el grado de utilización de la gasinera tiene un promedio del 45 %.
- Optimista: Es una situación que puede darse fácilmente si el gas sigue siendo uno de los combustibles fósiles más utilizados en la industria. El grado de utilización de los tanques de almacenamiento es del 100 % y el grado de utilización de la gasinera es del 83 %.

Las seis variaciones en el presupuesto inicial son:

- Incremento del 10 %: 174 326 090,5 € de inversión.
- Decremento del 10 %: 142 630 437,68 € de inversión.
- Incremento del 20 %: 190 173 916,91 € de inversión.
- Decremento del 20 %: 126 782 611,27 € de inversión.
- Incremento del 40 %: 221 869 569,73 € de inversión.
- Decremento del 40 %: 95 086 958,46 € de inversión.

Metiendo estas variables en el Excel para obtener los flujos de caja que se encuentra en el anexo B 2.2, se obtienen los parámetros VAN y TIR para esas variaciones en el grado de utilización y en el presupuesto inicial tal y como se muestra en la siguiente Tabla 5.1

Tabla 5.1 VAN y TIR estudio de sensibilidad respecto a inversión en tres escenarios de grado de utilización.

	Pesimista		Probable		Optimista	
	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR
Decremento 40%	26 506 144,93	7,66%	124 588 361,25	14,07%	135 338 588,89	15,43%
Decremento 20%	563 379,93	5,39%	92 892 708,44	10,57%	109 395 823,89	11,82%
Decremento 10%	-12 408 002,57	4,56%	77 044 882,03	9,31%	96 424 441,38	10,55%
Actual	-25 379 385,08	3,86%	61 197 055,62	8,26%	83 453 058,88	9,49%
Incremento 10%	-38 350 767,58	3,25%	45 349 229,21	7,36%	70 481 676,37	8,60%
Incremento 20%	-51 322 150,09	2,73%	29 501 402,80	6,58%	57 510 293,87	7,83%
Incremento 40%	-77 264 915,10	1,84%	-2 194 250,02	5,27%	31 567 528,86	6,56%

Para analizar de mejor forma los datos recogidos en la Tabla 5.1 se han hecho dos gráficas que muestran estos valores en los diferentes casos estudiados respecto al VAN y al TIR. La Figura 5.1 muestra las variaciones de los tres escenarios posibles respecto al VAN y con cambios en el presupuesto, y la segunda Figura 5.2 muestra las variaciones de los tres escenarios posibles respecto al TIR y con cambios en el presupuesto.

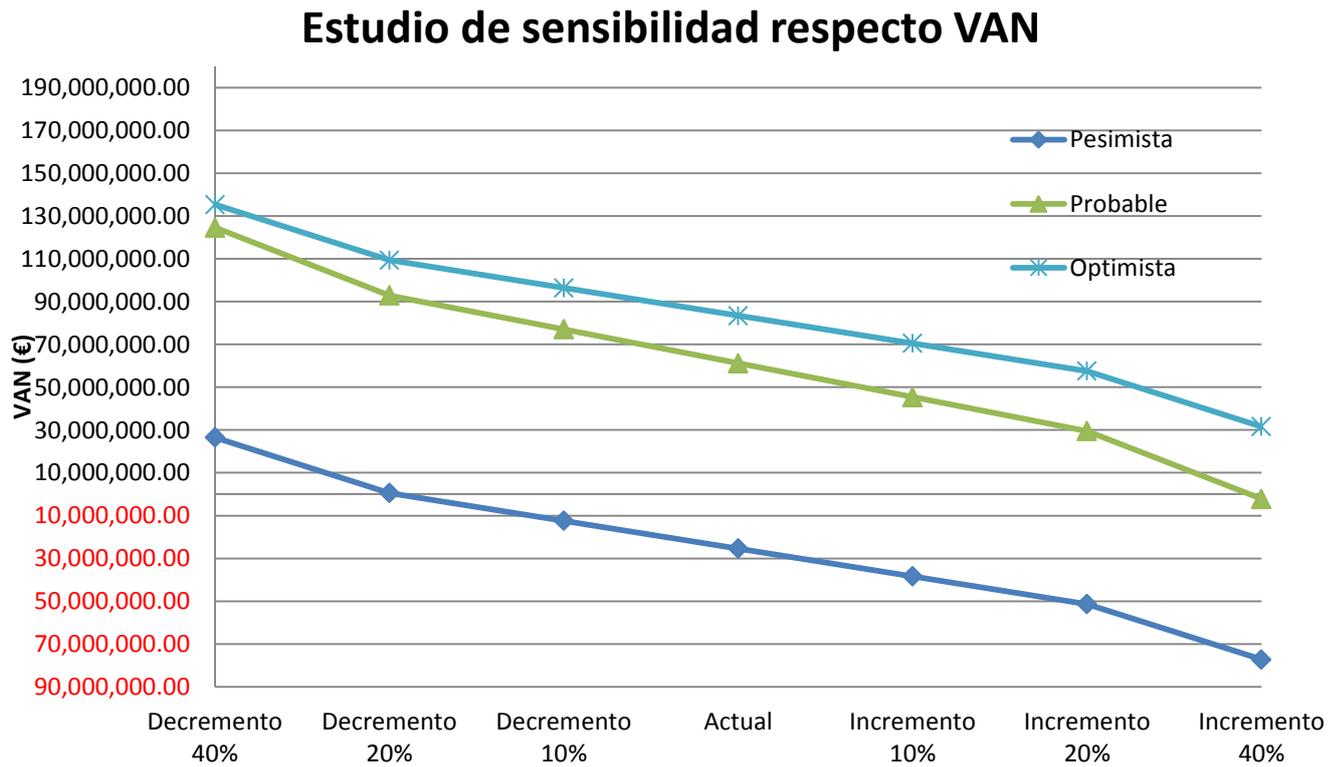


Figura 5.1 Estudio de sensibilidad VAN respecto a inversión en tres escenarios de grado de utilización

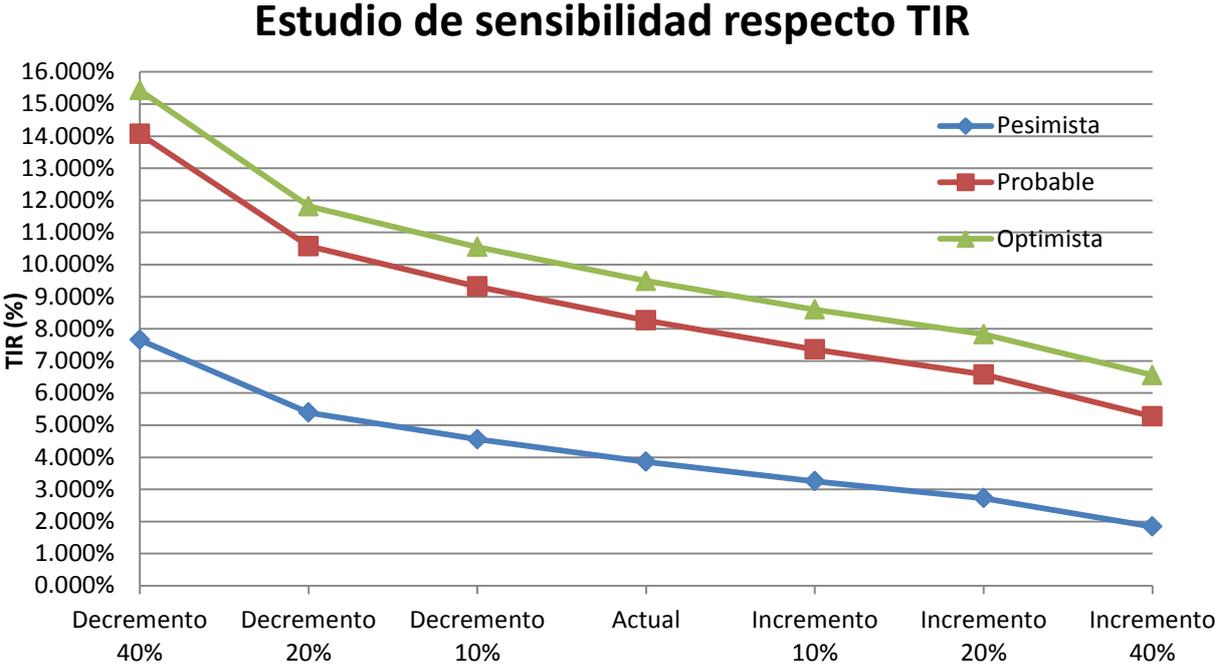


Figura 5.2 Estudio de sensibilidad TIR respecto a inversión en tres escenarios de grado de utilización

Se observa que el escenario pesimista para los cinco casos de variación (decremento del 10 %, actual, incremento del 10 %, incremento del 20 % e incremento del 40 %) del presupuesto no son viables ni rentables, pero si ocurre que, si el presupuesto disminuye un 20 % o un 40 %, sí se puede obtener una pequeña rentabilidad. También se obtiene una mala rentabilidad en un escenario probable, pero con un incremento del 40 % en el presupuesto inicial.

Los demás casos que se plantean indican que el proyecto y la inversión son viables y rentables, pero con diferentes rangos de rentabilidad, las situaciones que consiguen más rentabilidad es en el escenario optimista con los decrementos estudiados, con el incremento del 10 % en el presupuesto inicial y con el presupuesto sin cambios.

## 6. Conclusiones

La inclusión de la gasinera en la planta de regasificación de Granadilla es una buena oportunidad de negocio al ser rentable económicamente habiéndose demostrado con el cálculo de los parámetros económicos VAN y TIR, y también con el estudio de sensibilidad con diferentes situaciones.

También es rentable para los navieros que ahorran bastante dinero al año en combustible (ver en el anexo B 1.2.3 el ahorro de combustible), y desde el punto de vista medioambiental es inmejorable reduciendo las emisiones de óxidos de nitrógeno y las emisiones de efecto invernadero.

En cuanto a la conversión de los buques para que puedan funcionar con GNL se trata de una tecnología en un estado muy avanzado y probado. El sistema LNGPac de Wärtsilä tiene un bajo coste de capital debido a la sencillez del sistema de alimentación de gas (presiones menores a 10 bar). No hace falta adquirir enormes compresores y equipos de limpieza para los gases de escape. El sistema LNGPac tiene unos costes de operación y mantenimiento muy bajos pues aumenta el rendimiento al eliminar el consumo de equipos innecesarios. La compañía Wärtsilä sigue mejorando el sistema LNGPac para reducir los equipos de intercambiadores y así reducir el espacio del sistema.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**DOCUMENTO N° 3: PLANIFICACIÓN**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



## 1. Estrategía de la ejecución del proyecto

La estrategia de ejecución del proyecto se ha desarrollado con el objetivo de aprovechar al máximo las capacidades y, por supuesto, teniendo en cuenta el calendario de la isla de Santa Cruz de Tenerife. Siguiendo estas premisas, la ejecución se desarrollará de acuerdo a los planes que se enumeran a continuación y que se desarrollarán en una fase más avanzada del proyecto.

### 1.1 Plan de organización

Este tipo de proyecto debe estar jerarquizado y dividido en departamentos especializados en cada parte del proyecto.

Al inicio, en la elaboración del documento de Ingeniería y Diseño Inicial (conocido como FEED) para entregar al cliente intervienen no más de cinco personas de los departamentos de proyectos y de procesos. Una vez que se haya elegido el FEED de una ingeniería, entrarían más personas a formar parte del proyecto. Entran los departamentos de Seguridad (HSE), de procesos, de instrumentación, eléctricos, civiles, etc (ver Figura 1.1).

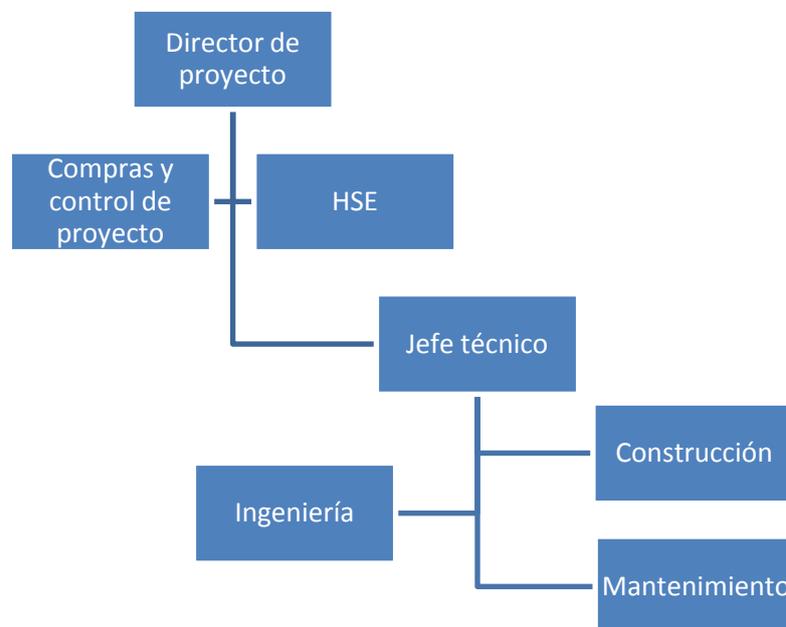


Figura 1.1 Jerarquía del proyecto

Durante la fase del proyecto llave en mano (conocido como EPC) se ampliarán los equipos, pero se mantiene la misma estructura del proyecto.

## 1 Estrategía de la ejecución del proyecto

Para coordinar eficientemente el trabajo se establecen reuniones semanales al que asistirán los responsables de cada una de las áreas y en el que se discutirán y se aprobarán todas las decisiones a tomar en el proyecto.

### 1.2 Plan de ingeniería

La estrategia de la fase de diseño será la de solicitar FEED's a ingenierías con experiencia en este tipo de plantas para competir en el diseño. Los principales objetivos de esta fase serán:

- El desarrollo de la definición técnica realizado anteriormente por el cliente incorporando sus especificaciones.
- Proveer una base para el desarrollo de una propuesta de un proyecto llave en mano (EPC) para su ejecución.
- Establecer una guía de criterios para la selección de la tecnología y el contratista.

La ingeniería básica incluirá el detalle de todo el trabajo para la definición completa de las especificaciones del proyecto de las unidades de proceso y de las utilities, así como cualquier estudio de medioambiente y seguridad. Las ingenierías que elaboren el FEED pueden ofertar sus servicios en la modalidad de pago que crean mejor (precio cerrado o reemolsables).

### 1.3 Plan de seguridad (HSE)

Se definirá una política de HSE y el correspondiente plan de acuerdo a las políticas de los clientes y de la isla de Santa Cruz de Tenerife. A continuación se resumen los principales aspectos del plan:

- Desarrollo de una política propia de HSE, premisas de HSE, objetivos, estándares medioambientales y preparar una filosofía de HSE.
- Realizar un taller de trabajo para la identificación de las principales posibles causas de accidentes (HAZID) que deberán ser tenidos en cuenta en las principales decisiones de desarrollo de la planta. También se organizará un taller de trabajo para la identificación de los posibles accidentes durante la operación de la planta (HAZOP).
- Organizar un taller de trabajo para la revisión del diseño del proceso e identificar y priorizar potenciales causas de accidentes y elementos críticos de seguridad, así como para confirmar el cumplimiento de distancias de seguridad dentro de la planta y respecto a instalaciones externas.
- Preparar un informe sobre la legislación aplicable al respecto de HSE y el programa de permisos necesarios.

- Se preparará un informe de impacto ambiental y social de la planta.

La HSE será responsabilidad de la primera línea de gestión y estará presente en todos los niveles de la organización. Se exigirá a todos los contratistas y subcontratistas involucrados en el proyecto que tengan un plan de HSE que cumpla con el del proyecto. Se solicitará, igualmente, a los contratistas EPC una programación de las actividades de HSE y entregables.

#### **1.4 Plan de calidad**

Se realizará inspecciones periódicas y se desarrollará procedimientos, tests de mediciones y una metodología de trabajo. Se exigirá a los contratistas de los EPC's el control de los procesos de calidad de sus proveedores.

#### **1.5 Plan de compras y contrataciones**

La estrategia de contratación del proyecto buscará generar la mayor competencia posible para obtener precios competitivos. Se buscará optimizar el coste total del proyecto mediante la contratación modular de las principales instalaciones y servicios fomentando la competencia entre proveedores de manera que se pueda optar a la calidad deseada al mejor precio.

La contratación llave en mano es ideal en un marco de competencia donde los contratistas están obligados a ajustar sus márgenes en la fase de licitación y, por ello, se recurre a ella en contratos menores y más especializados donde hay mayor rango de contratistas y, además, poseen una mayor capacidad de gestión de los riesgos.

La negociación de los principales equipos se realizará con antelación a la decisión final de inversión con la posibilidad de adelantar los pedidos si fuera necesario, asumiendo la propiedad las posibles penalizaciones en caso de anulación de pedidos

Con el objetivo de mitigar posibles riesgos de retrasos en la programación, los contratos llave en mano a contratar y los principales contratos de compra incluirán hitos de pago que fomenten el avance de la construcción en los plazos previstos y penalizaciones en caso de no cumplir con la fecha de finalización prevista.

El cliente aprobará las adjudicaciones a realizar y verificará que se ha cumplido la metodología y normativa de compra que se definirá para la compañía del proyecto.

## 1 Estrategía de la ejecución del proyecto

### 1.6 Plan de control

Durante la fase de ingeniería y diseño inicial (FEED) se generará un registro de entregables del proyecto que incluirá todos los entregables esperados a lo largo del proyecto y las fechas clave planeadas, reales y previstas de sus principales hitos de desarrollo. Este registro será continuamente actualizado a lo largo de la vida del proyecto.

También se generará una programación del proyecto con distintos niveles de detalle, llegando al de la unidad de trabajo, y que incluya los principales hitos del proyecto. Se actualizará regularmente tanto en cuanto al avance como en las previsiones.

Se solicitará que los contratistas desarrollen y mantengan un sistema de reporte de avance que estará basado en una serie de entregables críticos a definir. También desarrollarán un informe periódico con los costes incurridos hasta la fecha de emisión y los restantes hasta la finalización de los servicios según los acuerdos firmados.

Se desarrollará un sistema de control para monitorizar y autorizar cualquier cambio en el alcance acordado. No se procederá con ningún cambio que no tenga la aprobación de ambas partes.

### 1.7 Plan de construcción

Se estudiará la modularización de los principales componentes de la planta teniendo en cuenta la baja cualificación de la mano de obra local, además, de los posibles beneficios en la programación del proyecto (mayor posibilidad de construir en paralelo) y los costes extra que ello ocasione (mayores costes de transporte y materiales).

En cualquier caso, será necesaria la formación de personal local desde la etapa de FEED. Debido a la poca conciencia en HSE de la mano de obra local se pondrá especial atención en este aspecto y se harán esfuerzos para cambiar sus comportamientos en este sentido (campañas, mucha información al respecto, ejemplo por parte de la dirección, formación, etc.).

El emplazamiento identificado en el capítulo 3 de la memoria se encuentra ubicado en un polígono industrial de Granadilla con todas las infraestructuras desarrolladas alrededor.

El proyecto inicial ha sufrido modificaciones hasta dos años atrás en el que no se ha producido ninguna nueva modificación (ver Figura 1.2). El puerto seguirá ocupando una superficie de prácticamente 800 000 m<sup>2</sup> y unos 1 000 m de muelle de ribera, quedando

protegido por un dique exterior de 2 386 m de longitud, de los cuales 707 m son perpendiculares a la costa, 664 m estarán en una segunda alineación y 883 m en la tercera, al final de la que se dispondrá, en dirección perpendicular, un martillo de 132 m de longitud.



Figura 1. Proyecto aprobado en 2005



Figura 2. Proyecto modificado en 2011

Figura 1.2 Modificaciones del proyecto

Fuente: Observatorio Ambiental Granadilla

Las obras del puerto de Granadilla siguen su curso aunque a un ritmo más lento del planteado inicialmente, debido a la demora en la obtención de los permisos para obtener material pétreo a partir de la excavación del contiguo polígono industrial de Granadilla. Si se consiguen los permisos pronto, las obras podrían concluir hacia finales de 2015. A continuación la Figura 1.3 muestra el porcentaje de obra marina realizada a 1 de mayo de 2014.



Figura 1.3 Porcentaje de obra marina realizada a 1 mayo 2014

Fuente: Observatorio Ambiental Granadilla

## 1.8 Plan de comisionado y puesta en marcha

Se desarrollará un plan de comisionado y puesta en marcha que identifique los tests a realizar a los principales equipos e instalaciones y los principales procedimientos de ajustes. Se acordarán con el contratista principal los procedimientos de certificación a completar y se solicitará su verificación por parte de un consultor experto independiente.

## 1 Estrategía de la ejecución del proyecto

Conviene señalar que este Plan de Ejecución del Proyecto es el correspondiente a una planificación previa de los trabajos. Una vez que el Contrato de EPC haya sido adjudicado, el Contratista adjudicatario de los trabajos tendrá que desarrollar su propio Plan de Ejecución del Proyecto.

Este nuevo plan deberá describir en detalle como se van a acometer los trabajos en cada caso; en ese sentido el Plan del Contratista será complementario al presentado aquí y contendrá los siguientes elementos adicionales, los cuales serán específicos para este proyecto:

- Plan de movilización del personal y maquinaria
- Histogramas de horas
- Organigramas detallados
- Plan de Calidad del proyecto
- Programa de Ejecución detallado
- Distribución de pagos contractuales en el tiempo
- Planes de inspección y ensayos (en fábrica y en obra)
- Plan de Salud y Seguridad laboral

El Plan del Contratista se completará con el Manual de Procedimientos, el cual incluirá al menos los siguientes apartados:

- Instrucciones de ingeniería y programas de cálculo
- Procedimientos de Gestión de Compras
- Política y Manual de Calidad
- Procedimientos de construcción
- Política y Manual de Salud, Seguridad y Medio ambiente

## 2. Programa de ejecución

La planificación del trabajo se ha realizado mediante el programa Project de Microsoft Office. No se ha tenido en cuenta la situación actual de las obras que han sufrido importantes retrasos. La planificación tiene todas las etapas de un proyecto llave en mano, como se muestra en la siguiente Figura 2.1 con una duración total de 2 074 días.

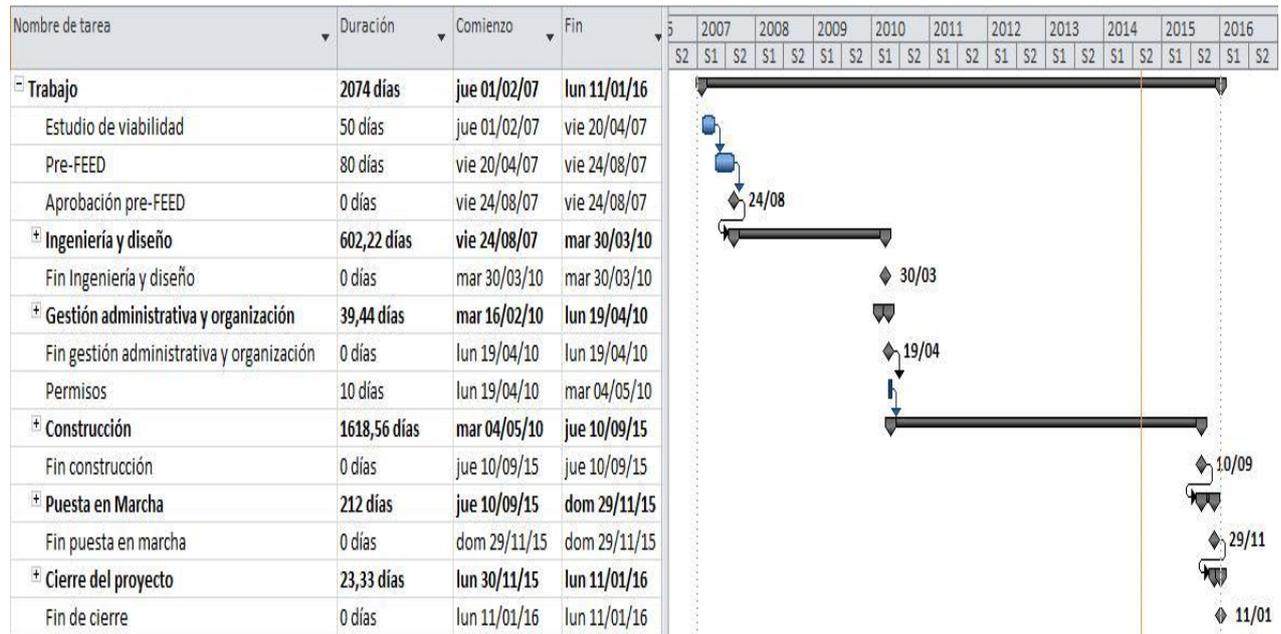


Figura 2.1 Cronograma del trabajo

### 2.1 Etapa de ingeniería

La siguiente Figura 2.2 muestra las principales tareas que se llevan a cabo en la ingeniería. El proyecto se inicia con un estudio de viabilidad con el que se pide a una compañía un diseño inicial de ingeniería (Pre-FEED), una vez se haya aprobado este Pre-FEED se comienza la principal etapa de Ingeniería y diseño con los distintos departamentos que participan en el proyecto tal y como se muestra en la figura ya citada. La etapa de gestión administrativa y organización se descompone en las tareas de gestión de compras, de servicios de inspección y logística de pedidos, y de administración de subcontratos de construcción y montaje. El calendario laboral programado es el de la Comunidad Autónoma de Madrid con 40 horas semanales de trabajo y 20 días al mes. Cada departamento/tarea está formado por una media de 7 ingenieros.

## 2 Programa de ejecución

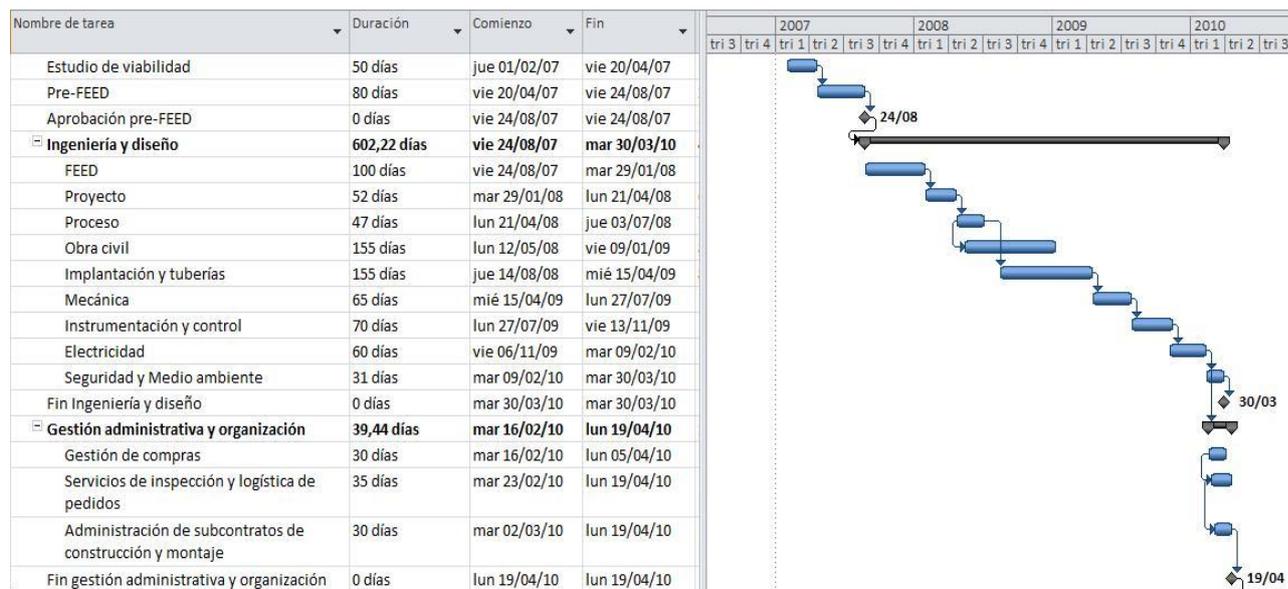


Figura 2.2 Cronograma etapa de ingeniería

Acabada la etapa de gestión administrativa y organización, se aprueba el proyecto de ingeniería y se piden los permisos de construcción al ministerio y al gobierno canario.

### 2.2 Etapa de construcción

En la etapa de construcción se ha aumentado los días de trabajo (se incluye sábado) y el calendario laboral programado es el de la isla de Santa Cruz de Tenerife (Comunidad Autónoma de Canarias). Como muestra la Figura 2.3 la etapa de construcción resume las principales tareas que van a tener lugar para la construcción de la terminal de recepción, gasinera y tanques de almacenamiento de GNL.

Se ha mejorado el rendimiento de construcción metiendo varios grupos de trabajo para que la duración sea la idónea como la duración de otros proyectos similares. Acabada la construcción total de la planta se pasa a la etapa de Puesta en Marcha.

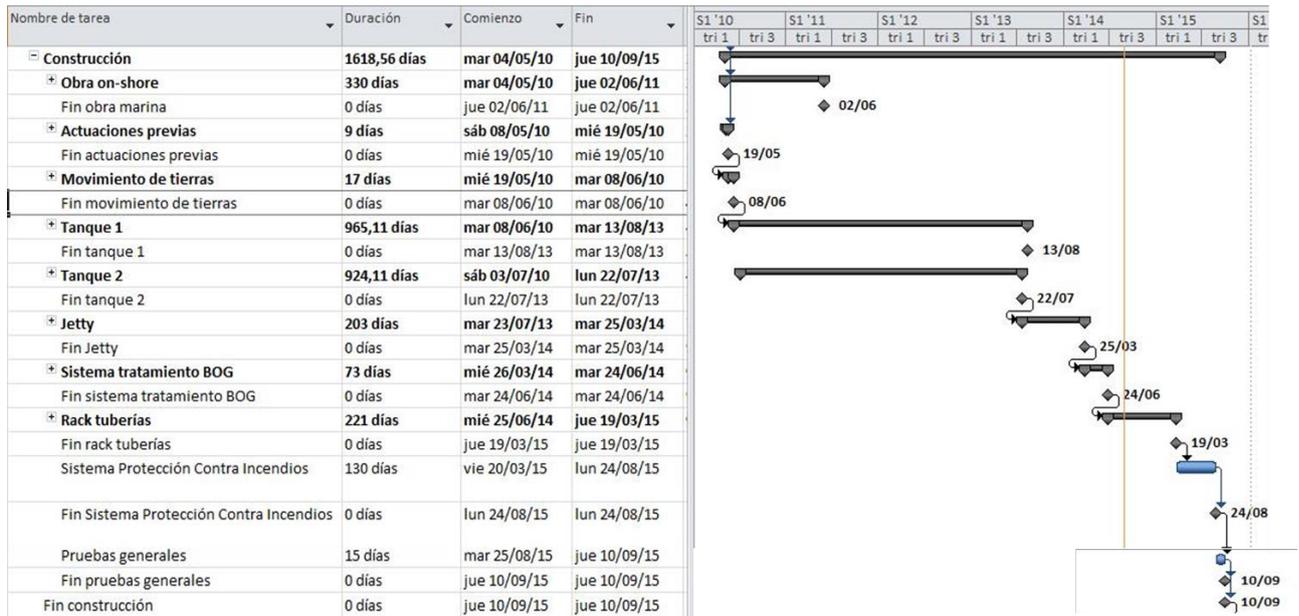


Figura 2.3 Cronograma etapa de construcción

### 2.2.1 OBRA ON-SHORE

La ejecución de la obra ON-SHORE empieza justo cuando se obtienen los permisos de construcción, la Figura 2.4 representa el cronograma y las sub tareas que tienen lugar en la obra ON-SHORE.

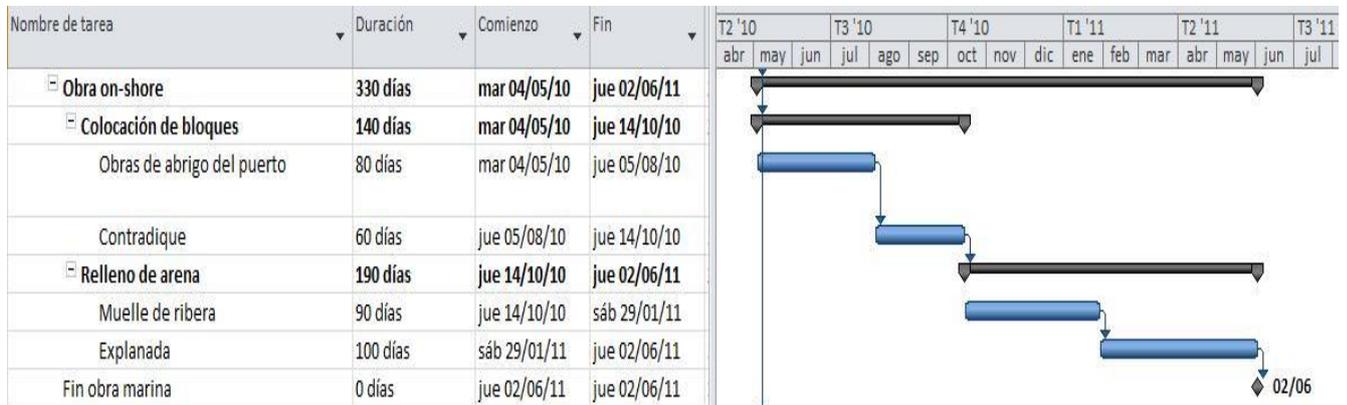


Figura 2.4 Cronograma obra ON-SHORE

### 2.2.2 ACTUACIONES PREVIAS

Esta tarea resumen al igual que la obra ON-SHORE empieza cuando se obtienen los permisos de construcción (ver Figura 2.5). En esta tarea se produce la limpieza y desbroce del terreno, se valla y se señala el recinto de obras. Una vez se haya acabado la limpieza y desbroce del terreno se colocan las casetas de obra con los vestuarios para los operarios y el taller/almacén.

## 2 Programa de ejecución

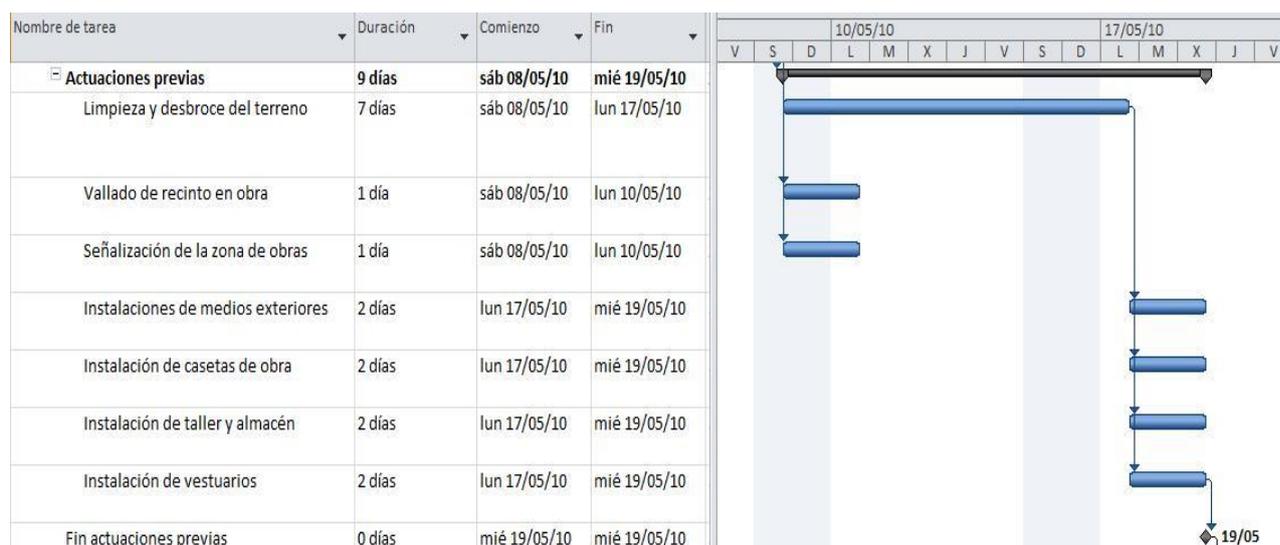


Figura 2.5 Cronograma actuaciones previas

### 2.2.3 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Las cuatro subtarefas de la actividad de movimiento de tierras tienen entre sí una vinculación Fin – Comienzo, tal y como muestra la Figura 2.6.

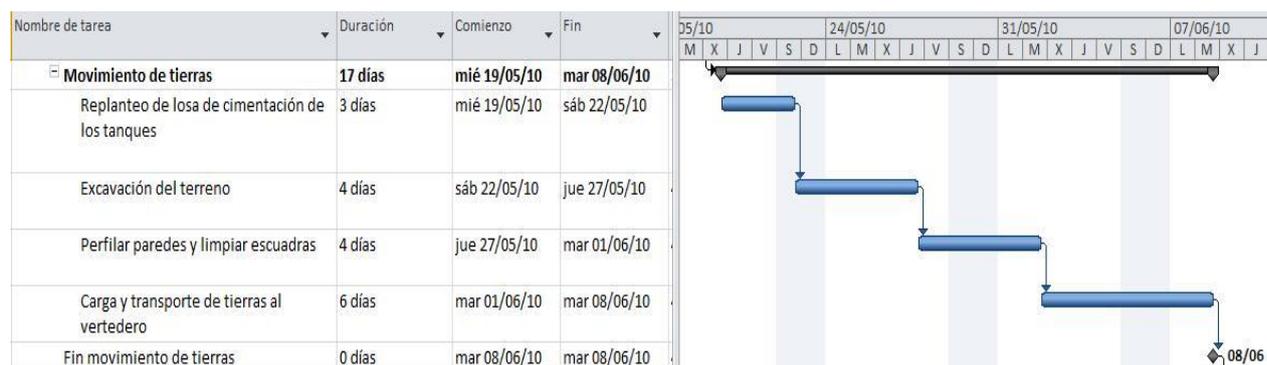


Figura 2.6 Cronograma movimiento de tierras

### 2.2.4 TANQUE 1

La Figura 2.7 muestra las tres subtarefas: construcción tanque, pruebas e inertizado y pintura. La duración de construcción del tanque de almacenamiento de GNL de contención total es de aproximadamente tres años. La subtarea de construcción tanque se divide a su vez en más tareas, que son:

- Cimentación.
- Pared externa de hormigón pretensado: empieza una semana después de finalizar la cimentación del terreno.
- Cúpula de hormigón.

- Tanque interior de acero al 9 % Níquel: empieza una semana después de finalizar la cúpula.
- Techo suspendido.
- Aislamiento con perlita.
- Montaje mecánico: se colocan las tres bombas criogénicas, se instalan las tuberías y elementos metálicos (escaleras, soportes, etc.).
- Montaje eléctrico.
- Montaje de instrumentación.

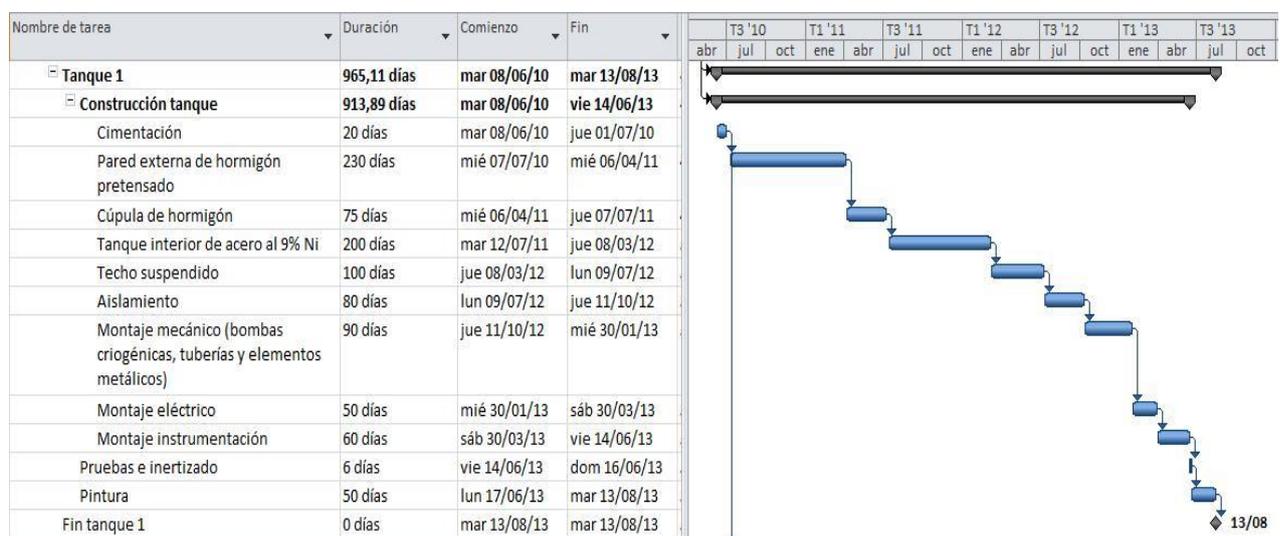


Figura 2.7 Cronograma tanque 1

### 2.2.5 TANQUE 2

El tanque 2 tiene una duración menor ya que todo el andamiaje ya está hecho del tanque 1. El tanque 2 se efectúa casi simultáneamente al tanque 1 con dos días de margen con el fin de reducir la duración total de la construcción. Las actividades del tanque 2 son las mismas que para el tanque 1, como se puede ver en la Figura 2.8.

## 2 Programa de ejecución

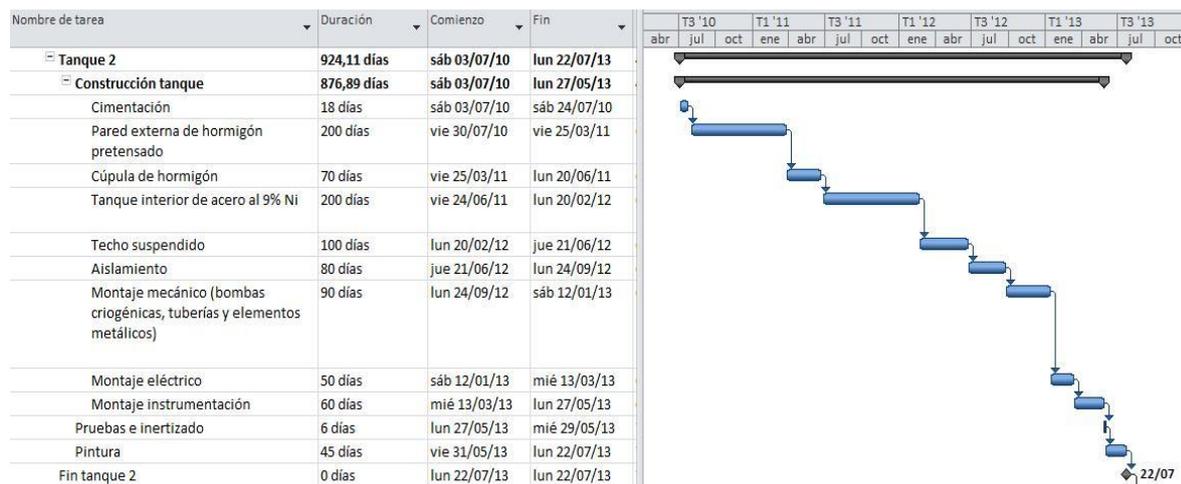


Figura 2.8 Cronograma tanque 2

### 2.2.6 JETTY

Como se ha mencionado anteriormente en el capítulo 3 del estudio económico se ha optado por construir el muelle de la gasinera en lugar de hacerlo un año antes de la demanda de GNL para buques a propulsión con dicho combustible, la diferencia de la mejora de la rentabilidad es muy pequeña. Como se observa en la Figura 2.9 se divide en la construcción del muelle de descarga de metaneros y la del muelle de la gasinera. Las subtareas son las mismas para ambas.

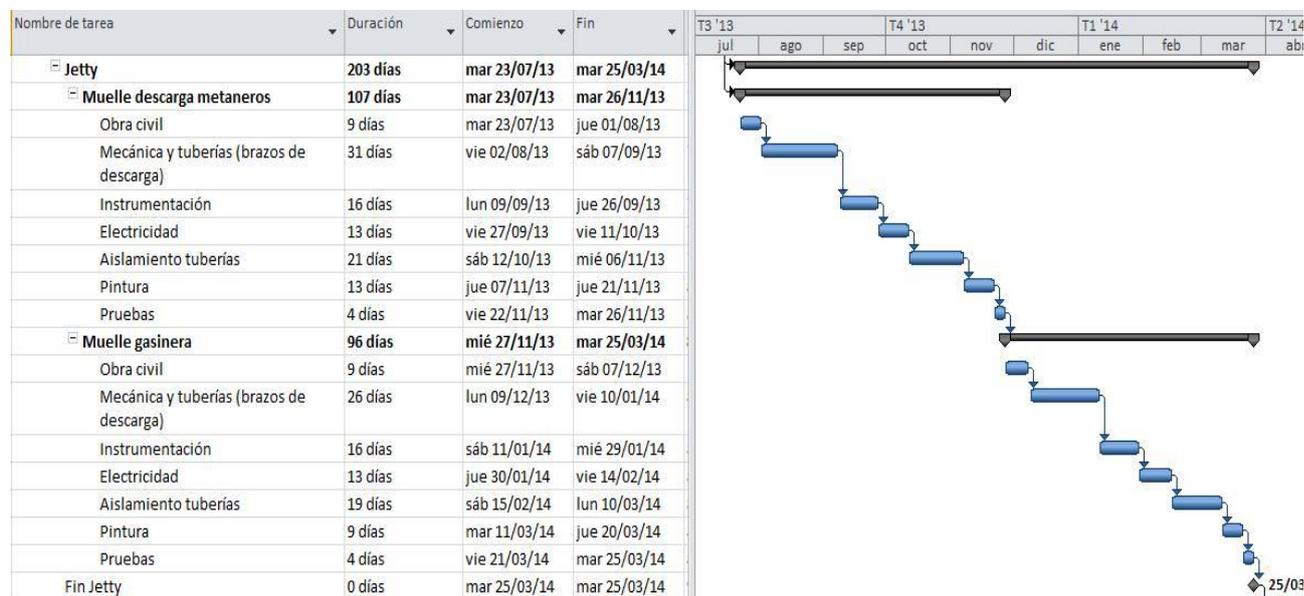


Figura 2.9 Cronograma jetty

### 2.2.7 SISTEMA TRATAMIENTO DE BOG

La Figura 2.10 muestra la parte de la construcción del sistema de tratamiento de BOG que incluye los compresores de BOG y el relicuador. Las tareas comunes son: obra civil, mecánica y tuberías, instrumentación, electricidad, pintura y pruebas.

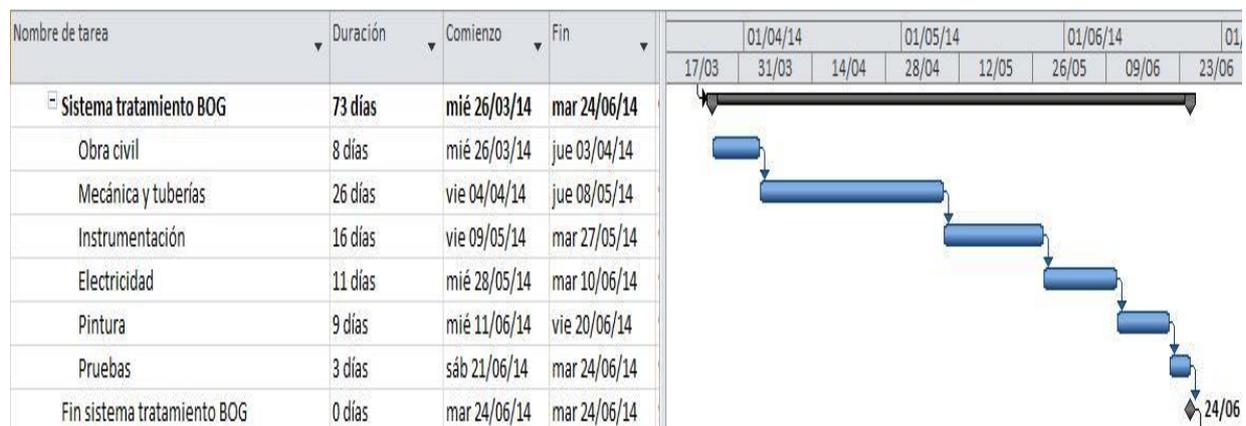


Figura 2.10 Cronograma sistema tratamiento de BOG

### 2.2.8 RACK DE TUBERÍAS

Con el fin de conectar los sistemas de recepción/gasinera, de almacenamiento y de tratamiento de BOG se procede a la instalación de las tuberías. Las subtareas que se muestran en la Figura 2.11 son las siguientes:

- Obra civil: se hacen las estructuras para las tuberías. Suele ser de hormigón para las tuberías de grandes dimensiones.
- Mecánica y tuberías: se instalan las tuberías por tramos de unos 8 m (longitud comercial) y se sueldan las juntas.
- Instrumentación.
- Montaje eléctrico: se ponen las tomas a tierra, aparte de los instrumentos.
- Pruebas: se hacen pruebas hidráulicas metiendo agua a presión (posteriormente se inertiza) y pruebas gammagráficas para comprobar las uniones soldadas.
- Aislamiento.

## 2 Programa de ejecución

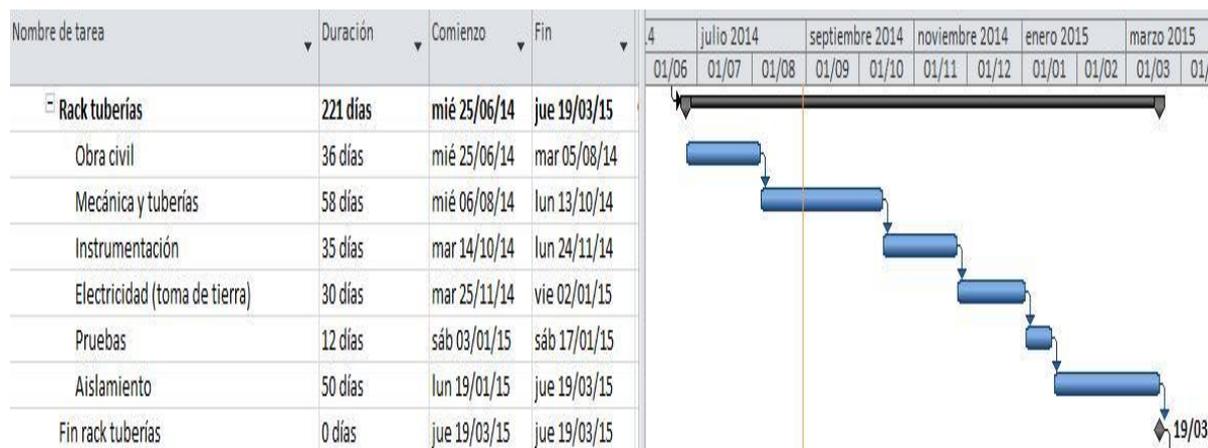


Figura 2.11 Cronograma rack de tuberías

### 2.2.9 ÚLTIMAS ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN

Por último, tiene lugar la instalación de todos los sistemas de protección contraincendios (PCI) en toda la planta. También, se realizan unas pruebas generales para comprobar todos los instrumentos de medida. (ver Figura 2.12).

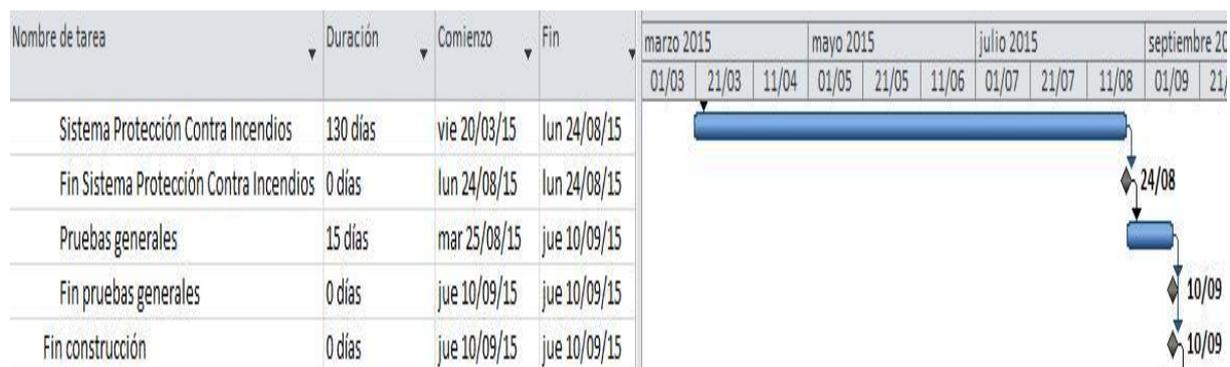


Figura 2.12 Cronograma de las últimas etapas de construcción

### 2.3 Etapa de Puesta en Marcha

Acabada la etapa de construcción de la planta, se procede a su comisionado y puesta en marcha. El calendario programado para dicha etapa es de 24 horas. La Figura 2.13 muestra que hay dos puestas en marcha; la de la terminal de recepción y almacenamiento de GNL de la planta regasificadora, y por otra parte la de la gasinera.

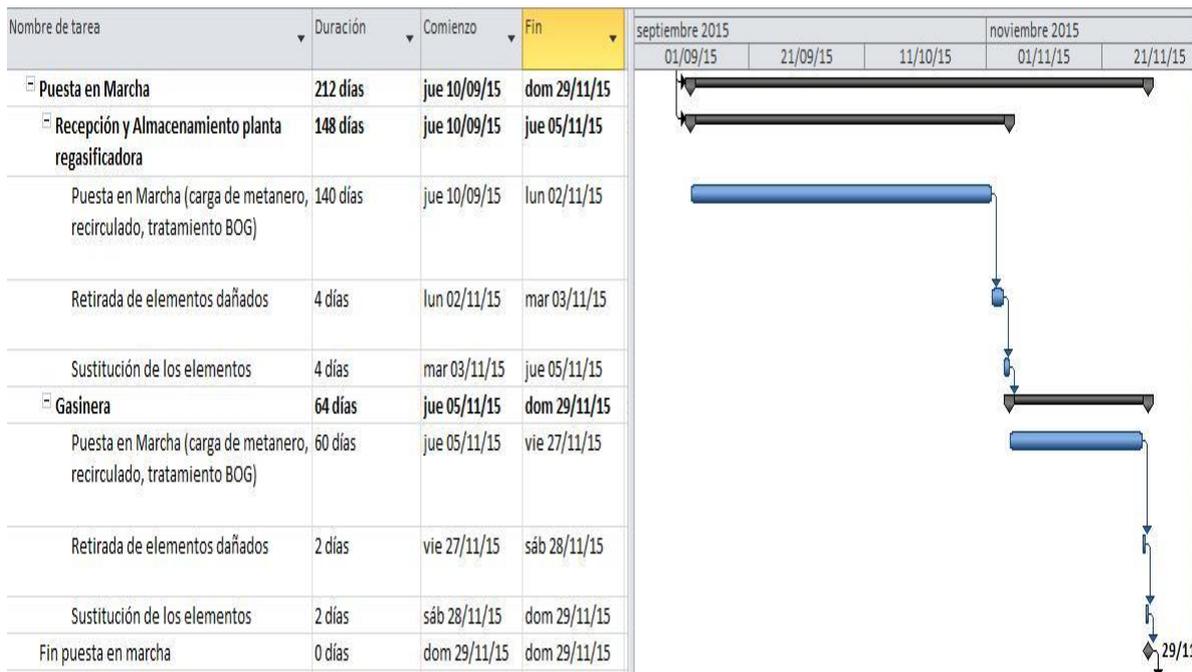


Figura 2.13 Cronograma puesta en marcha

## 2.4 Etapa de Cierre del Proyecto

La etapa final del trabajo vuelve a tener el calendario programado para la etapa de ingeniería. En ella se realiza el documento final de obra y se presentan las solicitudes de inspección de las instalaciones a Industria y al Gobierno Canario. La inspección y la licencia de uso tienen lugar dos semanas después de presentar las solicitudes, como se puede ver en la Figura 2.14.

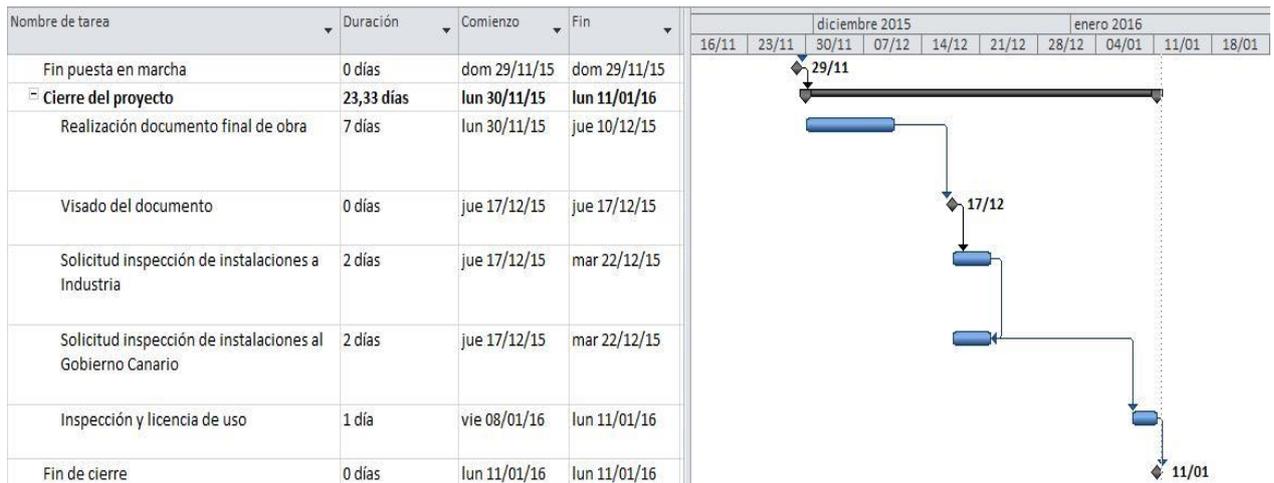


Figura 2.14 Cronograma cierre del proyecto



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

DOCUMENTO N° 4: ANEXOS

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**ANEXO A: PLANOS**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015

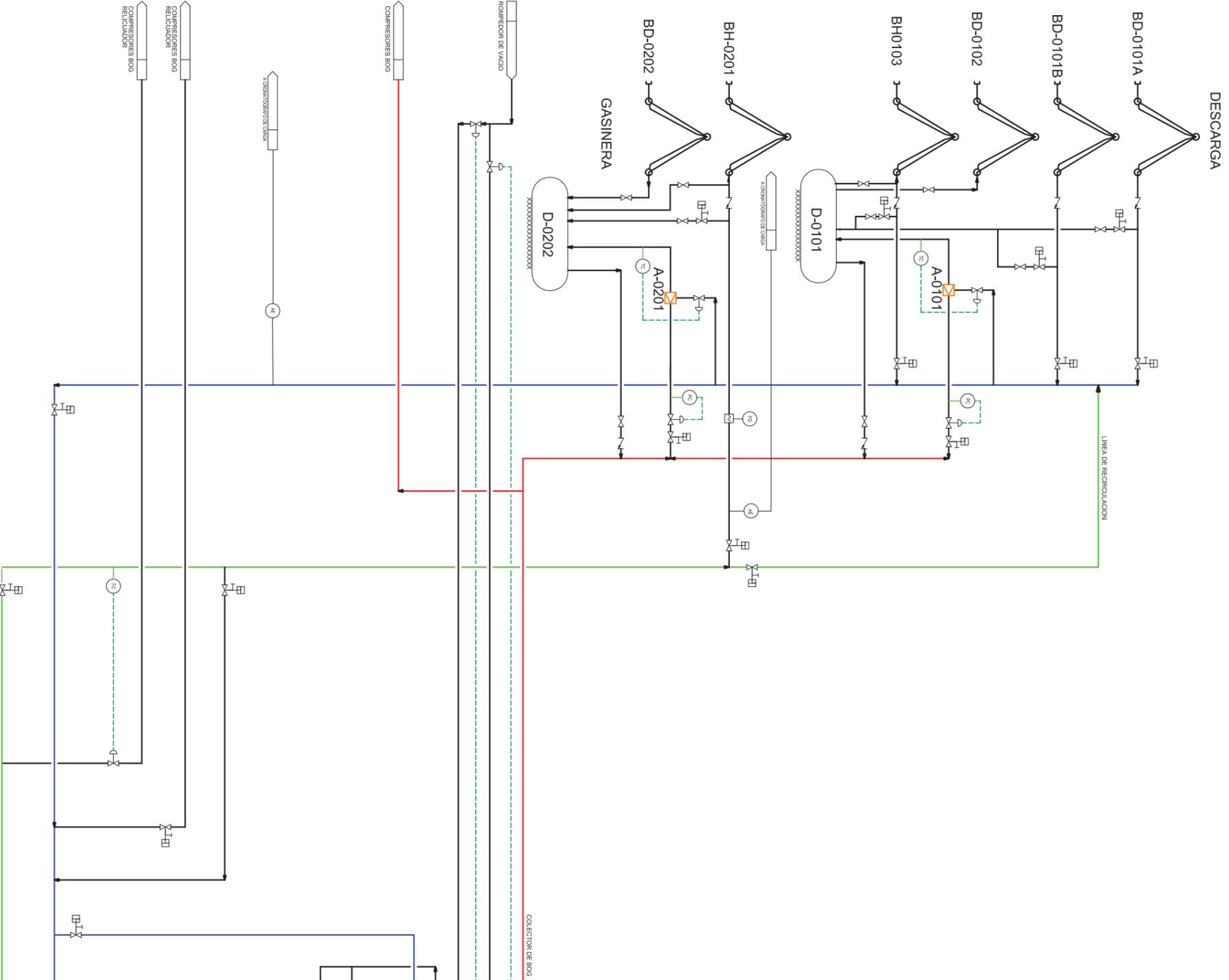


Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

## **1. PLANO 001. DIAGRAMA LÍNEAS DE PROCESO**



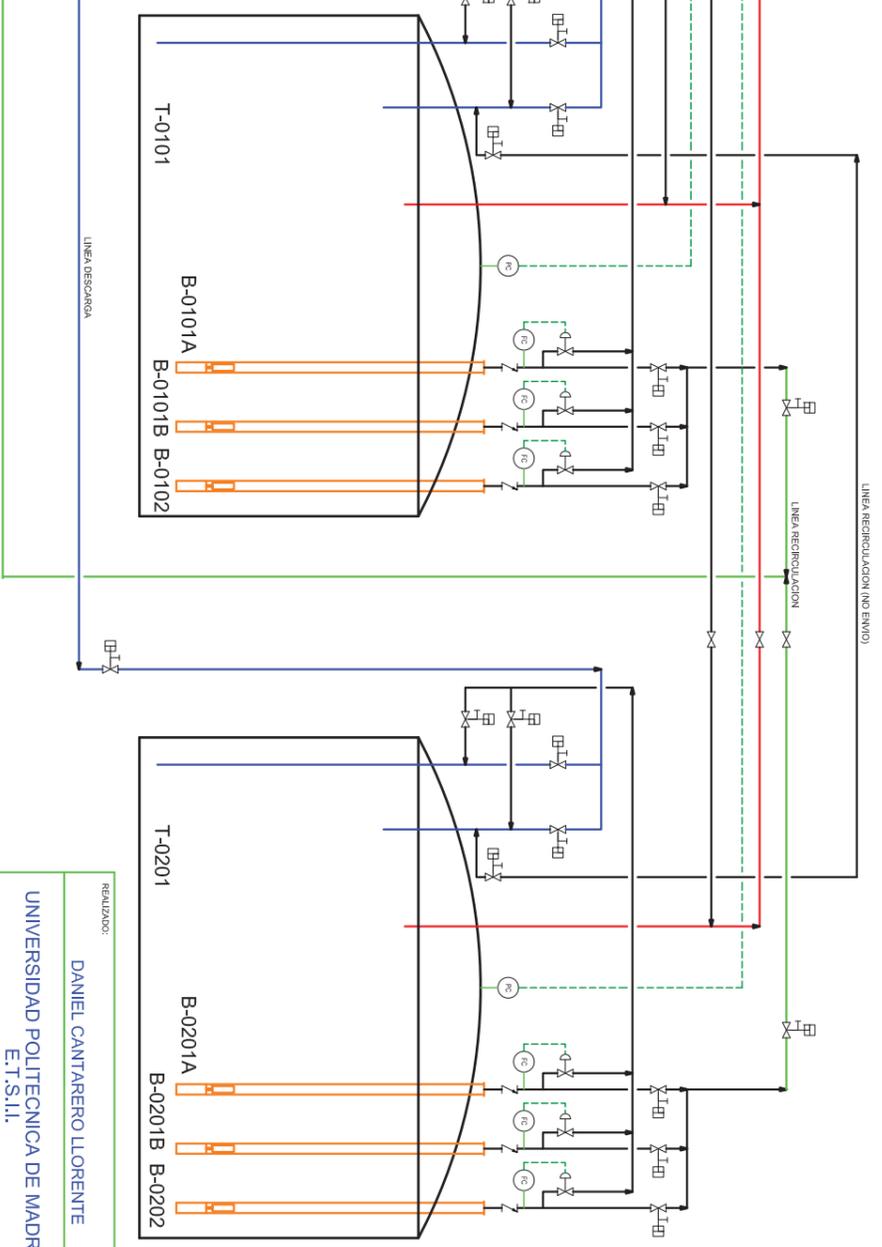


### EQUIPOS

T-0101/T-0201	B-0101A/B- B-0102 B-0201A/B- B-0202	A-0101/A-0201	D-0101/D-0201	BH-0201: BD-0202	BH-0103	BD-0101A/B: BD-0102
TANQUE ALMACENAMIENTO GNL	BOMBAS PRIMARIAS GNL	ATEMPERADOR	DEPOSITO DE DRENALJE GNL	BRAZO GASINERA	BRAZO HIBRIDO	BRAZO DESCARGA

### LEYENDA

	DIRECCION DEL FLUJO
	SEÑAL ELECTRICA
	LINEA
	SIMBOLO GENERAL DE VALVULA
	VALVULA DE RETENCION
	ACTUADOR NEUMATICO
	ACTUADOR DE TIPO DIAFRAGMA
	VOLANTE DE VALVULA
	LINEA RECIRCULACION
	LINEA VAPOR
	LINEA PRINCIPAL GNL



REALIZADO: DANIEL CANTARERO LLORENTE

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID  
E.T.S.I.I.  
TRABAJO FIN DE MASTER

TITULO: DIAGRAMA LINEAS DE PROCESO

PLANO: 001

2 PLANO 002. DIAGRAMA DE FLUJO ÁREA COMPRESORES

**2. PLANO 002. DIAGRAMA DE FLUJO ÁREA  
COMPRESORES**



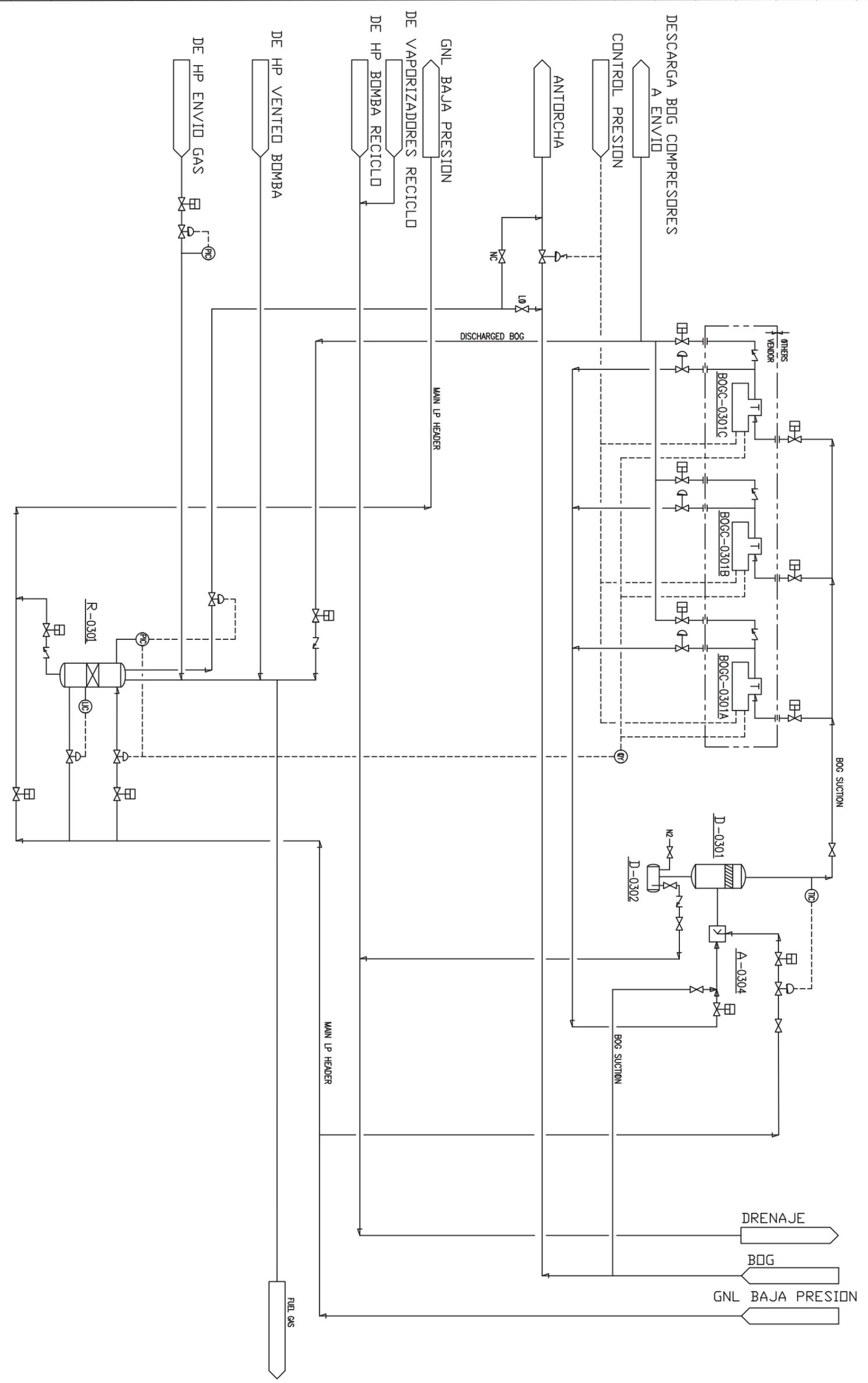
**D-301** DEPOSITO ASPIRACION  
 SEPARADOR BOG  
 CAPACIDAD 11 731 BOG/H  
 TEMPERATURA DISEÑO -196 °C/445 °C  
 PRESION DISEÑO 4 bar  
 TIPO VERTICAL

**D-302** DEPOSITO DRENAJE BOG  
 TEMPERATURA DISEÑO -196 °C/445 °C  
 PRESION DISEÑO 11 bar  
 TIPO HORIZONTAL

**R-301** RELICUADOR  
 CAPACIDAD 25 T/H  
 TEMPERATURA DISEÑO -170 °C/419 °C  
 PRESION DISEÑO 18 bar  
 TIPO CONTACTO DIRECTO, VERTICAL

**A-301** ATEMPERADOR BOG  
 TIPO HORIZONTAL

**BOGC-0301A/B/C** COMPRESORES BOG  
 CAPACIDAD 7 739,5 BOG/H (A -130 °C Y 0,25 BAR)  
 TEMPERATURA DISEÑO -196 °C/410 °C  
 PRESION DISEÑO 8,9 bar  
 TIPO RECIPROCO



— : PROCESS LINE  
 - - - : CONTROL SIGNAL LINE  
 : : SCOPE OF VENDOR

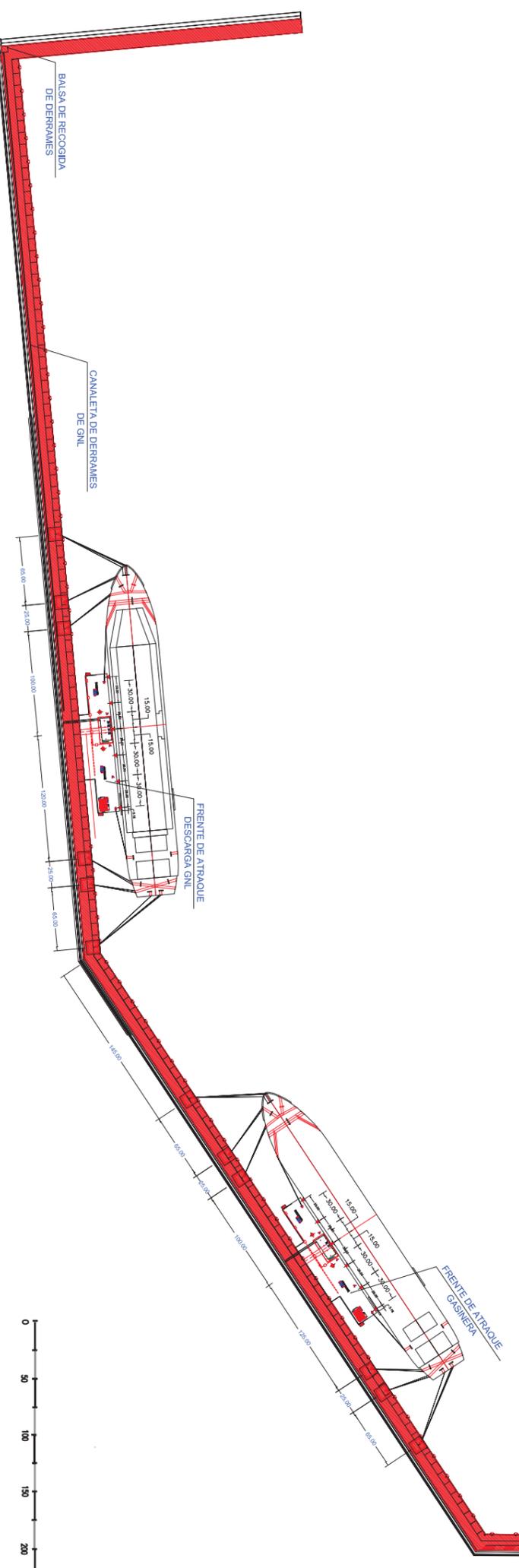
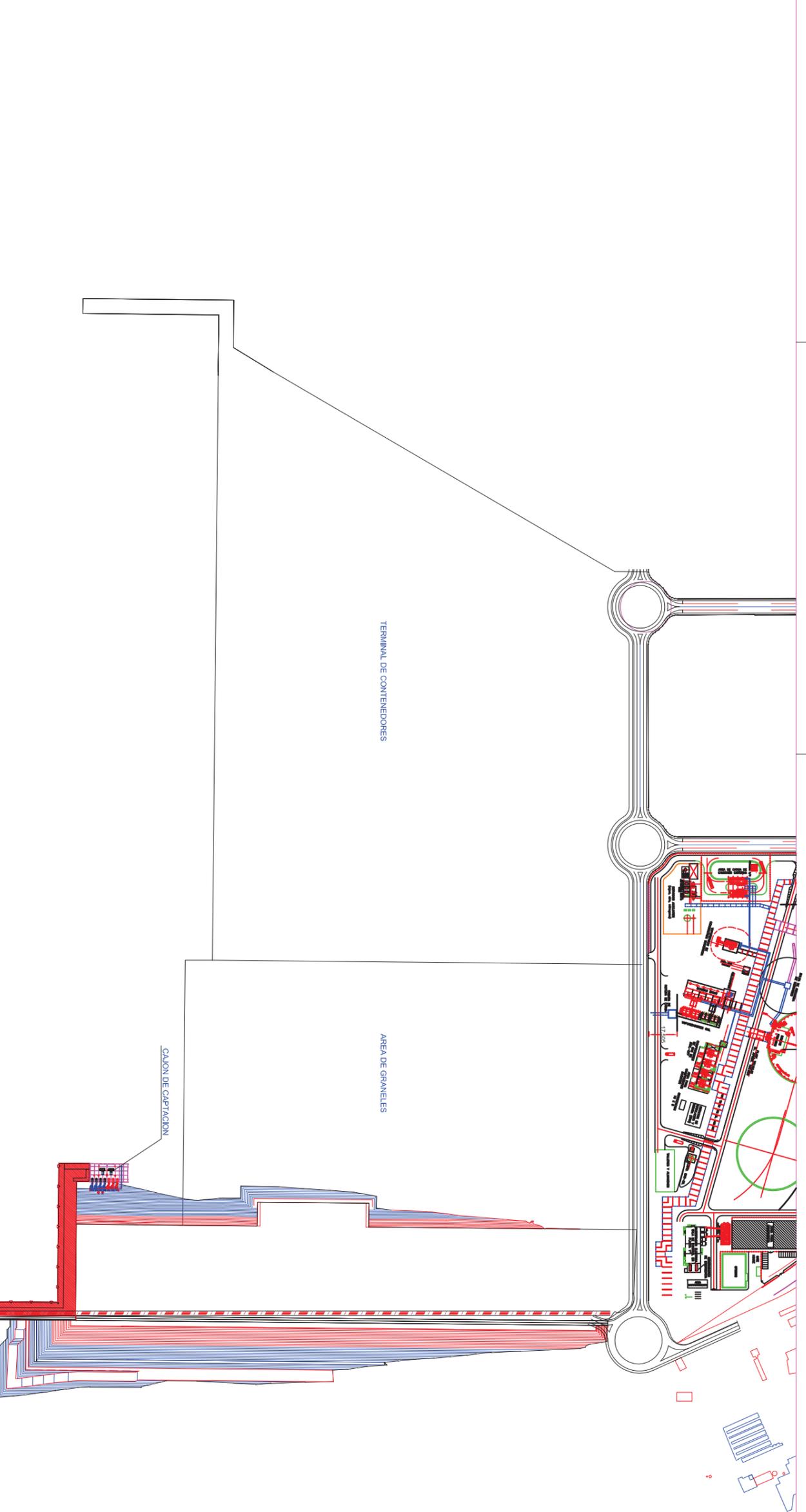
REVISADO: DANIEL CANTARERO LORENTE  
 UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID  
 E.T.S.I.I.  
 TRABAJO FIN DE MASTER  
 TÍTULO: DIAGRAMA DE FLUJO  
 AREA COMPRESORES  
 PLANO: 002

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

### **3. PLANO 003. IMPLANTACIÓN GENERAL JETTY**



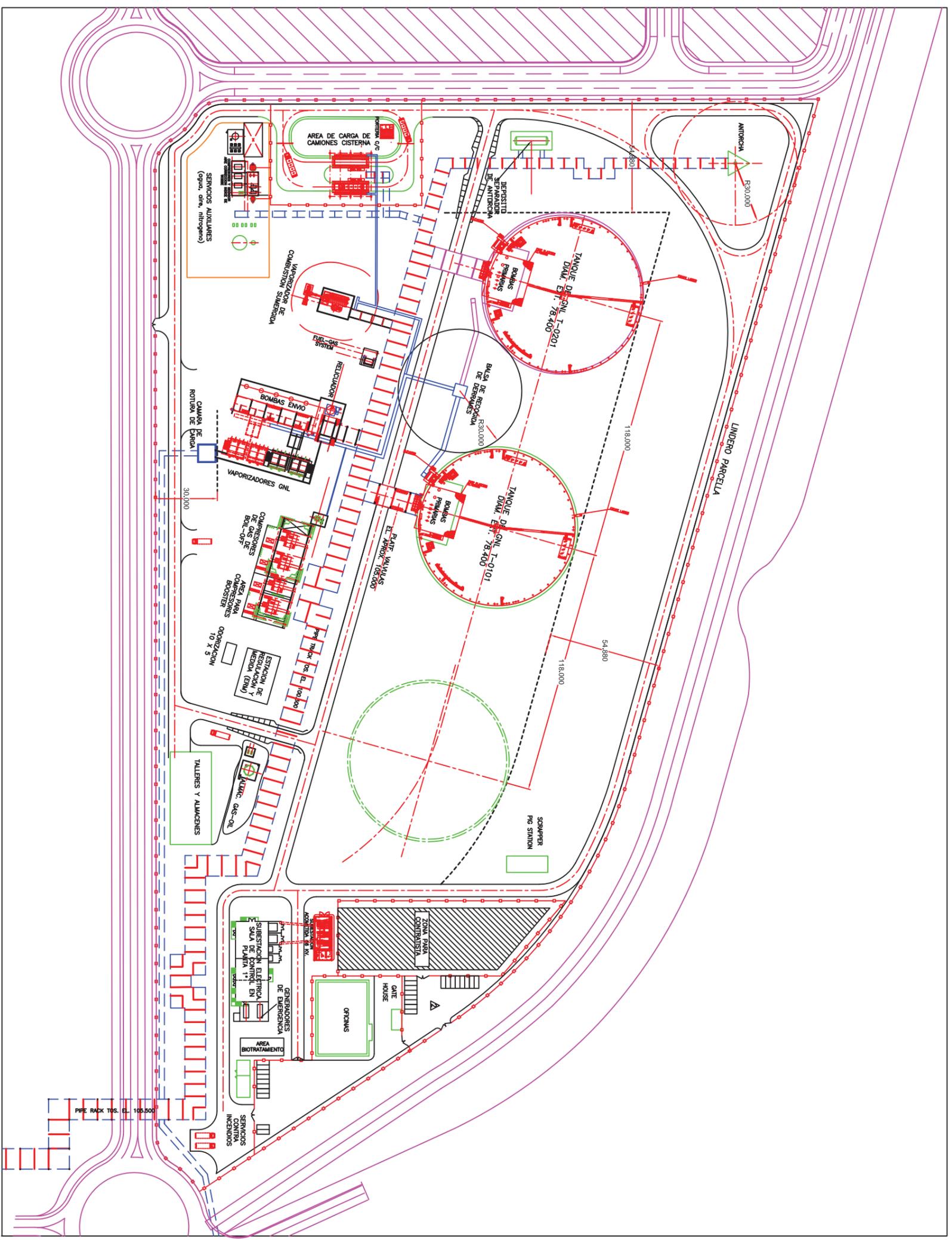


REALIZADO: DANIEL CANTARERO LORENTE  
 UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID  
 E.T.S.I.I.  
 TRABAJO FIN DE MASTER  
 TÍTULO: IMPLANTACION GENERAL JETTY  
 PLAN: 003

4 PLANO 004. IMPLANTACIÓN AREA DE PROCESO

## **4. PLANO 004. IMPLANTACIÓN AREA DE PROCESO**





NOTA: 1: LA ELEVACION 100,000 CORRESPONDE A LA TOPOGRAFICA 6,500 Y ES EL PUNTO ALTO DE LAS AREAS PAVIMENTADAS

REALIZADO:  
**DANIEL CANTARERO LLORENTE**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID**  
E.T.S.I.I.  
TRABAJO FIN DE MASTER

TÍTULO:  
**IMPLANTACION AREA DE PROCESO**

PLANO:  
**004**



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**ANEXO B: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



## 1. ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

### 1.1 Terminal de recepción de la planta regasificadora

A continuación se muestran las hojas de cálculo (Excel) necesarias para el cálculo del dimensionamiento de la línea principal, la de recirculación de la terminal de recepción de la planta regasificadora. También las dos formas diferentes de calcular el BOG de esta parte de la planta.

<u>Propiedades del metano</u>	
Temperatura metano	113,15 °C
Temperatura crítica	190,77 °C
Presión crítica	47,3234 psia
Densidad	426,152 kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad dinámica	1,23E-04 kg/m-s

Capacidad metanero: 145 000 m<sup>3</sup>

Brazos de descarga: Tres (uno de ellos híbrido) y uno de retorno de vapor.

Tiempo de descarga: 14 h

<u>Composición del GNL</u>			
Componente	Nigeria (%mol)	Trinidad (%mol)	PM
Metano	87,73%	95,05%	16
Etano	7,41%	4,58%	30
Propano	3,45%	0,29%	44
Isobutano	0,48%	0,03%	58,12

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Butano	0,63%	0,02%	58,12
Isopentano	0,01%	0,01%	72,15
Nitrogeno	0,29%	0,02%	28
PM	18,511347	16,751475	
Densidades relativas	0,641863627	0,580841713	
<b>Cálculos descarga / Línea de principal</b>			
3452,381	m <sup>3</sup> /h		
Para el caudal obtenido se utilizan unos brazos de descarga de 16" que tienen un caudal nominal de		4000	m <sup>3</sup> /h
		1,11	m <sup>3</sup> /s
Entonces obtendríamos un tiempo de descarga:			
12,0833	horas		
Por norma no se recomiendan velocidades superiores a 7 m/s en las líneas de proceso, excepto en los brazos de descarga que puede ser de hasta 12 m/s			
Vamos a tomar un valor para la velocidad de:			
5,5	m/s		
Diámetro de la línea de descarga de GNL			
0,87844	m		
34,5843	"		
Nos vamos a un diámetro comercial de la norma API 5L			
36	"		
914,4	mm	0,9144	m

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Peso	282,27	kg/m		
Espesor	12,7	mm		
∅ interior	888,6	mm	0,8886	m
Schedule	80S			
<b>Número de Reynolds</b>				
1,69E+07	Re>4000	Flujo turbulento		
<b>Factor de fricción</b>				
Rugosidad absoluta del acero inoxidable			0,0457	mm
ε/d	5,14292E-05			
f	1,08E-02			
<b>Longitudes de las línea</b>				
Principal	2117	m		
Recirculación	2117	m		
Elementos (codos, uniones en T, estrechamientos, válvulas...)				
Longitudes equivalentes			N°	
Codo 90°	51	metros	54	
Unión T	61	metros	1	
Válvula	90	metros	10	
Longitud línea GNL				
5832	metros			

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

<b>Pérdidas de carga</b>				
Línea GNL	458184,182	Pa	4581,84182	mbar

### Dimesionamiento línea de recirculación:

Bombas primarias	Bomba reserva/gasinera	Se aprovecha la línea de recirculación también para que sea la misma línea de carga en la gasinera. De esta manera, ahorramos costes.		
143	350	m3/h		
Se usa una bomba de 350 m3/h de cada tanque				
700	m3/h	0,194444444	m3/s	
Velocidad recomendada				
5,5	m/s	Velocidad para tal diámetro	4,035093892	m/s
Diámetro línea de recirculación				
0,212163897	m	8,352909337	"	
<b>Cogemos el diámetro comercial</b>				
10	"	273,1	mm	
Peso	81,55	kg/m		
Espesor	12,7	mm		
Ø interior	247,7	mm	0,2477	
<b>Longitud de la línea</b>				
2117		m		
Elementos (codos, uniones en T, estrechamientos, válvulas...)				

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Longitudes equivalentes			Nº
Codo 90°	51	metros	54
Unión T	61	metros	1
Válvula	90	metros	10
Longitud			
5832		metros	
<b>Reynolds</b>			
4,72E+06			
<b>Factor de fricción</b>			
Rugosidad absoluta del acero inoxidable		0,0457	mm
$\epsilon/d$		0,000184497	
f		1,38E-02	
<b>Pérdidas de carga</b>			
2094966,289		Pa	2094,966289 mbar

### 1.1.1 CÁLCULO BOG CON ARTÍCULO IJET

Datos:

Capacidad de los tanques	150.000,00	m3
Boil off del tanque	0,05%	vol/d (metano puro)
Presión de salida de las bombas	9,00	bar
Rendimiento de la bomba (hidráulico)	70,00%	

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Presión de operación del tanque (descarga)	250,00	mbar
Presión de operación del tanque (sin descarga)	120,00	mbar
Capacidad del buque	145.000,00	m <sup>3</sup>
Boil off del buque	0,15%	W/d
Presión de operación del buque	150,00	mbar
Presión de entrada en el brazo de descarga	95,00	mbar
Caudal de descarga	12.000,00	m <sup>3</sup> /h
Presión de operación en el tanque	250,0	mbar
Densidad del GN	0,7344820	kg/m <sup>3</sup> (n)
Densidad del GNL	426,152	kg/m <sup>3</sup>
Densidad del BOG	1,78	kg/m <sup>3</sup>
Presión de operación en la entrada del buque	95,0	mbar
Presión de operación en los tanques del buque	0,0	bar
Presión de diseño	28,0	bar
Temperatura de funcionamiento	-160,0	°C
Presión BOG en la entrada del tanque	6,0	bar
Temperatura BOG en la entrada del tanque	-127,0	°C
Temperatura ambiente	22,0	°C
Temperatura superficie del tubo	20,50	°C

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Temperatura superficie del brazo de descarga	-100,0	°C
Conductividad térmica del aire	0,023	W/mK
Calor específico del aire	1.004,0	J/kgK
Viscosidad del aire	0,0000166	kg/ms
Densidad del aire	1,304	kg/m <sup>3</sup>
Capacidad del tanque	150.000,0	m <sup>3</sup> (2 tanques)
Tasa de llenado del tanque	143,0	m <sup>3</sup> /h
Caudal de descarga del GNL	12.000,0	m <sup>3</sup> /h
Diámetro de descarga	16,0	0,41
Longitud de descarga	3,0	m
Diámetro de la línea	36,0	
Longitud de la línea	5.832,0	
Espesor de aislamiento	0,143	m
Conductividad térmica de aislamiento	0,056	W/mK
Conductividad térmica del hielo (a -100°C)	3,5	W/mK
Altura manométrica de la bomba de GNL	208,0	m
Rendimiento de la bomba	0,7	
Calor latente del metano	506,900	kJ/kg
Margen diseño	1,100	

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Factor de seguridad	1,050	
Velocidad en la línea	7,000	m/s
Velocidad en brazos de descarga	12,000	m/s
Diámetro línea principal	0,889	m
Diámetro línea principal con aislamiento	1,2002	m
Diámetro línea recirculación	0,27	m
Diámetro línea recirculación con aislamiento	0,517	m

Cálculo:

Pr		0,7139
Reynolds para diámetro de los brazos de descarga		382.194,36
Reynolds para diámetro de la línea principal		658.416,93
Reynolds para diámetro de la línea de recirculación		284.717,87
Nusselt de la línea principal		874,27
Nusselt de la línea de recirculación		520,99
Coefficiente de película brazos de descarga	32,68	W/m <sup>2</sup> K
Coefficiente de película línea principal	17,05	W/m <sup>2</sup> K
Coefficiente de película línea de recirculación	23,49	W/m <sup>2</sup> K
Q brazos de descarga	-2.069,33	W
Q línea principal	663.069,86	W

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Q línea de recirculación	286.383,14	W
--------------------------	------------	---

Caudales de BOG:

<b>BOG (L)</b>		<b>BOG descarga</b>		
		11.857,00	m3/h	
7.064,73	kg/h	Densidad del BOG	1,81	kg/m3
Calor por descarga de bombas		21.461,17	kg/h	
1.240.954,62		W		
<b>BOG (P)</b>		<b>Mínimo técnico</b>		
8.813,25	kg/h	2.000,00	kg/h	
<b>BOG del tanque</b>				
187,51	kW	2 tanques	375,03	kW
1.331,73	kg/h	2.663,45		kg/h
<b>BOG del buque</b>				
543,79	kW	<b>BOG efecto pistón</b>		
3.862,00	kg/h	densidad del BOG en barco	2,20	kg/m3
		Volumen de BOG	1.755,46	m3/h
		densidad	1,55	kg/m3
BOG que debe retornar al buque			15.879,04	kg/h

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

<b><u>BOG total</u></b>	
28.735,91	kg/h
16.143,77	m <sup>3</sup> (n)/h
4,484380383	m <sup>3</sup> /s

### 1.1.2 CÁLCULO BOG ARTÍCULO DE ENAGÁS

Datos:

Capacidad de los tanques	150.000,00	m <sup>3</sup>
Boil off del tanque	0,05%	vol/d (metano puro)
Capacidad del buque	145.000,00	m <sup>3</sup>
Boil off del buque	0,15%	W/d
Presión de entrada en el brazo de descarga	0,10	bar
Caudal de descarga	12.000,00	m <sup>3</sup> /h
Capacidad de emisión de la planta de regasificación		
Emisión mínima	150.000,00	Nm <sup>3</sup> /h
Bomba primaria	143,00	m <sup>3</sup> /h
Altura manométrica	208,00	m
Rendimiento de la bomba (hidráulico)	0,70	
Presión de salida de las bombas	9,00	bar

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Tanque		
Presión de operación	0,25	barg
Temperatura de operación	-159,00	°C
Calor latente del metano	511,30	kJ/kg
Densidad del metano	419,40	kg/m <sup>3</sup>
Buque		
Presión de operación	0,15	barg
Temperatura de operación	-160,00	°C
Calor latente del metano	513,50	kJ/kg
Densidad del metano	421,00	kg/m <sup>3</sup>
Ganancia de calor en tuberías	30,00	w/m <sup>2</sup>
Ganancia de calor en brazos de descarga	70,00	kW/brazo
Longitud de la línea	5.832,00	m
Diámetro línea principal	36,00	"
Espesor de aislamiento	0,14	m
Diámetro exterior	1,20	m
Diámetro interior	0,89	m
Diámetro línea recirculación	10,00	"
Espesor de aislamiento	0,12	m
Diámetro exterior	0,52	m

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Diámetro interior	0,25	m
Conductividad térmica del aislamiento	0,06	W/mK
Temperatura superficie línea	20,50	°C
Temperatura ambiente	22,00	°C
Conductividad térmica del aire	0,02	W/mK
Calor específico del aire	1.004,00	J/kgK
Viscosidad del aire	0,00	kg/ms
Densidad del aire	1,30	kg/m <sup>3</sup>
Diámetro brazos de descarga	16,00	"
Margen diseño	1,10	
Factor de seguridad	1,05	
Velocidad para líquidos	5,50	m/s
Velocidad para gases	15,50	m/s

Cálculo de caudales de BOG y capacidad de los compresores de BOG:

<b><u>BOG de desplazamiento por llenado del tanque hacia compresores (BOG1)</u></b>			
Densidad del BOG desplazado a -130 °C y 0,25 barg	1,81 kg/m <sup>3</sup>		
BOG1: 21.461,17 kg/h	Diámetro tubería hacia compresores	23,40	"
		0,59	m

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

<b><u>BOG tanque (BOG2)</u></b>		BOG llenado tanques				
		11.857,00	m3/h	4,30	m3/s	
Q	186,15	kW	Mínimo técnico			
Calor latente del BOG para esas condiciones	474,00	kJ/kg	3620	m3/h		
BOG	1.413,76	kg/h	Total	15.477,00		m3/h
Como son dos tanques			<b>Cogemos el diámetro comercial</b>			
BOG2	2.827,52	kg/h	24,00	"	610,00	mm
<b><u>BOG buque metanero (BOG3)</u></b>			Peso	187,06	kg/m	
Q	544,21	kW	Espesor	12,70	mm	
Calor latente del BOG a esas condiciones	505,00	kJ/kg	∅ interior	584,60	mm	
Densidad del BOG a esas condiciones	2,20	kg/m <sup>3</sup>				
BOG3	3.879,53	kg/h	<b>Capacidad compresores de BOG</b>			
BOG (volumen)	1.763,42	m3/h	23.461,17	kg/h		
			11.730,59	kg/h		
Redondeamos a			12.000,00	kg/h		

# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

<b><u>BOG de retorno al metanero desde tanque (BOG4)</u></b>					
Temperatura del BOG en el tanque	-120,00	°C			
Presión del BOG en el tanque	0,15	barg			
Densidad del BOG	1,60	kg/m <sup>3</sup>			
BOG4	16.378,52 kg/h	Diámetro tubería hacia pantalán		19,03	"
				0,48	m
		10.236,58	m <sup>3</sup> /h	2,84	m <sup>3</sup> /s
<b><u>BOG líneas y brazos (BOG5)</u></b>			<b>Cogemos el diámetro comercial</b>		
Principal			20,00	"	508,00 mm
Q	660.682,97	W	Peso	155,12	kg/m
Recirculación			Espesor	12,70	mm
Q	285.269,93	W	∅ interior	482,60	mm
Brazos					
Q	210.000,00	W			
BOG5	8.240,46	kg/h			
<b><u>BOG bombas (BOG6)</u></b>					
Q	1.225.952,00	W			
BOG6	8.631,78	kg/h			
<b><u>Mínimo técnico</u></b>	2.000,00	kg/h			

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

<b><u>BOG TOTAL</u></b>				
26.782,40	kg/h	Densidad del BOG	1,78	kg/m <sup>3</sup>
15.046,29	m <sup>3</sup> /h			

## 1.2 Gasinera

### 1.2.1 FLOTA ESTUDIADA

Propiedades y cambio de unidades:

Conversión	1	nudo	1,852	km/h	
	1	milla nautica	1852	metros	
Volumen GNL		Masa GNL		Volumen gas	
2,25	m <sup>3</sup>	1	t	1,37	m <sup>3</sup> (n)
PCI	49000	kJ/kg			
PCS	55000	kJ/kg			
1 tonelada GNL	13700	kWh	1 m <sup>3</sup> GNL	6090	kWh

Tipo de flota:

<b>VIKING GRACE, RoPax crucero</b>	Velocidad	40,74	km/h
4 MOTORES W8L50DF			
Potencia	7.800,00	kW	
Potencia total	69.333,33	kW	

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Consumo total	1,26	kg/s		
	108,92	t/d		
2 TANQUES DE 200 m3				
El standard es LNGPac 239				
Capacidad	430,00	m3		
Autonomía	1,75	días		
	42,11	horas		
	1.715,80	km		
<b>TARBIT SHIPPING AB, barco químico</b>		Velocidad	29,632	km/h
2 MOTORES W6L50DF				
Potencia	5.700,00	kW		
Potencia total	25.333,33	kW		
Consumo total	0,46	kg/s		
	39,80	t/d		
2 TANQUES DE 500 m3				
El standard es LNGPac 527				
Capacidad	948,00	m3		
Autonomía	10,59	días		
	254,09	horas		
	7.529,30	km		

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

<b>HARVEY GULF PSV, EPA compliant</b>		Velocidad	25,93	km/h
3 MOTORES W6L34DF				
Potencia	2.610,00	kW		
Potencia total	17.400,00	kW		
Consumo total	0,32	kg/s		
	27,33	t/d		
1 TANQUE DE 256 m3				
El standard es LNGPac 284				
Capacidad	256,00	m3		
Autonomía	4,16	días		
	99,90	horas		
	2.590,22	km		
<b>TOTE MARITIME MARLIN CLASS,</b>		Velocidad	40,74	km/h
<b>PORTACONTENEDORES</b>				
MOTOR MAN 8L70ME-C8,2-GI				
Potencia (NCR)	21.412,00	kW		
Consumo total	0,39	kg/s		
	33,64	t/d		
Tamaño recipiente	40*45*53 ft			

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Volumen	2.701,43	m <sup>3</sup>
4 LNGPac de 527 y 2 LNGPac de 465		
Capacidad	2.734,00	m <sup>3</sup>
Autonomía	36,12	días
	867,00	horas
	35.325,04	km
<b>BUNKER SHIP FKAB L1 SERIES</b>		
Capacidad bunkering	1.900,00	m <sup>3</sup>

### 1.2.2 DIMENSIONAMIENTO GASINERA

El GNL suministrado por la gasinera va a ser suministrado por la bomba de 350m <sup>3</sup> /h de cada tanque.					
El caudal será bombeado por la bomba de 350 m/h del tanque, las líneas de la gasinera están conectadas a ambos tanques.					
En caso de de avería de la bomba de 350 m <sup>3</sup> /h de ambos tanques, el caudal será suministrado por las 2 bombas de un tanque y 1 del otro tanque.					
Bomba reserva/gasinera	350,00	m <sup>3</sup> /h	Bombas primarias	143,00	m <sup>3</sup> /h
Funcionamiento normal, aporta un caudal de:				700,00	m <sup>3</sup> /h
Funcionamiento por avería, aporta un caudal de:				429,00	m <sup>3</sup> /h
Funcionamiento simultáneo metanero y gasinera, aporta un caudal de:				636,00	m <sup>3</sup> /h

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Tiempos de carga:

Funcionamiento normal		Tiempo de carga de los buques [horas]			
Nivel del tanque		25,00%	50,00%	75,00%	100,00%
Capacidad (m3)					
Ferry/crucero	430,00	0,15	0,31	0,46	0,61
Barco químico	948,00	0,34	0,68	1,02	1,35
Barco offshore	256,00	0,09	0,18	0,27	0,37
Portacontenedores	2.734,00	0,98	1,95	2,93	3,91
Bunker ship	1.900,00	0,68	1,36	2,04	2,71
Funcionamiento por avería		Tiempo de carga de los buques [horas]			
Nivel del tanque		25,00%	50,00%	75,00%	100,00%
Capacidad (m3)					
Ferry/crucero	430,00	0,25	0,50	0,75	1,00
Barco químico	948,00	0,55	1,10	1,66	2,21
Barco offshore	256,00	0,15	0,30	0,45	0,60
Portacontenedores	2.734,00	1,59	3,19	4,78	6,37
Bunker ship	1.900,00	1,11	2,21	3,32	4,43

# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Funcionamiento simultáneo metanero y gasinera		Tiempo de carga de los buques [horas]			
Nivel del tanque		25,00%	50,00%	75,00%	100,00%
Capacidad (m3)					
Ferry/crucero	430,00	0,17	0,34	0,51	0,68
Barco químico	948,00	0,37	0,75	1,12	1,49
Barco offshore	256,00	0,10	0,20	0,30	0,40
Portacontenedores	2.734,00	1,07	2,15	3,22	4,30
Bunker ship	1.900,00	0,75	1,49	2,24	2,99

Dimensionamiento de la línea:

<b>Línea de carga</b>							
Velocidad	5,50	m/s	Caudal	700,00	m3/h	429,00	m3/h
				0,19	m3/s	0,12	m3/s
						0,17	m
						6,54	"
<b>Diámetro de la línea gasinera = línea de recirculación</b>							
10,00	"	273,10	mm	8,00"	219,10		mm
Peso	81,55	kg/m			193,70		mm
Espesor	12,70	mm			0,19		m
Diámetro interior	247,70	mm	0,25		Factor		1,28

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

<b>Número de Reynolds</b>						
4,72E+06	Re>4000	Flujo turbulento				
<b>Factor de fricción</b>						
Rugosidad absoluta del acero inoxidable				0,05	mm	
$\epsilon/d$	0,000184					
f	0,01					
<b>Longitud de las línea</b>						
Gasinera	1.590,20	m				
Elementos (codos, uniones en T, estrechamientos, válvulas...)						
Longitudes equivalentes				Nº		
Codo 90°	51,00	metros	41,00			
Unión T	61,00	metros	0,00			
Válvula	90,00	metros	10,00			
Longitud línea GNL						
4.581,20	metros					
<b>Pérdidas de carga</b>				Pérdida de carga funcionamiento con avería		
Línea GNL	1.645.654 Pa	1.645,65 mbar	2.104.433,28	Pa	2.104,4	mbar

# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

## 1.2.3 COMPARATIVA DE TIEMPOS GNL VS MDO CON UN CAUDAL DE CARGA DE 700 M3/H

<b>Combustible convencional (MDO)</b>		Densidad	890,00	kg/m3	
		Poder calorífico	45.380,7	kJ/kg	
	Potencia (kW)	Autonomía (días)	Consumo (t/d)	Volumen depósito (m3)	Tiempo (horas)
Ferry/crucero	69.333,33	1,75	132,00	260,25	0,37
Barco químico	25.333,33	10,59	48,23	573,76	0,82
Barco offshore	17.400,00	4,16	33,13	154,94	0,22
Portacontenedores	21.412,00	36,12	40,77	1.654,69	2,36

Consumo al año de MDO		Precio (€/t)	674,70
Ferry/crucero	48.181,19	t	32.507.702,43
Barco químico	17.604,66	t	11.877.814,35
Barco offshore	12.091,62	t	8.158.183,01
Portacontenedores	14.879,65	t	10.039.253,72
Consumo al año de LNG		Precio (€/t)	619,91
Ferry/crucero	39.755,80	t	24.645.017,98
Barco químico	14.527,00	t	9.005.432,57
Barco offshore	9.975,45	t	6.183.881,21
Portacontenedores	12.278,60	t	7.611.626,93

Ahorro combustible al año (€)	
Ferry/crucero	7.862.684,45
Barco químico	2.872.381,78
Barco offshore	1.974.301,80
Portacontenedores	2.427.626,79

#### 1.2.4 CÁLCULO CAUDAL DE BOG GENERADO POR LA GASINERA

Datos de la gasinera: (se mantienen los datos de la planta)

Caudal de llenado	350	m <sup>3</sup> /h
Longitud de la tubería	4.581,20	m
Diámetro de la tubería	10	"
Espesor del aislamiento	0,122	m
Altura manométrica	305	m
Rendimiento de la bomba (hidráulico)	70,00%	
Ferry/crucero		
Capacidad del LNGPac	430	m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	0,61	h
Caudal de BOG generado	704,92	m <sup>3</sup> /h
Barco químico		
Capacidad del LNGPac	948	m <sup>3</sup>

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Tiempo máximo de carga	1,35	h
Caudal de BOG generado	702,22	m <sup>3</sup> /h
Barco offshore		
Capacidad del LNGPac	256	m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	0,37	h
Caudal de BOG generado	691,89	m <sup>3</sup> /h
Portacontenedores		
Capacidad del LNGPac	2734	m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	3,91	h
Caudal de BOG generado	699,23	m <sup>3</sup> /h
Bunker ship		
Capacidad del LNGPac	1900	m <sup>3</sup>
Tiempo máximo de carga	2,71	h
Caudal de BOG generado	701,11	m <sup>3</sup> /h

El cálculo de BOG se hace con el de mayor caudal de BOG obtenido:

<b><u>BOG de desplazamiento por llenado del tanque hacia compresores</u></b>		
Densidad del BOG desplazado a -130 °C y 0,25 barg	1,81	kg/m <sup>3</sup>
BOG1	21.461,17	kg/h
<b><u>BOG tanque</u></b>		
Q	186,15	kW
Calor latente del BOG para esas condiciones	474,00	kJ/kg

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

BOG	1.413,76	kg/h
Como son dos tanques		
BOG2	2.827,52	kg/h
<b><u>BOG buque metanero</u></b>		
Q	544,21	kW
Calor latente del BOG a esas condiciones	505,00	kJ/kg
Densidad del BOG a esas condiciones	2,20	kg/m <sup>3</sup>
BOG3	3.879,53	kg/h
BOG (volumen)	1.763,42	m <sup>3</sup> /h
<b><u>BOG de retorno al metanero desde tanque</u></b>		
Temperatura del BOG en el tanque	-120,00	°C
Presión del BOG en el tanque	0,15	barg
Densidad del BOG	1,60	kg/m <sup>3</sup>
BOG4	16.378,52	kg/h
<b><u>BOG líneas y brazos</u></b>		
Principal		
Q	660.682,97	W
Recirculación		
Q	285.269,93	W

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

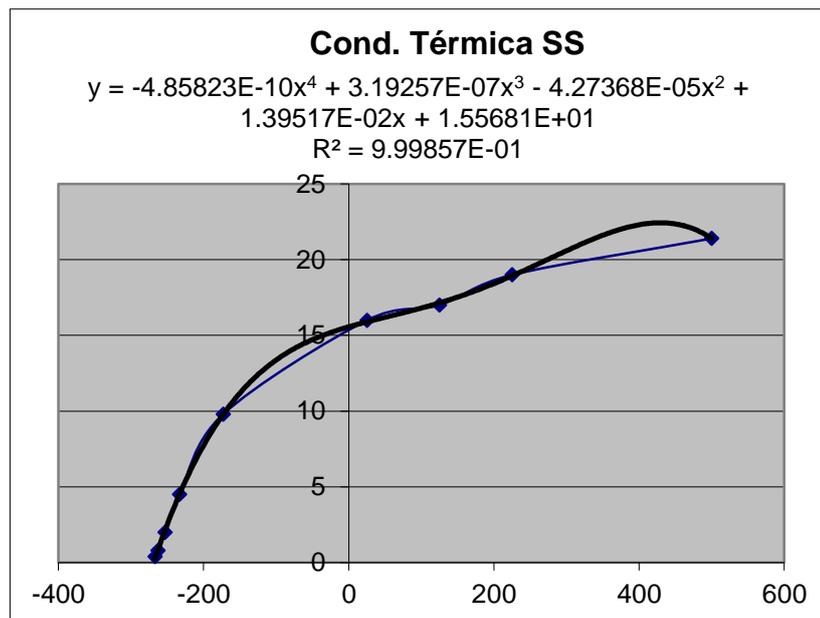
Brazos		
Q	210.000,00	W
BOG5	8.240,46	kg/h
<b><u>BOG bombas</u></b>		
Q	1.225.952,00	W
BOG6	8.631,78	kg/h
<b><u>BOG TOTAL</u></b>		
24.782,40	kg/h	Densidad del BOG
13.922,70	m <sup>3</sup> /h	1,78 kg/m <sup>3</sup>
<b><u>BOG de retorno LNGPac al tanque</u></b>		
Misma densidad que el BOG en los tanques del metanero		
Densidad del BOG en LNGPac	2,2	kg/m <sup>3</sup>
BOG	1.550,82	kg/h
Entonces, la tubería de BOG que entrega el vapor al metanero sirve para llevar este BOG a los compresores y al relicuador.		
<b><u>BOG generado por la bomba</u></b>		
Q		
52.232,78	W	
BOG	367,76	kg/h
<b><u>BOG Gasinera</u></b>	1.918,58	kg/h
<b><u>BOG TOTAL + BOG Gasinera</u></b>		28.700,98 kg/h

### 1.3 Cálculo aislamiento

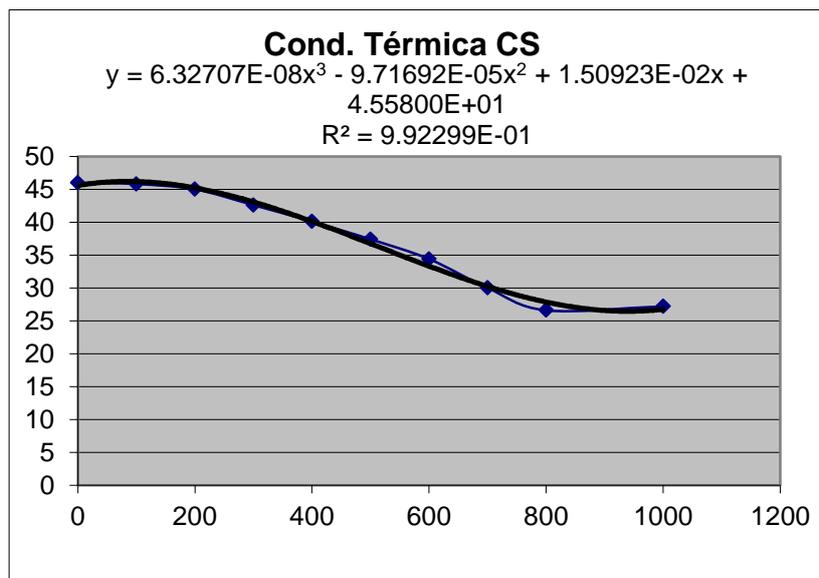
Se ha empleado solver para buscar el objetivo, dicho objetivo es que no haya transferencias hacia el exterior. Se meten las conductividades de los materiales de las tuberías y de los aislantes en función de la temperatura, y las propiedades del aire y del hielo.

Conductividad térmica acero inoxidable SS:

k (W/m K)	Temp (°C)
0,4	-267
0,8	-263
2	-253
4,5	-233
9,8	-173
16	25
17	125
19	225
21,4	500



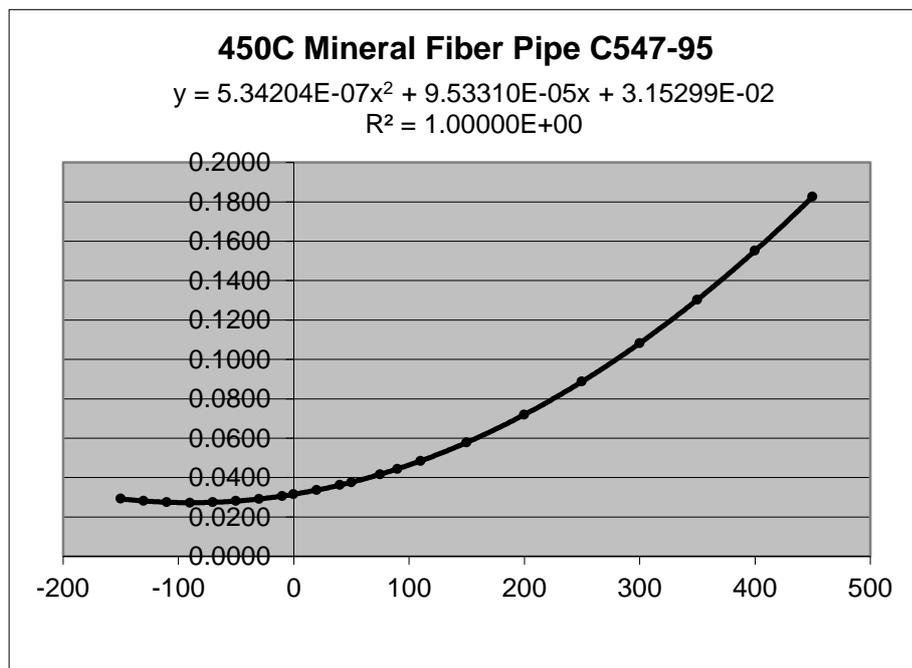
Conductividad térmica acero inoxidable CS:



k (W/m K)	Temp (°C)
46	0
45,8	100
45	200
42,6	300
40,1	400
37,4	500
34,4	600
30	700
26,6	800
27,2	1000

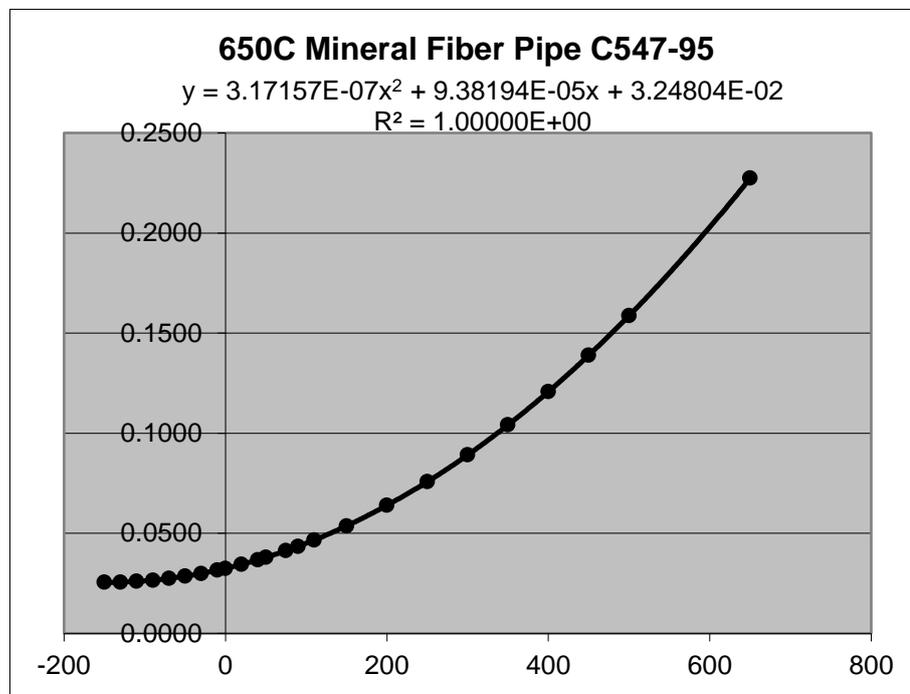
# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

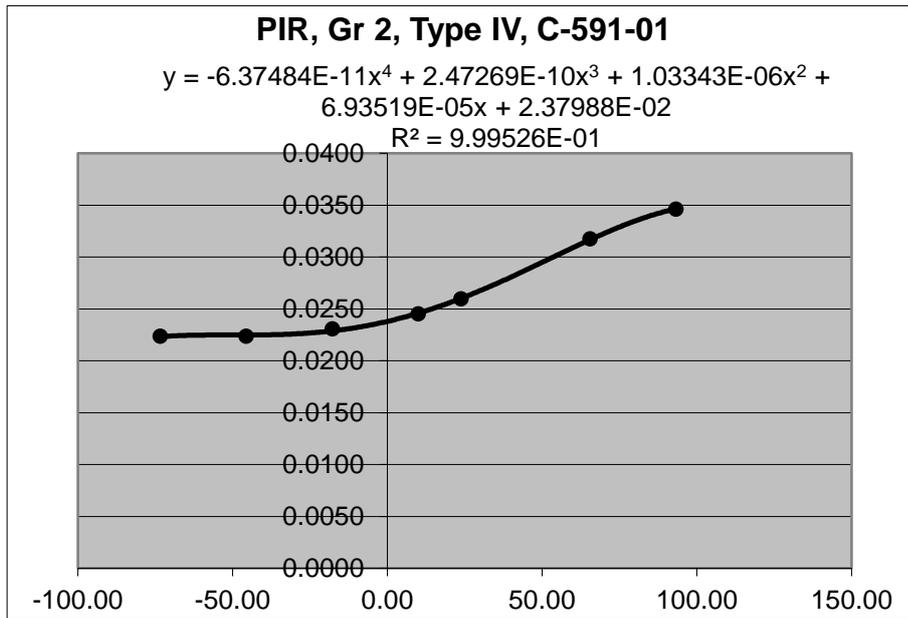
Conductividad térmica de los materiales aislantes:



T(°C)	k (W/m.K)
-150	0,0292
-130	0,0282
-110	0,0275
-90	0,0273
-70	0,0275
-50	0,0281
-30	0,0292
-10	0,0306
0	0,0315
20	0,0337
40	0,0362
50	0,0376
75	0,0417
90	0,0444
110	0,0485
150	0,0578
200	0,0720
250	0,0888
300	0,1082
350	0,1303
400	0,1551
450	0,1826

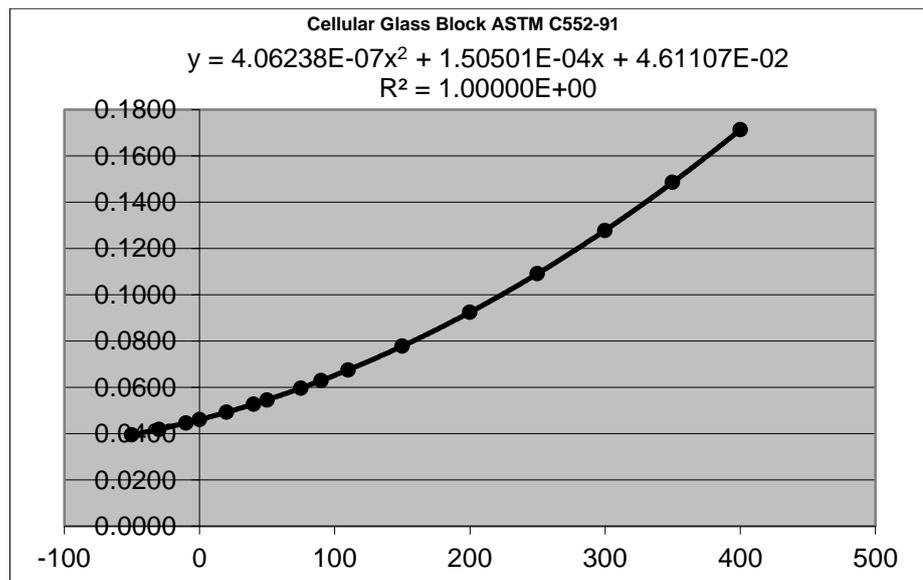
T(°C)	k (W/m.K)
-150	0,0255
-130	0,0256
-110	0,0260
-90	0,0266
-70	0,0275
-50	0,0286
-30	0,0300
-10	0,0316
0	0,0325
20	0,0345
40	0,0367
50	0,0380
75	0,0413
90	0,0435
110	0,0466
150	0,0537
200	0,0639
250	0,0758
300	0,0892
350	0,1042
400	0,1208
450	0,1389
500	0,1587
650	0,2275



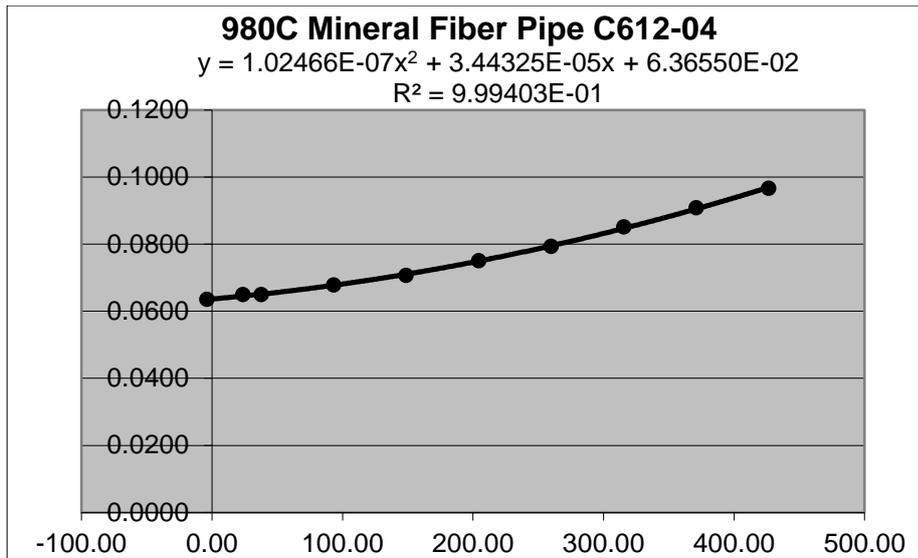


<b>PIR, Gr 2, Type IV, C-591-01</b>	
T(°C)	k (W/m.K)
-73,33	0,0224
-45,56	0,0224
-17,78	0,0231
10,00	0,0245
23,89	0,0260
65,56	0,0317
93,33	0,0346

<b>Cellular Glass Block ASTM C552-91</b>	
T(°C)	k (W/m.K)
-50	0,0396
-30	0,0420
-10	0,0446
0	0,0461
20	0,0493
40	0,0528
50	0,0547
75	0,0597
90	0,0629
110	0,0676
150	0,0778
200	0,0925
250	0,1091
300	0,1278
350	0,1486
400	0,1713

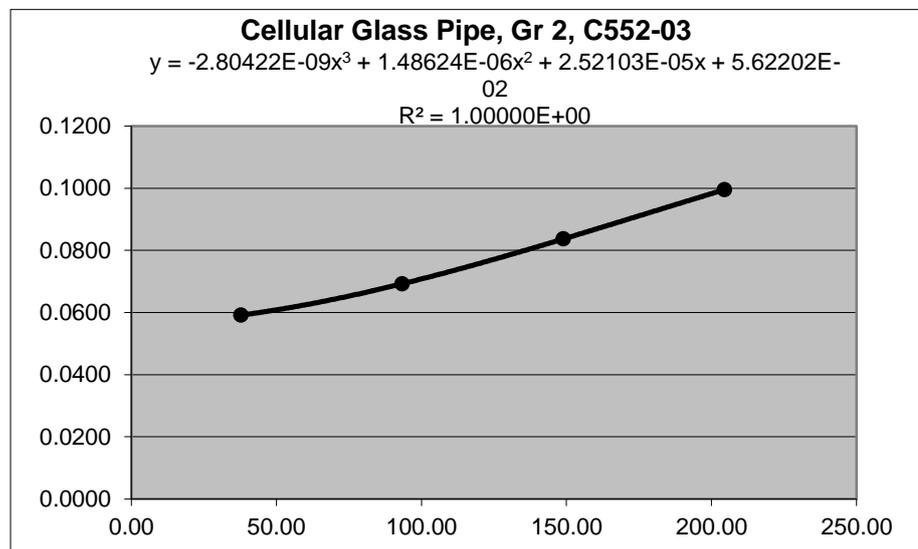


# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO



T(°C)	k (W/m.K)
-3,89	0,0635
23,89	0,0649
37,78	0,0649
93,33	0,0678
148,89	0,0707
204,44	0,0750
260,00	0,0793
315,56	0,0851
371,11	0,0909
426,67	0,0966

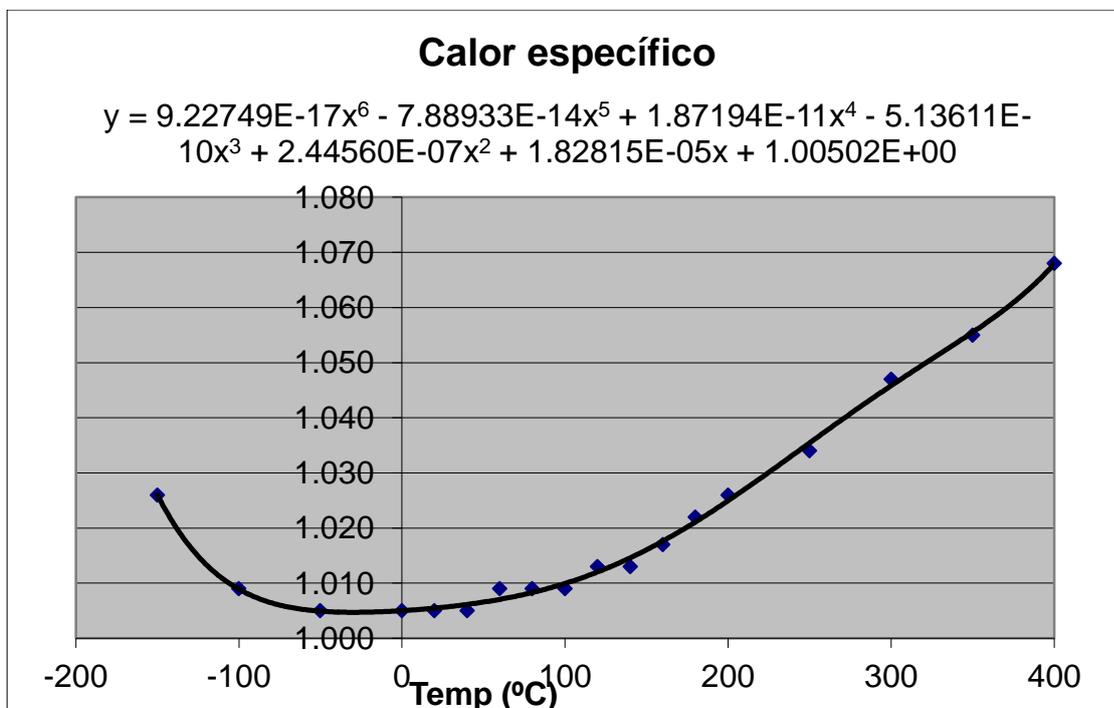
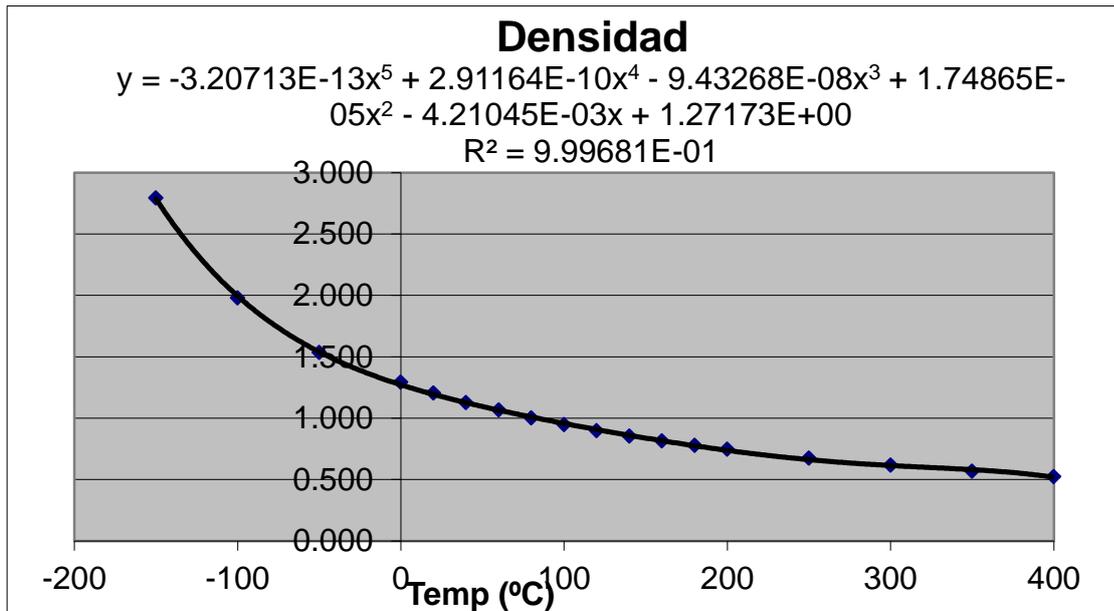
T(°C)	k (W/m.K)
37,78	0,0591
93,33	0,0692
148,89	0,0837
204,44	0,0995



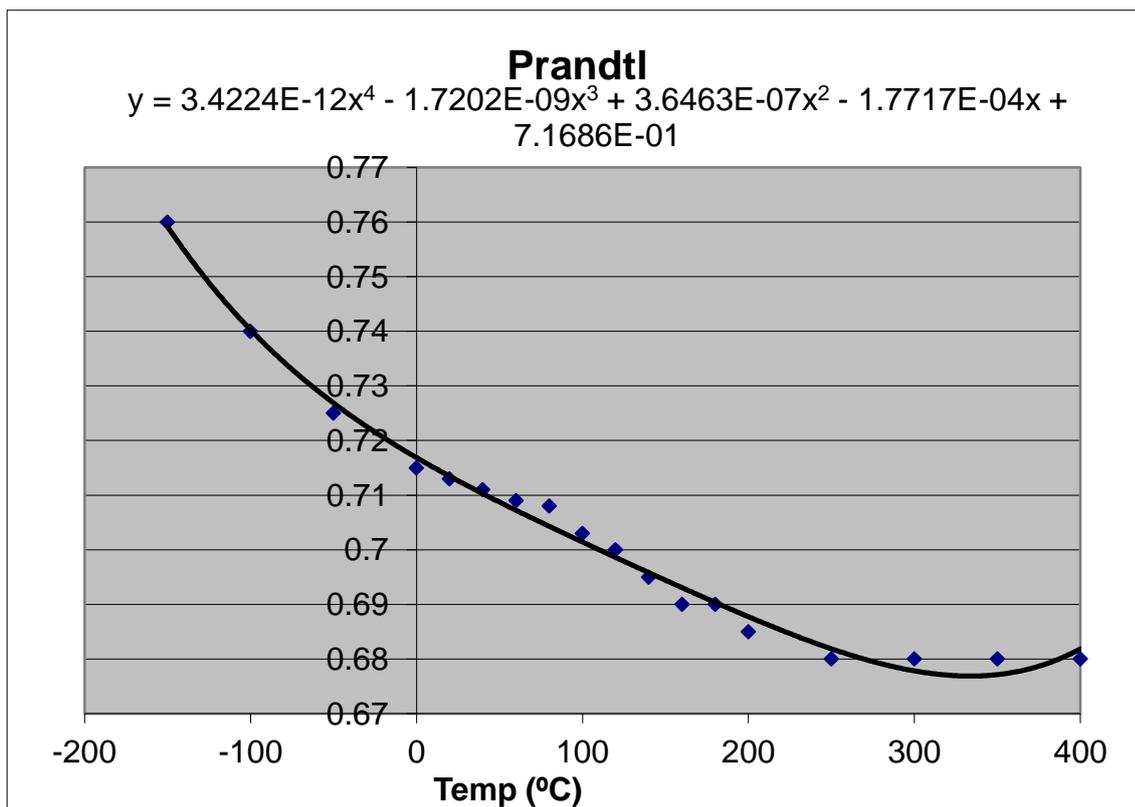
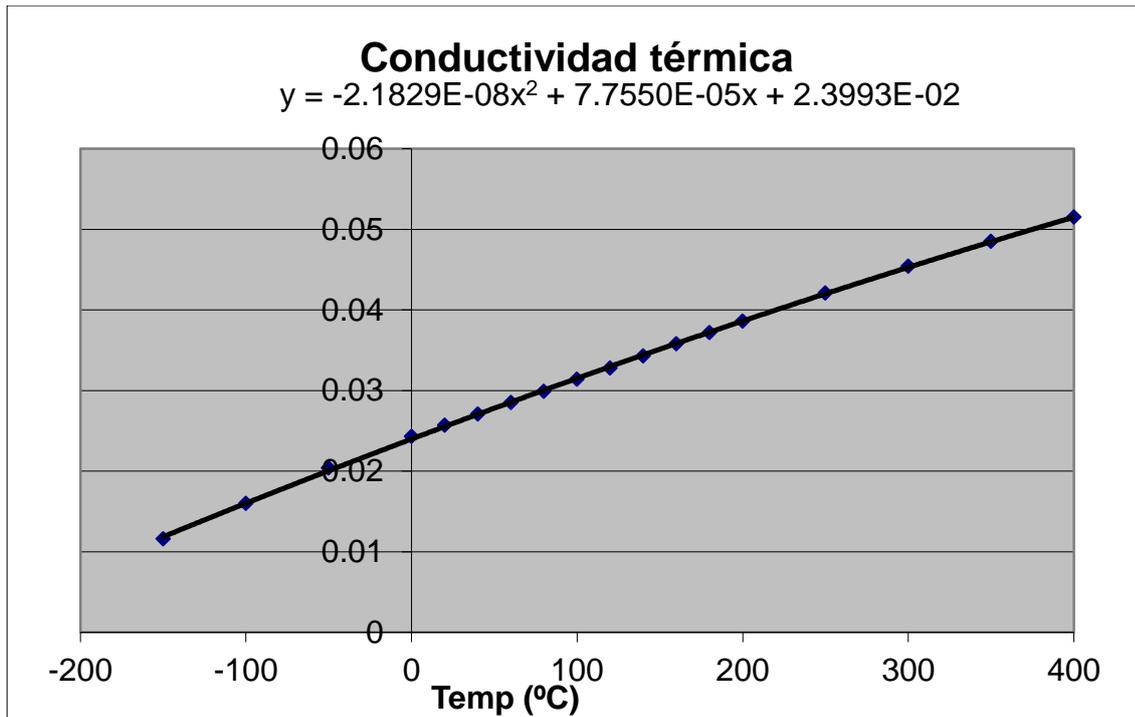
Propiedades del aire:

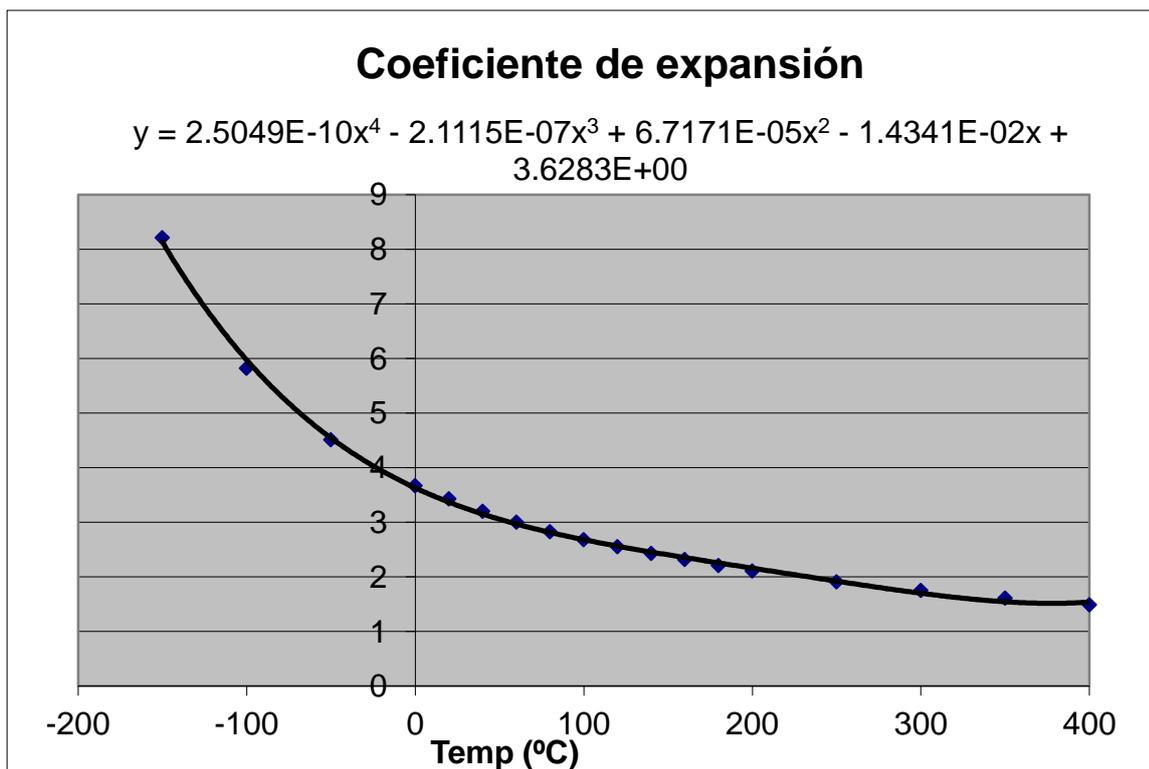
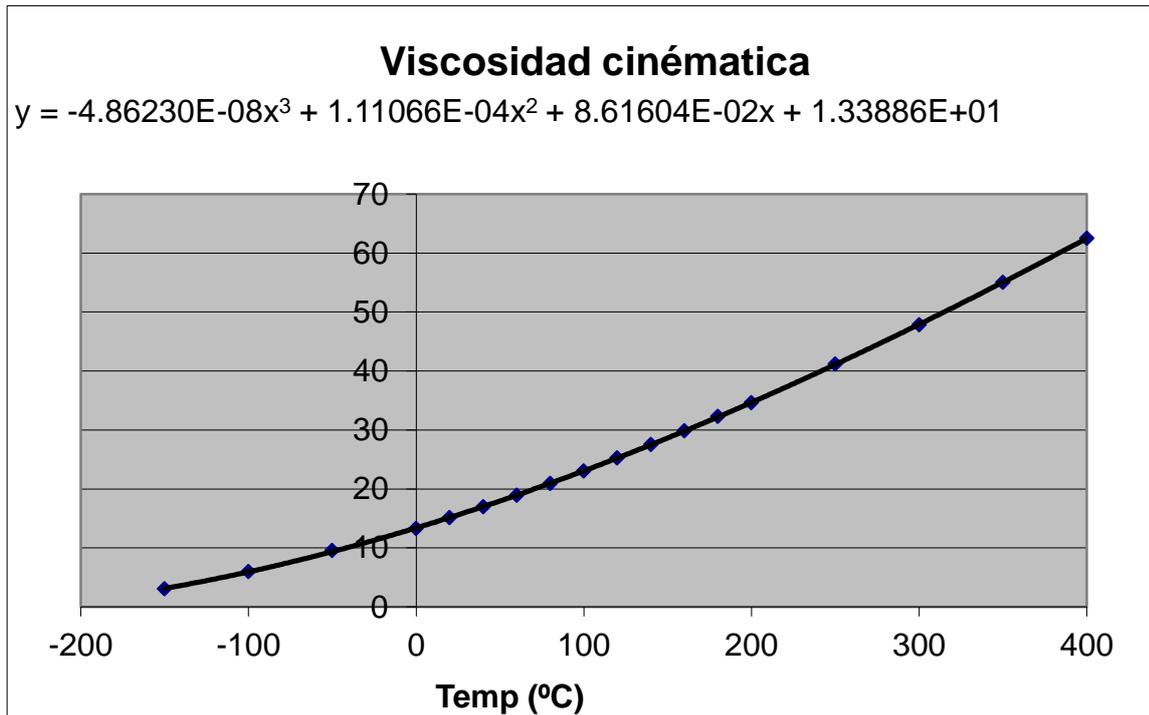
Temperature	Density	Specific heat capacity	Thermal conductivity	Kinematic viscosity	Expansion coefficient	Prandtl's number
- t -	- ρ -	- c <sub>p</sub> -	- l -	ν × 10 <sup>-6</sup>	b × 10 <sup>-3</sup>	P <sub>r</sub>
(°C)	(kg/m <sup>3</sup> )	(kJ/kg.K)	(W/m.K)	(m <sup>2</sup> /s)	(1/K)	
-150	2,793	1,026	0,0116	3,08	8,21	0,76
-100	1,980	1,009	0,016	5,95	5,82	0,74
-50	1,534	1,005	0,0204	9,55	4,51	0,725
0	1,293	1,005	0,0243	13,3	3,67	0,715
20	1,205	1,005	0,0257	15,11	3,43	0,713
40	1,127	1,005	0,0271	16,97	3,2	0,711
60	1,067	1,009	0,0285	18,9	3	0,709
80	1,000	1,009	0,0299	20,94	2,83	0,708
100	0,946	1,009	0,0314	23,06	2,68	0,703
120	0,898	1,013	0,0328	25,23	2,55	0,7
140	0,854	1,013	0,0343	27,55	2,43	0,695
160	0,815	1,017	0,0358	29,85	2,32	0,69
180	0,779	1,022	0,0372	32,29	2,21	0,69

Temperatura	Densidad	Calor específico	Conductividad térmica	Viscosidad cinemática	Coefficiente de expansión	Nº Prandtlr
- t -	- ρ -	- c <sub>p</sub> -	- l -	ν x 10 <sup>-6</sup>	b x 10 <sup>-3</sup>	P <sub>r</sub>
(°C)	(kg/m <sup>3</sup> )	(kJ/kg.K)	(W/m.K)	(m <sup>2</sup> /s)	(1/K)	
200	0,746	1,026	0,0386	34,63	2,11	0,685
250	0,675	1,034	0,0421	41,17	1,91	0,68
300	0,616	1,047	0,0454	47,85	1,75	0,68
350	0,566	1,055	0,0485	55,05	1,61	0,68
400	0,524	1,068	0,0515	62,53	1,49	0,68



# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO





# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

## 1.3.1 AISLAMIENTO LÍNEA PRINCIPAL

<b>TUBERIA</b>			
<b>Diámetro Nominal</b>	<b>36,00"</b>		
Diámetro Int.	35,000"	0,889m	
Diámetro Ext.	36,000"	0,914m	
<b>Material</b>	<b>SS</b>	<b>Schedule</b>	<b>80S</b>
k tubo (W/m K)	10,62W/m.K		
Temperatura pared externa	-159,95°C		
<b>AISLAMIENTO</b>	<b>CAPA 1</b>	<b>CAPA 2</b>	<b>TOTAL</b>
Espesor aislante (m)	<b>0,093m</b>	<b>0,050m</b>	<b>0,143m</b>
Diámetro medio aislante (m)	1,004m	1,149m	
Diámetro externo aislante (m)	1,100m	1,200m	
Temperatura pared externa	-7,57°C	20,30°C	
<b>K aislante (W/m.K)</b>	<b>0,0220</b>	<b>0,0564</b>	
<b>SUPERFICIE FINAL</b>			
<b>Material</b>	<b>Ac. Inoxidable</b>	<b>Espesor</b>	<b>0,001m</b>
Emisividad	0,15	Diámetro Ext.	1,202m
<b>hr (W/m<sup>2</sup>.K)</b>	0,639	Qrad	-1,08W/m <sup>2</sup>

<b>PROPIEDADES DEL AIRE</b>				
<b>Temp ambiente</b>	<b>22,0</b>	°C	Temperatura rocío	
<b>Humedad Relativa</b>	<b>91%</b>		-36,64°C	
Temp. película	-7,32	°C		
Densidad	1,304	kg/m <sup>3</sup>		
Cp	1,004	kJ/kg.K		
Conductividad térmica	0,0234	W/m.K		
Viscosidad cinemática	1,276E-05	m <sup>2</sup> /s		
Coefficiente de Expansión	3,737E-03	1/K		
Pr	0,7182	<b>Veloc. Aire</b>	<b>7</b>	m/s
a	1,789E-05	m <sup>2</sup> /s	<i>Re</i>	6,59E+05
Ra	1,636E+10			
Gr	2,277E+10			
Nu	877,342			
<b>hc</b>	17,094	W/m <sup>2</sup> .K		
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>				
<b>Fluido</b>		<b>LNG</b>		
<b>Temperatura de Operación (°C)</b>		<b>-160°C</b>		

## 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

<b>MATERIAL CAPAS DE AISLAMIENTO</b>			
<b>CAPA 1</b>		<b>CAPA 2</b>	
PIR, Gr 2, Type IV, C-591-01		Cellular Glass Pipe, Gr 2, C552-03	
Tm1	-83,76°C	Tm2	6,36°C
<b>k aislante 1</b>	0,0220W/m.K	<b>k aislante 2</b>	0,0564W/m.K
<b>TRANSFERENCIAS (hacia el exterior)</b>			
Qtotal	-113,64W/m	Qtotal	-30,00W/m <sup>2</sup>
Qtubo	-113,64W/m	<b>Objetivo Pérdida Calor</b>	<b>-30,00W/m<sup>2</sup></b>
Qa1	-113,64W/m		
Qa2	-113,64W/m		0,00
Qconv+rad	-113,64W/m		

### 1.3.2 AISLAMIENTO LÍNEA DE RECIRCULACIÓN

<b>TUBERIA</b>			
<b>Diámetro Nominal</b>	<b>10,00"</b>		
Diámetro Int.	9,750"	0,248m	
Diámetro Ext.	10,750"	0,273m	
<b>Material</b>	<b>SS</b>	<b>Schedule</b>	<b>80S</b>
k tubo (W/m K)	10,62W/m.K		
Temperatura pared externa	-159,93°C		

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

<b>AISLAMIENTO</b>	<b>CAPA 1</b>	<b>CAPA 2</b>	<b>TOTAL</b>	
Espesor aislante (m)	<b>0,072m</b>	<b>0,050m</b>	<b>0,122m</b>	
Diametro medio aislante (m)	0,340m	0,465m		
Diametro externo aislante (m)	0,417m	0,517m		
Temperatura pared externa	-8,99°C	20,76°C		
<b>K aislante (W/m.K)</b>	<b>0,0219</b>	<b>0,0564</b>		
<b>SUPERFICIE FINAL</b>				
<b>Material</b>	<b>Ac. Inoxidable</b>		<b>Espesor</b>	<b>0,001m</b>
Emisividad	0,15		Diametro Ext.	0,519m
<b>hr (W/m<sup>2</sup>.K)</b>	0,639		Qrad	-0,79W/m <sup>2</sup>
<b>PROPIEDADES DEL AIRE</b>				
<b>Temp ambiente</b>	<b>22,0</b>	°C	Temperatura rocío	
<b>Humedad Relativa</b>	<b>91%</b>		-36,64°C	
Temp. película	-7,32	°C		
Densidad	1,304	kg/m <sup>3</sup>		
Cp	1,004	kJ/kg.K		
Thermal Conductivity	0,0234	W/m.K		
Viscosidad cinemática	1,276E-05	m <sup>2</sup> /s		
Coeficiente de Expansión	3,737E-03	1/K		
Pr	0,7182	<b>Veloc. Aire</b>	<b>7</b>	m/s

# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

a	1,789E-05	m <sup>2</sup> /s	Re	2,85E+05
Ra	1,317E+09			
Gr	1,833E+09			
Nu	522,197			
hc	23,564	W/m <sup>2</sup> .K		
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>				
<b>Fluido</b>			<b>LNG</b>	
<b>Temperatura de Operación (°C)</b>			<b>-160°C</b>	
<b>MATERIAL CAPAS DE AISLAMIENTO</b>				
<b>CAPA 1</b>		<b>CAPA 2</b>		
PIR, Gr 2, Type IV, C-591-01		Cellular Glass Pipe, Gr 2, C552-03		
Tm1	-84,46°C	Tm2	5,88°C	
<b>k aislante 1</b>	0,0219W/m.K	<b>k aislante 2</b>	0,0564W/m.K	
<b>TRANSFERENCIAS (hacia el exterior)</b>				
Qtotal	-49,07W/m	Qtotal	-30,00W/m <sup>2</sup>	
Qtubo	-49,07W/m	<b>Objetivo Pérdida Calor</b>	<b>-30,00W/m<sup>2</sup></b>	
Qa1	-49,07W/m			
Qa2	-49,07W/m			0,00
Qconv+rad	-49,07W/m			

**1.3.3 COMPARATIVA COSTES AISLAMIENTO PIR VS PIR+ESPUMA DE VIDRIO**

<b>Aislamiento "Todo espuma poliisocianurato (PIR)"</b>																								
Diámetro tubería (")																								
	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40		
Capa aislamiento (m)	0,30	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	
Q (W/m)	64,0	65,7	67,6	69,6	71,8	74,2	76,7	79,4	82,4	85,7	89,3	93,3	97,7	102,7	108,2	114,5	121,7	129,9	139,6	150,9	164,5	181,2	201,9	
Q (W/m <sup>2</sup> )	12,6	13,1	13,7	14,2	14,9	15,6	16,3	17,1	18,0	19,0	20,1	21,3	22,6	24,1	25,8	27,7	29,9	32,4	35,4	38,9	43,1	48,2	54,6	
Boil off (kg/h)	528,7	543,2	558,8	575,5	593,4	612,8	633,8	656,6	681,4	708,5	738,3	771,3	807,8	848,6	894,5	946,4	1005,7	1073,9	1153,5	1247,4	1359,9	1497,1	1668,4	
Pot compresión (kW)	31,70	32,6	33,5	34,5	35,6	36,8	38,0	39,4	40,9	42,5	44,3	46,3	48,5	50,9	53,7	56,8	60,3	64,4	69,2	74,8	81,6	89,8	100,1	
<b>Capital expenses (Capex)</b>																								
Línea aislamiento	k€	1215	1188	1160	1133	1105	1078	1050	1023	995	968	940	913	885	858	831	803	776	748	721	693	666	638	611
BOG compresores	k€	73,0	75,0	77,0	79,0	82,0	85,0	87,0	91,0	94,0	98,0	102	106	111	117	123	131	139	148	159	172	188	207	230

# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Total	k€	1288	1263	1237	1212	1187	1163	1137	1114	1089	1066	1042	1019	996	975	954	934	915	896	880	865	854	845	841			
<b>Operating expenses (Opex)</b>																											
Coste anual compresión BOG	k€	15,9	16,3	16,8	17,3	17,8	18,4	19,0	19,7	20,4	21,2	22,1	23,1	24,2	25,4	26,8	28,4	30,2	32,2	34,6	37,4	40,8	44,9	50,0			
Total (35 años)	k€	205	211	217	223	230	238	246	255	264	275	286	299	313	329	347	367	390	417	447	484	527	581	647			
<b>Total (Capex + Opex)</b>	k€	<b>1493</b>	<b>1474</b>	<b>1454</b>	<b>1435</b>	<b>1417</b>	<b>1401</b>	<b>1383</b>	<b>1369</b>	<b>1353</b>	<b>1341</b>	<b>1328</b>	<b>1318</b>	<b>1309</b>	<b>1304</b>	<b>1301</b>	<b>1301</b>	<b>1305</b>	<b>1313</b>	<b>1327</b>	<b>1349</b>	<b>1381</b>	<b>1426</b>	<b>1488</b>			
Notes :																											
																							Pipe length			1.000	m
LNG	latent	heat	of	vaporization																			121	kcal/kg			
BOG	compressors	marginal		cost																			2.300	Euros / kW			
Electricity price																								5,7043	cEuros/kWh		

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

<b>Aislamiento "Compuesto Espuma Poliisocianurato (PIR) + Espuma de Vidrio"</b>																								
Pipe diameter																								
	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	40"	
Capa aislamiento (m)	0,30	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	
Q (W/m)	74,2	76,7	79,4	82,4	85,7	89,3	93,3	97,7	103	108	114	122	130	140	151	164	181	202	228	264	313	387	508	
Q (W/m <sup>2</sup> )	15,6	16,3	17,1	18,0	19,0	20,1	21,3	22,6	24,1	25,8	27,7	29,9	32,4	35,4	38,9	43,1	48,2	54,6	62,9	73,9	89,3	112	150	
Boil off (kg/h)	613	634	657	681	708	738	771	808	848	894	946	1006	1074	1153	1247	1360	1497	1668	189	218	2587	3195	4199	
Pot. Compresión (kW)	36,8	38,0	39,4	40,9	42,5	44,3	46,3	48,5	50,9	53,7	56,8	60,3	64,4	69,2	74,8	81,6	89,8	100	113	131	155	192	252	
<b>Capital expenses (Capex)</b>																								
Línea aislamiento	k€	1337	1307	1276	1246	1216	1186	1155	1125	1095	1065	1034	1004	974	944	914	883	853	823	793	762	732	702	672
BOG compresor	k€	85,0	87,0	91,0	94,0	98,0	102	106	111	117	123	131	139	148	159	172	188	207	230	261	301	357	441	579
Total	k€	1422	1394	1367	1340	1314	1288	1261	1236	1212	1188	1165	1143	1122	1103	1086	1071	1060	1053	1054	1063	1089	1143	1251

# 1 ANEXO B.1. CÁLCULO LÍNEAS DE PROCESO

Operating expenses (Opex)																								
Coste anual compresión BOG	k€	18,4	19,0	19,7	20,4	21,2	22,1	23,1	24,2	25,4	26,8	28,4	30,2	32,2	34,6	37,4	40,8	44,9	50,0	56,6	65,4	77,6	95,8	126
Total expenses over 35 years	k€	<b>238</b>	<b>246</b>	<b>255</b>	<b>264</b>	<b>275</b>	<b>286</b>	<b>299</b>	<b>313</b>	<b>329</b>	<b>347</b>	<b>367</b>	<b>390</b>	<b>417</b>	<b>447</b>	<b>484</b>	<b>527</b>	<b>581</b>	<b>647</b>	<b>732</b>	<b>846</b>	<b>1004</b>	<b>1239</b>	<b>1629</b>
<b>Total expenses (Capex + Opex)</b>	k€	<b>1660</b>	<b>1640</b>	<b>1622</b>	<b>1604</b>	<b>1589</b>	<b>1574</b>	<b>1560</b>	<b>1549</b>	<b>1541</b>	<b>1535</b>	<b>1532</b>	<b>1533</b>	<b>1539</b>	<b>1550</b>	<b>1570</b>	<b>1598</b>	<b>1641</b>	<b>1700</b>	<b>1786</b>	<b>1909</b>	<b>2093</b>	<b>2382</b>	<b>2880</b>
Notes :		Pipe length																				1.000	m	
LNG latent heat of vaporization																						121	kcal/kg	
Insulation cost		Assumed to be 10% more expensive than for the "All PIR" case. BOG compressors marginal cost																				2.300	Euros / kW	
Electricity price		5,7043 cEuros/kWh																						

## 2. Estudio económico

### 2.1 Presupuesto

EQUIPOS	Valor unitario	Capacidad	Nº UNIDADES	IMPORTE	PORCENTAJE
Tanque de almacenamiento	458,68	150.000,00	2,00	137.604.000,00	86,83%
Sistema de bombas primarias de 143 m3/h	3.605,71	143,00	4,00	2.062.466,12	1,30%
Sistema de bombas primarias de 350 m3/h	3.605,71	350,00	2,00	2.523.997,00	1,59%
Sistema de compresión boil-off para procesado interno planta	396,29	6.629,83	2,00	5.254.674,03	3,32%
Relicador boil-off	1,36	104.470,00	1,00	142.079,20	0,09%
Tubería acero inoxidable API5L línea de descarga/carga 36" XS	1.242,95	2.117,00	1,00	2.631.325,15	1,66%
Tubería acero inoxidable API5L línea de recirculación 10" XS	276,35	2.117,00	1,00	585.032,95	0,37%
Tubería acero inoxidable API5L línea de vapor a compresores de BOG 24" XS	821,93	300,00	1,00	246.579,00	0,16%
Tubería acero inoxidable API5L línea de vapor a pantalán 20" XS	681,59	2.117,00	1,00	1.442.926,03	0,91%
Otros equipos				2.200.000,00	1,39%
Gasinera/cargadero de GNL	1.785.184,61		1,00	1.785.184,61	1,13%
Ingeniería, seguros, licencias y montaje				2.000.000,00	1,26%
<b>TOTAL</b>				<b>158.478.264,09</b>	

### 2.2 Flujos de caja

Impuesto de sociedades (España)	30%		Inflación	1%
Para el cálculo de la tasa de descuento se manejan los siguientes parámetros:				
Beta	0,67			
Coste de la deuda	6,00%			
Tipo de Interés sin riesgo	4%			
Rentabilidad del mercado	10%			
Préstamo bancario	70%			
D	110.934.784,87	Prestado		
E	47.543.479,23	Recursos propios		
rE	8,03%	Coste de recursos propios		
V=D+E				158.478.264,09
<b>WACC</b>	<b>5,35%</b>	<b>(Weighted Average Cost of Capital)</b>		
Amortización lineal	20	años		
Vida útil planta	30	años		

## 2 Estudio económico

	2007-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Inversión	158.478.264,09										
Días		365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Ingresos:											
Canón GNL almacenado (€/MWh/día)	0,0324	0,0327	0,0331	0,0334	0,0337	0,0341	0,0344	0,0347	0,0351	0,0354	
Grado de utilización	0,60	0,67	0,73	0,78	0,85	0,89	1,00	0,97	0,98	0,95	
GNL almacenado	180.000,00	201.000,00	219.000,00	234.000,00	255.000,00	267.000,00	300.000,00	291.000,00	294.000,00	285.000,00	
MWh GNL	1.096.200,00	1.224.090,0	1.333.710	1.425.060	1.552.950,0	1.626.030,0	1.827.000,0	1.772.190,0	1.790.460,0	1.735.650,0	
Ingreso por almacenamiento	12.963.661,20	14.620.849,22	16.089.480,79	17.363.415,03	19.110.886,92	20.210.325,01	22.935.312,65	22.469.725,80	22.928.386,18	22.448.761,78	
Canón trasvase de GNL a buques (€/kWh)	0,000521	0,000526	0,000531	0,000537	0,000542	0,000548	0,000553	0,000559	0,000564	0,000570	

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Grado de utilización	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,10	0,13	0,15	0,18	0,18
GNL trasvasado	0,00	0,00	0,00	0,00	27.000,00	30.000,00	39.000,00	45.000,00	54.000,00	54.000,00
kWh GNL	0,00	0,00	0,00	0,00	164.430.000	182.700.000	237.510.000	274.050.000	328.860.000	328.860.000
Ingreso por abastecimiento a buques	0,00	0,00	0,00	0,00	89.146,50	100.042,18	131.355,38	153.079,54	185.532,40	187.387,73
<b>INGRESOS TOTALES</b>	<b>12.963.661,20</b>	<b>14.620.849,22</b>	<b>16.089.480,79</b>	<b>17.363.415,03</b>	<b>19.200.033,42</b>	<b>20.310.367,19</b>	<b>23.066.668,03</b>	<b>22.622.805,34</b>	<b>23.113.918,59</b>	<b>22.636.149,51</b>
Costes:										
Fijos										
O&M tanques de almacenamiento	2.448.093,42	2.733.704,32	2.978.513,6	3.182.521,4	3.468.132,35	3.631.338,57	4.080.155,70	3.957.751,03	3.998.552,59	3.876.147,92
Variables										
kWh trasvasados a buques de GNL	0,00	0,00	0,00	0,00	31.899,42	35.443,80	46.076,94	53.165,70	63.798,84	63.798,84

## 2 Estudio económico

Gastos de amortización	7.923.913	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2
Beneficio neto operativo	2.591.654,58	3.963.231,7	5.187.053,9	6.256.980,4	7.776.088,45	8.719.671,61	11.016.522,18	10.687.975,41	11.127.653,96	10.772.289,55	
Menos impuestos (30%)	777.496,37	1.188.969,51	1.556.116,18	1.877.094,11	2.332.826,54	2.615.901,48	3.304.956,66	3.206.392,62	3.338.296,19	3.231.686,86	
BDI	1.814.158	2.774.262,1	3.630.937,7	4.379.886,3	5.443.261,9	6.103.770,1	7.711.565,5	7.481.583	7.789.357,8	7.540.602,7	
Más amortización	9.738.071	10.698.175	11.554.851	12.303.799	13.367.175	14.027.683	15.635.479	15.405.496	15.713.271	15.464.516	
CAPEX	-158.478.264,09										
FCF	-158.478.264,09	9.738.071	10.698.175	11.554.851	12.303.799	13.367.175	14.027.683	15.635.479	15.405.496	15.713.271	15.464.516

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>AÑO</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Canón GNL almacenado (€/MWh/día)	0,0358	0,0361	0,0365	0,0369	0,0372	0,0376	0,0380	0,0384	0,0388	0,0391
Grado de utilización	1,00	0,96	0,93	0,97	1,00	1,00	0,99	0,98	1,00	0,97
GNL almacenado	300.000,00	288.000,00	279.000,00	291.000,00	300.000,00	300.000,00	297.000,00	294.000,00	300.000,00	291.000,00
MWh GNL	1.827.000,0	1.753.920,0	1.699.110,0	1.772.190,0	1.827.000,0	1.827.000,0	1.808.730,0	1.790.460,00	1.827.000,00	1.772.190,00
Ingreso por almacenamiento	23.866.578	23.141.034	22.642.056	23.852.066	24.835.657	25.084.013	25.081.505	25.076.438	25.844.084,3	25.319.449,4
Canón GNL a buques (€/kWh)	0,000576	0,000581	0,000587	0,000593	0,000599	0,000605	0,000611	0,000617	0,000623	0,000629

## 2 Estudio económico

Grado de utilización	0,21	0,23	0,29	0,30	0,34	0,39	0,48	0,56	0,57	0,65
GNL trasvasado	63.000,00	69.000,00	87.000,00	90.000,00	102.000,00	117.000,00	144.000,00	168.000,00	171.000,00	195.000,00
kWh GNL	383.670.000	420.210.000	529.830.000	548.100.000	621.180.000	712.530.000	876.960.000	1.023.120.000	1.041.390.000	1.187.550.000
Ingreso por abastecimiento a buques	220.805,20	244.252,61	311.050,39	324.994,03	372.009,83	430.984,33	535.746,68	631.288,17	648.986,79	747.473,38
INGRESOS TOTALES	24.087.383,52	23.385.286,95	22.953.106,17	24.177.060,75	25.207.666,93	25.514.998,00	25.617.251,95	25.707.726,47	26.493.071,15	26.066.922,83
O&M tks de almac	4.080.155,7	3.916.949,4	3.794.544,8	3.957.751,0	4.080.155,7	4.080.155,7	4.039.354,1	3.998.552,59	4.080.155,70	3.957.751,03
kWh trasvasados a buques de GNL	74.431,98	81.520,74	102.787,02	106.331,40	120.508,92	138.230,82	170.130,24	198.485,28	202.029,66	230.384,70
Gastos de amortización	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,2	7.923.913,20	7.923.913,20	7.923.913,20

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Beneficio neto operativo	12.008.883	11.462.903	11.131.861	12.189.065	13.083.089	13.372.698	13.483.854	13.586.775,4	14.286.973	13.954.873,9
Menos impuestos (30%)	3.602.665	3.438.871,1	3.339.558,3	3.656.719,5	3.924.926,7	4.011.809,5	4.045.156,3	4.076.032,62	4.286.091,78	4.186.462,17
BDI	8.406.217,8	8.024.032,5	7.792.302,8	8.532.345,6	9.158.162,4	9.360.888,8	9.438.698,1	9.510.742,78	10.000.880,8	9.768.411,73
Más amortización	16.330.131	15.947.946	15.716.216	16.456.259	17.082.076	17.284.802	17.362.611	17.434.656	17.924.794,0	17.692.324,9
FCF	16.330.131	15.947.946	15.716.216	16.456.259	17.082.076	17.284.802	17.362.611	17.434.656	17.924.794,0	17.692.324,9

## 2 Estudio económico

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
<b>AÑO</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>
Canón GNL almacenado (€/MWh/día)	0,0395	0,0399	0,0403	0,0407	0,0411	0,0416	0,0420	0,0424	0,0428	0,0432
Grado de utilización	1,00	1,00	0,95	0,97	0,98	1,00	0,98	0,97	0,98	1,00
GNL almacenado	300.000	300.000,00	285.000,00	291.000,00	294.000,00	300.000,00	294.000,00	291.000,00	294.000,00	300.000,00
MWh GNL	1.827.000	1.827.000	1.735.650,00	1.772.190,00	1.790.460,00	1.827.000	1.790.460	1.772.190	1.790.460	1.827.000,00
Ingreso por almacenamiento	26.363.550,5	26.627.186	25.548.784,94	26.347.520,6	26.885.336,0	27.708.356	27.425.731	27.417.336	27.976.988	28.833.426,8
Canón GNL a buques (€/kWh)	0,000636	0,000642	0,000648	0,000655	0,000662	0,000668	0,000675	0,000682	0,000688	0,000695

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Grado de utilización	0,70	0,77	0,83	0,89	0,93	0,94	0,92	0,96	0,97	0,97
GNL trasvasado	210.000,00	231.000,00	249.000,00	267.000,00	279.000,00	282.000,00	276.000,00	288.000,00	291.000,00	291.000,00
MWh GNL	1.278.900	1.406.790	1.516.410	1.626.030	1.699.110	1.717.380	1.680.840	1.753.920	1.772.190	1.772.190.000
Ingreso por abastecimiento a buques	813.021,04	903.266,38	983.387,28	1.065.020,27	1.124.015,21	1.147.462,41	1.134.279	1.195.431	1.219.962	1.232.162,10
INGRESOS TOTALES	27.176.571,51	27.530.452	26.532.172,22	27.412.540,90	28.009.351,22	28.855.818,9	28.560.010	28.612.767	29.196.951	30.065.589
O&M tks de almacenamiento	4.080.155,7	4.080.156	3.876.147,92	3.957.751,03	3.998.552,59	4.080.155,70	3.998.553	3.957.751	3.998.553	4.080.155,70

## 2 Estudio económico

kWh trasvasados a buques de GNL	248.106,60	272.917,26	294.183,54	315.449,82	329.627,34	333.171,72	326.082,96	340.260,48	343.804,86	343.804,86
Beneficio neto operativo	22.848.309,21	23.177.379	22.361.840,76	23.139.340,06	23.681.171,29	24.442.491,4	24.235.374	24.314.755	24.854.593	25.641.628,4
Menos impuestos (30%)	6.854.492,76	6.953.214	6.708.552,23	6.941.802,02	7.104.351,39	7.332.747,45	7.270.612	7.294.427	7.456.378	7.692.488,52
BDI	15.993.816,44	16.224.166	15.653.288,53	16.197.538,04	16.576.819,90	17.109.744,0	16.964.762	17.020.328	17.398.215	17.949.139,8
Más amortización	15.993.816,44	16.224.166	15.653.288,53	16.197.538,04	16.576.819,90	17.109.744,0	16.964.762	17.020.329	17.398.215	17.949.139,8
FCF	15.993.816,44	16.224.166	15.653.288,53	16.197.538,04	16.576.819,90	17.109.744,0	16.964.762	17.020.328,74	17.398.215,4	17.949.139,89

VAN

61.197.055,62

TIR

8,261%

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

Flujos de caja para accionista:

	2007-2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
FCF		9.738.071	10.698.175	11.554.851	12.303.799	13.327.102	14.027.683	15.635.479	15.405.496	15.713.271	15.464.516
CAPEX	-158.478.264										
Préstamo	-110.934.785										
menos intereses		-6.656.087	-6.475.144	-6.283.345	-6.080.038	-5.864.532	-5.636.096	-5.393.954	-5.137.283	-4.865.212	-4.576.816
menos devolución del principal		-3.015.713 €	-3.196.656	-3.388.455	-3.591.762	-3.807.268	-4.035.704	-4.277.846	-4.534.517	-4.806.588	-5.094.984
más deducción de los intereses		1996826,1	1942543	1885003	1824011	1759360	1690829	1618186	1541185	1459563	1373045
Fcacc	-47.543.479	2.063.097	2.968.919	3.768.054	4.456.011	5.414.662	6.046.712	7.581.865	7.274.881	7.501.034	7.165.761

## 2 Estudio económico

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>AÑO</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
FCF	16.330.131	15.947.946	15.716.216	16.456.259	17.082.076	17.284.802	17.362.611	17.434.656	17.924.794	17.692.325
menos intereses	-4.271.117	-3.947.076	-3.603.593	-3.239.501	-2.853.563	-2.444.468	-2.010.828	-1.551.170	-1.063.932	-547.460
menos devolución del principal	-5.400.683	-5.724.724	-6.068.207	-6.432.299	-6.818.237	-7.227.332	-7.660.971	-8.120.630	-8.607.868	-9.124.340
más deducción de los intereses	1281335	1184123	1081078	971850,2	856069	733340	603249	465351	319180	164238
Fcacc	7.939.666	7.460.268	7.125.493	7.756.309	8.266.344	8.346.342	8.294.060	8.228.207	8.572.174	8.184.763

**VAN**

**10.633.742,58**

**TIR**

**10,36%**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**ANEXO C: LISTA DE EQUIPOS**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



## **1. ANEXO C: Lista de equipos**

En este apartado se incluyen las características técnicas y especificaciones que deben cumplir los equipos de la Planta. El listado de equipos se ha separado por sistemas de proceso.

## 1 ANEXO C: Lista de equipos

ITEM	Descripción	Nº de equipos instalados/operativos	Capacidad máxima	Producto	Tª diseño min/max (°C)	Presión diseño (bar)	Dimensiones	Tipo	Comentarios
Sistema descarga metaneros y gasinera									
D-0101	K.O. Drum descarga metanero	1/1	12.000 m3/h	GN/GNL	-170/80	11		H	Se puede ajustar sentido del flujo
BD-0101A/B	Brazo descarga GNL	2/2	4.000 m3/h (unidad)	GNL	-165/40	17,5	16"	V	EMCO B0300
BH-0103	Brazo híbrido GNL	1/1	4.000 m3/h	GN/GNL	-165/40	17,5	16"	V	Brazo de descarga. También se puede usar como retorno de vapor en caso de avería
BD-0102	Brazo retorno vapor	1/1	12.000 m3/h	GN	-165/40	11	16"	V	EMCO B0300
BH-0201	Brazo carga GNL gasinera	1/1	1.100 m3/h	GN/GNL	-165/40	17,5	8"	V	Brazo híbrido en caso de avería del brazo de retorno actúa como retorno y en la carga se usa manguera especial

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

ITEM	Descripción	Nº de equipos instalados/operativos	Capacidad máxima	Producto	Tª diseño min/max (°C)	Presión diseño (bar)	Dimensiones	Tipo	Comentarios
BD-0202	Brazo retorno vapor gasinera	1/1	1.100 m <sup>3</sup> /h	GN	-165/40	11	8"	V	EMCO B0300
D-0201	K.O. Drum descarga meta nero	1/1	700 m <sup>3</sup> /h	GN/GNL	-170/80	11		H	Se puede ajustar sentido del flujo
A-0101/A-0201	Atemperador de GNL	2/2						H	Para descarga de metaneros y gasinera
Sistema de almacenamiento de GNL									
T-0101/ T-0201	Tanque almacenamiento GNL	2/2	150.000 m <sup>3</sup> (unidad)	GN/GNL	-165/65	-0,01/0,29	D: 81 m y H: 62 m		Elevado, contención total, tanque exterior y techo de hormigón, tanque interior de acero 9% níquel. Tres pozos para las bombas primarias

# 1 ANEXO C: Lista de equipos

ITEM	Descripción	Nº de equipos instalados/operativos	Capacidad máxima	Producto	Tª diseño min/max (°C)	Presión diseño (bar)	Dimensiones	Tipo	Comentarios
B-0101A/B B-0201A/B	Bombas primarias GNL ("planta regasificadora")	4/4	143 m3/h @ 208 m (unidad)	GNL	-165/65	13,4		Centrífuga	Vertical
B-0102/ B-0202	Bombas primarias GNL ("gasinera")	2/2	350 m3/h @ 305 m (unidad)	GNL	-165/65	13,4		Centrífuga	Vertical
Sistema tratamiento de BOG									
D-0301	K.O. Drum aspiración compresor BOG	1/1	11.731 kg/h	GN/GNL	-196/+65	4		V	
BOGC-0301A/B/C	Compresor BOG	3/2	7738,5 m3/h (-130 °C y 0,25 bar)	GN	-196/+110	8,4		Recíprocos	Criogénico, no lubricado. Uno conectado al suministro eléctrico de emergencia

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

ITEM	Descripción	Nº de equipos instalados/operativos	Capacidad máxima	Producto	Tª diseño min/max (°C)	Presión diseño (bar)	Dimensiones	Tipo	Comentarios
A-0301	Atemperador BOG	1/1						H	
R-0301	Relicador	1/1	35 t/h		-170/+149	18		Contacto directo / vertical	



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

Titulación: MÁSTER INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Itinerario: GAS, PETRÓLEO Y CARBÓN

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

(ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA)

**SISTEMA DE CARGA/DESCARGA  
PARA METANEROS DE HASTA 145 000 m<sup>3</sup>  
CON GASINERA PARA BUQUES A  
PROPULSIÓN DE GNL**

**ANEXO D: NORMATIVA APLICABLE**

DANIEL CANTARERO LLORENTE

FEBRERO DE 2015



## **1. Normativa aplicable**

Las instalaciones de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL deberán cumplir con las normas dictadas por las instituciones gubernamentales y otros cuerpos regulatorios que tengan jurisdicción sobre estas instalaciones.

La mayoría de las normas para las instalaciones de tratamiento y proceso de gas natural son ampliables a las instalaciones de GNL. Existen normas y especificaciones que fijan el diseño, construcción y operación de las plantas de regasificación.

### **1.1 Reglamentación**

La norma generalmente aceptada a nivel mundial es la americana NFPA 59A (“Stándar for the production, storage, and handling of liquefied natural gas (LNG)”) y el código ASME B 31.3 para el diseño de tuberías. En Europa la más importante es la norma EN 1473, “Installations and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations.

La norma americana es de tipo prescriptivo con una definición muy precisa de las distancias, magnitudes y parámetros. Mientras que la europea se basa más en estudios de análisis de riesgos que permite más libertad en el diseño de la planta, siempre dentro de un marco establecido y con una justificación técnica de las soluciones planteadas.

En España se usa como norma básica la UNE EN 1473 y la NFPA 59A como complemento. En caso de conflicto prevalece la norma europea sobre la americana.

### **1.2 Códigos y normas**

Los códigos y normas son reconocidos y probados a nivel internacional. Se recomienda también el empleo de guías y recomendaciones para plantas de regasificación tanto en tierra como en el mar.

A continuación se exponen los principales códigos y normas divididas en las partes que componen una planta de regasificación para su diseño, construcción y operación.

## 1 Normativa aplicable

### 1.2.1 TANQUES DE CONTENCIÓN TOTAL

- Normas europeas:
  - EN 287 : Approval testing of welders for fusion welding.
  - EN 288 : Specification and approvals of welding procedures for metallic materials.
  - EN 473 : Non destructive testing qualification and certification of NDT personnel. General principles.
  - EN 1473 : Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas Design of onshore Installations
  - EN 10160 : Ultrasonic testing of steel flat products

Particularidades y normas para materiales:

- EN 10025 : Specification for hot rolled products of non-alloy structural steels and their technical delivery conditions
- EN 10028 : Specification for flat products made of steel for pressure purpose
- British Standards Institution (BSI)
  - BS 1881 : Testing Concrete
  - BS 4447 : Specification for design pre-stressing anchorage
  - BS 4449 : Specification for carbon steel bars for the reinforcement of concrete
  - BS 5328-Parts 1 through 4 : Concrete
  - BS 5896 : Specification for Design Prestressing Reinforcement
  - BS 7777-Parts 1, 2 & 3 : Flat-Bottomed, Vertical, Cylindrical Storage Tanks for Low Temperature Service
  - BS 8110-Part 1 and 2 : Structural Use of Concrete
- Fédération Internationale de la Précontrainte (FIP)
  - FIP-Recommendation : Recommendations for Acceptance of Post-Tensioning Systems
  - FIP-Recommendation : Recommendations for the Approval, Supply and Acceptance of Steels for Pre-stressing Tendons
  - FIP-CEB : Report on Methods of Assessment of the Fire Resistance of Concrete Structural Members
  - FIP-Report : Assessment of Mechanical Properties of Structural Materials for Cryogenic Applications

- International Standard Organisation
  - ISO 7507 : Calibration of cylindrical tanks
- American Concrete Institute (ACI)
  - ACI 318M-99 : Building Code Requirements for Reinforced Concrete
- American Institute of Steel Construction (AISC)
  - AISC Manual of Steel Construction, Allowable Stress Design
- American Petroleum Institute (API)
  - API 620 R: Design and Construction of Large Welded, Low-Pressure Storage Tanks
  - API 2000 : Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks
- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
  - ASME Boiler and Pressure Vessel Code
    - section II : Material Specifications
    - section V : Non-destructive Examination
    - section VIII : Pressure Vessels
    - section IX : Welding and Brazing Procedures, Welders, Brazers and Welding and Brazing Operators
  - ASME B 16.5 Pipe flanges and flanged fittings
  - ASME B 16.47 Large diameter steel flanges
  - ASME B 31.3 Process Piping
- American Society for Nondestructive Testing
  - SNT-TC-1A : Personnel qualification and certification in nondestructive testing
- American Welding Society (AWS)
  - AWS A5.11 : Nickel and Nickel Alloy Covered Welding Electrodes
  - AWS A5.14 : Nickel and Nickel Alloy Arc Welding Electrodes and Rods
- National Fire Protection Association (NFPA)
  - NFPA 59A : Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
  - NFPA 15 : Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
  - NFPA 17 : Dry Chemical Extinguishing Systems

## 1 Normativa aplicable

- Perlite Institute (PI)
  - o PI-201-77 : Compacted Density

### 1.2.2 BOMBAS PRIMARIAS

- API 610-8th EDITION Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical, and Gas Industry Services.
- ASME B 16.5 Pipe flanges and Flanged Fittings.
- BS EN 1160 Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas – General Characteristics of Liquefied Natural Gas.
- IEC 79.10 Classification of explosive atmosphere and hazardous location.
- IEC 79.14 Electrical installations in gaseous explosive atmosphere.
- IEC 529 Classification of the protection degrees insured by envelopes (code IP).

### 1.2.3 COMPRESORES BOG

- API 618 Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services. Fourth edition, June 1995.
- ASME VIII DIV I Rules for construction of pressure vessels
- ASME B 16-5 Pipe Flanges and Flanged Fittings
- TEMA Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association
- ISO 1217 Displacement Compressors Acceptance Tests
- ISO 1940/1 Mechanical vibrations - Balance quality requirements of rigid rotors. Part 1 : Determination of permissible residual unbalance
- IEC 60079.10 Classification of explosive atmosphere and hazardous location
- IEC 60079.14 Electrical installations in gaseous explosive atmosphere
- IEC 60529 Classification of the protection degrees insured by envelopes

### 1.2.4 BRAZOS DE DESCARGA/CARGA

- OCIMF Design and Construction Specification for Marine Loading Arms
- OCIMF Recommendations for Manifold for Refrigerated liquefied natural gas carriers (LNG)
- SIGGTO Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals
- ASME codes Section VIII-Pressure Vessels. Section IX- Welding Qualifications
- Guide for ASME stamp holder : "Use of ASME section VIII division 1 to meet the EC pressure equipment directive (97/23/EC)", if applicable.

- ANSI standards B.16.5-Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings. B.31.3-Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
- EN 1474 Installation and equipment for liquefied natural gas. Design and testing of loading/unloading arms
- BS 6349 Maritime Structures. Part 1, General Criteria 2000. Part 4, Code of Practice for Design of Fendering and Mooring Systems 1994

### 1.2.5 TUBERÍAS

- American Society of Mechanical Engineers:
  - o ASME B31.3 Code for Pressure Piping
  - o ASME B1.20.1 Pipe Threads
  - o ASME B16.25 Butt Welding Ends
  - o ASME B36.10 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
  - o ASME B36.19 Stainless Steel Pipe
- American Petroleum Institute:
  - o API 5L Line Pipe
- American Society for Testing and Materials:
  - o ASTM A20 General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels
  - o ASTM A53 Seamless Carbon Steel Pipes
  - o ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipes for High-Temperature Service
  - o ASTM A312 Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipe
  - o ASTM A333 Seamless and Welded Steel Pipe for Low Temperature Service
  - o ASTM A358 Electric-Fusion-Welded Austenitic Chromium-Nickel Alloy Steel Pipe for High Temperature Service
  - o ASTM A370 Mechanical Testing of Steel Products
  - o ASTM A516 Impact Tested Carbon Steel Plate
  - o ASTM A672 Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures
  - o ASTM A671 Standard Specification for Electric Fusion Welded Steel Pipe for Atmospheric and Lower Temperature
- British Standards Institution (BSI):
  - o BS EN 1532 Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas – Ship to Shore Interface for Liquefied Natural Gas

## 1 Normativa aplicable

- NACE Standards:
  - NACE MR 0175 Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment

### 1.2.6 AISLAMIENTO

- ASTM standards
  - ASTM A167 Specification for stainless and heat-resisting chromium-nickel steel plate, sheet and strip
  - ASTM A463 Specification for steel sheet aluminium-coated by the hot-dip process
  - ASTM C165 Test method for measuring compressive properties of thermal insulation
  - ASTM C177 Standard test method for steady state heat flux measurements and thermal transmission properties by means of the guarded-hot-plate apparatus
  - ASTM C240 Test methods for testing cellular glass insulation block
  - ASTM C303 Test method for density of pre-formed block-type thermal insulation
  - ASTM C518 Steady-state thermal transmission properties by means of the heat flow meter apparatus
  - ASTM C552 Specification for cellular glass thermal insulation
  - ASTM C591 Specification for unfaced pre-formed rigid cellular polyisocyanurate thermal insulation
  - ASTM C623 Test method for young modulus, shear modulus, and poisson's ratio for glass and glass-ceramics by resonance
  - ASTM D1621 Test method for compressive properties of rigid cellular plastics
  - ASTM D1622 Test method for apparent density of rigid cellular plastics
  - ASTM D1623 Test method for tensile and tensile adhesion properties of rigid cellular plastics
  - ASTM D2856 Test method for open-cell content of rigid cellular plastics by the air pycnometer
  - ASTM E84 Test method for surface burning characteristics of building materials
  - ASTM E96 Test method for water vapour transmission of materials

Sistema de descarga para metaneros de hasta 145 000 m<sup>3</sup>

con gasinera para buques a propulsión de GNL

- British standards
  - BS 476 : Part 7 Fire tests on building materials and structures, Part 7, Method of test to determine the classification of the surface spread of flame test for materials
  - BS 4370 Linear expansion coefficient
- CINI Manual “Insulation for Industries”

### **1.2.7 TRANSPORTE MARÍTIMO**

- International Maritime Organization
  - IGC Code International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
- International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)
  - Anexo VI Regulations for the Prevention of Air Pollution from Ships seek to minimize airborne emissions from ships (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, ODS, VOC) and their contribution to local and global air pollution and environmental problems.



**POLITÉCNICA**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES  
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID**

José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid  
Tel.: 91 336 3060  
[info.industriales@upm.es](mailto:info.industriales@upm.es)

[www.industriales.upm.es](http://www.industriales.upm.es)