



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO.

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

PALACIOS ZAPATA LUIS DAVID

luis.palacios@epn.edu.ec

DIRECTOR: ORTEGA LOPEZ MIGUEL DARIO, M.Sc.
miguel.ortega@epn.edu.ec

CODIRECTOR: ING. SORIA PEÑAFIEL RAFAEL ANDRÉS, D.Sc.
rafael.soria.energia@gmail.com

Quito, enero 2021

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Luis David Palacios Zapata**, bajo nuestra supervisión.

**MIGUEL
DARIO
ORTEGA
LOPEZ**

Firmado digitalmente por MIGUEL DARIO
ORTEGA LOPEZ
Nombre de reconocimiento (DN): c=EC,
serialNumber=1709931396, sn=ORTEGA
LOPEZ, cn=MIGUEL DARIO ORTEGA LOPEZ,
1.3.6.1.4.1.37442.104=1709931396
ou=Certificado de Clase 2 de Persona Física
EC (FIRMA), givenName=MIGUEL DARIO,
email=migueldarioortega@hotmail.com,
2.5.4.13=Certificado para Persona Natural,
st=PICHINCHA, l=QUITO
Fecha: 2022.02.15 22:08:32 -05'00'

Ing. Ortega López Miguel Darío, M.Sc.
DIRECTOR DEL PROYECTO



Firmado electrónicamente por:
**RAFAEL ANDRES
SORIA PENAFIEL**

Ing. Soria Peñafiel Rafael Andrés, D.Sc.
CODIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Luis David Palacios Zapata**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Luis David Palacios Zapata

Índice de contenido

CERTIFICACIÓN.....	i
DECLARACIÓN.....	ii
Índice de gráficas	v
Índice de tablas	vii
Acrónimos.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
INTRODUCCIÓN.....	1
Objetivo general	3
Objetivos específicos.....	3
1 Marco teórico.....	4
1.1 Situación energética producción energética por tipo de generación	4
1.2 Proyección de matriz energética 2018-2027	5
1.3 Centrales termoeléctricas y GNL nacional	6
1.4 Gas natural	8
1.5 Bloque ciclo combinado térmico gas natural (400MW)	10
1.6 Plantas de regasificación	10
1.7 Tecnología	11
1.7.1 Tanques de almacenamiento.....	11
1.7.2 Recondensador de gas evaporado.....	13
1.7.3 Vaporizadores.....	15
1.7.4 Bombas y compresores	17
2 METODOLOGÍA.....	17
2.1 Ubicación.....	18
2.2 Aproximación del gas natural como metano	20
2.3 Diagrama de la planta.....	21
2.4 Volumen requerido	21
2.4.1 Eficiencia de centrales térmicas de ciclos combinado.	23
2.4.2 Factor de planta.....	24
2.4.3 Flujo másico y volumen de GN y GNL requerido para producir 400 MW.	25
2.4.4 Buques metaneros.....	26
2.5 Muelle	2
2.6 Brazos de descarga	4
2.7 Tanques de almacenamiento	6

2.7.1	Tanque interno	8
2.7.2	Tanque externo	21
2.7.3	Aislamiento de las paredes	27
2.7.4	Cimentación.....	31
2.8	Recondensador.....	32
2.8.1	Turbo Brayton.....	32
2.9	Vaporizador	35
2.9.1	Análisis energético de regasificación	36
2.9.2	Dimensionamiento del vaporizador.....	40
2.10	Bombas y compresor	48
2.10.1	Bomba sumergida.....	48
2.10.2	Bomba secundaria	50
2.10.3	Bomba de agua de mar.....	51
2.10.4	Compresor de BOG.....	51
2.11	Tuberías.....	53
2.12	Seguridad Industrial.....	54
2.12.1	Brazos de descarga	55
2.12.2	Gas natural	55
2.12.3	Tanques de almacenamiento.....	55
2.12.4	Vaporizador y condensador	55
2.12.5	Tuberías.....	56
2.13	Evaluación económica	56
2.13.1	Criterios económicos	56
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	66
3.1	RESULTADOS	66
3.2	DISCUSIÓN.....	69
4	conclusiones y RECOMENDACIONES.....	73
4.1	CONCLUSIONES	73
4.2	RECOMENDACIONES	74
	Bibliografía.....	75
	ANEXO II	81
	ANEXO III	88
	ANEXO IV	90

Índice de gráficas

Figura 1.1. Producción bruta de energía eléctrica (GWh), 1999-2019.	4
Figura 1.2. Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia.	5
Figura 1.3. Demanda de energía por fuente del 2019 (total 100%).	6
Figura 1.4. Producción y reservas gas natural campo Amistad.	7
Figura 1.5. Esquema gas asociado.	8
Figura 1.6. Esquema de gas no asociado.	9
Figura 1.7. Cadena de valor del gas natural.	9
Figura 1.8. Clasificación de tanques verticales, según su posición respecto al suelo.	13
Figura 1.9. Esquema turbo Brayton.	14
Figura 1.10. Ciclo simple de refrigeración de gas.	15
Figura 1.11. Vaporizador de tipo ORV.	16
Figura 1.12. Vaporizador de tipo SCV.	16
Figura 2.1. Esquema metodológico.	18
Figura 2.2. Vista aérea de Posorja.	19
Figura 2.3. Ubicación del terreno.	20
Figura 2.4. Planta de regasificación en orilla del mar en Rotterdam-Holanda en el 2010.	20
Figura 2.5. Diagrama de la planta.	21
Figura 2.8. Perfil de un buque metanero.	2
Figura 2.9. Muelle para descarga de GLP en Monteverde.	3
Figura 2.10. Muelle.	3
Figura 2.11. Dimensiones del muelle.	3
Figura 2.12. Dimensiones del muelle, vista de corte.	4
Figura 2.13. Brazo de descarga.	5
Figura 2.14. Brazos de descarga KANON LOADING EQUIPMENT.	6
Figura 2.15. Tanque de almacenamiento de GNL aéreo de tipo contención total.	7
Figura 2.16. Esquema selección del tanque de almacenamiento.	7
Figura 2.17. Metales para los tipos de gases.	10
Figura 2.18. Diferentes niveles del tanque interno.	12
Figura 2.19. Geometría del tanque interno.	14
Figura 2.20. Representación en corte del techo colgante de aluminio.	21
Figura 2.21. Dimensiones de la cúpula.	23
Figura 2.22. Disposición de cables, vista interior.	26
Figura 2.23. Disposición de los cables.	26
Figura 2.24. Perlita Expandida.	28
Figura 2.25. Tanque de almacenamiento vista de corte.	31
Figura 2.26. Dimensiones del tanque interno y externo.	32
Figura 2.27. Dimensiones del recondensador de BOR.	33
Figura 2.28. Rango de caudales admitidos por el recondensador de Air Liquide.	33
Figura 2.29. Esquema del sistema recondensador Turbo Brayton.	35
Figura 2.30. estructura principal de un ORV.	35
Figura 2.31. Vaporizador de tipo ORV.	36
Figura 2.32. Esquema del proceso de regasificación del GNL.	38

Figura 2.33. Diagrama P-h.....	39
Figura 2.34. Diagrama T-s.	39
Figura 2.36. Esquema de simulación asociado a la bomba sumergida.....	48
Figura 2.37. Esquema de simulación asociado a la bomba secundaria.....	50
Figura 2.38. Esquema de simulación asociado a la bomba de agua.....	51
Figura 2.39. Elementos para control de caudal y presión en tuberías.....	56
Figura 2.40. Precios de exportación de GNL desde EEUU hacia Latinoamérica.	61
Figura 2.41. Costo de importación de GNL.	62
Figura 3.1. Diagrama de la planta obtenido.....	66
Figura 3.2 Análisis del factor de planta para diferentes escenarios.....	70

Índice de tablas

Tabla 1.1. Composición de GNL, obtenida de [24].....	10
Tabla 2. Flujos volumétricos de GNL y GN.....	26
Tabla 2.2. Valores típicos de Presión de diseño y Presión de operación en tanques de almacenamiento [20].....	6
Tabla 2.3. Parámetros del tanque de almacenamiento	8
Tabla 2.4. Tipos de materiales, temperaturas y productos almacenados.	9
Tabla 2.5. Composición aceros ASTM.....	10
Tabla 2.6. Propiedades del acero al 9 % Ni	11
Tabla 2.7. Espesor elegido en función del número de virola.....	17
Tabla 2.8. Espesor mínimo según el diámetro, obtenido de API 650	18
Tabla 2.9. Masa de cada virola y sumatoria total.....	18
Tabla 2.10. Espesores para el fondo del tanque	20
Tabla 2.11. Características y coeficiente del hormigón	21
Tabla 2.12. Propiedades de alambres de pretensado	25
Tabla 2.13. Disposición de cables para el techo colgante.....	26
Tabla 2.14. Composición de la perlita expandida [61]	27
Tabla 2.15. Parámetros conocidos	36
Tabla 2.16. Propiedades termodinámicas del GNL y del agua en diferentes estados ..	38
Tabla 2.17. Datos y resultados dentro del tubo.....	43
Tabla 2.18. Datos y resultados fuera del tubo.....	46
Tabla 2.19. Subtotal muelle de descarga.....	58
Tabla 2.20. Costos de los materiales de los tanques de almacenamiento	58
Tabla 2.21. Costos de los equipos requeridos	59
Tabla 2.22. Costos de obras civiles	60
Tabla 2.23. Evaluación financiera del proyecto.....	65
Tabla 3.1. Resumen de costos.....	67
Tabla 3.2. Tabla de amortización francesa para un periodo de 15 años de crédito	68
Tabla 3.3 Análisis del factor de planta.....	70

Acrónimos

GN = Gas Natural

GNL = Gas Natural Licuado

BOG = Boil Off Gas

BOR = Boil Off Gas Rate

ORV = Open Rack Vaporizer

SCV = Submerged Combustion Vaporizer

TIR = Tasa Interna de Retorno

VAN = Valor Actual Neto

IVA = Impuesto al valor Agregado

SRI = Servicio de Rentas Internas del Ecuador

MMSCF = Millones de pies cúbicos estandar al día

MCF = Miles de pies cúbicos al día

MMBTU = Millones de Btu

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad proporcionar a las empresas inversionistas un análisis de prefactibilidad desde un punto de vista técnico económico de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) en las costas del Ecuador, para el posterior uso del gas natural (GN) en una central térmica de ciclo combinado de 400 MW durante 25 años. Mediante la teoría de la entalpia de formación y considerando un factor de carga de la planta del 40% que permitiría complementar a la generación hidroeléctrica durante los meses de sequía. Se obtuvo un volumen de GNL diario a regasificar de $2\,808\text{ m}^3$ (0,1 *MMSCF*) para obtener un volumen de GN regasificado de $1\,926\,720\text{ m}^3$ (68 *MMSCF*), con lo cual se requiere un almacenamiento anual de GNL de $405\,576\text{ m}^3$. A partir de esta información se realizó el pre-dimensionamiento de la planta y sus equipos principales (tanque de almacenamiento, vaporizador, recondensador, bombas, etc.). Mediante los indicadores financieros VAN y TIR, se evaluó la viabilidad del desarrollo de la planta, considerando los precios actuales de importación de GNL y de los costos de los equipos en la planta para su correcto funcionamiento. Se comparó los costos considerados con los presentados en otros estudios realizados en Latinoamérica. Se realizó una amortización de tipo francesa para un crédito a 15 años del 100% (96 millones de dólares aproximadamente) con un interés anual del 8%, dando como resultado una TIR del 20% y utilidades superiores a los 350 millones de dólares.

Palabras clave: Planta de regasificación, Almacenamiento de gas natural, gas natural licuado (GNL), licuefacción de gas natural.

ABSTRACT

The purpose of this work is to provide to investment companies with a pre-feasibility analysis from a technical and economic point of view of a liquefied natural gas (LNG) storage and regasification plant on the coasts of Ecuador, for the subsequent use of natural gas in a 400 MW combined cycle power plant for 25 years. Using the enthalpy of formation theory and considering a plant load factor of 40% that would allow complementing the hydroelectric generation during the dry months, a daily volume of LNG to be regasified of $2\,808\text{ m}^3$ (0,1 *MMSCF*) to obtain a volume of natural gas of $1\,926\,720\text{ m}^3$ (68 *MMSCF*) per day, which requires an annual LNG storage of $405\,576\text{ m}^3$. Based on this information the pre-sizing of the plant and its main equipment (storage tank, vaporizer, recondenser, pumps, etc.). Through the financial indicators ROI and IRR, the viability of the development of the plant was evaluated, considering the current import prices of LNG and the costs of the equipment necessary for its correct operation, through communication with the manufacturing companies of the equipment and comparing the costs with other studies carried out in Latin America, a French-type amortization was made for 100% 15-year loan (approximately US\$ 96 million) with an annual interest rate of 8%, resulting in an IRR of 20% and profits in excess of US\$350 million.

Keywords: Regasification plant, storage, natural gas, liquefied natural gas (LNG), liquefaction of natural gas.

ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

INTRODUCCIÓN

En octubre del 2020 el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), inició el proceso de socialización de la iniciativa anunciada en el Plan Maestro de Electricidad (PME) que busca la construcción y operación de un bloque de 400 MW [1] de generación termoeléctrica basado en ciclo combinado, que usaría gas natural. Se podría usar gas natural local, sin embargo, al momento de realizar este estudio el Gobierno ha manifestado su interés en usar gas natural proveniente del mercado internacional. El gobierno promueve la participación de empresas privadas de quienes se espera una inversión de \$ 600 millones de dólares, con el fin de abastecer al país de energía eléctrica [2].

En el 2019 el 88% de la producción eléctrica fue a partir de hidroeléctricas (24 514 GWh/año) [3]. Esta generación es vulnerable durante la época seca, que comprende los meses de octubre a marzo, tanto en la cuenca Amazónica como en la del Pacífico. Precisamente, el gobierno justifica la implementación de estas plantas de ciclo combinado para complementar a la generación hidroeléctrica durante la época de estiaje, brindando flexibilidad operativa, alta disponibilidad y confiabilidad [1].

Según el plan oficial, la operación de la planta de ciclo combinado será con gas natural importado [1]. El gas importado llegará al país en estado líquido a bajas temperaturas y altas presiones con un volumen 600 veces menor que en estado gaseoso [4] por lo cual es necesario un estudio energético y económico para analizar variables involucradas en la regasificación de GNL como: tecnología existente, elección de equipos, costos asociados, sistemas de seguridad industrial, espacio y dimensionamiento de una terminal de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) [5] en las cercanías del puerto de Posorja en el cantón Guayaquil [1].

Una terminal de regasificación está compuesta por un muelle (el cual incluye brazos de descarga y tuberías) en donde se realizará la descarga del GNL, sistemas de almacenamiento con tanques diseñados para soportar temperaturas cercanas a -180°C y volúmenes de 18 000 y 267 000 m³ (similares a los buques de descarga), una estación de regasificación que hace posible el cambiarlo de fase de GNL (líquido) a GN (gas) mediante sistemas de vaporización [6]. Estos sistemas son intercambiadores de calor que usan el agua de mar como fuente de calor para alcanzar temperaturas superiores

a 0°C [7] y para lograr una mejor eficiencia y seguridad en la distribución del GN se usa un *manifold* permitiendo que el flujo del caudal se incorpore a múltiples salidas [8].

Objetivo general

- Analizar desde un punto de vista técnico y económico la prefactibilidad de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) en Ecuador.

Objetivos específicos

- Dimensionar, a nivel de prefactibilidad, una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL), que permita atender la demanda de gas de una central termoeléctrica de ciclo combinado de 400 *MW*.
- Determinar indicadores técnicos y económicos que permitan evaluar la viabilidad del desarrollo de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Ecuador.
- Establecer la distribución general de equipos en la planta y rangos de operación para los principales parámetros técnicos.

1 MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se realiza una revisión de lo que es el gas natural, beneficios para el medio ambiente, principales proveedores, se analizan las tecnologías empleadas en una planta de regasificación convencional y, finalmente se analiza la posible importación de GNL en Ecuador.

1.1 Situación energética producción energética por tipo de generación

En el 2019 la energía bruta producida en Ecuador alcanzó los 27 733,96 GWh, valor superior al del 2018 en un 10,77%, por lo cual se espera que cada año aumente la oferta, que permita atender la creciente demanda de energía eléctrica. Según la Figura 1.1 el 88,39% de esta fue un aporte de las centrales hidroeléctricas, seguido por la generación termoeléctrica con un 9,36%, de los cuales el 2,90% es proveniente del gas natural [3].

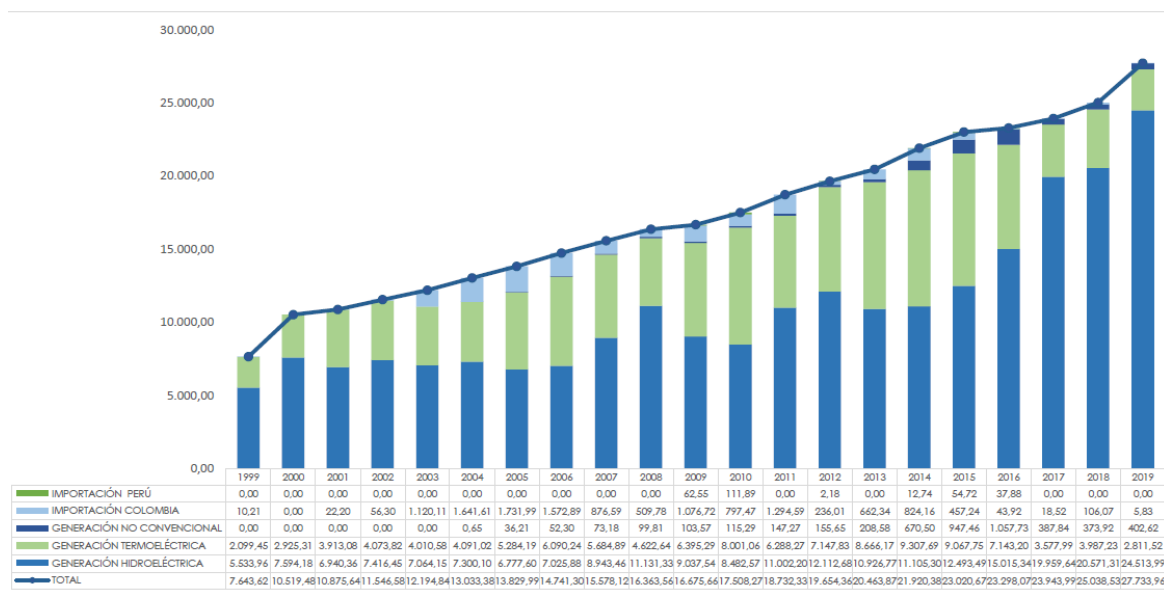


Figura 1.1. Producción bruta de energía eléctrica (GWh), 1999-2019.

(Fuente: [3])

Actualmente el 46,58% de la producción termoeléctrica se produjo con combustible *fuel oil* y un 29,97% con gas natural.

En el Ecuador existen dos vertientes, la del Pacífico y del Amazonas. Las hidroeléctricas más grandes del Sistema Nacional Interconectado (SIN) se encuentran en la vertiente del Amazonas, lugar en el cual la época lluviosa es entre abril y septiembre, mientras

que la sequía comprende los meses entre octubre y marzo. Por lo tanto, la implementación de una central térmica compensaría dicha sequía brindando flexibilidad operativa, alta disponibilidad y confiabilidad [9].

1.2 Proyección de matriz energética 2018-2027

En el plan maestro de electricidad 2018-2027, se muestra el plan de expansión proyectando soluciones a la creciente demanda, que también permitiría alcanzar una cobertura eléctrica del 97,99%, a final de período. Resaltado en color rojo la Figura 1.2 presenta el Caso Base para la expansión del sector eléctrico, donde ya se incluye en 2023 un bloque de ciclo combinado de 400 MW [9].

El Gobierno ha considerado que el proyecto de una central térmica a ciclo combinado es necesario en el mediano plazo debido a la flexibilidad que aportaría al SIN el uso de un combustible como el gas natural, además de que este es menos contaminante en comparación a otros combustibles fósiles.

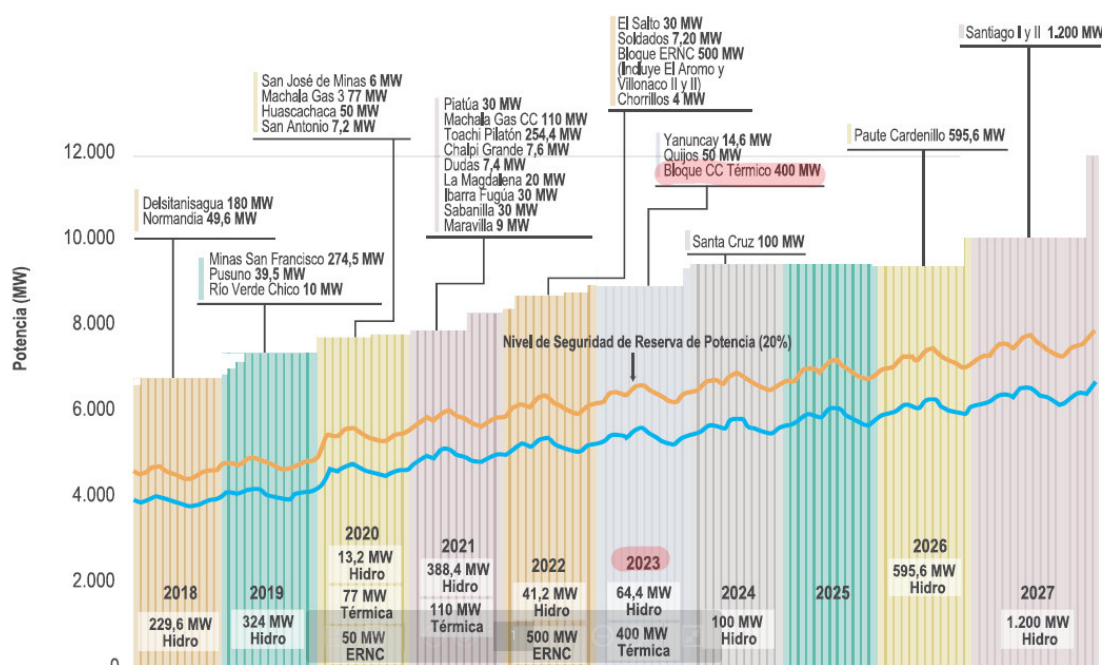


Figura 1.2. Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia.

(Fuente: [9])

1.3 Centrales termoeléctricas y GNL nacional

En el 2018 las mayores centrales termoeléctricas con turbinas a gas son Termomachala I y II con 130,6 MW y 119 MW respectivamente. Todo el gas usado en Termomachala es producido por el campo Amistad en el golfo de Guayaquil [10].

En la Figura 1.3 se observa la demanda de energía por fuente en el 2019, se evidencia que solo el 0,3% corresponde al gas natural, el cual luego es utilizado mayoritariamente para la generación eléctrica, consumo industrial y una pequeña cantidad para el consumo del sector residencial. [11].

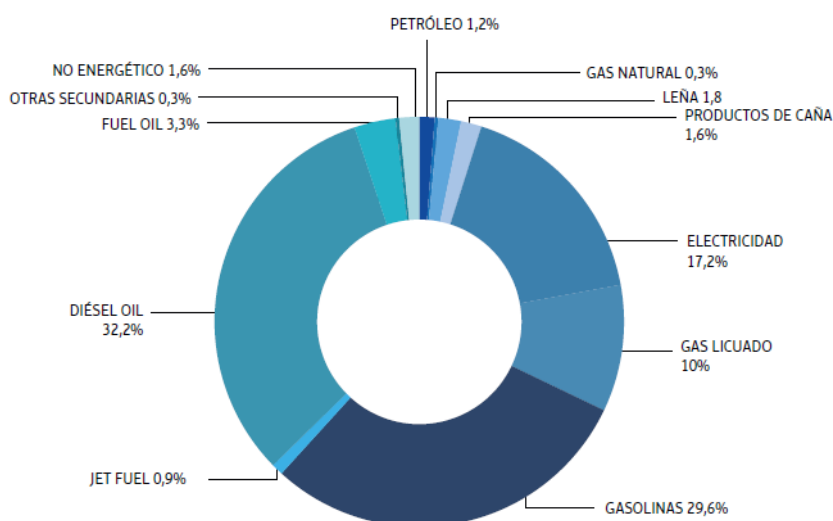


Figura 1.3. Demanda de energía por fuente del 2019 (total 100%).

(Fuente: [11])

Actualmente el Ecuador extrae gas natural libre del campo Amistad en el golfo de Guayaquil. En la Figura 1.4 se observa valores de la empresa pública (única productora de gas natural en forma comercial en Ecuador), donde la producción acumulada en el 2018 fue de 208 985 MMSCF, mientras que las reservas totales (probadas, probables y posibles) presentan un valor de 431 432 MMSCF [12].

El campo amistad cuenta con 17 pozos perforados de los cuales 4 son productores, además cuenta con; 4 plataformas, gasoductos de 12 pulgadas, planta de deshidratación (Bajo Alto), base logística y un muelle [13].

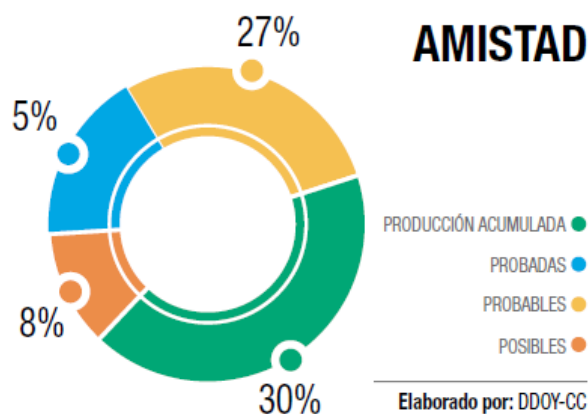


Figura 1.4. Producción y reservas gas natural campo Amistad.

(Fuente: [14])

En febrero del 2021 el MERNNR confirmó que, según análisis realizados por Petroecuador, para el 2025 la producción de gas llegará a un límite económico del campo perdiendo totalmente sus reservas. Este mismo mes el país otorgó autorización mediante la resolución MERNNR-VH-2021-0008-RM a la empresa estadounidense *Sycar LLC* para ser la primera empresa para importar y comercializar gas natural en Ecuador [15].

En la Amazonía ecuatoriana hasta finales del 2020 se mapearon 305 sitios con 447 mecheros de combustión de gas natural asociado a la explotación de crudo, de los cuales al momento del control 351 se encontraban encendidos quemando el gas y de los 96 restantes, 35 estaban emitiendo gas directamente al ambiente [16]. Todos estos sitios distribuidos en las provincias de Orellana, Sucumbíos, Napo y Pastaza.

A inicios del 2021, la Corte de Justicia de Sucumbíos aceptó una apelación por parte de varias niñas indígenas de la Amazonía, la cual propone eliminar la contaminación generada por los sitios con mecheros, además de ser causante de enfermedades de personas que viven cerca de estos puntos.

Varios especialistas sugieren a la industria petrolera utilizar el gas natural asociado para producir electricidad o para uso doméstico. Algunas empresas petroleras actualmente en el Ecuador si lo utilizan para la producción de electricidad [17]. Otras alternativas para evitar la quema o venteo del gas son [18]:

- Reinyección a los yacimientos para recuperación avanzada de petróleo.
- Transportarlo a centros de consumo.

1.4 Gas natural

El gas natural es la energía fósil más limpia y respetuosa con el medio ambiente, debido a su bajo contenido de carbono, por tanto, menores emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera [19]. Entre las principales ventajas se destaca su bajo costo y la alta eficiencia en las plantas que lo usan, convirtiéndose en una alternativa segura para la generación de electricidad, e incluso para el consumo industrial y residencial para generación térmica [20].

La extracción del gas natural es similar a la del petróleo, y el transporte es vía gasoductos hasta el lugar destinado.

Según la presencia de crudo en el reservorio, el gas puede ser diferenciado como gas asociado y gas no asociado.

- Gas asociado: se encuentra en las reservas de petróleo, está en contacto con el crudo. Pudiendo estar libre sobre el crudo o de forma disuelta en el petróleo, en la Figura 1.5, se puede observar un esquema de gas asociado.
- Gas no asociado: se encuentra en yacimientos de gas sin presencia de crudo, se encuentra reposando en rocas porosas como se observa en la Figura 1.6.

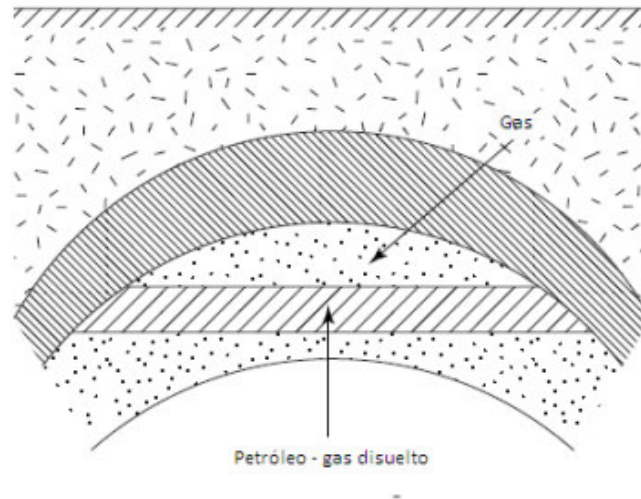


Figura 1.5. Esquema gas asociado.

(Fuente: [19])

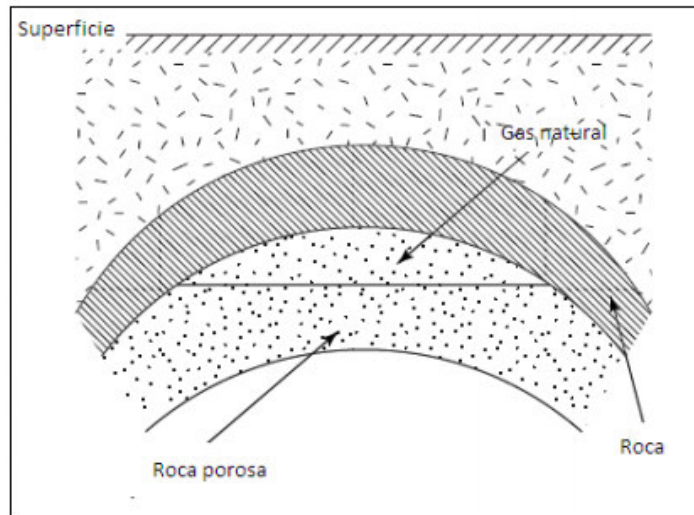


Figura 1.6. Esquema de gas no asociado.

(Fuente: [19])

La producción de gas natural está en constante incremento, debido a que aún quedan grandes volúmenes del recurso por ser descubiertas en el mundo. Actualmente los mayores productores de gas natural son: Estados Unidos de América, Rusia, Irán, Qatar, Canadá y China [21].

Los procesos involucrados en la cadena de valor del GNL son los detallados en la Figura 1.7, el gas es extraído de los yacimientos en estado gaseoso, para lograr un transporte más eficiente el gas es llevado a plantas de licuefacción para convertir el gas a estado líquido, este proceso reduce el volumen del gas natural aproximadamente 600 veces [4], cuando el GNL llega al destino este debe ser regasificado, para finalmente ser distribuido mediante *manifolds* a su destino, en este caso a centrales térmicas para producir energía eléctrica.



Figura 1.7. Cadena de valor del gas natural.

(Fuente: [22])

La densidad del GNL según el país exportador varía entre $425 \frac{kg}{m^3}$ y $485 \frac{kg}{m^3}$, ya que cada yacimiento es diferente, donde comúnmente el metano predomina en la mezcla. En la Tabla 1.1. [23] se puede observar tres composiciones comunes del GNL, liviano, medio y pesado. Además, tiene un poder energético elevado que en condiciones normales llega a valores entre 9.000 y $12.000 \frac{kcal}{m^3}$.

Tabla 1.1. Composición de GNL, obtenida de [24].

Composición (%)	GNL		
	Liviano	Medio	Pesado
Metano	98	92	87
Propano	1,8	7	12
Butano	0,1	0	0,5
Nitrógeno	0,1	1	0,5
Densidad (kg/m ³)	430	450	465

1.5 Bloque ciclo combinado térmico gas natural (400MW)

Una planta de ciclo combinado está compuesta de dos o más ciclos termodinámicos energéticos, para tener un sistema más eficiente. Al usar gas natural como combustible el primer ciclo del sistema será *Brayton* a alta temperatura, seguido de un ciclo *Rankine* de moderada temperatura que usa parte del calor residual del ciclo *Brayton*. En media, la eficiencia térmica de un ciclo *Brayton* abierto es de 32% la cual se incrementa hasta llegar a 60% cuando se trata de ciclos combinados *Brayton-Rankine* [25].

1.6 Plantas de regasificación

El objetivo de una planta de regasificación es recibir el gas natural licuado que llega de los buques metaneros en estado líquido para transformarlo a gas.

Para cumplir con el objetivo, el proceso puede explicarse en tres etapas [20]:

- I. Recepción del gas natural líquido: el gas llega en buques metaneros a muelles de descarga los cuales deben estar equipados con 2 brazos de descarga y uno de carga, pudiendo descargar cada brazo hasta $4.000 \frac{m^3}{h}$, posterior a esto el GNL es enviado mediante gasoductos a la planta de regasificación.
- II. Almacenamiento del GNL: el gas es almacenado en tanques en tierra con capacidades entre $18\ 000$ y $267\ 000 m^3$ y a temperaturas cercanas a -180

°C. Durante el almacenamiento la presión en los tanques aumenta debido a los vapores generados por transferencia de calor desde el ambiente hacia estos. Para disminuir la presión se extrae estos vapores para después enviarlos a un relicuador para su posterior regasificación.

- III. Vaporizadores: son intercambiadores de calor que permiten el aumento de temperatura del GNL de -162°C hasta una temperatura superior a los 0°C , para conseguir que el GNL vuelva a su estado gaseoso original y poder distribuirlo.

1.7 Tecnología

Una planta de regasificación está compuesta por varios equipos, empezando desde la llegada del buque al puerto.

La descarga del GNL se realiza mediante brazos de descarga, los cuales mediante tuberías y bombas impulsan el fluido a los tanques de almacenamiento, para su posterior impulso al sistema de relicuado (o a la antorcha en caso de un excesivo aumento de presión), para posteriormente ser impulsado hacia los vaporizadores y volver el GNL a estado gaseoso para ser distribuido mediante *manifolds a su destino*.

1.7.1 Tanques de almacenamiento

Las funciones principales de un tanque de almacenamiento son:

- Almacenamiento
- Estanqueidad
- Aislamiento
- Brindar seguridad a sus alrededores

1.7.1.1 Tipos de tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento pueden ser clasificados según su:

- Geometría.
- Tipo de contención.
- Posición respecto al suelo.

La geometría del tanque varía según su capacidad y pueden ser los siguientes [26]:

- Tanques cilíndricos horizontales ($X < 8\,000\text{ m}^3$).
- Tanques esféricos ($8\,000 < X < 50\,000\text{ m}^3$).

- Tanques cilíndricos verticales ($X > 50\,000\text{ m}^3$).

Para tanques cilíndricos verticales, la norma europea EN 14620, en el anexo A [27] hace una clasificación según su tipo:

- Tanques de contención simple.

Contiene un tanque interno fabricado en acero al 9 % de níquel, y está rodeado por un tanque exterior fabricado en acero al carbono el cual solo cumple con la función de contener el aislamiento de perlita. El tanque exterior no tiene una función de contención, por lo cual se instalan diques de hormigón pretensado rodeando el tanque [20]. Es la opción más económica, pero no la que brinda mayor seguridad.

- Tanques de contención doble.

Es una configuración similar a un tanque de contención simple, con muros construidos como contención secundaria en lugar de un dique de contención, aumentando el costo del tanque, pero mejorando la seguridad y disminuyendo el espacio de terreno ocupado.

- Tanques de membrana.

Es un tanque de muy buena seguridad que no emplea como material acero al 9 % de níquel, si no una membrana metálica para el tanque interno y mantiene el muro de hormigón pretensado como contención externa. Este tipo de tanque es mayormente usado en la región asiática.

- Tanques de contención total.

Es la configuración de tanques que presenta mayor seguridad al contar con un tanque interno fabricado en acero al 9%de níquel y un tanque externo de hormigón pretensado.

Una última clasificación es según la posición del tanque respecto al suelo, donde pueden ser:

- Aéreos
- Semienterrados
- Enterrados

En la Figura 1.8 se indica la clasificación de tanques según su posición respecto al suelo.

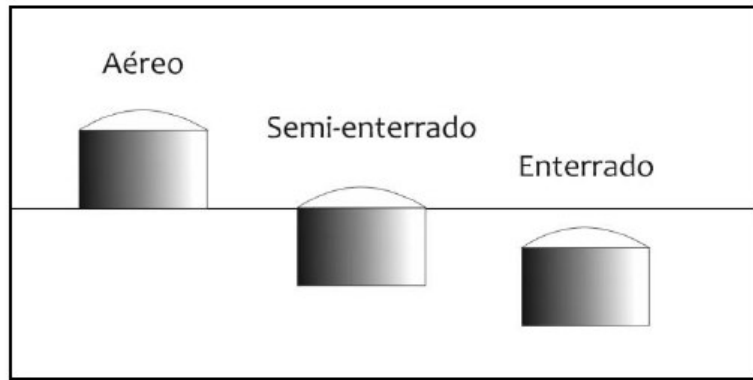


Figura 1.8. Clasificación de tanques verticales, según su posición respecto al suelo.

(Fuente: [26])

En los tanques de almacenamiento de contención completa las tuberías y el cableado son instalados desde la sección superior del tanque [28].

1.7.2 Recondensador de gas evaporado

Conocido también como relicuador, funciona con un ciclo de refrigeración de gas que consiste en tomar el vapor evaporado de GNL (conocido como *BOG*, por sus siglas en inglés *Boil Off Gas*) dentro del tanque a $-155\text{ }^{\circ}\text{C}$ para después re condensarlo y finalmente integrarlo al caudal de GNL del tanque hacia los vaporizadores.

Razones por las cuales el GNL se convierte en *boil-off* [29]:

- Fugas de energía térmica en los tanques de almacenamiento
- Aumentos de temperaturas causados por las bombas
- Diferencias de altura entre los tanques del buque y los tanques en tierra

Si el aumento de la presión en el tanque es superior a $1,4\text{ atm}$ el gas es expulsado por un ducto de alivio a una antorcha para realizar una combustión controlada del exceso y evitar la emisión directa a la atmósfera [30].

La producción de *BOR* (*Boil Off Rate*) no debe ser mayor al 0,05% del total de GNL, al día [20].

Una gran alternativa con tecnologías usadas en los buques metaneros es el ciclo turbo Brayton que se caracteriza por ser un Brayton inverso o más conocido como ciclo de refrigeración de gas [31], encargado de mover el calor del *BOG* al GNL en lugar de producir un trabajo y es impulsado por un motor eléctrico.

En la Figura 1.10, se observa con más detalle el ciclo turbo Brayton donde:

- En el estado 1 hacia el estado 2 se realiza una compresión isentrópica
- El proceso 2 a 3 se realiza un rechazo de calor a presión constante
- El proceso 3 a 4 realiza una expansión isentrópica
- Finalmente, el proceso 4 a 1 realiza una adición de calor a presión constante.

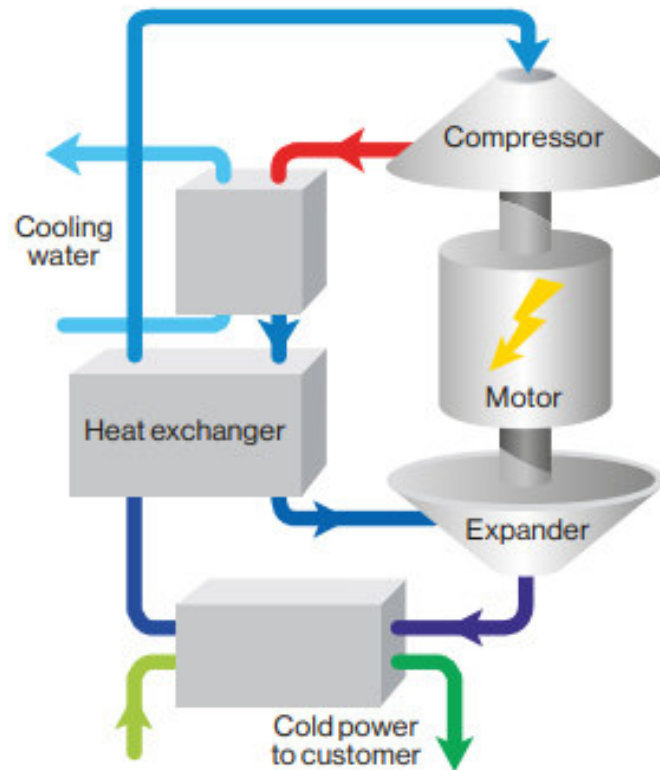


Figura 1.9. Esquema turbo Brayton.

(Fuente: [32])

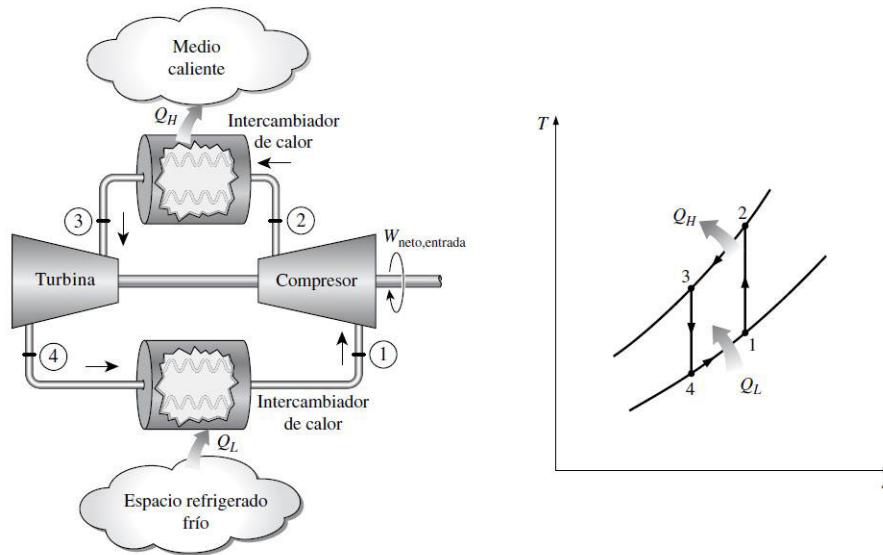


Figura 1.10. Ciclo simple de refrigeración de gas.

(Fuente: [31])

1.7.3 Vaporizadores

Son intercambiadores de calor, que permiten el cambio de fase, es decir, pasar del GNL a GN, para poder transportarlo a su destino.

En plantas de regasificación comúnmente se encuentran dos tipos de vaporizadores los *Open Rack Vaporizers (ORV)* y los *Submerged Combustion Vaporizers (SCV)*, aunque existen otros con poco uso en las terminales de regasificación [20].

- *Open Rack Vaporizers (ORV)*: Vaporizador por intercambio de calor con agua de mar, son paneles configurados verticalmente que consisten en tubos con aletas en los cuales el agua de mar fluye hacia abajo en forma de películas causando así el calentamiento del GNL como se observa en la Figura 1.11. Así llega a temperaturas de entre $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $15,6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Estos vaporizadores al no requerir combustión se consideran seguros, además no producen emisiones al aire, son usados en el 70 % de las terminales de regasificación del mundo [20].
- *Submerged Combustion Vaporizers (SCV)*: Vaporizador de combustión sumergida, esta configuración utiliza el *boil off gas* producido en los tanques de almacenamiento como se observa en la Figura 1.12. Requiere de un 1,5% de GNL vaporizado como combustible incrementando costos operativos en las terminales. Es una gran alternativa en ubicaciones donde no hay otra fuente de calor disponible. Son usados en el 20 % de las terminales de regasificación del mundo como complemento a los vaporizadores de tipo *ORV* [20].

- El 10 % de terminales de regasificación restante, utilizan vaporizadores de tipo *Shell and Tube Exchange Vaporizers (STV)*, *Intermediate Fluid Vaporizers (IFV)*, o *Ambient Air Vaporizers (AAV)*, donde el tipo AAV es el menos usado debido a su contaminación al ambiente, es más costoso y es más sensible a cambios ambientales [20].

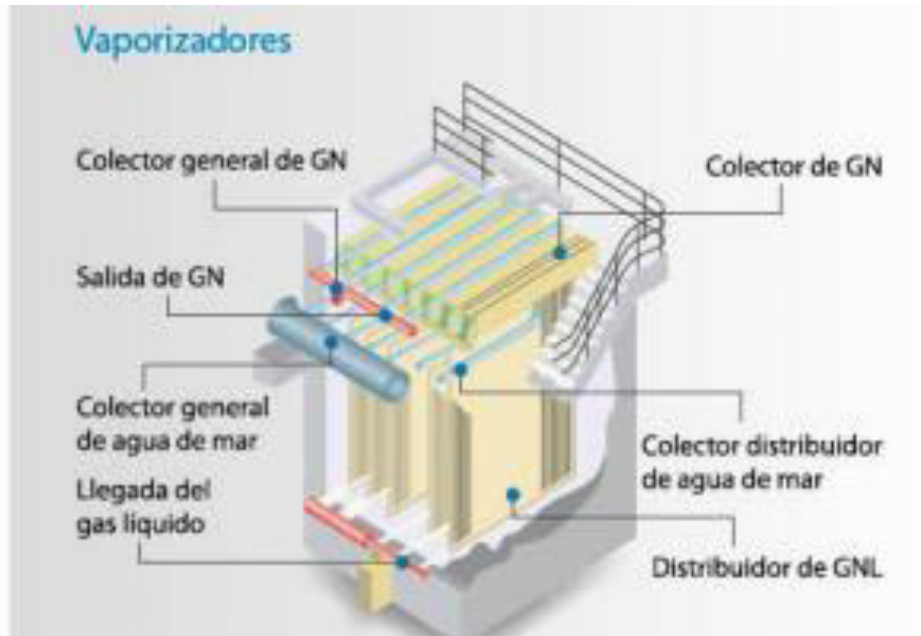


Figura 1.11. Vaporizador de tipo ORV.

(Fuente: [33])

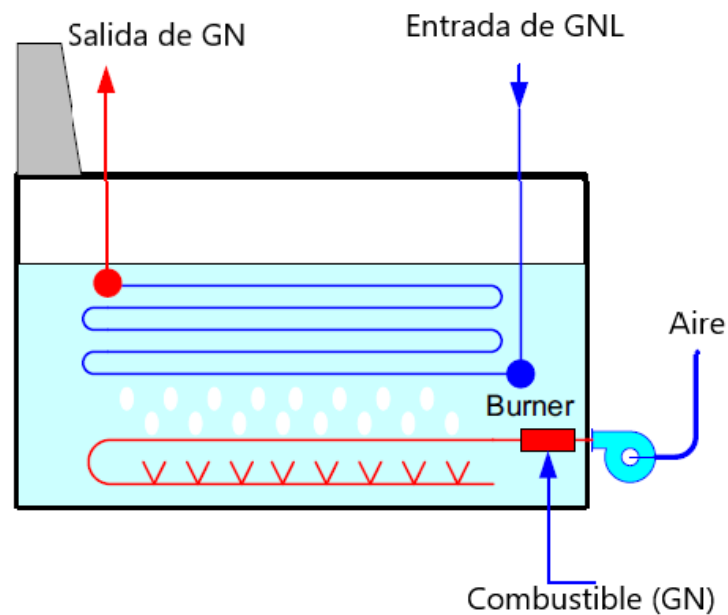


Figura 1.12. Vaporizador de tipo SCV.

(Fuente: [20])

1.7.4 Bombas y compresores

En una planta de regasificación existen varias bombas para el flujo de agua y GNL, además de un compresor para el *boil off gas*.

- Bombas primarias: Son bombas criogénicas verticales que se encuentran sumergidas en los tanques y se encargan de extraer GNL de los tanques de almacenamiento hacia las bombas secundarias.
 - Son bombas de baja presión, retractiles y en los tanques de contención completa se las instala desde la parte superior.
 - Comúnmente estas bombas son diseñadas para descargar a una presión de 8 a 10 bar_g [20].
 - El motor de la bomba y la bomba no tienen problemas al estar sumergidos en GNL, ya que el GNL es un fluido dieléctrico [20], además no necesitan sellos mecánicos.
 - Los principales proveedores de bombas de este tipo son: *Ebara, Atlas Copco, Kikkiso, Hitachi y Shinko* [20].
- Bombas secundarias: Son bombas criogénicas de alta presión y verticales encargadas de distribuir el GNL que llega desde el recondensador y de los tanques hacia el vaporizador.
 - Son bombas diseñadas para descargar a presiones de entre 80 a 120 bar_g [20].
- Bombas de agua de mar: Son las bombas utilizadas para impulsar el agua de mar hacia los intercambiadores de calor, aumentando levemente la presión del agua de mar a 3 bar [20].
- Compresor de gas de evaporación: Es un compresor criogénico usado para enviar el *boil off gas* producido en los tanques, hacia el recondensador.

2 METODOLOGÍA

El presente proyecto está enfocado en el diseño preliminar de una planta de regasificación de GNL para el Ecuador. La función de la planta es recibir, almacenar, regasificar y distribuir el GN a condiciones de 5°C y 80 bar [20], para su posterior uso en una central térmica capaz de generar 400 MW.

En primer lugar, se selecciona una posible ubicación para la planta y sus dimensiones, después se describe la cantidad de GNL requerido, y partiendo de estos datos se realiza un pre dimensionamiento de cada equipo que forma parte de la planta de regasificación para obtener los costos de los equipos. Se añaden también costos operaciones, de

obras civiles, entre otros costos. Mediante un análisis económico usando los indicadores Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), se define desde un punto de vista técnico económico, la viabilidad de una planta de regasificación en Ecuador.

La Figura 2.1 representa el esquema metodológico del presente estudio.

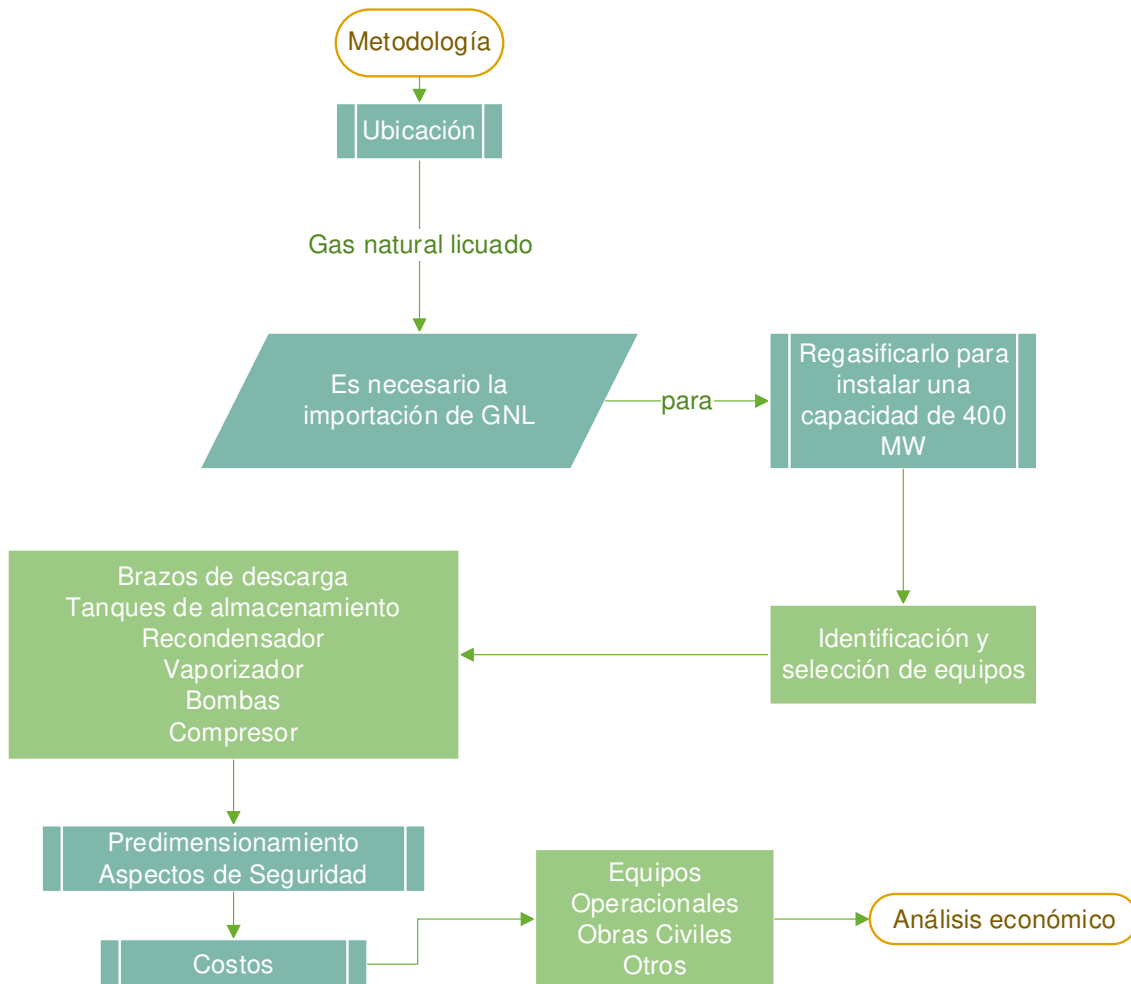


Figura 2.1. Esquema metodológico.

(Fuente: Propia)

2.1 Ubicación

En el 2018 el sistema nacional de transmisión cuenta con líneas de transmisión de 138 kV, 230kV y 500 kV y varias subestaciones de tipo reducción [11]. En las costas del Ecuador hay dos puertos importantes donde puede ser recibido el gas: el puerto de Monteverde y el puerto de Posorja. Para el presente estudio se selecciona el puerto de Posorja debido a su cercanía a tres subestaciones en Guayaquil: Chorrillos, Lago de Chongón y Salitral, además de su bajo impacto sobre zonas pobladas cercanas. En la Figura 2.2 se observa el cantón Posorja con vista aérea.



Figura 2.2. Vista aérea de Posorja.

(Fuente: [34])

A partir de un análisis de posibles opciones visuales a nivel macro de la zona costera de Posorja y Monteverde (lugares seleccionados como alternativas por el Ministerio de Energía y Recursos Natural no Renovables - MERNNR [11]), se establece que el terreno señalado en la Figura 2.3, puede utilizarse, siempre y cuando, este se encuentre disponible y realizando un estudio a más profundidad del suelo.

Para la selección del terreno se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- La ubicación de la planta estaría a 3 *km* de distancia del cantón poblado más cercano (Posorja).
- Se sitúa junto al puerto comercial de Posorja facilitando la infraestructura para servicios básicos.



Figura 2.3. Ubicación del terreno.

(Fuente: [34])

El área de terreno donde se construirá la planta es de 15 *ha* aproximadamente lo cual permite realizar un dimensionamiento de la planta a la orilla del mar como en la Figura 2.4, facilitando la descarga del GNL, además de contar con calles que son usadas en el puerto comercial.



Figura 2.4. Planta de regasificación en orilla del mar en Rotterdam-Holanda en el 2010.

(Fuente: [35])

2.2 Aproximación del gas natural como metano

Las propiedades del gas natural varían según su fuente de importación por lo cual se realiza la aproximación del GNL como metano. Esto facilita el análisis en este presente proyecto y permite obtener las propiedades del metano a diferentes condiciones mediante el software *EES*.

2.3 Diagrama de la planta

En la Figura 2.5, se observa un diagrama de la planta, desde la llegada del GNL en buques, hasta su distribución. Cada color representa un flujo diferente y son los siguientes:

- Negro: Flujo de GNL licuado desde el buque metanero hacia el tanque de almacenamiento pasando por los brazos de descarga.
- Rojo: El flujo de *BOG* generado en los tanques.
- Amarillo: Flujo de GNL desde el tanque de almacenamiento y desde el recondensador.
- Verde: Cambio de fase de GNL a GN.
- Azul: Flujo de agua marina.

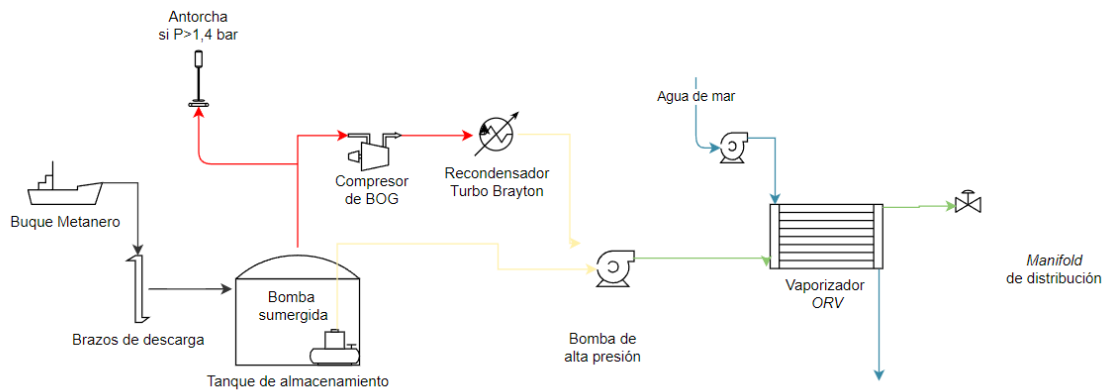


Figura 2.5. Diagrama de la planta.

(Fuente: Propia)

2.4 Volumen requerido

Para el dimensionamiento de la planta se considera gas natural no asociado líquido el cual tiene una densidad de $450 \frac{kg}{m^3}$.

Para obtener el volumen necesario para abastecer una central térmica con capacidad de 400 MW se aplica la teoría de la entalpía de formación. La cual considera un cambio de energía química que se da a causa del rompimiento de los enlaces químicos que unen a los átomos en las moléculas durante un proceso de combustión y es diferente para los productos y para los reactivos [31].

Cuando un proceso implica reacciones químicas, la composición del producto (resultado) no es similar a la composición inicial, por lo cual se opta por un estado de

referencia común para todas las sustancias. El estado de referencia es de 25°C y 1 atm [31].

La entalpía de formación se representa mediante ΔH^0 y significa la variación de entalpía de formación cuando se forma un mol de compuesto a partir de sus elementos en estado normal.

En la ecuación (2.1) se indica la ecuación estequiométrica de la combustión del metano, para lo cual se utilizan las entalpías de formación de diferentes compuestos, las cuales fueron medidas experimentalmente y para este caso se emplearán el ΔH^0 del metano, del agua y del CO₂, para los elementos estables como el O₂, el N₂, H₂ y C, este valor es cero [31], y este proceso está representado por la ecuación (2.1).



La entalpía de reacción se determina con la siguiente ecuación (2.2), la cual es obtenida de [36].

$$\Delta H_{reacción}^0 = \sum \Delta H_{productos}^0 - \sum \Delta H_{reactivos}^0 \quad (2.2)$$

Reemplazando en la ecuación (2.2) los productos y reactivos, se tiene la ecuación (2.3).

$$\Delta H_{reacción}^0 = (\Delta H_{CO_2}^0 + 2\Delta H_{H_2O}^0) - (\Delta H_{CH_4}^0 + 2\Delta H_{O_2}^0) \quad (2.3)$$

Sustituyendo con los valores, se tiene:

$$\Delta H_{reacción}^0 = \left(-94,05 \frac{kcal}{mol} + 2 * \left(-57,79 \frac{kcal}{mol} \right) \right) - \left(-17,89 \frac{kcal}{mol} - 2 * \left(-0 \frac{kcal}{mol} \right) \right)$$

$$\Delta H_{reacción}^0 = -191,74 \frac{kcal}{mol}$$

El signo negativo indica que esa energía es liberada como calor durante la formación del compuesto.

En las condiciones de estado de referencia un mol de cualquier gas, mediante la ley de los gases ideales representada por la ecuación (2.4) ocupa 22,4 litros, por cada metro cúbico.

$$n = \frac{P * V}{R * T} \quad (2.4)$$

Donde:

$P =$ Presión, [atm]

$V = \text{Volumen, [L]}$

$R = \text{Constante universal de los gases, } \left[\frac{\text{atm} * \text{L}}{\text{mol} * \text{K}} \right]$

$T = \text{Temperatura, [K]}$

$$n = \frac{1000}{22,4}$$

$$n = 44,64 \text{ moles}$$

Entonces, al quemar un metro cúbico de metano se tiene una energía E , representada en la ecuación (2.5):

$$E = n * \Delta H_{\text{reacción}}^0 \quad (2.5)$$

$$E = 44,64 \text{ mol} * \left(-191,74 \frac{\text{kcal}}{\text{mol}} \right) = -8 559,82 \text{ kcal} = -35 814,28 \text{ kJ}$$

Adicional, se realiza una comparación con el poder calórico inferior del metano (cuando el agua está en estado gaseoso), mediante la ecuación (2.6)

$$E = PCI * d \quad (2.6)$$

Donde:

$PCI = \text{Poder calórico inferior}$

$d = \text{Densidad del metano a } 25^\circ\text{C y } 1 \text{ atm}$

El PCI del metano es de $50 050 \frac{\text{kg}}{\text{kg}}$ [31], mientras que la densidad es obtenida del software *EES* con un valor de $0,6483 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$.

Con lo cual se tiene que:

$$E = -50 050 \frac{\text{kg}}{\text{kg}} * 0,6483 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$E = -32 447,42 \text{ kJ}$$

En ambos casos se obtiene valores cercanos. Para la metodología aplicada se continúa considerando la energía obtenida mediante la teoría de la entalpía de formación.

2.4.1 Eficiencia de centrales térmicas de ciclos combinado.

En los ciclos combinados al contar con temperaturas de salida de la turbina muy altas (superiores a 500°C), la eficiencia térmica es relativamente alta, reportando valores

desde el 40% hasta ligeramente superiores al 60% [31]. Para el presente proyecto se toma un valor medio de eficiencia, considerando un 50%, por lo tanto, la energía térmica está dada por la energía eléctrica y la eficiencia (η), como se ve en la ecuación (2.7).

$$Energía_{térmica} = \frac{Energía\ eléctrica}{\eta} \quad (2.7)$$

$$Energía_{térmica} = \frac{400\ MW}{0,5} = 800\ MW$$

Realizando la conversión a W y a J/s, se tiene:

$$Energía_{térmica} = 800MW * \left(\frac{10^6W}{1\ MW} \right) = 800 * 10^6W = 800 * 10^6 \frac{J}{s}$$

2.4.2 Factor de planta.

El factor de planta es la relación entre la energía que se produce realmente en un año y la energía que se produciría si la planta trabajara a plena carga durante el año completo. Nunca es 100% debido a [37]:

- Operaciones de mantenimiento: planificadas y forzadas.
- Pérdidas.
- Políticas de despacho emitida por el órgano competente (CENACE), relacionado a la escasa demanda de electricidad, entre otras razones operativas y de confiabilidad del SIN.
- Disponibilidad del combustible.

En una central de ciclo combinado el factor de planta fluctúa entre 40% y 85%, algunos ejemplos de factores de planta de centrales en Latinoamérica son:

- En México una central de ciclo combinado de capacidad instalada de 29 794 MW cuenta con un factor planta de 73% [38].
- En Chile la empresa *Colbún* señala que la central de ciclo combinado de Nahuenco tiene una capacidad instalada de 400 MW con un factor de 85% [39].

El portal de estadísticas *Statista* dice que el valor máximo de factor de carga en centrales térmicas de ciclo combinado en el 2020 fue de 56.6%.

Teniendo en cuenta estas consideraciones y sabiendo que en Ecuador la planta de ciclo combinado es implementada como complemento a la generación hidroeléctrica [1], se opta por un factor de carga bajo del 40%.

Este valor de 40% significa que de las 8 760 horas que tiene un año natural, la planta trabajará a plena carga aproximadamente 3 500 horas al año o 4,8 meses, para complementar a la generación hidroeléctrica del país cuando es vulnerable en la época, durante el periodo de tiempo de mediados de octubre a mediados de marzo.

Por lo tanto, el flujo volumétrico de gas natural a ser quemado diariamente será resultado del cociente de la energía térmica [J/s] y la energía requerida para la combustión 1 m³ de metano, y está dada por la ecuación (2.8).

$$Volumen_{a\ quemar\ de\ GN\ diario} = \frac{Energía_{t\acute{e}rmica}}{E} \quad (2.8)$$

Donde:

$E =$ Energía obtenida al quemar un metro cúbico de metano.

$$Volumen_{a\ quemar\ de\ GN\ diario} = \frac{800 * 10^6 \frac{J}{s}}{35\ 814,28 * 10^3 \frac{J}{m^3}} = 22,33 \frac{m^3_{GN}}{s}$$

2.4.3 Flujo másico y volumen de GN y GNL requerido para producir 400 MW.

Con la densidad del metano en estado gaseoso de $0,657 \frac{kg}{m^3_{GN}}$ se obtiene el flujo másico mediante la ecuación (2.9).

Cabe recalcar que la densidad del metano a estas condiciones es baja, en comparación a cuando se encuentra en estado líquido donde la densidad es de $450 \frac{kg}{m^3_{GNL}}$.

$$\dot{m}_{GN} = v * \rho \quad (2.9)$$

$$\dot{m}_{GN} = \left(22,33 \frac{m^3_{GN}}{s} * 0,657 \frac{kg_{GN}}{m^3_{GN}} \right)$$

$$\dot{m}_{GN} = 14,67 \frac{kg}{s} \approx 15 \frac{kg}{s}$$

La relación entre la densidad del GNL y del GN es de:

$$x = \frac{450 \frac{kg}{m^3_{GNL}}}{0,657 \frac{kg}{m^3_{GN}}} = 685 \frac{m^3_{GN}}{m^3_{GNL}}$$

Por lo tanto 1 m³ de líquido libera 685 m³ de gas.

Teniendo en cuenta este valor y recordando el volumen a quemar de GN de $22,33 \frac{m^3_{GN}}{s}$, se tiene que el volumen de GNL requerido mensual es de:

$$\frac{\left(22,33 \frac{m^3_{GN}}{s}\right)}{685 \frac{m^3_{GN}}{m^3_{GNL}}} = 0,0325 \left(\frac{m^3_{GNL}}{s}\right) * \left(\frac{3\,600\,s}{1\,h}\right) * \left(\frac{24\,h}{1\,día}\right) * \left(\frac{30\,días}{1\,mes}\right) = 84\,495 \frac{m^3_{GNL}}{mes}$$

Por lo tanto, el requerimiento de GNL para los 4,8 meses de operación de la planta será de:

$$84\,495 \left(\frac{m^3_{GNL}}{mes}\right) * (4,8\,meses) = 405\,576\,m^3_{GNL}$$

En la Tabla 2 se tiene como resumen en la columna izquierda se indica el flujo volumétrico de GNL necesario a regasificar, mientras que en la columna derecha se muestran los valores del GN ya regasificado en los mismos periodos de tiempo.

Tabla 2. Flujos volumétricos de GNL y GN

GNL	GN
$0,0325 \frac{m^3_{GNL}}{s}$	$22,33 \frac{m^3_{GN}}{s}$
$117 \frac{m^3_{GNL}}{h}$	$80\,145 \frac{m^3_{GN}}{h}$
$2\,808 \frac{m^3_{GNL}}{día}$	$1\,923\,480 \frac{m^3_{GN}}{día}$
$84\,495 \frac{m^3_{GNL}}{mes}$	$57\,879\,075 \frac{m^3_{GN}}{mes}$

2.4.4 Buques metaneros

Las capacidades de carga de los buques metanos es muy variada y van desde los $30\,000\,m^3$ hasta los $265\,000\,m^3$, donde el buque más común es de $125\,000\,m^3$ con 5 tanques de $25\,000\,m^3$ de capacidad cada uno como se observa en la Figura 2.6, información obtenida de [20].

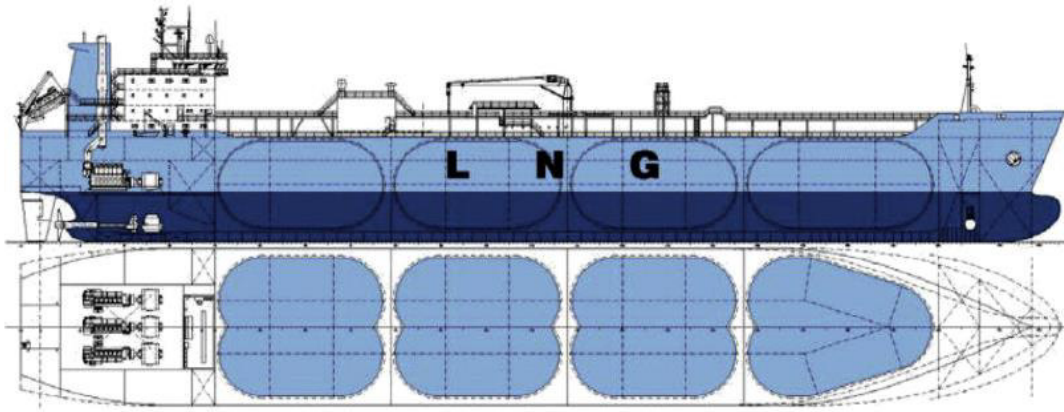


Figura 2.6. Perfil de un buque metanero.

(Fuente: [20])

Así mismo la frecuencia de importación de gas natural varía según la empresa exportadora, la distancia entre el país importador y el exportador, además del requerimiento de la planta.

Teniendo en cuenta la capacidad más común para la importación de GNL mediante buques se toma a la decisión de seleccionar dos tanques de almacenamiento de $125\ 000\ m^3_{GNL}$ llenados por dos buques de $125\ 000\ m^3$, los cuales darían abasto a la central térmica por un periodo de 2,96 meses, después de este tiempo, se realizará la importación de otros dos buques, para los 1,84 meses restantes, uno de $125\ 000\ m^3$ y otro más pequeño de $30\ 000\ m^3$ o uno de $155\ 000\ m^3$. Así se contaría con $405\ 576\ m^3_{GNL}$ para los 4,8 meses de operación de la planta.

2.5 Muelle

La descarga de GNL es realizada mediante muelles, similar a otros que existen en el país como el de la Figura 2.7 situado en Monteverde para la descarga de GLP, el muelle debe tener capacidad para soportar los equipos requeridos para la descarga como los brazos de descarga, bombas, conductos de GNL y circuitos de control.



Figura 2.7. Muelle para descarga de GLP en Monteverde.

(Fuente:[34])

La longitud del muelle es de 1 km, a esta distancia la profundidad es de 35 m aproximadamente [23]. El ancho del muelle es de 13 m de hormigón armado con 0,3 m de espesor como se observa en los esquemas mostrados en la Figura 2.7, Figura 2.8, Figura 2.9. En la Figura 2.10 se puede observar una la vista frontal del muelle, el cual se divide en 4,2 m en un camino para que el personal llegue caminando y en los 8,8 m restantes recorrerá la tubería de descarga de GNL.

El muelle es de tipo pilote, el cual se caracteriza por pilotes que transmiten los esfuerzos hacia el fondo del mar [41], la ubicación de estos pilotes es de 2 pilotes de 36 (0,9144 m) de diámetro cada 9 m como se aprecia en la Figura 2.10, haciendo un total de 111 pares de pilotes [42].



Figura 2.8. Muelle.

(Fuente: Propia)

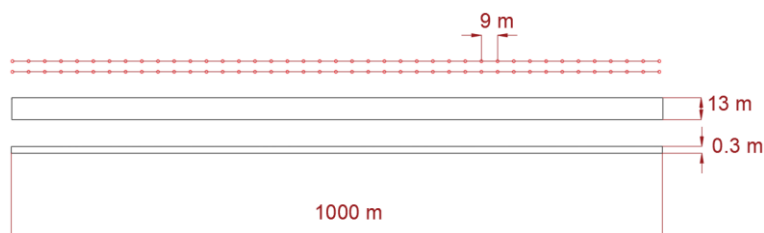


Figura 2.9. Dimensiones del muelle.

(Fuente: Propia)

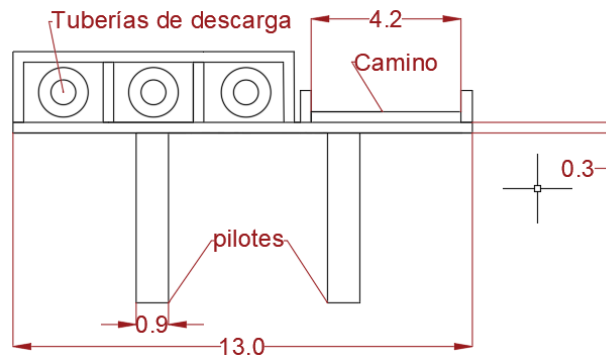


Figura 2.10. Dimensiones del muelle, vista de corte.

(Fuente: Propia)

2.6 Brazos de descarga

Siguiendo las recomendación de la norma usada en la industria del petróleo y del gas natural UNE-EN-ISO 16904:2016 [42], la cual incluye:

- Diseño de brazos de descarga
- Longitud y configuración de los brazos
- Material y grados
- Análisis de tensiones
- Disposición
- Protección contra la caída de hielo
- Tuberías y accesorios
- Mantenimiento, entre otras.

La planta de regasificación contará con 3 brazos de descarga de GNL de 20 in (0,508 m) de diámetro, de los cuales dos deben descargar los buques cisterna (como se observa en la Figura 2.12) de 125 000 m³, con un caudal de 2 083 $\frac{m^3}{h}$ [42], y el tercer brazo es el encargado de succionar el boil off gas producido en los tanques hacia los buques nuevamente.

En la Figura 2.11 se observa el funcionamiento de un brazo de descarga.

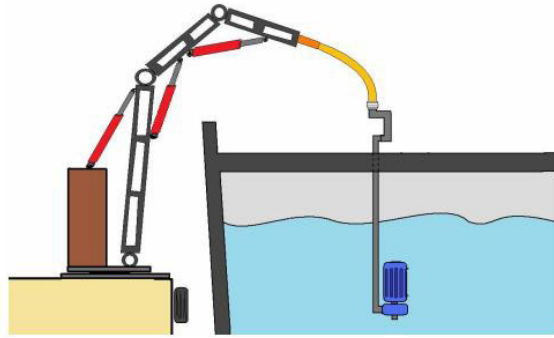


Figura 2.11. Brazo de descarga.

(Fuente: [42])

En el mercado se encuentra variedad de brazos de descarga especializados para GNL, la empresa holandesa *KANON LOADING EQUIPMENT* [43] cuenta con brazos con las siguientes características:

- Diámetros de 4 a 20 pulgadas
- Fabricados en:
 - Acero al carbono
 - Acero al carbono de baja temperatura
 - Acero inoxidable 304L
 - Acero inoxidable 316L
- Pueden ser operados manual o hidráulicamente, según sus dimensiones.
- Son fabricados bajo los requerimientos de la *OCIMF (Oil Companies International Marine Forum.)* y siguiendo las demandas de las principales compañías petroleras.
- Son de fácil mantenimiento.
- Soporta temperaturas en un rango de -200°C a $+300^{\circ}\text{C}$
- Soporta presiones hasta un máximo de 120 bar (12 MPa).

Otra alternativa presenta la empresa *SVT Transfer Complete* [44], el modelo *ARCTIC* es un brazo hidráulico especializado para GNL y cuenta con las siguientes características:

- Diámetros de 4 a 20 pulgadas
- Opera a temperaturas desde -196°C
- Soporta presiones de hasta 45 bar (4,5 MPa)
- Presentan un alto sistema de seguridad
- Requiere poco mantenimiento.

Para el proyecto se considera el modelo de brazo *MLA 260: DOUBLE INBOARD* de la empresa *KANON LOADING EQUIPMENT* [43].



Figura 2.12. Brazos de descarga KANON LOADING EQUIPMENT

(Fuente: [43])

2.7 Tanques de almacenamiento

Conociendo el volumen a almacenar se plantea un diseño preliminar básico de un tanque de almacenamiento de GNL de tipo aéreo de contención total como se observa en la Figura 2.13, donde el líquido en su interior se encontrará a -162°C y a presión atmosférica (1 atm), (en la Tabla 2.3. Se encuentran valores típicos de las presiones en los tanques de almacenamiento para el diseño y en operación.).

Tabla 2.3. Valores típicos de Presión de diseño y Presión de operación en tanques de almacenamiento [20].

Presión Máxima de Diseño	30kPa
Presión Normal de Operación	10 kPa
Presión Mínima de Operación	2,5 kPa
Presión Máxima de Operación	25 kPa

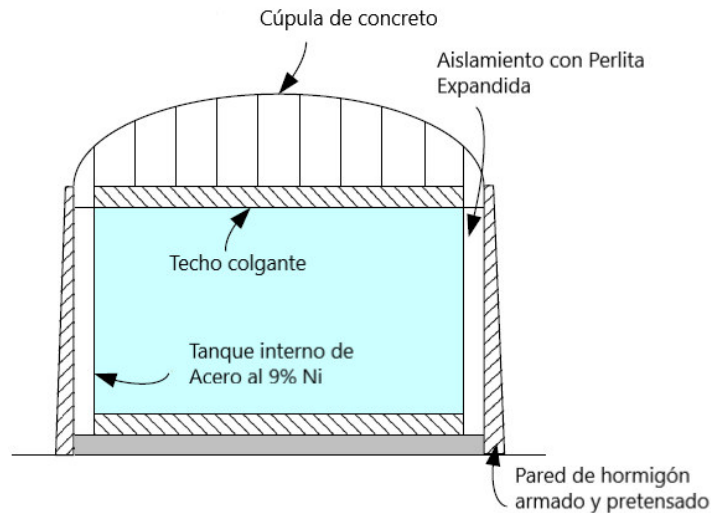


Figura 2.13. Tanque de almacenamiento de GNL aéreo de tipo contención total.

(Fuente: [20])

La Figura 2.14, resume la selección del tanque de almacenamiento según sus características, siendo seleccionado el tanque de almacenamiento cilíndrico vertical de tipo aéreo de contención completa.

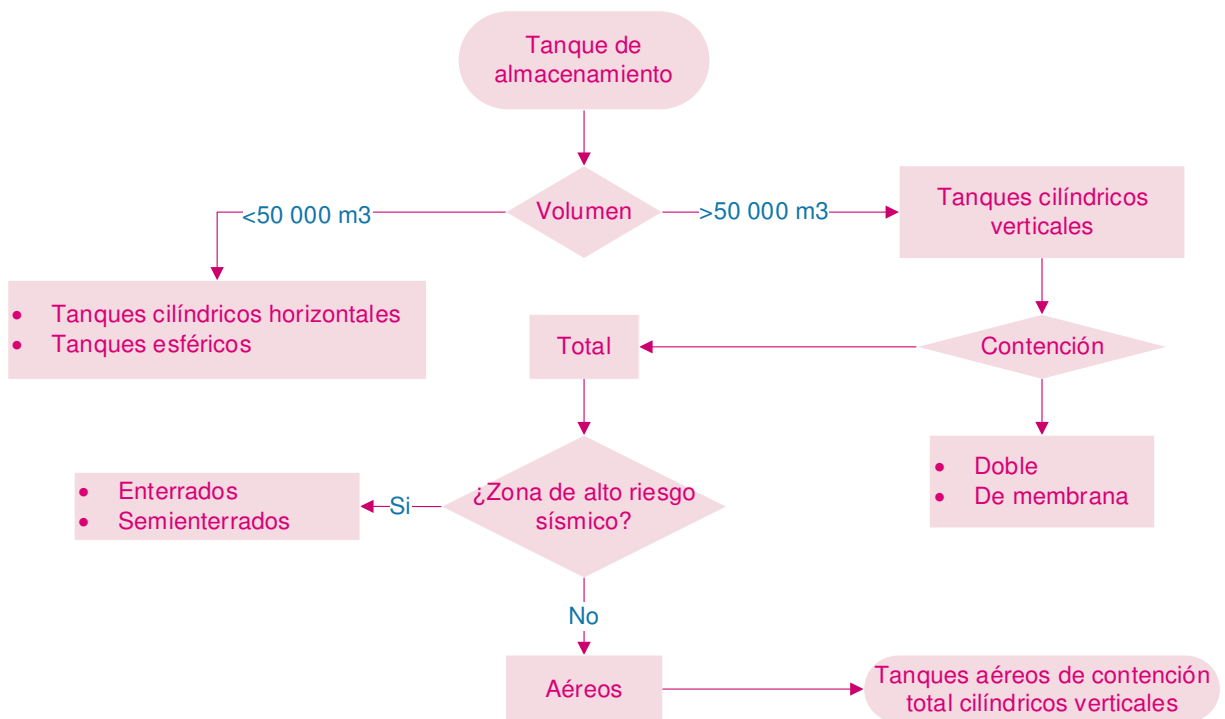


Figura 2.14. Esquema selección del tanque de almacenamiento.

(Fuente: Propia)

En el apartado Q de la norma API 620 [45], se encuentran los requisitos que deben cumplir los materiales del tanque, separándolos en dos componentes, primarios y secundarios.

- Primarios: son aquellos materiales que pueden llegar a provocar fugas al exponerse a tensiones superficiales, los elementos son:
 - Tanque interno.
 - Anillos de compresión.
 - Tuberías.
 - Anclajes.
 - Pernos, etc.
- Secundarios: son aquellos componentes que no se encuentran a niveles de tensión significativos, y su falla no causará fugas del líquido almacenado

Los requisitos para los componentes son los siguientes:

- No es necesario una prueba de impacto para aceros inoxidable.
- Las pruebas de impacto deben ser:
 - Las muestras tomadas deben ser perpendiculares a la dirección de laminación.
- Si el material primario es de acero al 9% o 5% Ni, este debe ser sometido a un ensayo Charpy.

El tanque se compone de las siguientes partes:

- Tanque interior.
- Aislamiento térmico.
- Tanque exterior.
- Base de losa de hormigón
- Cúpula de hormigón

2.7.1 Tanque interno

Los parámetros que debe cumplir el tanque de almacenamiento interno se encuentran en la Tabla 2.4:

Tabla 2.4. Parámetros del tanque de almacenamiento

Capacidad	125 000 m³
Presión de operación [20]	2,25 a 25 kPag
BOG de diseño*	0,05%/día

Temperatura de diseño	-162°C
Densidad del GNL	450 kg/m ³

*El asilamiento deber ser suficientemente grueso para garantizar un máximo BOG de 0,05% día [26].

La norma UNE 14620 [46], complementa la información sobre la selección del material primario (para el tanque interno), teniendo en cuenta la temperatura mínima de exposición.

Los aceros para tanques se encuentran clasificados según el producto almacenado, en la Tabla 2.5, se puede observar los productos almacenados, la temperatura de servicio y el material de preferencia.

Tabla 2.5. Tipos de materiales, temperaturas y productos almacenados.

Butano	Tipo II	Tipo I		- 10 °C
Amoniaco	Tipo II	Tipo II		- 35 °C
Propano/Propileno	Tipo III	Tipo II	Tipo V	- 50 °C
Etano/Etileno	Tipo IV	Tipo IV	Tipo V	- 105 °C
GNL	Tipo IV	Tipo IV	Tipo V	- 165 °C
NOTA Para la elección de los materiales se deberían considerar los efectos relativos al servicio, tales como la fisuración por corrosión bajo tensión.				

Donde:

- Acero de tipo I: acero al carbono-manganeso.
- Acero de tipo II: acero al carbono-manganeso especial.
- Acero de tipo III: acero con bajo contenido de níquel.
- Acero de tipo IV: acero mejorado con un 9% de níquel.
- Acero de tipo V: acero inoxidable austenítico

Con esta información, se pueden descartar los aceros de tipo I, II y III y detallar los aceros IV y V.

- Acero de tipo IV: cuenta con 9% de níquel y soporta temperaturas hasta -165°C.
- Acero de tipo V: es un acero inoxidable austenítico y soporta temperaturas hasta -165 °C.

Al contar con níquel, el acero de tipo IV cuenta con mayor resiliencia y mejores propiedades anticorrosivas, en la Figura 2.15 se puede apreciar el punto de ebullición de diferentes gases y los materiales usados para tanques de almacenamientos internos [47], por lo cual, se elige el acero tipo IV, la alternativa de acero tipo V es usada cuando la configuración del tanque es bajo tierra. [48].



Figura 2.15. Metales para los tipos de gases.

(Fuente: [47])

Estos aceros son realizados con 9% de níquel y son comúnmente usados para servicios criogénicos debido a que soportan temperaturas de hasta -195°C , el acero con norma ASTM A353 es caracterizado por su doble normalización y revenido [49] y el acero con norma ASTM A553 de tipo I (el cual cuenta con 9% de níquel), es caracterizado por ser un material templado y revenido y presenta 0.2% más de resistencia a prueba [50] por lo cual, este último es el seleccionado para este proyecto, en la Tabla 2.6 se detalla la composición de ambos aceros.

Tabla 2.6. Composición aceros ASTM

Acero	ASTM 353	ASTM 553 TI
Máx. Grosor (mm)	50	50
% C	<0,13	<0,12
%Si	0,15-0,40	<0,30
%Mn	<0,90	<0,90
%S	<0,035	<0,025
%Ni	8,5-9,5	8,5-9,5

Las propiedades del acero tipo 1, del estándar A553, son obtenidas del catálogo de la empresa proveedora profesional de acero *Ju Feng Special Steel Co., Ltd*, y se encuentran en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7. Propiedades del acero al 9 % Ni

Acero al 9 % Ni			
Limite elástico	S_y	585	MPa
Coeficiente de dilatación	α	9 * 10 ⁻⁶	K
Resistencia a la tracción	R	690	MPa
Conductividad térmica	λ	25	$\frac{W}{m} * K$
Peso específico	ρ	7850	$\frac{kg}{m^3}$

2.7.1.1 Dimensionamiento del tanque interno

Es el tanque más importante, ya que es el que se encuentra en contacto con el gas natural licuado. En estos tanques la altura es proporcional al radio. Para el dimensionamiento de este proyecto, se opta por una relación comúnmente usada en el dimensionamiento de este tipo representada mediante la ecuación (2.10), aunque esta relación puede variar según el criterio del contratista.

La norma usada para el diseño del tanque de gas natural licuado es la API 620 [51].

$$R_i = 0,75H_t \quad (2.10)$$

Donde:

R_i = Radio del tanque interno, [m]

H_t = Altura del tanque interno (con niveles de seguridad), [m]

En la Figura 2.16 se muestran los niveles del tanque.

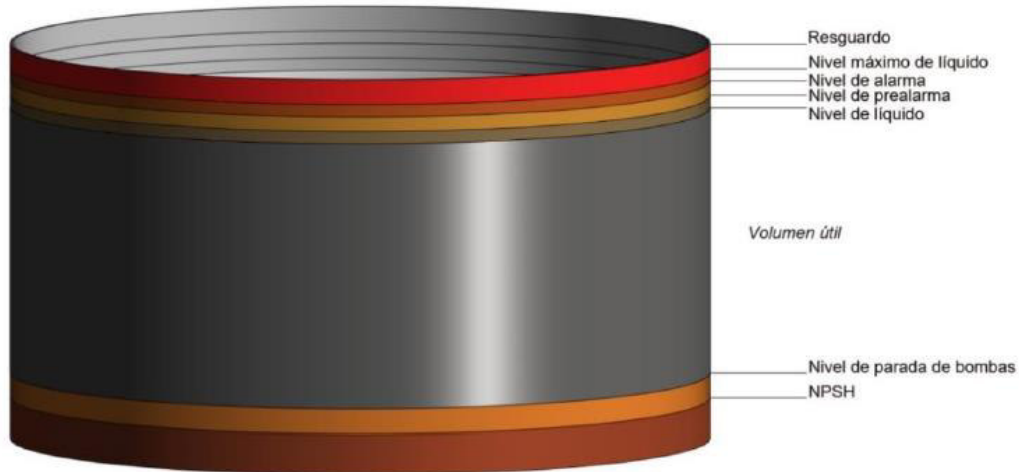


Figura 2.16. Diferentes niveles del tanque interno.

(Fuente: [26])

Donde:

En color gris se indica el volumen útil de almacenamiento del tanque.

En la parte inferior del tanque interno se tienen dos niveles conocidos como talón de líquido, para que las bombas que se encuentran en el fondo del depósito no pierdan el líquido.

- NPSH: (*Net Positive Suction Head*)(altura de talón): Esta altura permite que las bombas se encuentren siempre cebadas, el valor escogido es de 1,6 m el cual lo sugiere el fabricante de bombas EBARA [52]
- El nivel de alarma de bombas es de 1 m para la instalación de una alarma que avisa el nivel bajo de líquido.

En el tanque hay diferentes niveles superiores debido a sistemas de seguridad para evitar un exceso de almacenamiento.

- Nivel de pre alarma: se encuentra definido por la norma española sismorresistente NCSE-02 [53], como la altura de ola máxima en caso de sismo y no sobrepasa los 40 cm.
- Nivel de alarma: Es una altura adicional de 15 cm, en la cual al llegar a los 8 cm las válvulas se cierran para evitar sobrellenados.
- Nivel máximo de líquido: 20 cm adicionales
- Resguardo: 15 cm

Llegando a una altura libre de 90 cm, sobre el nivel máximo del tanque lleno.

2.7.1.2 Altura y radio del tanque interno

Sabiendo que el volumen del tanque es de $125\,000\text{ m}^3$ de almacenamiento, se plantean las ecuaciones (2.11) y (2.12).

$$V = \pi R_i^2 H_u \quad (2.11)$$

$$H_t = H_u + 2,6\text{ m} + 0,9\text{ m} \quad (2.12)$$

Donde:

$V = \text{Volumen del tanque, [m}^3\text{]}$

$H_u = \text{Altura del tanque interno (sin niveles de seguridad), [m]}$

$R_i = \text{Radio del tanque interno, [m]}$

$H_t = \text{Altura del tanque interno (con niveles de seguridad), [m]}$

Resolviendo las ecuaciones (2.10), (2.11) y (2.12) se obtiene las siguientes dimensiones para el tanque interno:

$$R_i = 31,92\text{ m}$$

$$H_t = 42,56\text{ m}$$

$$H_u = 39,06\text{ m}$$

Dado que los valores obtenidos anteriormente son calculados en caliente, se calcula también los valores en frío mediante la ecuación (2.13), obtenida de [54] que representa la contracción térmica.

$$\Delta L = \alpha * L * \Delta T \quad (2.13)$$

Donde:

$\alpha = \text{Coeficiente de dilatación, } \left[\frac{1}{^\circ\text{C}} \right]$

$L = \text{Perímetro en el caso del radio ó altura, [m]}$

$\Delta T = \text{Diferencia de temperaturas GNL – ambiente, [K]}$

Considerando la temperatura ambiente: $25\text{ }^\circ\text{C}$

La contracción térmica para el perímetro del radio será de:

$$\Delta L = 9,2 * 10^{-6} \left[\frac{1}{^{\circ}C} \right] * (2 * \pi * 31,92)[m] * (162 + 25)[^{\circ}C] = 0,34 m$$

Mientras que para la altura la contracción térmica será de:

$$\Delta L = 9,2 * 10^{-6} \left[\frac{1}{^{\circ}C} \right] * (42,56)[m] * (162 + 25)[^{\circ}C] = 0,07 m$$

Por lo tanto, los valores de altura y radio en frío serán:

$$R_{if} = 31,86 m$$

$$H_{tf} = 42,49 m$$

Por lo tanto la altura útil de GNL resulta ser:

$$H_{uf} = 38,99 m$$

Comprobando el volumen útil en frío:

$$V = \pi * R_{if}^2 * H_{uf}$$

$$V = \pi * (31,86 m)^2 * 38,99 m$$

$$V = 124 335 m^3$$

Valor el cual se encuentra muy cercano a los 125 000 m^3 , pero que aún no es el volumen definitivo, pues a continuación se realiza el dimensionamiento definitivo.

2.7.1.3 Geometría del tanque interno

Al contar con grandes dimensiones, el tanque es construido mediante virolas (filas) colocadas verticalmente una sobre otra, y cada virola está conformada por chapas, como se observa en la Figura 2.17.

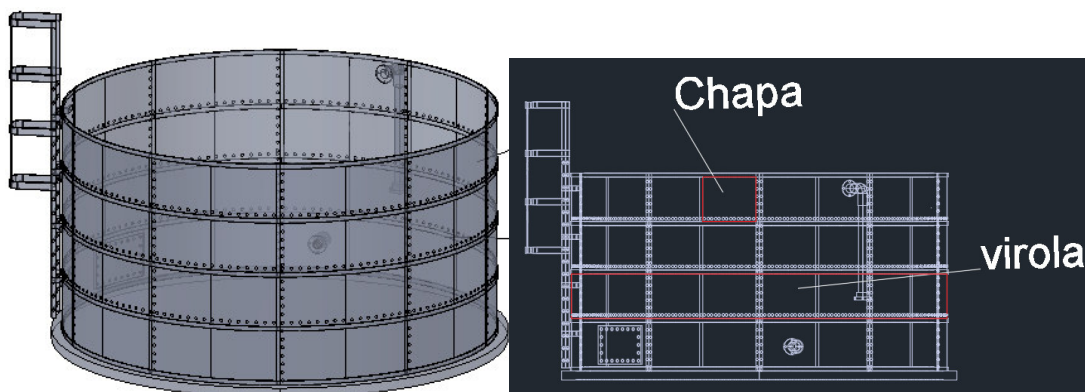


Figura 2.17. Geometría del tanque interno.

(Fuente: [55])

La norma API 650 en el apartado 3.6.1.2 recomienda un ancho mínimo de 1,8 m para cada virola de estos tanques a menos que el contratista sugiera otro valor y 10,2 m de longitud para cada chapa, facilitando su manipulación en la obra.

Recordando la altura del tanque de 42,56 m, se divide este valor para el ancho de las chapas 1,8 m, dando un total de 23,58 \approx 24 filas, también conocidas como virolas, por lo cual la altura del tanque aumenta al resultado de la multiplicación de 24 virolas y 1,8 m de ancho, dando como resultado, una nueva altura total de:

$$H_t = 43,2 \text{ m}$$

Mientras que el radio obtenido anteriormente fue de 31,92 m, el perímetro está dado por la ecuación (2.14).

$$P = 2 * \pi * R_i \quad (2.14)$$

Dando como resultado:

$$P = 200,55 \text{ m.}$$

De este valor, dividido para los 10,2 m de longitud, se obtiene un total de 19,66 \approx 20 chapas en cada virola, aumentando el perímetro a 204 m y el radio a:

$$R_i = 32,46 \text{ m}$$

Y recordando los valores de contracción en frío, se tiene un radio y una altura en frío:

$$R_{if} = 32,40 \text{ m}$$

$$H_{tf} = 43,13 \text{ m}$$

Por lo tanto la altura útil de GNL resulta ser:

$$H_{uf} = 39,63 \text{ m}$$

Comprobando el volumen útil en frío:

$$V = \pi * R_{if}^2 * H_{uf}$$

$$V = \pi * (32,40 \text{ m})^2 * 39,63 \text{ m}$$

$$V = 130\,696 \text{ m}^3$$

Con lo cual se confirma un volumen superior al mínimo requerido, además, se tienen los volúmenes del tanque a diferentes niveles, siendo:

- Volumen total del tanque: $142\,239\text{ m}^3$
- Volumen útil de GNL: $130\,696\text{ m}^3$
- Talón de GNL: $8\,574\text{ m}^3$
- Volumen total de GNL: $139\,270\text{ m}^3$
- Volumen libre superior: $2\,968\text{ m}^3$

Con el volumen total del GNL es posible conocer la masa de GNL mediante la densidad absoluta del GNL dando como resultado una masa de GNL de:

$$\text{Masa GNL} = (139\,270\text{ m}^3) * \frac{450\text{kg}}{\text{m}^3} = 62\,671\,500\text{kg}$$

2.7.1.4 Espesor del tanque interno

Se opta por el uso del método del pie, dado por la ecuación (2.15) para el cálculo del espesor, la cual es obtenida del apartado 3.6 “*Shell Design*” de la norma API 650 (*Welded Steel Tanks for Oil Storage*) la cual es una norma recomendada por la norma API 620 (*Design and Construction of Large Welded, Low-Pressure Storage Tanks*).

$$e = \frac{4,9 * D * (h_v - 0,3) * G}{S_{y\text{mín}}} + CA \quad (2.15)$$

Donde:

e = Espesor de las paredes [mm]

$S_{y\text{mín}}$ = El menor entre $\left(\frac{2}{3} * S_y, \frac{2}{5} * R\right)$ [28] [MPa]

S_y = Límite elástico [MPa], Tabla 2.7.

R = Resistencia a la tracción [MPa], Tabla 2.7.

D = Diámetro nominal del tanque [m]

h_v = Altura del líquido en cada virola (columna 3 de la Tabla 2.8)[m]

G = Densidad relativa del GNL respecto al agua (0,45)

CA = Sobreespesor de corrosión [mm]

El sobre espesor de corrosión es considerado como cero, para este dimensionamiento, pero cuando sea necesario, el contratista tendrá que considerar el efecto total del líquido almacenado, el vapor sobre el líquido y el ambiente atmosférico.

Tabla 2.8. Espesor elegido en función del número de virola

N° Virola	Altura [m]	Profundidad del líquido [m]	Presión hidrostática [N/m ²]	Espesor mínimo [mm]	Espesor elegido [mm]
24	43,2	0	0	0,0	6,0
23	41,4	1,8	8 100	0,8	6,0
22	39,6	3,6	16 200	1,7	6,0
21	37,8	5,4	24 300	2,6	6,0
20	36	7,2	32 400	3,6	6,0
19	34,2	9	40 500	4,5	6,0
18	32,4	10,8	48 600	5,4	6,0
17	30,6	12,6	56 700	6,4	6,4
16	28,8	14,4	64 800	7,3	7,3
15	27	16,2	72 900	8,2	8,2
14	25,2	18	81 000	9,2	9,2
13	23,4	19,8	89 100	10,1	10,1
12	21,6	21,6	97 200	11,0	11,0
11	19,8	23,4	105 300	12,0	12,0
10	18	25,2	113 400	12,9	12,9
9	16,2	27	121 500	13,8	13,8
8	14,4	28,8	129 600	14,8	14,8
7	12,6	30,6	137 700	15,7	15,7
6	10,8	32,4	145 800	16,6	16,6
5	9	34,2	153 900	17,5	17,5
4	7,2	36	162 000	18,5	18,5
3	5,4	37,8	170 100	19,4	19,4
2	3,6	39,6	178 200	20,3	20,3
1	1,8	41,4	186 300	21,3	21,3

Se desprecian los espesores menores a 6 mm ya que la norma API 650 en el apartado 3.6 señala que para tanques de diámetro nominal entre 15 a 36 m, el espesor mínimo de las chapas será de 6mm, como se observa en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9. Espesor mínimo según el diámetro, obtenido de API 650

Nominal Tank Diameter (See Note 1)		Nominal Plate Thickness (See Note 2)	
(m)	(ft)	(mm)	(in.)
< 15	< 50	5	³ / ₁₆
15 to < 36	50 to < 120	6	¹ / ₄
36 to 60	120 to 200	8	⁵ / ₁₆
> 60	> 200	10	³ / ₈

Para calcular la masa de cada virola y su total se aplican las ecuaciones (2.15), (2.16) y (2.17).

$$Masa_{cada\ virola} = \rho * v \quad (2.16)$$

$$v = \pi * 2 * \frac{R_i}{N^{\circ}C} * h * \frac{e}{1000} \quad (2.17)$$

Donde:

$$\rho = \text{Densidad del acero al 9\% Ni} \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$v = \text{Volúmen de cada virola} [m^3]$$

$$h = \text{Altura de la chapa} [m]$$

$$R_i = \text{Radio del tanque interno} [m]$$

$$N^{\circ}C = \text{Número de chapas.}$$

$$e = \text{Espesor elegido en cada virola} [mm]$$

En la Tabla 2.10 se puede observar un total de 727 338 kg para el tanque interno de acero.

Tabla 2.10. Masa de cada virola y sumatoria total

N° Virola	Profundidad del líquido [m]	Espesor elegido [mm]	Masa de cada chapa [kg]	N° Chapas	Masa de cada virola [kg]
24	0	6,0	863	20	17 250
23	1,8	6,0	863	20	17 250
22	3,6	6,0	863	20	17 250

21	5,4	6,0	863	20	17 250
20	7,2	6,0	863	20	17 250
19	9	6,0	863	20	17 250
18	10,8	6,0	863	20	17 250
17	12,6	6,4	915	20	18 307
16	14,4	7,3	1 049	20	20 987
15	16,2	8,2	1 183	20	23 666
14	18	9,2	1 317	20	26 345
13	19,8	10,1	1 451	20	29 024
12	21,6	11,0	1 585	20	31 703
11	23,4	12,0	1 719	20	34 382
10	25,2	12,9	1 853	20	37 061
9	27	13,8	1 987	20	39 740
8	28,8	14,8	2 121	20	42 420
7	30,6	15,7	2 255	20	45 099
6	32,4	16,6	2 389	20	47 778
5	34,2	17,5	2 523	20	50 457
4	36	18,5	2 657	20	53 136
3	37,8	19,4	2791	20	55 815
2	39,6	20,3	2 925	20	58 494
1	41,4	21,3	3 059	20	61 173
				Total	727 338

2.7.1.5 Fondo del tanque interior

La norma API 650, señala que el fondo del tanque debe tener un espesor mínimo de 6 mm, en la Tabla 2.11 se indican los valores de espesor de la placa del fondo considerando el espesor de la virola más grande de 21,3 mm y la tensión hidrostática.

La misma norma indica que la tensión hidrostática es seleccionada como el menor valor entre $\left(\frac{3}{4} * S_y, \frac{3}{7} * R\right)$ [28], el cual es 295 MPa.

Con lo que se tiene una tensión hidrostática mayor a 250 Mpa y por lo tanto un espesor de fondo del tanque de 11 mm.

Tabla 2.11. Espesores para el fondo del tanque

SI Units				
Nominal Plate Thickness ^a of First Shell Course (mm)	Hydrostatic Test Stress ^b in First Shell Course (MPa)			
	≤ 190	≤ 210	≤ 230	≤ 250
$t \leq 19$	6	6	7	9
$19 < t \leq 25$	6	7	10	11
$25 < t \leq 32$	6	9	12	14
$32 < t \leq 38$	8	11	14	17
$38 < t \leq 45$	9	13	16	19

US Customary

Con la ecuación (2.18) se obtiene la masa del fondo del tanque interior.

$$Masa\ fondo = \rho_{acero} * \pi * Ri * \frac{e}{1\ 000} \quad (2.18)$$

Donde:

$$\rho_{acero} = \text{Densidad del acero, } \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$Ri = \text{Radio interno, } [m]$$

$$e = \text{Espesor del fondo del tanque, } [mm]$$

$$Masa\ fondo = 8\ 789\ kg$$

2.7.1.6 Techo colgante

Es común en los tanque cilíndricos verticales que el tanque interior esté cubierto por un techo plano colgante de aleación aluminio - zinc como se observa en la Figura 2.18 por sus excelentes propiedades a bajas temperaturas, ya que, a diferencia del acero, cuando el aluminio se encuentra en estas condiciones, este aumenta su ductilidad y dureza además la tenacidad a la fractura no se ve afectada por la temperatura [56], y se encuentra colgando de la cúpula de hormigón mediante tirantes de acero inoxidable, las características del aluminio son obtenidas del catálogo de *Sanmetal, s.a*, y el nombre del aluminio seleccionado es AL-7075 [56].

La norma API 650 señala que el espesor de la placa debe contar con un espesor nominal mínimo de 5 mm, y que este valor puede variar de acuerdo a las especificaciones del contratista y su densidad es 2 698 Kg/m³.



Figura 2.18. Representación en corte del techo colgante de aluminio.

(Fuente: [57])

Contando con estos valores, la masa del techo colgante será de:

$$Masa\ techo = \pi * (32,4[m])^2 * (0,005 [m]) * 2\ 698 \left[\frac{Kg}{m^3} \right].$$

$$Masa\ techo = 44\ 488\ kg$$

2.7.2 Tanque externo

2.7.2.1 Tanque de hormigón

Al seleccionar el tipo de tanque de contención total, la norma requiere que el muro externo sea capaz de resistir la presión hidrostática de GNL, en caso de un colapso del tanque interno, considerando el volumen máximo que puede almacenar el tanque interior de $139\ 369\ m^3$ a la altura de $41,4\ m$, valores obtenidos en el apartado 2.7.1.2, y como se obtuvo en la tabla del apartado 2.7.1.4, la presión hidrostática máxima que soporta el tanque es de $186\ 300\ kPa$.

Las propiedades del hormigón armado y pretensado son obtenidas de [58] y se especifica que las propiedades varían cuando el hormigón se seca a los 28 días y se encuentran en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12. Características y coeficiente del hormigón

Resistencia inicial S_y	30	MPa
---------------------------	----	-----

Resistencia después de 28 días	18	MPa
--------------------------------	----	-----

Aplicando la ecuación (2.15), se obtiene un espesor de hormigón máximo de 326 mm o 0,326 m.

A este valor de espesor obtenido, se le añade un 20% del valor que ocupa el acero, obteniendo un espesor final para el tanque externo de:

$$e = 32,6 [cm] + 32,6 [cm] * 20\% = 39 cm$$

Para el presente proyecto, este espesor es aproximado a 50 cm = 0,1 m, para brindar mayor seguridad, quedando finalmente un radio interno del tanque externo de:

$$R_{ie} = 32,40 m$$

y un radio externo de:

$$R_{ee} = 32,9 m.$$

La altura del tanque será 2 m mayor a la altura del tanque interno, dejando un espacio visitable entre los 2 tanques y por seguridad, siendo la altura final del tanque externo de 45,13 m.

Con esta información es posible aplicar la ecuación (2.19) y obtener el volumen del hormigón.

$$V = \pi * (R_{ee}^2 - R_{ie}^2) * H \quad (2.19)$$

Donde:

R_{ee} = Radio externo del tanque externo, [m]

R_{ie} = Radio interno del tanque externo, [m]

H = Altura del tanque, [m]

Dando como resultado un volumen de:

$$V = 4\,246 m^3$$

Para obtener la masa del muro se considera que el hormigón está compuesto 80% de concreto y 20% de acero (en masa), considerando la ecuación (2.20) se obtiene la masa del muro.

$$Masa\ del\ muro = V * (0,8 * \rho_{hormigón} * +0,2 * \rho_{acero}) \quad (2.20)$$

Donde:

$$\rho_{\text{hormigón}} = \text{Densidad del hormigón}, \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

$$\rho_{\text{acero}} = \text{Densidad del acero}, \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

$$\text{Masa del muro} = 17\,607\,000 \text{ kg} = 17\,607 \text{ t}$$

2.7.2.2 Cúpula del techo externo

El techo del tanque externo es una cúpula esférica, donde su diámetro es el mismo del tanque interno es decir $R_c = 32,40 \text{ m}$, y contará con un ángulo de ataque de 30° , ya que se sabe que este ángulo mejora la resistencia ocupando menos hormigón [59], en estas condiciones el radio de curvatura de la cúpula es de $R_c = 32,40 / \text{sen } 30^\circ = 64,8 \text{ m}$, y mediante la ecuación (2.21), se obtiene la altura de la bóveda, las medidas de R , r y h pueden ser vistas en la Figura 2.19.

$$R^2 + R_c^2 = (R - h)^2 \quad (2.21)$$

Donde:

$R_c = \text{Radio de la cúpula}, [\text{m}]$

$R = \text{Radio de curvatura de la cúpula}, [\text{m}]$

$h = \text{Altura de la cúpula}, [\text{m}]$

$$h = 7,65 \text{ m}$$

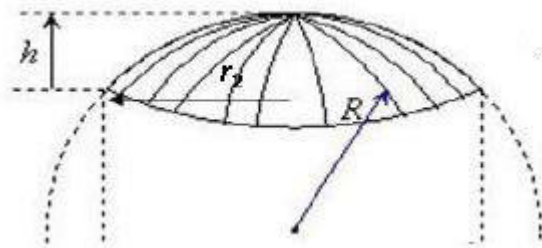


Figura 2.19. Dimensiones de la cúpula.

(Fuente: [57])

La ecuación (2.22) representa la fuerza en función del espesor y la resistencia del hormigón después de 28 días.

$$F = e * S_y \quad (2.22)$$

Donde:

$S_y =$ Resistencia del hormigón después de 28 días, [MPa]

$e =$ Espesor de la cúpula, [m]

$F =$ Carga de la cúpula, [N]

Y despejando el espesor

$$e = \frac{F}{S_y} \quad (2.23)$$

Donde:

$F =$ Peso de la cúpula, [N]

$$e = \frac{(\text{Masa de la cúpula} * g)}{S_y} \quad (2.24)$$

Donde:

$g =$ Gravedad, $\left[\frac{m}{s^2}\right]$

La masa de la cúpula en [kg] es obtenido mediante la ecuación (2.25):

$$\text{Masa de la cúpula} = V * (0,8 * \rho_{\text{hormigón}} * +0,2 * \rho_{\text{acero}}) \quad (2.25)$$

$$\text{Masa de la cúpula} = V * \left(0,8 * 2350 \left[\frac{kg}{m^3}\right] + 0,2 * 7850 \left[\frac{kg}{m^3}\right]\right)$$

Donde:

$d =$ densidad del hormigón, $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

La ecuación (2.26), sirve para obtener el volumen de hormigón usado en la cúpula en $[m^3]$.

$$V = \left(\pi * h_2^2 * \frac{3 * R - h_2}{3}\right) - \left(\pi * h^2 * \frac{3 * R - h}{3}\right) \quad (2.26)$$

Donde:

$h_2 =$ altura de la cúpula sumado el espesor, [m]

Por lo tanto, se reemplaza $h_2 = h + e$ en la ecuación (2.26) y se obtiene la ecuación (2.27)

$$V = \left(\pi * (h + e)^2 * \frac{3 * R - (h + e)}{3} \right) - \left(\pi * h^2 * \frac{3 * R - h}{3} \right) \quad (2.27)$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones (2.24),(2.25) y (2.27), se obtiene el espesor de la cúpula, el cual es de 30 *cm*.

Una vez obtenido el espesor, se emplea la ecuación (2.27) y se obtiene un volumen de hormigón de: 1 194 *m*³.

Al igual que en el muro, se considera un 80 % de concreto y un 20 % de acero, con lo cual se obtiene la masa, mediante la ecuación (2.28).

$$Masa \ de \ la \ cúpula = V * (0,8 * \rho_{hormigón} * +0,2 * \rho_{acero}) \quad (2.28)$$

$$Masa \ de \ la \ cúpula = 4 \ 119 \ 300 \ kg = 4 \ 119 \ t$$

La cúpula se encuentra sosteniendo al techo de aluminio mediante alambres, en la Tabla 2.13, se encuentra detalladas algunas propiedades de los alambres de pretensado [42].

Tabla 2.13. Propiedades de alambres de pretensado

Alambres de pretensado		
		Unidad
Diámetro	5	mm
Resistencia a la rotura	1 450	MPa
Tracción inicial admisible	116	kg/mm ²
Tracción recomendada	105	kg/mm ²

En la bibliografía estudiada es común que los cables que sostienen el techo de aluminio son ubicados cada 10 *m* de diámetro del tanque y una separación entre ellos de 10,47 *m*.

Dando un total de 63 cables de diámetro no superior a 2,9 *cm* [42], la disposición de los cables se encuentra en las Figura 2.20 y Figura 2.21, además en la Tabla 2.14.

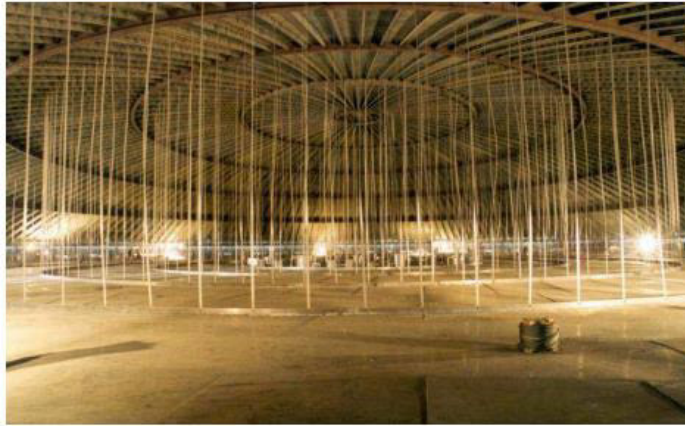


Figura 2.20. Disposición de cables, vista interior.

(Fuente: [42])

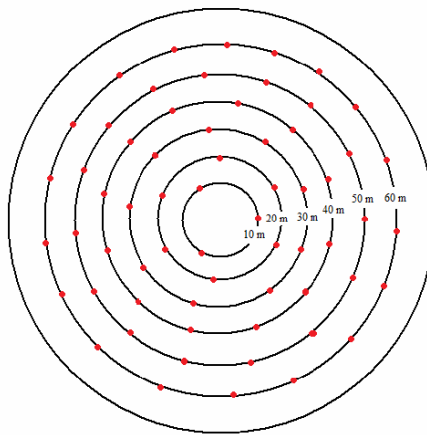


Figura 2.21. Disposición de los cables.

(Fuente: [42])

Tabla 2.14. Disposición de cables para el techo colgante

Diámetro [m]	Distancia [m]	número de cables
60	10,47	18
50	10,47	15
40	10,47	12
30	10,47	9
20	10,47	6
10	10,47	3
	Total	63

2.7.2.3 Fondo del tanque

Para el fondo del tanque exterior se coloca una lámina de acero al C de 6 mm de espesor sobre la losa de hormigón.

La masa del acero del fondo es calculada mediante la ecuación (2.29).

$$Masa\ fondo = \rho_{acero} * \pi * (R)^2 * e \quad (2.29)$$

Donde:

$R = \text{radio del tanque externo, [m]}$

$e = \text{espesor del fondo del tanque, [m]}$

Siendo la densidad del acero al C, $\rho_{acero} = 7\,850\text{ kg/m}^3$, dando como resultado una masa del fondo de:

$$Masa\ fondo = 155\,331\text{ kg} = 155\text{ ton}$$

2.7.3 Aislamiento de las paredes

2.7.3.1 Perlitas expandidas

El dimensionamiento de este tanque está directamente relacionado con minimizar la producción de *gas boil off (BOG)*, permitiendo un máximo de 0,05% de la masa total de GNL al día (mitad del permitido en los buques metaneros de 0,1% desde 1990 [60]), esto debido a que el aislamiento térmico no es suficiente, por lo cual, entre los tanques interno y externo, va una pared aislante de perlita expandida en polvo, en la Figura 2.22 se observa el estado de la perlita expandida, este material es obtenido mediante el calentamiento del mineral llamado perlita, el cual es un vidrio volcánico formado por la hidratación de la obsidiana.

Su composición se encuentra en la Tabla 2.15.

Tabla 2.15. Composición de la perlita expandida [61]

Composición	
70-75%	Dióxido de silicio
12-15%	Óxido de aluminio
3-4%	Óxido de sodio
3-5%	Óxido de potasio
5-2%	Óxido de hierro
0,7-2%	Óxido de magnesio
1,5-5%	Óxido de calcio

3-5%	Pérdidas en ignición
-------------	----------------------

Gracias a su bajo coeficiente de transferencia de calor de $0,04 \left[\frac{W}{m \cdot K} \right]$ [48] disminuirá la transferencia de calor entre el medio ambiente al tanque externo, y, por tal, al tanque interno.



Figura 2.22. Perlita Expandida.

(Fuente: [62])

Para el cálculo del espesor del aislante es necesario conocer la tasa de *boil off* (BOR) producido.

El flujo de BOR es resultado de la multiplicación del % permitido por la densidad y el volumen de almacenamiento en un día, como se muestra en la ecuación (2.30)

La producción de BOR no debe ser mayor al 0,05% [20] del total de GNL, al día, y es calculada con la ecuación (2.30).

$$BOR = 0,0005 * \rho_{GNL} * 2 * V_1 \quad (2.30)$$

Donde:

$V_1 =$ Volumen inicial de cada tanque de almacenamiento, $125\ 000 \text{ [m}^3\text{]}$

$\rho_{GNL} =$ Densidad del GNL, $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$

$$BOR = 56\ 250 \frac{kg}{día}$$

$$BOR = 56\ 250 \left(\frac{kg}{día} \right) * \left(\frac{día}{24h} \right) * \left(\frac{1h}{3600\ s} \right)$$

$$BOR = 0,651 \frac{kg}{s} = 2,34 \frac{ton}{h}$$

Con el valor de BOR se calcula el calor empleado usando el calor de vaporización del metano a -162°C la cual es obtenida con el software *EES* con un valor de $511 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$ y se emplea la ecuación (2.31).

$$Q = BOR * (\Delta h_{fg}) \quad (2.31)$$

Donde:

$$\Delta h_{fg} = \text{Calor de vaporización del metano, } \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$$

Empleando la ecuación (2.31), se tiene:

$$Q = 333 \text{ kW}$$

Para calcular el espesor del aislamiento de la perlita expandida, se toma en cuenta la conductividad térmica de las perlitas expandidas $kp = 0,04 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$, y se emplea la ecuación (2.32).

$$Q = \frac{kp * A * \Delta T}{e} \quad (2.32)$$

Donde:

$$Q = \text{Calor en las paredes de aislación, } [W]$$

$$kp = \text{Conductividad térmica de la perlita, } \left[\frac{W}{m * K} \right]$$

$$A = \text{Área de intercambio de calor, } [m^2]$$

$$\Delta T = \text{Diferencias de temperatura (ambiente - GNL), } [K]$$

Dado que el radio del tanque es grande se aproxima las paredes del tanque como una pared plana, donde la superficie es perpendicular a la dirección de transferencia de calor.

El área de intercambio de calor es obtenida mediante la ecuación (2.33) y con los valores de Ri y H obtenidos en el apartado. 2.7.1.2 y la temperatura ambiente es considerada como 298 K .

$$A = 2 * \pi * Ri * H + 2 * \pi * Ri^2 \quad (2.33)$$

Donde:

$$Ri = \text{Radio interno del tanque, } [m]$$

$$H = \text{Altura del tanque, } [m]$$

Dando como resultado un área de intercambio de calor de:

$$A = 15\,023\text{ m}^2$$

De la ecuación (2.32) se despeja el espesor y se obtiene la ecuación (2.34).

$$e = \frac{kp * A * \Delta T}{Q} \quad (2.34)$$

Finalmente, aplicando la ecuación (2.34), se tiene un espesor de:

$$e = 0,34\text{ m}$$

A partir del espesor y con la (2.34) se puede obtener el valor del volumen necesario de perlita.

$$V = (\pi * (e + Ri)^2 - \pi * (Ri)^2) * H \quad (2.35)$$

Donde

$e =$ Espesor de perlita, [m]

$Ri =$ Radio interno del tanque, [m]

$H =$ Altura del tanque, [m]

Dando como resultado un volumen de:

$$V = 2\,880\text{ m}^3$$

La empresa distribuidora de Perlita mineral expandida *Termolita* [62] dice que la densidad típica de este material, fluctúa entre 30 a 150 $\frac{kg}{m^3}$ y para el presente proyecto, se toma el valor promedio de los extremos, siendo la densidad de la perlita expandida de 90 $\frac{kg}{m^3}$, y mediante la ecuación (2.36) se obtiene la masa requerida.

$$\text{Masa perlita} = dp * V \quad (2.36)$$

Donde:

$dp =$ Densidad de la perlita expandida, $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

$V =$ Volumen de perlita, [m³]

Aplicando la ecuación (2.36) se tiene un valor de:

$$\text{Masa perlita} = 259\,200\text{ kg} = 259\text{ ton}$$

2.7.4 Cimentación

La cimentación consiste en una losa de hormigón armado que soporte el tanque. En este apartado, el contratista es el encargado de comprobar las condiciones del suelo antes de empezar el proyecto.

Además, para evitar bajas temperaturas en la cimentación, el tanque contará con un sistema de calefacción en el subsuelo para evitar la congelación del suelo, permitiendo un mínimo de 7°C para el lado externo del tanque.

Finalmente en la Figura 2.23 se tiene dos vistas del tanque, en el lado izquierdo una vista exterior de un tanque real. En el lado derecho una vista de corte del tanque donde se muestran las diferentes partes, incluyendo el espesor variable del tanque interno de acero al 9% de Ni.



Figura 2.23. Tanque de almacenamiento vista de corte.

(Fuente: [62])

En la Figura 2.24 se pueden observar las dimensiones obtenidas del tanque de almacenamiento donde en color azul se tienen las dimensiones del radio interno del tanque interno y la del radio externo del tanque externo. En color verde se tiene el radio variable del tanque interno el cual varía según el espesor de la virola en el que se encuentre y esta detallado en la Tabla 2.10.

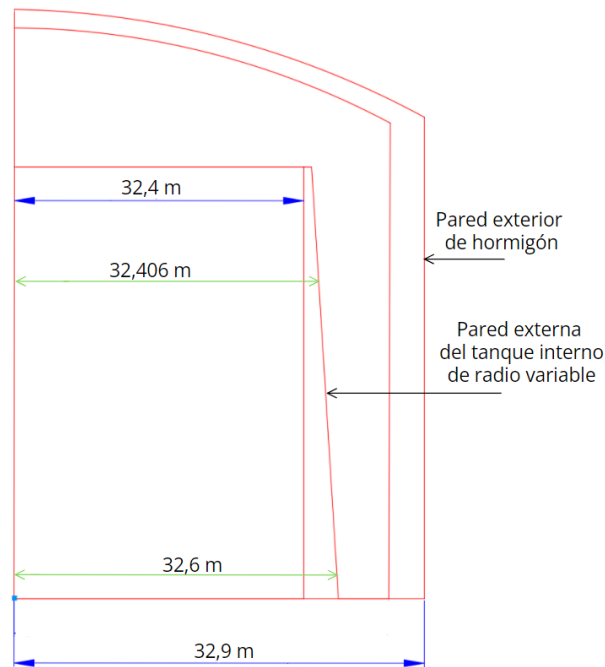


Figura 2.24. Dimensiones del tanque interno y externo

(Fuente: propia)

2.8 Recondensador

El recondensador es un sistema que consiste en tomar el vapor evaporado de GNL *Boil Off Gas (BOG)* dentro del tanque a -155°C para después re-condensarlo en un equipo llamado turbo Brayton.

En el apartado 2.7.3.1 se obtuvo el valor de BOR el cual representa la cantidad de GNL evaporado dentro del tanque por pérdidas de temperatura.

$$BOR = 0,651 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 2,34 \frac{\text{ton}}{\text{h}}$$

2.8.1 Turbo Brayton

En la actualidad existe una tecnología desarrollada por la empresa *Air Liquide* la cual emplea el funcionamiento de un ciclo turbo Brayton. Esta tecnología fue inicialmente usada en el espacio para conservar muestras biológicas a bajas temperaturas en la estación espacial internacional.

El 21 de julio del 2020 la empresa menciona que ha vendido 50 sistemas turbo Brayton a diferentes terminales de regasificación en el mundo. Además, esta tecnología es altamente usada en buques metaneros con el mismo propósito, reduciendo también las emisiones de gases a la atmósfera.

Esta tecnología brinda soluciones para terminales con capacidades menores a $500\,000\text{ m}^3$. En la página web del fabricante se especifica que la capacidad de esta tecnología es de $0,2\frac{\text{ton}}{\text{h}}$ a $3\frac{\text{ton}}{\text{h}}$ de caudal diarios, aunque se menciona que la capacidad puede ser aumentada duplicando los módulos. Además, al ser un equipo compacto según sus dimensiones en la Figura 2.25 pueden ser instalados en nuevas o en antiguas terminales.

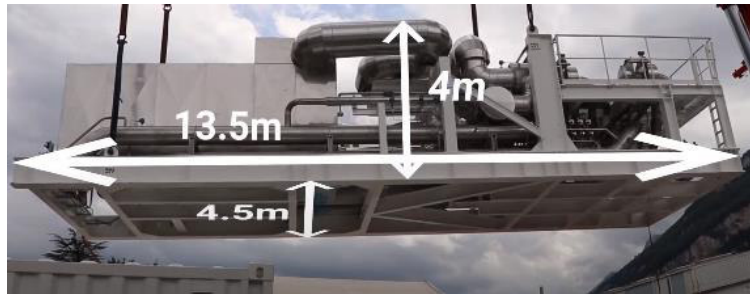


Figura 2.25. Dimensiones del recondensador de BOR.

(Fuente: [32])

Anteriormente se obtuvo un caudal de BOR de $2,34\frac{\text{ton}}{\text{h}}$, por lo tanto, esta tecnología si puede ser empleada en la planta, con el modelo de equipo TBF-2700, como se observa en la Figura 2.26. Este modelo puede ser usado para a un alto rango de operación cuando los tanques se encuentren completamente llenos y que disminuirá según disminuirá el volumen almacenado. La empresa menciona una alta flexibilidad del equipo, pudiendo ser usada del 0 a 100% rotando la velocidad del motor y siempre manteniendo una alta eficiencia del 97%.

Turbo-Brayton range



Figura 2.26. Rango de caudales admitidos por el recondensador de Air Liquide.

(Fuente: [32])

Las ventajas que el fabricante mencionan de este modelo son las siguientes:

- No produce altas vibraciones.
- Es respetuoso con el medio ambiente, ya que no genera gases de combustión al no consumir combustibles fósiles, funciona solo con el agua y electricidad.
- Fácil instalación “conecte y ejecute”.
- Mantenimientos preventivos cada 5 años.

El funcionamiento de este equipo es con el principio turbo Brayton, como se observa en la Figura 1.9, donde el compresor es centrífugo con alta eficiencia y funciona con un motor eléctrico sincrónico de altas velocidades con cojinetes magnéticos, y cuenta con expansor diseñado por la empresa [32].

La justificación del uso de un recondensador en lugar de usar el compresor para llegar hasta los 80 bar_g , es debido a que aumentar la presión de un líquido es más económico que la de un gas, por lo tanto, el compresor obtenido en el apartado 2.10.4 realiza la función de comprimir el *BOG* hasta que llegue a la presión de 9 bar_g , para luego ser recondensado por el turbo Brayton y mezclarse con el GNL bombeado por la bomba sumergida, y mediante la bomba secundaria, aumentar la presión de la mezcla hasta llegar a los 80 bar_g requeridos y realizar la posterior vaporización.

El esquema del sistema recondensador turbo Brayton está ilustrado en la Figura 2.27 en detalle indicando lo que sucede con diferentes colores:

- En color verde se muestra la entrada de *BOG* al sistema turbo Brayton y salida del GNL.
- En color morado se tiene la salida de GNL desde la turbina hacia el primer intercambiador de calor (en el cual enfría al *BOG*), para su posterior ingreso al segundo intercambiador de calor finalizando en la entrada del compresor con un color azul claro.
- En color rojo se tiene la salida del flujo desde el compresor hacia el intercambiador de calor con agua de enfriamiento para pasar una última vez por segundo el intercambiador de calor para su posterior ingreso a la turbina y completar el ciclo cerrado.
- En color celeste se muestra la entrada y salida de agua de mar.

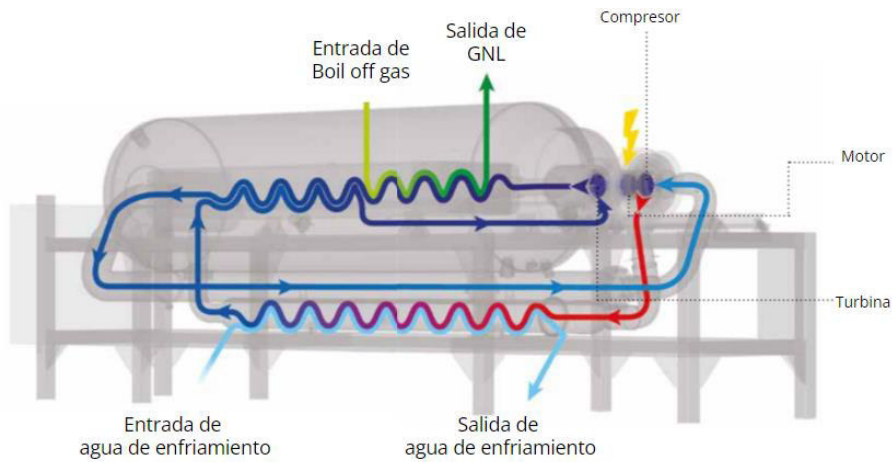


Figura 2.27. Esquema del sistema recondensador Turbo Brayton

(Fuente: [32])

2.9 Vaporizador

El dimensionamiento del vaporizador empieza con el volumen de GNL a regasificar a diario de $2\,808 \frac{m^3_{GNL}}{día}$ a $1\,923\,480 \frac{m^3_{GN}}{día}$, obtenido en el apartado 2.4.

En la Figura 2.28 se observa el funcionamiento de un vaporizador *ORV*, con tubos colocados verticalmente en forma de cortina por donde fluye el GNL de abajo hacia arriba, combinado con dos tubos colectores horizontales, por el inferior fluye el GNL, mientras que por el superior fluye GN. En la parte superior del vaporizador se encuentra un dispositivo de rociado de agua de mar, la cual cae por los tubos en forma de película debido a la gravedad [63].

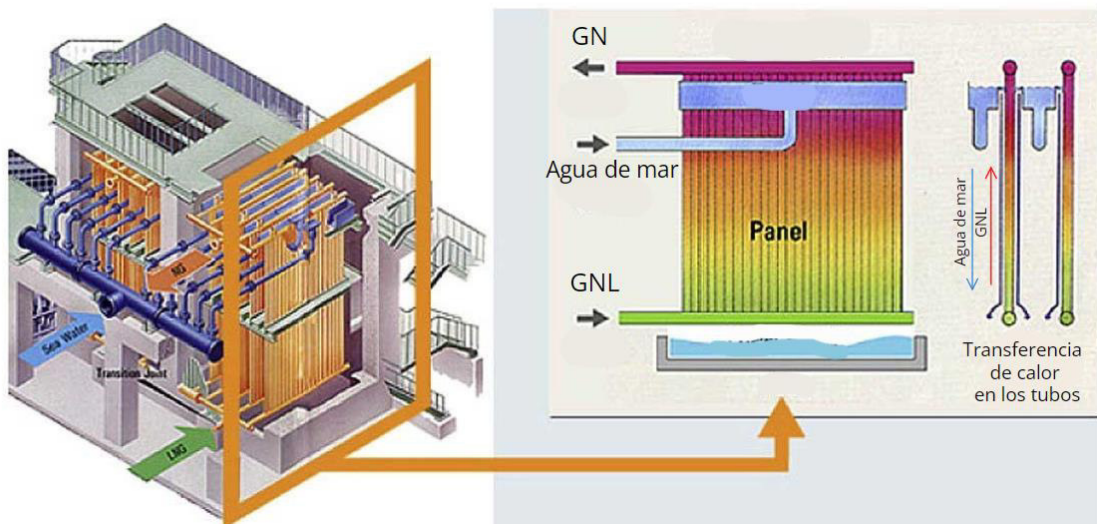


Figura 2.28. estructura principal de un ORV.

(Fuente: [63])

En la Figura 2.29, se observa un diagrama de un vaporizador de tipo ORV.

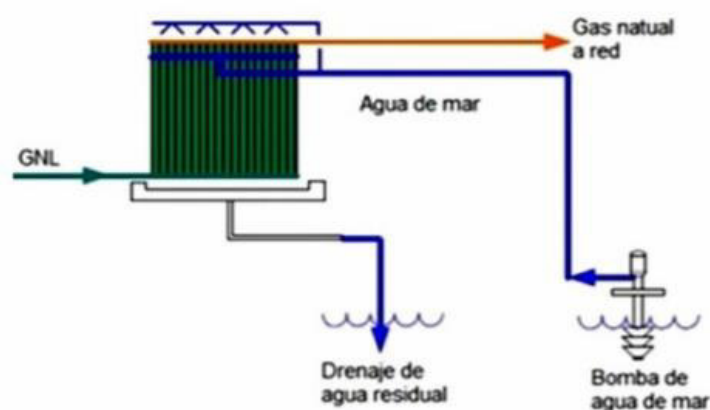


Figura 2.29. Vaporizador de tipo ORV.

(Fuente: [20])

2.9.1 Análisis energético de regasificación

Para conocer el correcto funcionamiento del vaporizador y calentamiento de GN a temperatura de distribución se realiza un análisis energético, teniendo en cuenta los datos de partida de la Tabla 2.16.

La central térmica recibe el GN a alta presión, por lo cual la regasificación es realizada a alta presión 80 bar [24], ya que es más económico aumentar la presión a un líquido que a un gas.

Tabla 2.16. Parámetros conocidos

Parámetro	
Temperatura de almacenamiento de GNL	-162 °C
Presión de almacenamiento de GNL	1 bar
Temperatura de distribución del GN	5 °C
Presión de distribución del GN	80 bar
Temperatura de entrada del agua de mar	22°C
Temperatura de salida de agua de mar	19°C
Rendimiento isentrópico de las bombas	85%

En la Figura 2.30 se observa un esquema del proceso de regasificación del GNL y junto a los parámetros conocidos, mediante el software *EES* se obtiene las propiedades termodinámicas del GNL y del agua señadas en la Tabla 2.17, también se obtienen los diagramas Presión – Entalpía específica (P-h) y Temperatura – entropía (T-s), representados en la Figura 2.31 y la Figura 2.32 respectivamente. Se encuentra diferenciado por colores los diferentes estados, donde el color rojo indica el flujo de *BOG* producido en el tanque, en color amarillo el flujo de GNL impulsado desde la bomba sumergida, el color verde indica el cambio de propiedades termodinámicas del GNL al convertirse en GN, finalmente el color azul indica el flujo del agua de mar.

El proceso termodinámico se encuentra descrito a continuación:

- El estado 0 indica las condiciones del GNL cuando se encuentra inicialmente almacenado en los tanques.
- El estado 1S es el vapor generado de GN dentro de los tanques debido a aumentos de temperatura inevitables, estos vapores se generan cuando la temperatura del GNL aumenta hasta los $-155\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- El estado 2S es el vapor del estado 1S después de pasar por un compresor isentrópico para aumentar su presión y llegar a la misma presión que alcanza el GNL extraído por la bomba sumergida la cual es de 9 barg.
- El estado 3S indica un relicuado del GN mediante el recondensador Turbo Brayton, hasta llegar a las condiciones de GNL en liquido saturado con $-155\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 9 barg.
- El estado 1 indica el flujo de GNL mezclado con flujos del tanque de almacenamiento y del recondensador turbo Brayton a una presión de 9 barg. El flujo que llega desde la bomba sumergida es mucho más grande que el flujo que llega desde el recondensador.
- En el estado 2, se encuentra el GNL al pasar por una bomba de alta presión, en la cual su presión aumenta hasta los 80 barg y tienen un mínimo aumento de temperatura.
- En el estado 3, el gas natural pasó por el vaporizador de tipo *ORV* y se encuentra listo para ser distribuido a $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a una presión de 80 bar mediante los *manifolds* de distribución.
- Los estados 4 y 5 indican la entrada del agua de mar pasando por una bomba y el estado 6 representa la salida de agua de mar con una diferencia máxima de temperatura de $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ a como entró.

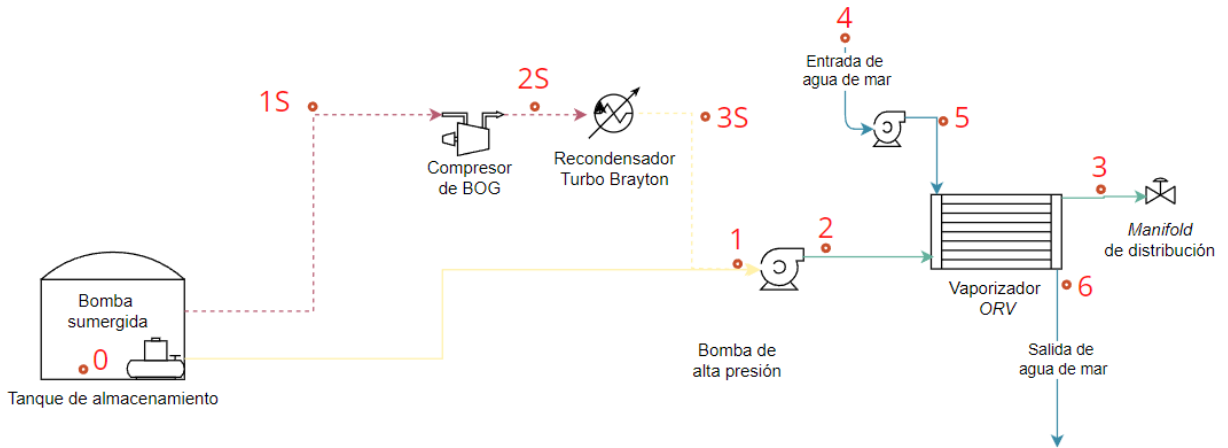


Figura 2.30. Esquema del proceso de regasificación del GNL.

(Fuente: Propia)

Tabla 2.17. Propiedades termodinámicas del GNL y del agua en diferentes estados

Estado termodinámico	Fluido	T (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg*K)	v (m ³ /kg)
0	GNL	-162	1	----	----	----
1S	BOG	-155	1	----	----	----
2S	BOG	-155	9	----	----	----
3S	GNL	-162	9	----	----	----
1	GNL	-162	9	-911,6	-6,699	0,002359
2	GNL	-162	80	-900,9	-6,754	0,002326
3	GN	5	80	-139,4	-2,67	0,01501
4	Agua	22	1	92,29	0,3246	0,001002
5	Agua	22	3	92,48	0,3246	0,001002
6	Agua	19	3	79,93	0,2818	0,001001

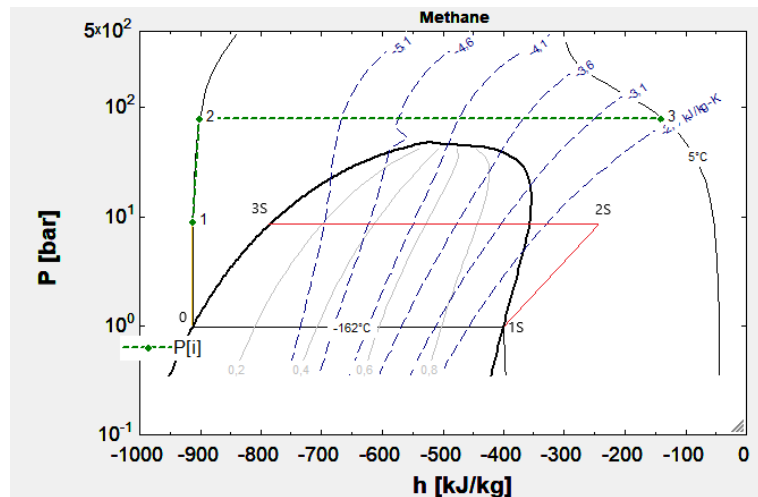


Figura 2.31. Diagrama P-h.

(Fuente: Propia mediante el software EES)

En la Figura 2.31 se tiene el diagrama P-h diferenciado por colores al igual que el diagrama de la Figura 2.30, donde el color amarillo es el flujo de GNL desde los tanques de almacenamiento hacia la bomba de alta presión, en color rojo se tiene el proceso del BOG, finalmente en color verde se tiene el cambio de fase de GNL desde estado 2 hacia el estado 3.

En la Figura 2.32 se tiene el diagrama T-s, donde se indica en el estado 2 un cambio de temperatura mínimo al pasar por las bombas, además se observa y se comprueba lo dicho en el apartado 2.9.2.4, que el metano se encuentra en estado supercrítico, al sobrepasar el estado crítico. En color verde se observa el cambio de fase del GNL a GN, también se observan que las líneas de presión y volumen específico se mantienen constantes.

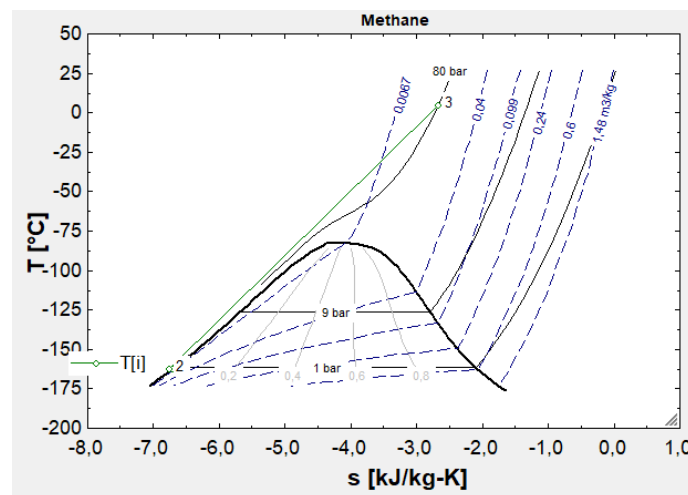


Figura 2.32. Diagrama T-s.

(Fuente: Propia mediante el software EES)

2.9.2 Dimensionamiento del vaporizador

Según la norma BS EN 1160 "Installation and equipment for liquefied natural gas" los tubos que conforman el intercambiador de calor de tipo ORV, son de aleación de aluminio 5052 [64], debido a su buen trabajo a bajas temperaturas, protección a la corrosión, entre otras características.

Para lograr el dimensionamiento de un vaporizador, se tiene en cuenta las dimensiones de los tubos de un ORV real, obtenidos de [63].

- Longitud de los tubos, l : 6,6 m.
- Diámetro interno de cada tubo, D_i : 0,02 m.
- Espesor de cada tubo: 0,0085 m.

El calor total del vaporizador es calculado mediante la ecuación (2.37) y la ecuación (2.38).

$$Q_{total} = U * A * \Delta T_{ln} \quad (2.37)$$

Donde:

Q_{total} = Flujo de calor para regasificar el GNL [kW].

U = Coeficiente global de transferencia de calor $\left[\frac{W}{m^2 K}\right]$.

A = Área de intercambio de calor [m^2].

ΔT_{ln} = Diferencia de temperatura media logarítmica [K].

$$Q_{total} = \dot{m}_{GNL} * \Delta h_{vap} \quad (2.38)$$

Donde:

\dot{m}_{GNL} = Flujo másico de GNL, $\left[\frac{kg}{s}\right]$.

Δh_{vap} = Entalpía de vaporización del metano líquido, $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$.

El valor de la entalpía de vaporización es obtenido mediante la diferencia de las entalpías en los estados 2 y 3 de la Tabla 2.17.

$$\Delta h_{vap} = -900,9 \left[\frac{kJ}{kg} \right] - (-139,4) \left[\frac{kJ}{kg} \right] = 761,5 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Por lo tanto, aplicando la ecuación (2.38), se obtiene el calor total para pasar el GNL a GN.

$$Q_{total} = 11\,422\, kW$$

2.9.2.1 Flujo másico de agua

Con el calor total calculado se determina el flujo másico de agua que se necesita para regasificar el GNL, representado con la ecuación (2.39).

$$Q_{total} = \dot{m}_{H_2O} * C_{p_{H_2O}} * \Delta T_{agua (e-s)} \quad (2.39)$$

Donde:

$$\dot{m}_{H_2O} = \text{Flujo masico de agua, } \left[\frac{kg}{s} \right].$$

$$C_{p_{H_2O}} = \text{Calor específico del agua, } \left[\frac{kJ}{kg * K} \right].$$

$$\Delta T_{agua (e-s)} = \text{Diferencia de temperatura de entrada y salida del agua, } [K].$$

El calor específico del agua es obtenido del software *EES* con un valor de $4,18 \left[\frac{kJ}{kg * K} \right]$.

Para evitar devolver el agua de mar a temperaturas muy bajas al océano, por regulaciones medioambientales en Ecuador, la temperatura del agua marina debe regresar al mar con máximo $3\, K$ menos de lo que fue tomada y con un máximo de sólidos disueltos de $1\,000\, mg/L$ según indica la norma de calidad ambiental y de descarga de efluentes: recurso agua [66], para causar el menor impacto posible en la vida marina.

Se considera además una temperatura de agua inicial de $22^\circ C$ ($295,15\, K$) por lo tanto, el agua de mar al regreso no debe ser inferior a $19^\circ C$ ($292,15\, K$), por lo tanto:

$$\Delta T_{agua (e-s)} = 292,15\, K - 290,15\, K = 3\, K$$

Aplicando la ecuación (2.39), se obtiene el flujo de agua necesario para realizar la regasificación de $0,0325 \frac{m^3_{GNL}}{s}$.

$$15\,202\, kW = \dot{m}_{H_2O} * 4,18 \frac{kJ}{kg * K} * 3\, K$$

$$\dot{m}_{H_2O} = 1\,212 \frac{kg}{s}$$

2.9.2.2 Cálculo de coeficientes de transferencia de calor

Para encontrar el coeficiente global de transferencia de calor (U), es necesario obtener los valores de los coeficientes de transferencia de calor h_i y h_o , y para esto hay que obtener su tipo de flujo mediante el número de Reynolds (Re).

En la publicación de Cheng y Ju [63], se menciona que hay pocas publicaciones sobre la transferencia de calor en un ORV típico, por lo tanto, los autores describen y recopilan las correlaciones de transferencia de calor, métodos de cálculo, y dicha metodología es aplicada en el presente proyecto.

2.9.2.3 Dentro del tubo

Se procede con el cálculo de transferencia de calor dentro de un tubo del vaporizador por el cual circula el GNL.

Aplicando las ecuaciones (2.40), (2.41) y (2.42) y considerando un número inicial de 100 tubos, se demuestra que el flujo dentro de los tubos se encuentra en estado turbulento.

$$A_t = \pi * R_i^2 \quad (2.40)$$

$$v = \frac{V_{GNL}}{A_t} \quad (2.41)$$

$$Re = \frac{v * D_i * \rho_{GNL}}{\mu_{GNL}} \quad (2.42)$$

Donde:

$A_t = \text{Área del tubo, [m}^2\text{]}.$

$R_i = \text{Radio interno del tubo, [m]}.$

$v = \text{Velocidad del líquido dentro de cada tubo, } \left[\frac{m}{s}\right].$

$V_{GNL} = \text{Volumen de gas natural licuado, } \left[\frac{m^3}{s}\right].$

$Re = \text{Número de Reynolds, adimensional.}$

$\rho_{GNL} = \text{Densidad de GNL, } \left[\frac{kg}{m^3}\right].$

$\mu_{GNL} = \text{Viscosidad dinámica del GNL, } \left[\frac{kg}{m * s}\right].$

Los valores de μ_{GNL} y k_{GNL} son obtenidos del software *EES* considerando una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 80 atm y se encuentran en la Tabla 2.18.

En la entrada del GNL por los tubos, este se encuentra en condiciones de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 80 atm y se pueden aplicar relaciones de transferencia de calor del estado subenfriado, después el GNL se transforma en estado supercrítico y alcanza la temperatura pseudocrítica y por lo tanto el fluido cambia a un estado de superfluido.

Con lo cual los autores de [63], después de analizar varias correlaciones, la representan como la ecuación (2.43).

$$h_i = 0,023 * \left(\frac{k_{GNL}}{Di}\right) * Re^{0.8} * Pr^{0.4} * \left(\frac{\mu_{GNL}}{\mu_w}\right)^{0,11} \quad (2.43)$$

Donde:

$$h_i = \text{Coeficiente de convección interno de los tubos, } \left[\frac{W}{m^2 * K}\right].$$

$$k_{GNL} = \text{Coeficiente de transferencia de calor del GNL, } \left[\frac{W}{m * K}\right].$$

Di = Diámetro interno de un tubo, [m].

Pr = Número de Prandtl, adimensional.

$$\mu_w = \text{Viscosidad dinámica del GNL en la pared del tubo, } \left[\frac{kg}{m * s}\right].$$

Los valores de μ_w y Pr_{GNL} son obtenidos del software *EES* Considerando una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ a 80 bar y se encuentran en la Tabla 2.18.

Finalmente, en la Tabla 2.18, se encuentra un resumen de los datos y resultados obtenidos para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor interno h_i .

Tabla 2.18. Datos y resultados dentro del tubo

Datos y resultados dentro del tubo	
Ri [m]	0,01
Di [m]	0,02

At [m^2]	0,0003142
v [$\frac{m}{s}$]	1,035
V_{GNL} [$\frac{m^3_{GNL}}{s}$]	0,00325
ρ_{GNL} [$\frac{kg}{m^3_{GNL}}$]	450
k_{GNL} [$\frac{W}{m \cdot K}$]	0,1978
μ_{GNL} [$\frac{kg}{m \cdot s}$]	0,0001309
l [m]	6,6
Re	71 117
Pr	2,25
h_i [$\frac{W}{m^2 \cdot K}$]	2 395

2.9.2.4 Fuera del tubo

Se continua con el cálculo de transferencia de calor fuera de un tubo del vaporizador por el cual circula agua marina.

Las ecuaciones (2.44), (2.45), (2.46), (2.47), (2.48) y (2.49), fueron obtenidas de [67], para la determinación del tipo de régimen del flujo en la película de agua.

$$Re = \frac{v_{agua} * \rho_{agua} * dh}{\mu_{agua}} \quad (2.44)$$

$$A_{et} = \pi * D_o * L \quad (2.45)$$

$$p = \pi * D_o \quad (2.46)$$

$$dh = 4 \frac{A_{et}}{p} \quad (2.47)$$

$$v_{Agua} = \frac{V_{agua}}{A_{et}} \quad (2.48)$$

$$Re = \frac{4 * v_{agua} * \rho_{agua} * A_{et}}{p * \mu_{agua}} \quad (2.49)$$

Donde:

$Re = \text{Número de Reynolds, adimensional.}$

$$V_{agua} = \text{Volumen agua de mar, } \left[\frac{m^3_{agua}}{s} \right].$$

$$\rho_{agua} = \text{Densidad del agua, } \left[\frac{kg}{m^3_{GNL}} \right].$$

$dh = \text{Diámetro hidráulico, [m].}$

$$\mu_{agua} = \text{Viscosidad dinámica del agua, } \left[\frac{kg}{m * s} \right].$$

$A_{et} = \text{Área del tubo, [m}^2\text{].}$

$D_o = \text{Radio externo del tubo, [m].}$

$L = \text{longitud de cada tubo, [m].}$

$p = \text{perímetro, [m].}$

$$v_{agua} = \text{Velocidad de la película de agua de mar, } \left[\frac{m}{s} \right].$$

Los valores de μ_{agua} , k_{agua} y ρ_{agua} son obtenidos del software *EES* considerando una temperatura de 22°C a 3 atm y se encuentran en la Tabla 2.19.

Sabiendo que el *ORV* es una combinación de paneles y que cada panel está construido por varios tubos y dado que el espacio entre los paneles es mayor en comparación con el de los tubos y con poca interacción entre las capas límite de fluido, la ecuación es simplificada como transferencia de calor de una película de agua que cae fuera de un tubo vertical [63] y está representada por la ecuación (2.50), cuando cumple con las siguientes condiciones:

$$Re \geq 3200 \text{ y } 5 < Pr < 210.$$

$$h_0 = 0,00681 * Re^{0.43} * Pr_{agua}^{0,344} * k_{agua} * \left(\frac{Vk_{agua}}{g} \right)^{-\frac{1}{3}} \quad (2.50)$$

Donde:

$$h_0 = \text{Coeficiente de transferencia de calor externo, } \left[\frac{W}{m^2 * K} \right].$$

$Re = \text{Número de Reynolds, adimensional.}$

$Pr_{agua} = \text{Número de Prandtl, adimensional.}$

$$Vk_{agua} = \text{Viscosidad cinética del agua, } \left[\frac{m}{s^2} \right].$$

$g = \text{gravedad}, \left[\frac{m}{s^2}\right]$.

Finalmente, aplicando la ecuación (2.50) se logra obtener el coeficiente de transferencia de calor externo. En la Tabla 2.19 se encuentra un resumen de los datos y resultados obtenidos para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor externo h_o .

Tabla 2.19. Datos y resultados fuera del tubo

Datos y resultados dentro del tubo	
R [m]	0,0185
D [m]	0,037
A_{et} [m ²]	0,7672
Vk_{agua} $\left[\frac{m}{s^2}\right]$	0,0000009568
V_{agua} $\left[\frac{m^3_{agua}}{s}\right]$	1,583
ρ_{agua} $\left[\frac{kg}{m^3_{agua}}\right]$	1 212
k_{agua} $\left[\frac{W}{m \cdot K}\right]$	0,5896
μ_{agua} $\left[\frac{kg}{m \cdot s}\right]$	0,0009549
g $\left[\frac{m}{s^2}\right]$	10
Re	3 982
Pr	6,772
h_o $\left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right]$	6 077

2.9.2.5 Coeficiente global de transferencia de calor

Para el posterior cálculo del coeficiente global de transferencia de calor (U), se emplea la ecuación (2.51).

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_o} + \frac{1}{h_i} * k_{aleacion}} \quad (2.51)$$

Donde:

$U = \text{Coeficiente global de transferencia de calor}, \left[\frac{W}{m^2 K}\right]$.

$k_{aleacion} = \text{Coeficiente de transferencia de calor de la aleación, } \left[\frac{W}{m * K} \right]$.

$e = \text{espesor de los tubos, [m]}$

El valor de $k_{aleacion} = 138 \frac{W}{m * K}$, de la aleación 5052 aluminio y de magnesio, obtenida de [68], mientras que el espesor de la película es considerado 15 mm como lo sugiere [30], finalmente se tiene que:

$$U = 1\,448 \frac{W}{m^2 K}$$

Antes de aplicar la ecuación (2.37) es necesario conocer la diferencia de temperatura media logarítmica, mediante la ecuación (2.52).

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} \quad (2.52)$$

Donde:

$$\Delta T_1 = T_{salH2O} - T_{GNL} = 19^\circ C - (-162^\circ C) = 181^\circ C$$

$$\Delta T_2 = T_{entH2O} - T_{GN} = 22^\circ C - 5^\circ C = 17^\circ C$$

Aplicando la ecuación (2.52), se obtiene que:

$$\Delta T_{ln} = 69,33^\circ C = 69,33 K$$

Despejando el área de la ecuación (2.37) se obtiene el área de transferencia de calor requerida para vaporizar el GNL.

$$A = \frac{Q_{total}}{U * \Delta T_{ln}} = \frac{11\,422 \text{ kW}}{1,448 \frac{kW}{m^2 K} * 69,33 K} = 114 \text{ m}^2$$

Considerando la ecuación (2.53), se obtiene el área superficial de cada tubo.

$$A_{tubo} = \pi * d_i * h \quad (2.53)$$

$$A_{tubo} = 0,41 \text{ m}^2$$

Haciendo una relación entre el área de transferencia calor y el área de cada tubo representados en la ecuación (2.54) se obtiene el número de tubos.

$$N^\circ \text{Tubos} = \frac{A}{A_{tubo}} \quad (2.54)$$

$$N^\circ \text{Tubos} = \frac{151}{0,41}$$

$$N^{\circ}Tubos = 277,5 \approx 278$$

Finalmente realizando una comprobación con 278 tubos se obtiene un número de tubos final de:

$$N^{\circ}Tubos = 458$$

2.10 Bombas y compresor

2.10.1 Bomba sumergida

Como se mencionó en el apartado 1.7.4 son bombas de baja presión las cuales descargan a presiones de 8 a 10 bar_g [20]. Para el presente proyecto se selecciona un valor de descarga de 9 bar_g o 0,9 Mpa . Esta bomba es la encargada de impulsar el GNL hacia la bomba secundaria.

Teniendo en cuenta las condiciones del GNL ($-162^{\circ}C$ a 1 bar_g) en un tanque de 125 000 m^3 , mediante el software *DWSIM*, se obtiene la potencia requerida por la bomba para un caudal de 15 $\frac{kg}{s}$. En la Figura 2.33 se observa las conexiones usadas para la simulación, teniendo como resultado, un leve aumento de temperatura del GNL a $-161,9^{\circ}C$ (pero para el proyecto, se la considera despreciable) y se obtiene una potencia de 57,62 HP .

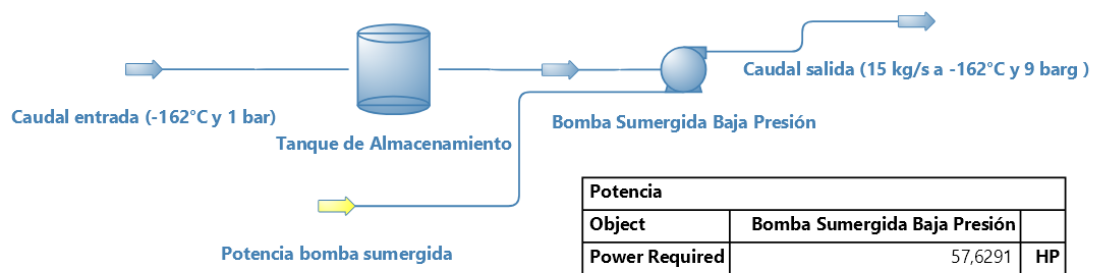


Figura 2.33. Esquema de simulación asociado a la bomba sumergida.

(Fuente: propia realizada en *DWSIM*)

Además, se realiza una verificación realizando cálculos adicionales.

Recordando la profundidad del tanque de 41,4 m , obtenida en el apartado 2.7.1.2 y con el caudal de 0,0325 $\frac{m^3}{s}$. La potencia de la bomba es calculada con la altura mediante la ecuación de Bernoulli (2.55).

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 + h_B - h_L = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 \quad (2.55)$$

Donde:

$z_2 =$ Altura final del sistema, [m]

$z_1 =$ Altura inicial del sistema, [m]

$\gamma =$ Peso específico del metano, $\left[\frac{N}{m^3}\right]$.

$h_L =$ pérdidas por fricción, [m]

$h_B =$ Cabeza neta de la bomba, [m]

$P_2 =$ Presión de salida del GNL, [MPa]

$P_1 =$ Presión de entrada del GNL, [MPa].

$V_1 = V_2 =$ velocidad del fluido $\left[\frac{m}{s}\right]$.

Simplificando la ecuación (2.55) y considerando Z_1 como la altura inicial de líquido 0 m, y simplificando las velocidades, ya que se requiere el mismo caudal de entrada y de salida de la bomba de $15 \frac{kg}{s}$, y, además despreciando las pérdidas por fricción para simplificar los cálculos y despejando h_B , se obtiene la ecuación (2.56).

$$h_B = \frac{\Delta P}{\gamma} + z_2 \quad (2.56)$$

Donde:

$$\Delta P = P_2 - P_1 = 9 \text{ bar}_g - 1 \text{ bar}_g = 8 \text{ bar}_g = 0,8 \text{ MPa}$$

Por lo tanto, reemplazando en la ecuación (2.56), se tiene un valor de:

$$h_B = \frac{0,8 \text{ MPa}}{450 \frac{kg}{m^3} * 9,8 \frac{m}{s^2}} + 41,4 \text{ m} = 223 \text{ m}$$

La potencia de bombeo (Pot) se encuentra representada en la ecuación (2.57) obtenida de [69], donde el número 746 representa el cambio de unidades de W a HP , para obtener el resultado en caballos de potencia.

$$Pot = \frac{Q * \rho * g * h_B}{746 * \eta_{bomba}} \quad (2.57)$$

Donde:

$Pot = \text{Potencia de la bomba primaria, [HP]}$

$$Q = \text{Caudal de GNL, } \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

$$\rho = \text{Densidad, } \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$g = \text{Gravedad, } \left[\frac{m}{s^2} \right]$$

$h_B = \text{Cabeza neta de la bomba, [m]}$

$\eta_{bomba} = \text{eficiencia de la bomba}$

Considerando la gravedad $9,8 \left[\frac{m}{s^2} \right]$ y una eficiencia de la bomba del 75%, se tiene una potencia de la bomba de:

$$Pot = 57,12 \text{ HP}$$

2.10.2 Bomba secundaria

Como se menciona en el apartado 1.7.4 son bombas de alta presión, por lo tanto, se requiere una bomba que aumente la presión del GNL desde 9 bar_g a 80 bar_g para ser trasladado hacia los vaporizadores al líquido a alta presión, manteniendo constante el caudal de $15 \frac{kg}{s}$, en la Figura 2.34 se puede observar las conexiones de la bomba secundaria.

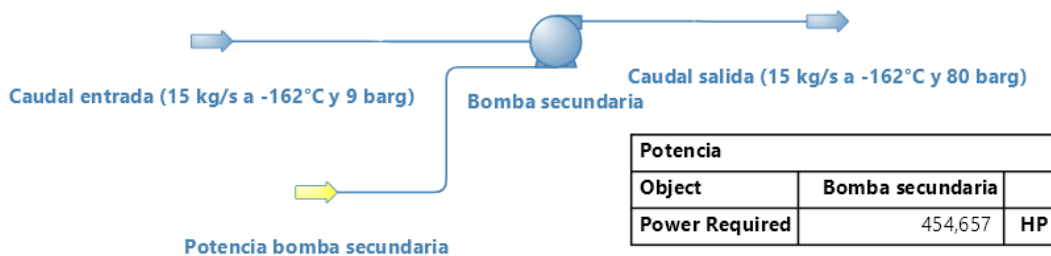


Figura 2.34. Esquema de simulación asociado a la bomba secundaria.

(Fuente: propia realizada en DWSIM)

Además, se realiza una verificación realizando cálculos adicionales.

Se obtiene la potencia requerida para la bomba con la ecuación (2.58), la cual es obtenida del libro [69].

$$Pot1 = \frac{Q * P}{746 * \eta_{bomba}} \quad (2.58)$$

Donde:

$Pot1$ = Potencia de la bomba secundaria, [HP]

Q = Caudal de GNL, $\left[\frac{m^3}{s}\right]$

P = Aumento de presión, [MPa]

η_{bomba} = eficiencia de la bomba

Considerando una eficiencia del 75 %, y donde el número 746 indica el cambio de unidades de W a HP [69], se tiene una potencia de:

$$Pot1 = 465 \text{ HP}$$

2.10.3 Bomba de agua de mar

Es la bomba encargada de impulsar el agua del mar hacia el vaporizador. Con un caudal de $1\,212 \frac{kg}{s}$ obtenido en el apartado 2.9.2.1 a una presión de 1 bar_g , se obtiene la potencia requerida para la bomba de 440 HP, considerando una eficiencia del 75%, el esquema de la bomba se encuentra en la Figura 2.35.

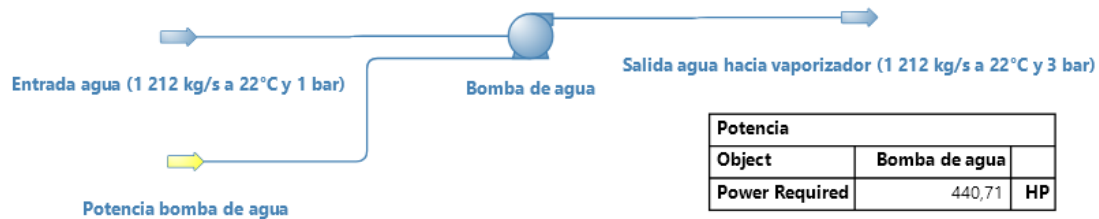


Figura 2.35. Esquema de simulación asociado a la bomba de agua.

(Fuente: propia realizada en DWSIM)

2.10.4 Compresor de BOG

El compresor de *boil off gas* es una máquina rotativa que comprime el gas y lo impulsa de un punto a otro, este será de tipo centrífugo. Se caracteriza por aumentar la energía cinética del gas aumentando una velocidad tangencial.

Para el dimensionamiento del compresor se tienen los siguientes parámetros:

- Temperatura de entrada, $T_e = -155\text{ }^\circ\text{C} = 118\text{ K}$, temperatura a la cual el GNL se convierte en BOG.
- Presión de succión: $0,1\text{ MPa}$ y una presión de salida de: $0,9\text{ MPa}$.
- Densidad del gas a estas condiciones: $\rho = 1,68\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$.
- Factor de compresibilidad $Z = 0,9701$.
- Caudal: $0,651\frac{\text{kg}}{\text{s}}$.
- Al ser un compresor centrífugo, la eficiencia se encuentra entre 70 y 85% [69], para el proyecto se selecciona 70%.

Los valores de ρ y Z son obtenidos mediante el software *EES* a las condiciones indicadas, además el valor del caudal fue obtenido en el apartado 2.8, debido al 0,05 % de BOG permitido diariamente.

Para encontrar la altura politrópica, se precisa conocer el índice politrópico aplicando la ecuación (2.59), obtenida de [69].

$$n_{pol} = \frac{1}{1 - \frac{k-1}{k * n}} \quad (2.59)$$

Donde:

$n = \text{Eficiencia del compresor}$

$n_{pol} = \text{Índice politrópico}$

$$k = \frac{C_p}{C_v}$$

$$C_p = \text{Calor específico a presión constante, } \left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol} * \text{K}} \right]$$

$$C_v = \text{Calor específico a volumen constante, } \left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol} * \text{K}} \right]$$

Los valores de C_p y C_v , son obtenidos mediante el software *EES* a las condiciones indicadas anteriormente, dando como resultado $C_p = 2,181\left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol} * \text{K}}\right]$ y $C_v = 1,597\left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol} * \text{K}}\right]$.

Dando como resultado el índice politrópico

$$n_{pol} = 1,62$$

Con la ecuación (2.60), obtenida de [69] se calcula la altura politrópica medida en $\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$.

$$H_{pol} = \frac{1}{n_{pol} - 1} * \frac{Z * R * T_1}{MW} * \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n_{pol}-1}{n_{pol}}} - 1 \right] \quad (2.60)$$

Donde:

H_{pol} = Altura politrónica, $\left[\frac{kJ}{kg} \right]$

n_{pol} = Índice politrónico

Z = Facto de compresibilidad del metano

R = Constante universal de los gases, $\left[\frac{J}{mol * K} \right]$

MW = Peso molecular el gas, $\left[\frac{kg}{kmol} \right]$

T_1 = Temperatura de succión, $[K]$

P_1 = Presión de succión, $[Mpa]$

P_2 = Presión de descarga, $[Mpa]$

El valor del peso molecular del metano es obtenido mediante el software *EES* y es de $16,04 \left[\frac{kg}{kmol} \right]$, además la constante universal de los gases es de $8,14 \left[\frac{J}{mol * K} \right]$.

Dando como resultado una altura politrónica de:

$$H_{pol} = 126,2 \frac{kJ}{kg}$$

Y la potencia mecánica del compresor es calculada mediante la ecuación (2.61) obtenida de [69].

$$Potc = \frac{H_{pol} * \dot{m}_1}{n_{pol}} \quad (2.61)$$

$$Potc = 50,71 kW = 68 HP$$

2.11 Tuberías

Las tuberías utilizadas para el transporte de gas natural en plantas de regasificación deben cumplir con las siguientes condiciones:

- El material de la tubería debe soportar las bajas temperaturas a las que el gas natural es transportado.

- Su dimensión debe permitir el paso del caudal adecuado.
- Deben soportar las condiciones naturales del sector costero de Posorja o contar con un recubrimiento protector.

Las tuberías y accesorios que cumplen con estas condiciones son de acero inoxidable fabricado a partir de banda de acero inoxidable soldada longitudinalmente, y deben cumplir con las normas *AISI 304 L* y *AISI 316 L*, de acuerdo al código de práctica ecuatoriano CPE INEN-NEC-SE-IG 26-11 [70].

Según el mismo código las tuberías de acero inoxidable pueden ser instaladas en casi cualquier lugar, exceptuando:

- Enterrada por debajo de los cimientos de la edificación.
- Empotrada directamente en losas, fundiciones al interior o exterior de la edificación.
- Locales que contengan transformadores eléctricos de potencia o recipientes de líquidos combustibles.
- Chimeneas o ductos de ventilación, entre otros.

El recorrido es desde los brazos de descarga hacia los tanques de almacenamiento. Al contar con tres brazos de descarga, se tendrá también tres líneas de tubería de descarga con una distancia de 1 500 *m* cada una.

2.12 Seguridad Industrial

Tanto las plantas de regasificación como los buques metaneros están sujetos a reglamentos, normas y códigos para lograr una excelente seguridad y prevenir cualquier riesgo altamente peligroso.

En 1944 ocurrió el accidente más grande en la historia de plantas de regasificación, debido a la construcción de un tanque de almacenamiento en tiempos de la primera guerra mundial cuando el acero inoxidable se encontraba en escasez y no se seleccionó el material adecuado, causando el fallecimiento de 128 personas [22].

Cada sección de la planta cuenta con sistemas de seguridad tanto preventivos como correctivos para evitar accidentes o imprevistos causados por catástrofes naturales o por actos terroristas.

En una instalación de esta magnitud son imprescindibles equipos de seguridad industrial en la planta como mangueras y equipos contra incendios, extintores y señalética colocadas en lugares visibles.

2.12.1 Brazos de descarga

Al ser el punto de transferencia de los buques a la planta existen varias válvulas que tienen que ser operadas correctamente, y sistemas de emergencia como:

- Desconexión de emergencia que permita la separación del brazo con el buque causando un mínimo vertido de GNL
- Alarmas con detectores de gas, detectores de llama
- Extintores portátiles, entre otros [22].

2.12.2 Gas natural

El gas natural licuado ha pasado por un tratamiento para la remoción de impurezas como el agua y compuestos del azufre, evitando la solidificación. Se caracteriza por ser líquido color claro, no corrosivo y no tóxico (pero sí asfixiante cuando falta el oxígeno). Debido a su baja densidad, en caso de contacto con el agua de mar, este flotará y se evaporará rápidamente. Cuando el GNL es gasificado es inflamable y explosivo si no se sigue correctamente las normas de seguridad.

2.12.3 Tanques de almacenamiento

El tanque es la parte más peligrosa y costosa del proyecto, por lo cual debe incluir sistemas de seguridad para evitar situaciones indeseables, los principales sistemas son:

- Dispositivos anti inversión
- Sensores de temperatura con señal y alarma
- Sensores de nivel con señal y alarma
- Sensores de presión con señal y alarma, entre otros [22].

Es de gran importancia la correcta selección de los materiales que conformarán todo el tanque de almacenamiento, así como los mejores sistemas operativos y trabajadores totalmente capacitados que tengan una reacción rápida.

En caso de que los gases dentro del tanque superen la presión interna permitida de 1,4 atm [42], estos deben ser quemados en la antorcha o directamente liberados a la atmósfera mediante ductos de alivio (lo cual se debe evitar al máximo porque el metano es uno de los gases que contribuye al calentamiento global).

2.12.4 Vaporizador y condensador

Estos equipos poseen válvulas de corte a control remoto y válvulas de seguridad de sobrepresión con descarga directa a la atmósfera.

2.12.5 Tuberías

Para evitar problemas causados por cambios en la presión en las tuberías, se instalan reguladores que compensen las variaciones graduales o imprevistas y deben ser diseñados para soportar la máxima presión de operación. Un regulador debe estar acompañado de una válvula de alivio para controlar los fenómenos de depresión y sobrepresión.

También deben tener contadores, los cuales son un tipo de medidor que registra e indica el volumen que recorre por las tuberías, y se lo selecciona según el caudal máximo, mínimo y presión de operación.

La representación de estos tres mecanismos se encuentra en la Figura 2.36.

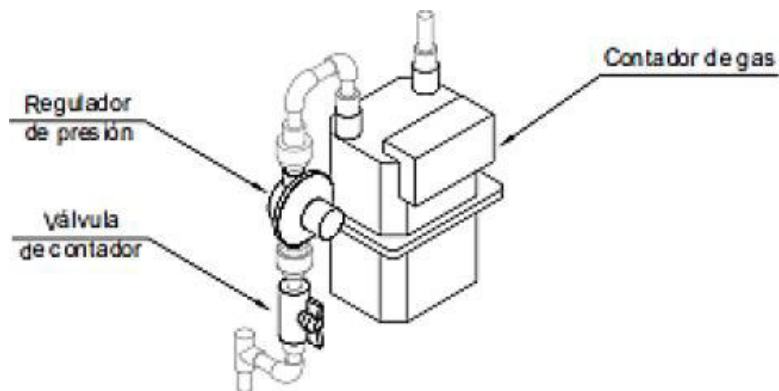


Figura 2.36. Elementos para control de caudal y presión en tuberías.

(Fuente [5])

2.13 Evaluación económica

En este apartado se muestran los costos de capital y costos operacionales necesarios para verificar la prefactibilidad de este proyecto, teniendo en cuenta los dimensionamientos realizados anteriormente, y los costos de la importación del gas natural licuado.

2.13.1 Criterios económicos

Para el análisis económico del presente proyecto se tiene la metodología en el ANEXO I.

2.13.1.1 Activos corrientes

En este apartado se incluyen todos los bienes y derechos de la planta de regasificación que son capaces de ser valorados en dinero entre los cuales están el capital de trabajo requerido para el financiamiento de los costos, cuentas por pagar, entre otros.

2.13.1.2 Activos fijos

En este apartado se incluyen los bienes y derechos de la planta de regasificación que no están destinados a la venta, entre los cuales están el terreno, tanques de almacenamiento, máquinas, vaporizador, recondensador y todos los equipos y bombas que se utilicen finalmente en la planta.

2.13.1.2.1 Terreno

Los terrenos destinados al sector industrial cuentan con costos más elevados de lo normal, además el terreno seleccionado para el proyecto, se encuentra en un sector de alta plusvalía. Al estar cerca de la ciudad, a la orilla del mar, y al contar con los servicios básicos necesarios se estima un valor de 670 000\$ por hectárea quedando un valor total de 10 Millones de dólares.

Para seleccionar este valor se realizó una comparativa de terrenos para uso industrial mayores a 15 ha, en todo el Ecuador con precios publicados por inmobiliarias. Lo más probable es que al momento de cotizar precios reales, el valor pueda disminuir hasta un 40%.

2.13.1.2.2 Muelle

Cuenta con una distancia de 1 km y 111 pares de pilotes.

En el mercado se encuentran pilotes prefabricados de hormigón para muelles con dimensiones de 1 m de diámetro y 16 m de largo a \$ 1 500. Serán necesarios 222 pilotes de este tipo, más 50 pilotes adicionales aproximadamente, para complementar cuando la profundidad del mar sea de más de 16 m. En total son 272 pilotes con un costo de \$ 408 000.

El volumen del muelle está dado por su longitud de 1 km, 13 m de ancho y 0,3 m de espesor dando como resultado 3 900 m³. En la Tabla 2.20 se observa el valor subtotal de la construcción del muelle teniendo en cuenta un costo de \$ 50 por m³ de hormigón armado pretensado [71].

Tabla 2.20. Subtotal muelle de descarga

Muelle				
	Cantidad	Volumen [m ³]	Costo unitario	Costo total
Pilotes	272	-	\$ 1 500,00	\$ 408 000,00
Muelle de hormigón	-	3 900	\$ 50,00	\$ 195 000,00
	Subtotal			\$ 603 000,00

2.13.1.2.3 Tanques de almacenamiento

Los costos de los tanques de almacenamiento son obtenidos a partir del dimensionamiento realizado, donde se empieza con el costo de los materiales en [\$], obtenidos en el apartado 2.7 , como se observa en la Tabla 2.21.

Tabla 2.21. Costos de los materiales de los tanques de almacenamiento

	Masa [kg]	Costo unitario [\$ /kg]	Costo total [\$]
Tanque interno (acero Ni)	727 338	\$ 7,00	\$ 5 091 366,00
Fondo interno (acero Ni)	8 789	\$ 7,00	\$ 61 523,00
Techo de (aluminio)	44 488	\$ 5,27	\$ 234 451,76
Perlita expandida	259 200	\$ 0,05	\$ 12 960,00
Tanque externo (hormigón)	17 607 000	\$ 0,02	\$ 369 747,00
Cúpula de (hormigón)	4 119 300	\$ 0,02	\$ 86 505,30
Fondo tanque externo (hormigón)	155 331	\$ 2,00	\$ 310 662,00
		Total	\$ 6 167 215,06
		Total 2 Tanques	\$12 334 430,12

2.13.1.2.4 Equipos importados

Para seleccionar los costos de los equipos se optó por realizar una comparación de precios usados por diferentes autores alrededor del mundo para obtener los valores más cercanos a los reales de los siguientes equipos:

- Recondensador Turbo Brayton
- Bomba criogénica sumergida
- Vaporizador ORV

- Bombas secundarias y compresor de BOG
- Brazos de descarga

En el ANEXO II se encuentran los catálogos de los equipos y los costos se encuentran en la Tabla 2.22, donde se incluye también el costo de los tanques de almacenamiento del apartado 2.13.1.2.3, por último, se incluye el costo de dos antorchas y las tuberías requeridas.

Tabla 2.22. Costos de los equipos requeridos

ITEM	DESCRIPCIÓN	Cantidad	Valor [\$]	Total [\$]
	EQUIPOS			
1	Tanque de almacenamiento	2	6 167 215,06	12 334 430,12
2	Recondensador Turbo Brayton	1	2 800 000,00	2 800 000,00
3	Vaporizador ORV	1	800 000,00	800 000,00
4	Compresor de BOG	2	1 000 000,00	2 000 000,00
5	Bomba de agua de mar	2	1 000 000,00	2 000 000,00
6	Bomba sumergida	2	400 000,00	800 000,00
7	Bomba secundaria (alta presión)	2	900 000,00	1 800 000,00
8	Antorcha	2	900 000,00	1 800 000,00
9	Muelle	1	603 000,00	603 000,00
10	Brazos de descarga	3	900 000,00	2 700 000,00
11	Tuberías	1	1 000 000,00	1 000 000,00
			16 470 215,06	28 637 430,12

En el ANEXO III, se puede observar los costos de importación de los equipos, costos de fabricación (para el tanque de almacenamiento), los costos de instalación y finalmente los costos totales de los equipos.

Donde:

- Costos de importación representan un 22% del costo de cada equipo.
- Costos de fabricación representa un 15% del costo de los materiales del tanque.
- Costos de instalación representan un 15% del costo de cada equipo.

2.13.1.3 Ingeniería y costos iniciales

En este apartado se consideran los costos por la ingeniería conceptual, ingeniería de detalle, asesorías, capacitaciones, entre otros, con un porcentaje de 15% del costo de los equipos.

2.13.1.4 Imprevistos

Al costo final obtenido, se le añade un 20% de su valor debido a la posible variación de precios de equipos y materiales.

2.13.1.5 Edificaciones menores

Se considera un porcentaje del 15% del costo de los equipos para la construcción de: portería, oficinas, baños, bodegas, laboratorios, entre otros.

2.13.1.6 Obras civiles y otros

Considerando un 30% del valor de los equipos, se obtiene el valor de las obras civiles entre las cuales se tienen movimientos de tierras, pavimentación, cerramientos, alcantarillados, además se considera como "otros" a los sistemas eléctricos y de instrumentación. Dando como resultado los valores señalados en la Tabla 2.23.

Tabla 2.23. Costos de obras civiles

Obras civiles y otros			
ITEM	Descripción	Costo [\$]	Costo total de obras civiles y otros [\$]
	Obras civiles		
1	Tanque de almacenamiento	18 748 333,78	
2	Recondensador Turbo Brayton	3 836 000,00	
3	Vaporizador ORV	1 096 000,00	
4	Compresor de BOG	600 000,00	
5	Bombas	6 302 000,00	
		30 582 333,78	9 174 700,13

2.13.1.7 Crédito

En el 2010 Ecuador adquiría créditos de parte de China por 1 700 Millones de dólares, dentro de estos créditos, nueve de ellos cuentan con tasas de interés fijas con un promedio de 5,89 %, mientras que los demás cuentan con interés variable entre 3,5 y 4,6%. El Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador, menciona también tasas de interés de 6,25% a un crédito de 600 Millones de dólares. Por lo cual para el presente proyecto se opta por una tasa de interés anual fija al 8%, este valor es comparado también con tasas de intereses ocupados en proyectos de grandes magnitudes en otros países, donde llegan a valores de hasta el 10%.

2.13.1.8 Impuesto a la renta

En el Ecuador el impuesto a la renta para empresas tiene un porcentaje fijo del 25%, aunque este valor puede aumentar 3 puntos porcentuales en caso de incumplimiento a la normativa señalada en el SRI [72].

2.13.1.9 Costo del gas natural licuado y precio de venta

Considerando el reglamento de regulación de precios de derivados de petróleo en Ecuador del 2020, se menciona que el precio del gas natural, gas natural licuado y gas natural comprimido, siendo Petroecuador abastecedora, será dado según las condiciones del mercado en Millones de Btu (MMBtu) agregando el valor de los impuestos aplicables, mientras que, en este mismo documento en el 2018, se mencionaba un precio de 5,31 \$/MMBtu, más el precio del transporte y los impuestos aplicables.

En los últimos 10 años el GNL ha disminuido su valor en un 69% debido al gran aumento de oferta. En la Figura 2.37 se observa en valor de exportación de gas natural en \$/Mcf desde los Estados Unidos hacia Argentina, Chile, Colombia y Brasil mediante buques metaneros [73].

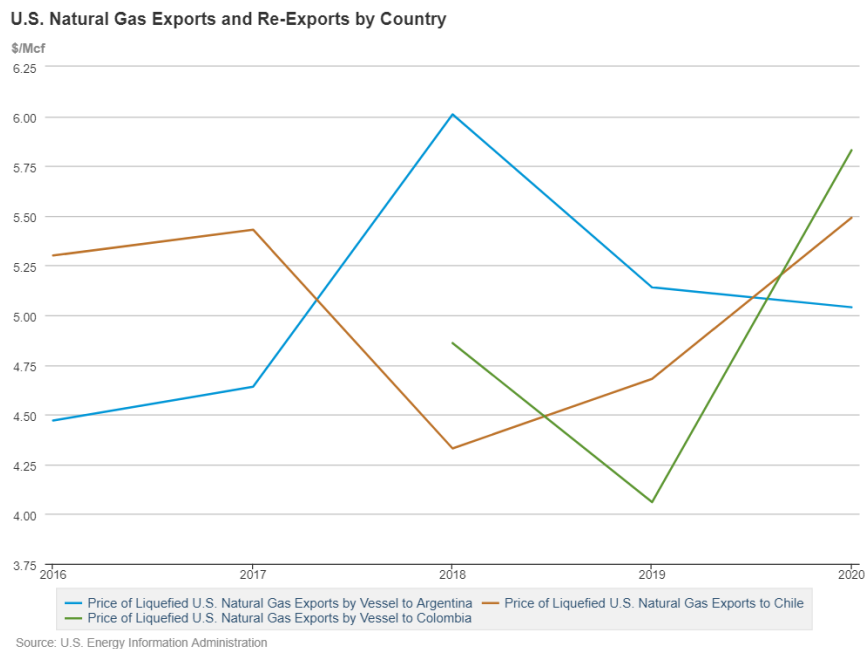


Figura 2.37. Precios de exportación de GNL desde EEUU hacia Latinoamérica.

(Fuente: [73])

Con los costos de importación conocidos para otros países de Latinoamérica, se selecciona un costo promedio de 5 \$/Mcf en puerto receptor, para la importación de gas natural, lo que significa 5 \$ por cada mil pies cúbicos de GN o 0,048 m³ de GNL.

En la Figura 2.38 se muestra el decrecimiento del costo de importación del GNL desde el 2010 hasta la actualidad. Algunos especialistas esperan que este costo disminuya en los próximos 25 años [40], otros especialistas cuestionan el impacto que políticas climáticas globales puedan causar sobre el precio del GNL.

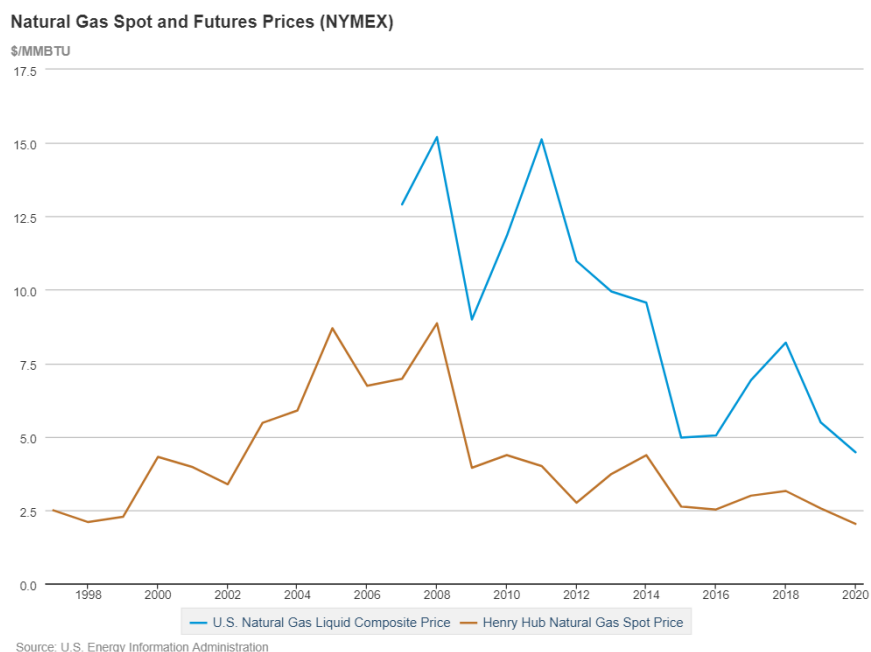


Figura 2.38. Costo de importación de GNL.

(Fuente: [73])

Con esta información y verificando con la bibliografía empleada, el precio de venta del gas natural después de ser regasificado puede tener un valor mínimo de 8 \$/MMBtu. Lo que significa que de los 5 \$/MMBtu, 2 \$/MMBtu representan el costo de regasificación, permitiendo tener 1 \$/MMBtu de lucro para las empresas encargadas de estas plantas.

Para el presente proyecto se selecciona un precio de venta de 9,5 \$/MMBtu, ya que el debido a los costos de los equipos y al bajo factor de planta, los costos de regasificación llegarían a los 3 \$/MMBtu, permitiendo un margen de lucro de 1,5 \$/MMBtu.

2.13.1.10 Distribución del gas natural

El gas natural puede ser distribuido por gasoductos, y se encuentra grabado con tarifa 0 %, como indica la guía para contribuyentes del SRI [74], “se encuentran gravados con

tarifa 0 % de IVA, el transporte de petróleo crudo y de gas natural por oleoductos y gasoductos”.

2.13.1.11 Herramientas financieras

El presente proyecto va a tener en cuenta dos de las herramientas financieras más importantes el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), ya que dan la posibilidad de evaluar la rentabilidad que puede llegar a dar un proyecto.

2.13.1.11.1 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es un indicador financiero que interpreta la diferencia entre el dinero que ingresa a la empresa y la cantidad invertida en la misma para saber si se obtendrán beneficios, y poder saber antes de empezar el proyecto si es viable o no, y en caso de ser viable sirve para analizar distintas inversiones y seleccionar aquellas que generen mayor valor para la empresa. Teniendo en cuenta que valor real del dinero cambia con el tiempo.

El VAN se encuentra representado por la ecuación (2.62):

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (2.62)$$

Donde:

V_t = Flujo de caja en cada periodo.

I_o = Desembolso inicial de la inversión.

n = Número de periodos considerados.

k = Tipo de interés.

Para conocer si el proyecto generará beneficios o pérdidas en función del VAN, se tiene:

- Si el VAN >0: Indica que el proyecto generará beneficios.
- Si el VAN=0: Indica que el proyecto no generaría ganancias ni pérdidas, por lo tanto, sería indiferente para los inversionistas.
- Si el VAN<0: Indica que el proyecto generará pérdidas.

2.13.1.11.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador mide la rentabilidad de un proyecto, es decir permite identificar si un proyecto es económicamente aceptable. El TIR es la tasa ganada sobre el saldo no

recuperado de una inversión, de forma que el pago iguala a cero con el interés considerado.

El TIR puede tener dos puntos de vista:

- Desde el punto de vista del acreedor, la tasa de interés se aplica al saldo no pagado, de manera que la cantidad prestada y el interés total se pagan totalmente con el último pago del préstamo.
- Desde el punto de vista de la entidad que otorga el préstamo, existe un saldo no recuperado en cada periodo, el TIR es el rendimiento de este saldo no recuperado, de manera que la cantidad total prestada y el interés se recuperan en el último pago.

2.13.1.11.3 Tasa de descuento

La tasa de descuento es una medida financiera que indica cuando vale hoy el dinero que será recibido en el futuro (resta valor al dinero futuro, al traerlo al presente) como se observa en la ecuación (2.63). Es un concepto útil al momento de realizar inversiones al estar relacionado con la tasa de interés.

$$V_F = \frac{V_A}{1 - d} \quad (2.63)$$

Donde:

$V_F = Valor\ futuro$

$V_A = Valor\ actual$

$d = Tasa\ de\ descuento$

La tasa de descuento se calcula como la inversa a la tasa de interés con siguiente ecuación (2.65)

$$d = \frac{i}{(1 + i)} \quad (2.64)$$

Donde:

$i = Tipo\ de\ interés$

La tasa de interés permite calcular el valor actual neto (VAN) de una inversión y así determinar si un proyecto es rentable o no.

2.13.1.11.4 Flujo de caja

Es el reporte financiero más importante para los inversionistas, ya que informa a una empresa sobre los recursos generados, tanto los flujos de entrada como de salida en un periodo de tiempo específico. Es usado para indicar la acumulación neta de activos líquidos en un periodo de tiempo.

El flujo de caja neto se refiere al efectivo que entra y sale de la empresa. Se calcula agregando el beneficio neto a las amortizaciones realizadas en el periodo, a través de la ecuación (2.65):

$$\text{Flujo de caja} = \text{Beneficios netos} + \text{Amortizaciones} + \text{Provisiones} + \text{Cuentas por pagar} - \text{Cuentas por cobrar} \quad (2.65)$$

Si el estado de flujo de efectivo es positivo, indica que los ingresos de la empresa han sido mayores que los gastos, pero si es negativo significa que ha gastado más de lo que ha ingresado.

Para realizar el flujo de caja se selecciona un periodo de 15 años, durante el cual se calcula anualmente la diferencia entre la entrada y la salida de dinero en este tiempo.

El flujo de caja es realizado con los costos mencionados y considerando la depreciación de los equipos para el mismo tiempo del flujo de caja (15 años). También se considera un crédito del 100% para este periodo de tiempo, aunque la planta puede operar sin problemas otros 10 años.

En la Tabla 2.24 se pueden observar los datos y las variables utilizadas para realizar el flujo de caja.

Tabla 2.24. Evaluación financiera del proyecto

Evaluación financiera		
	DESCRIPCIÓN	Cantidad
1	Compra del terreno y permisos [\$]	\$ 10.000.000,00
2	Inversión en equipos [\$]	\$ 86.695.298,26
3	Inversión total en equipos y terreno [\$]	\$ 96.695.298,26
4	Valor en equipos en 15 años [\$]	\$ 8.669.529,83
5	Vida útil de equipos [años]	15
6	Volumen de producción de GNL anual [m ³]	405 576,00
7	Costo del GNL (importado) [\$/m ³]	\$ 104,17
8	Costo del GNL (importado) [\$/MMBTU]	\$ 5,00
9	Precio del GN (distribuido) [\$/m ³]	\$ 197,92
10	Precio del GN (distribuido) [\$/MMBTU]	\$ 9,50
11	Impuesto a la renta	25%

12	% Crédito	100%
13	Tasa de interés + tasa de descuento	8%
14	Plazo de crédito [años]	15

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 RESULTADOS

Se tiene como resultado un pre dimensionamiento de una planta de regasificación en la costa del Ecuador. En la Figura 3.1 se indican los procesos involucrados en una planta de regasificación, desde la descarga del buque metanero mediante los brazos de descarga, el almacenamiento en los tanques, el traslado del GNL mediante bombas sumergidas, compresor de BOG o antorcha (en caso de aumentos en la presión interna del tanque), impulsión de bomba de alta presión hacia el vaporizador el cual funciona con agua de mar, finalmente la distribución de GN mediante un *Manifold*.

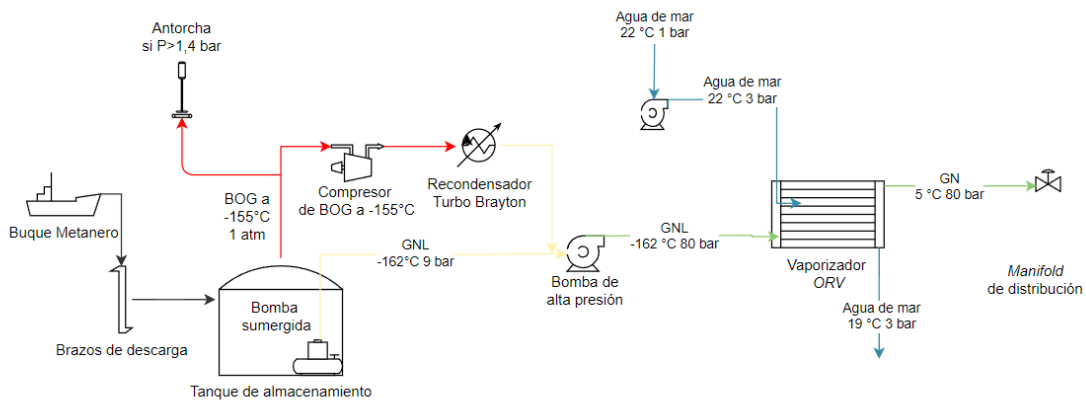


Figura 3.1. Diagrama de la planta obtenido

(Fuente: Propio)

Con el pre-dimensionamiento completo se obtienen todos los equipos necesarios, terreno, impuestos e imprevistos para la implementación de la planta. Se opta por un crédito del 100% con un interés anual del 8% para los primeros 15 años de funcionamiento. En la Tabla 3.1 se detalla el valor del crédito con el nombre de costo total de proyecto y es de 96 millones de dólares aproximadamente incluyendo el costo del terreno.

En la Tabla 3.2 se indica el crédito a realizar para la implementación de la planta, donde el saldo inicial es el monto del préstamo, la cuota fija indica el valor a pagar constante

durante los 15 años de crédito, una amortización francesa y los intereses generados durante ese tiempo.

El flujo de caja realizado para un tiempo de 25 años, donde en los primeros 15 años se tiene un crédito del 8%, y los últimos 10 años, se observan ganancias netas de más de \$ 79 millones de dólares con un TIR de 20% para el primer periodo, mientras que, para los últimos 10 años, se observan ganancias netas de más de \$ 300 millones de dólares, como se observa en el ANEXO IV.

Tabla 3.1. Resumen de costos

Evaluación de costos		
Planta de regasificación		
Resumen		
ÍTEM	Descripción	Valor [\$]
1	Equipos	\$41 083 443,78
2	Obras civiles y otros	\$ 9174 700,13
3	Edificaciones	\$ 7 538 721,59
4	Impuestos	\$14 449 216,38
5	Imprevistos	\$14 449 216,38
6	Costo total proyecto	\$86 695 298,26

Tabla 3.2. Tabla de amortización francesa para un periodo de 15 años de crédito

Concepto	Año 0 2022	Año 1 2023	Año 2 2024	Año 3 2025	Año 4 2026	Año 5 2027	Año 6 2028	Año 7 2029
Saldo Inicial [\$]	96 695 298,26	96 695 298,26	93 134 054,42	89 287 911,09	85 134 076,28	80 647 934,69	75 802 901,77	70 570 266,22
Intereses [\$]		7 735 623,86	7 450 724,35	7 143 032,89	6 810 726,10	6 451 834,78	6 064 232,14	5 645 621,30
Amortización [\$]		3 561 243,83	3 846 143,34	4 153 834,81	4 486 141,59	4 845 032,92	5 232 635,55	5 651 246,40
Cuota Fija [\$]		11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69
Saldo Final [\$]	96 695 298,26	93 134 054,42	89 287 911,09	85 134 076,28	80 647 934,69	75 802 901,77	70 570 266,22	64 919 019,83

Año 8 2030	Año 9 2031	Año 10 2032	Año 11 2033	Año 12 2034	Año 13 2035	Año 14 2036	Año 15 2037
64 919 019,83	58 815 673,72	52 224 059,92	45 105 117,02	37 416 658,69	29 113 123,70	20 145 305,90	10 460 062,68
5 193 521,59	4 705 253,90	4 177 924,79	3 608 409,36	2 993 332,70	2 329 049,90	1 611 624,47	836 805,01
6 103 346,11	6 591 613,80	7 118 942,90	7 688 458,33	8 303 535,00	8 967 817,80	9 685 243,22	10 460 062,68
11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69	11 296 867,69
58 815 673,72	52 224 059,92	45 105 117,02	37 416 658,69	29 113 123,70	20 145 305,90	10 460 062,68	0,00

Considerando los $2\,808\text{ m}^3$ de GNL a regasificar diariamente, se realizó el dimensionamiento de la planta, donde los tanques de almacenamiento representan más del 40% de la inversión inicial. La inversión inicial incluyendo los impuestos, es de \$ 86 695 298,26 y Realizado la amortización se obtuvo una cuota fija de \$ 11 296 867,69 durante 15 años.

Con los resultados del flujo de caja se obtuvo un TIR del 20% con un VAN de \$ 79 036 339,90 para los primeros 15 años de crédito, mientras que para los 10 últimos años se obtienen ganancias de \$ 301 286 508,04.

3.2 DISCUSIÓN

Análisis de sensibilidad del costo de importación de GNL

Se espera que el costo de importación de GNL disminuya con el paso del tiempo o que se mantenga en los valores actuales con pequeñas variaciones, el portal de estadísticas *Energy Information Administration* [73] muestra los costos de exportación de GNL desde EEUU hacia países latinoamericanos mediante buques metaneros, donde para países vecinos como Chile, Colombia y Argentina se tiene un promedio de 5 \$/Mcf en los últimos 5 años.

Para tener presente que los costos pueden variar, se realiza un análisis considerando escenarios donde el costo de importación aumente y disminuya hasta un 20%.

- Aumento del 20%, es decir el costo del gas a 6 \$/Mcf, las utilidades disminuirían hasta \$ 24 793 853,52 con un TIR del 12%.
- Se mantiene a 5 \$/Mcf, las utilidades son de \$ 79 036 339,90 con un TIR del 20%.
- Disminución del 20%, es decir el costo del gas a 4 \$/Mcf, las utilidades aumentarían hasta \$ 133 278 826,28 con un TIR del 27%.

En los tres casos se mantiene un precio de distribución de GN de \$ 9,50 y en el peor escenario a pesar de que las utilidades pueden llegar a disminuir hasta un 70%, aún se mantiene como un proyecto rentable.

Análisis de sensibilidad del factor de planta de la termoeléctrica

Como se mencionó en el apartado 2.4.2, el factor de planta de la termoeléctrica de 40% es seleccionado para que la planta funcione como complemento a la generación hidroeléctrica durante los meses de octubre a marzo. A continuación, se realiza un análisis considerando escenarios donde este porcentaje aumente hasta un 80% y

disminuya a 30% con saltos porcentuales de 10. El aumento y disminución porcentual indica un aumento o disminución de meses de trabajo de la planta.

En la Tabla 3.3 y la Figura 3.2, se observan las variaciones de los indicadores financieros al realizar cambios sobre el factor de planta. Se tiene que mientras mayor sea el factor de planta, mayores beneficios se obtienen, llegando a un máximo de \$323 127 528,61 en utilidades con un TIR del 51%, esto para los primeros 15 años de crédito, mientras que las utilidades máximas para los últimos 10 años de funcionamiento de la planta serían de \$586 457 133,04.

Tabla 3.3 Análisis del factor de planta

Factor de planta	30%	40%	50%
VAN	\$ 18 013 542,72	\$ 79 036 339,90	\$140 059 137,07
TIR	11%	20%	28%
Factor de planta	60%	70%	80%
VAN	\$ 201 081 934,25	\$ 262 104 731,43	\$323 127 528,61
TIR	36%	43%	51%

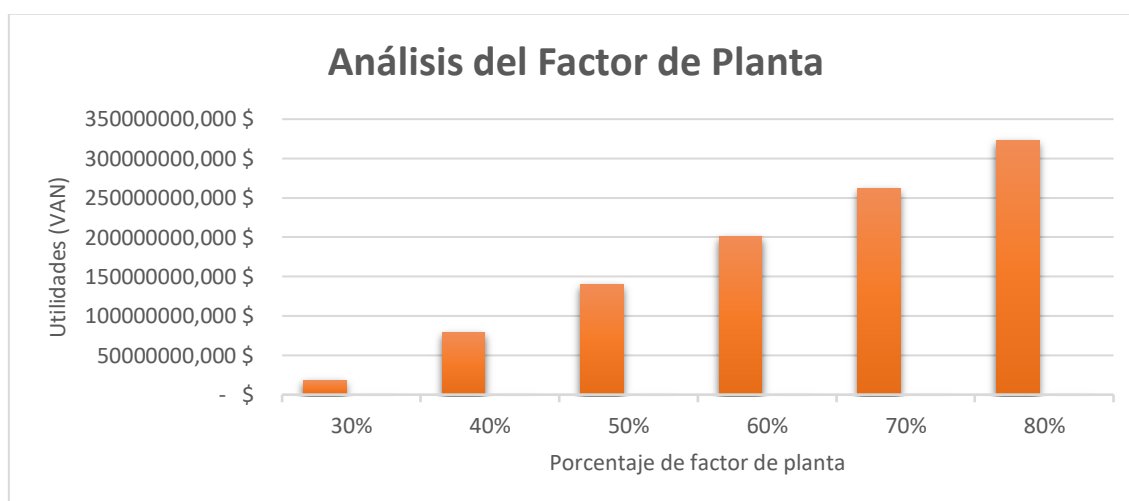


Figura 3.2 Análisis del factor de planta para diferentes escenarios.

Con los resultados obtenidos, lo más conveniente para la central sería el aumento del factor de planta de más del 50%. Sin embargo, no sería necesario tanta generación térmica debido a la importante generación hidro y la creciente participación de otras energías renovables para generación eléctrica. Este análisis debe ser realizado en detalle en otro trabajo.

Adquisición del 100% del crédito para la implementación de la planta regasificadora

Un elemento clave para iniciar con el proyecto es la lograr la aprobación del 100% del crédito, el cual llega a un valor superior a los 90 Millones de dólares. En este tipo de préstamos existen muchos riesgos que deben ser considerados por el banco prestamista. Entre los principales problemas se tiene la inestabilidad el precio del GNL importado, puesto que si el costo de importación del GNL llegará a exceder los 6 \$/MMBtu las ganancias serían mínimas para la empresa estando al límite de convertirse en un proyecto que genere pérdidas.

Para este crédito de opto por pagos millonarios anuales, por lo cual es muy importante que no existan atrasos ni contratiempos en los pagos.

Al momento de otorgar un crédito el banco comprueba si los potenciales clientes son aptos, comprobando el historial de cumplimiento de obligaciones, verificando que el nivel de endeudamiento no sea excesivo. Para este apartado empresas que ya hayan desarrollado estas plantas en otros países cuentan con una ventaja, tanto de experiencia como de confianza para las instituciones financieras.

Precios de la competencia

El precio establecido de venta de GN desde la planta regasificadora de 9,5 \$/MMBtu generará una gran inversión para la central térmica. Es necesario realizar un estudio de costo normalizado de la energía (LCOE) con el fin de comparar cuando llegaría a costar un kWh eléctrico en la central térmica con los valores de LCOE de una central hidroeléctrica o una solar fotovoltaica.

Daño al medio ambiente

En general todas las fuentes de energía presentan un problema al medio ambiente directa o indirectamente. Muchas energías renovables no generan gases de combustión, pero si ocupan una gran cantidad de materiales que para su obtención si existe una alta generación de gases de combustión. Otro problema de las plantas de energías renovables es el tamaño y el consumo de recursos naturales, una central hidroeléctrica causa grandes problemas a la vida acuática que fluye por el mismo cause.

Una planta regasificadora tiene como fuente de energía el gas natural. Si el GN es manejado correctamente, evitando todo tipo de riesgos como incendios, explosiones, nubes de vapor no tendría un alto impacto al medio ambiente.

El vaporizador al funcionar con agua marina con una diferencia de 3 K, entre la entrada y el retorno al mar no supone un cambio de temperatura al mar. El verdadero problema del vaporizador es que necesita un alto flujo de agua de mar, lo que podría ocasionar problemas con la vida marina de ese sector, por lo cual es necesario encontrar

alternativas para evitar este tipo de problemas, como piscinas de agua de mar, donde el agua sea obtenida con más cuidado y pasando por filtros que no afecten a la vida marina ni a la planta regasificadora.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

En el presente proyecto se logra pre-dimensionar una planta de regasificación con todos los procesos involucrados desde la importación de GNL, hasta la distribución de GN a la central térmica. La planta de regasificación es capaz de producir el gas natural necesario para que la central térmica pueda funcionar a su máxima capacidad instalada de 400 MW.

Al cumplir con un factor de carga del 40% para complementar a las hidroeléctricas la planta de regasificación solo está operando 4,8 meses del año. Para aumentar ampliamente las ganancias es necesario aumentar el factor de planta. Por lo cual el gas natural obtenido podría ser distribuido a la central térmica, pero también podría ser usado para la venta de gas natural al sector industrial, residencial o de transporte. Es importante estudiar esos mercados alternativos en futuros trabajos.

El proyecto de construcción de una planta de regasificación en Ecuador es factible al cumplir con su objetivo de abastecer a una central térmica con suficiente gas natural. De acuerdo al análisis financiero se concluye que la inversión puede llegar a generar utilidades superiores a los \$70 Millones de dólares durante el tiempo establecido del crédito de 15 años, mientras que los 10 años restantes, se tendrían utilidades superiores a los \$300 Millones de dólares, teniendo finalmente un VAN de casi 400 Millones de dólares, durante los 25 años de evaluación del proyecto.

Para los inversionistas un TIR del 20% es muy conveniente para el plazo de 15 años de crédito. Una gran ventaja de la planta es que la mayoría de los equipos cuentan con una vida útil de 25 años, por lo cual, la planta puede seguir operando 10 años más sin complicaciones. Después de los 25 años, la planta aún podría seguir funcionando añadiendo una nueva inversión para los equipos que se encuentran en su final de ciclo de vida, o finalmente puede ser vendida.

La selección de los tanques de almacenamiento de tipo aéreo de contención total cilíndrico vertical, implican una mayor inversión al proyecto, pero este valor se ve totalmente justificado al ser el tipo de tanque más seguro que existen en la actualidad, y se puede asegurar una baja probabilidad de falla, protegiendo así la vida humana y ecosistema en donde se encuentren construidos.

La selección del recondensador turbo Brayton es una gran solución para aprovechar los gases generados dentro del tanque por pérdidas de calor al permitir condensar el *BOG*

con diferentes rangos de operación y con un máximo de 3 ton/h. Además, este equipo no genera gases de combustión ya que no consume combustibles fósiles, funciona solo con agua y electricidad.

La construcción de una central térmica a las cercanías de la planta regasificadora disminuye favorablemente los costos de transporte de GN al no requerir grandes líneas de gasoductos.

4.2 RECOMENDACIONES

Una alternativa para evitar la importación de GNL es la reactivación del campo Amistad y todo el bloque 6. En septiembre del 2021, el Ministerio de Energía y Recurso Natural no Renovables, informó que ha recibido propuestas de interés para operar el campo Amistad por más de dos empresas las cuales se muestran interesadas en invertir más de \$100 millones de dólares, disminuyendo así los egresos por importación de GNL y por lo tanto el precio de distribución de GN también disminuiría. Vale la pena estudiar a fondo esa posibilidad antes de pensar en la importación del GNL.

Se recomienda realizar con más detalle el apartado económico de la planta, el costo de importación del GNL y el precio de venta del GN, ya que los costos de los equipos, de los materiales de construcción y el GNL varían con el tiempo, la alta oferta del GNL disminuye su costo por lo cual se espera que la importación del GNL baje de 5 a 4 \$/MMBtu.

El vaporizador de tipo *ORV* funciona mediante el uso de agua de mar como fuente de energía para gasificar el GNL. Las regulaciones ambientales permiten el uso de agua de mar respetando condiciones como; una diferencia de temperatura a la salida máxima de 3 K y bajo porcentaje de impurezas. El vaporizador si cumple con las regulaciones establecidas, sin embargo, la cantidad de intercambio de energía que requiere el vaporizados es alta, por lo cual se requiere grandes cantidades de flujos de agua marina, pudiendo llegar a causar problemas a la vida marina. Por lo cual es recomendable realizar estudios sobre el correcto uso del agua de mar y su descarga.

BIBLIOGRAFÍA

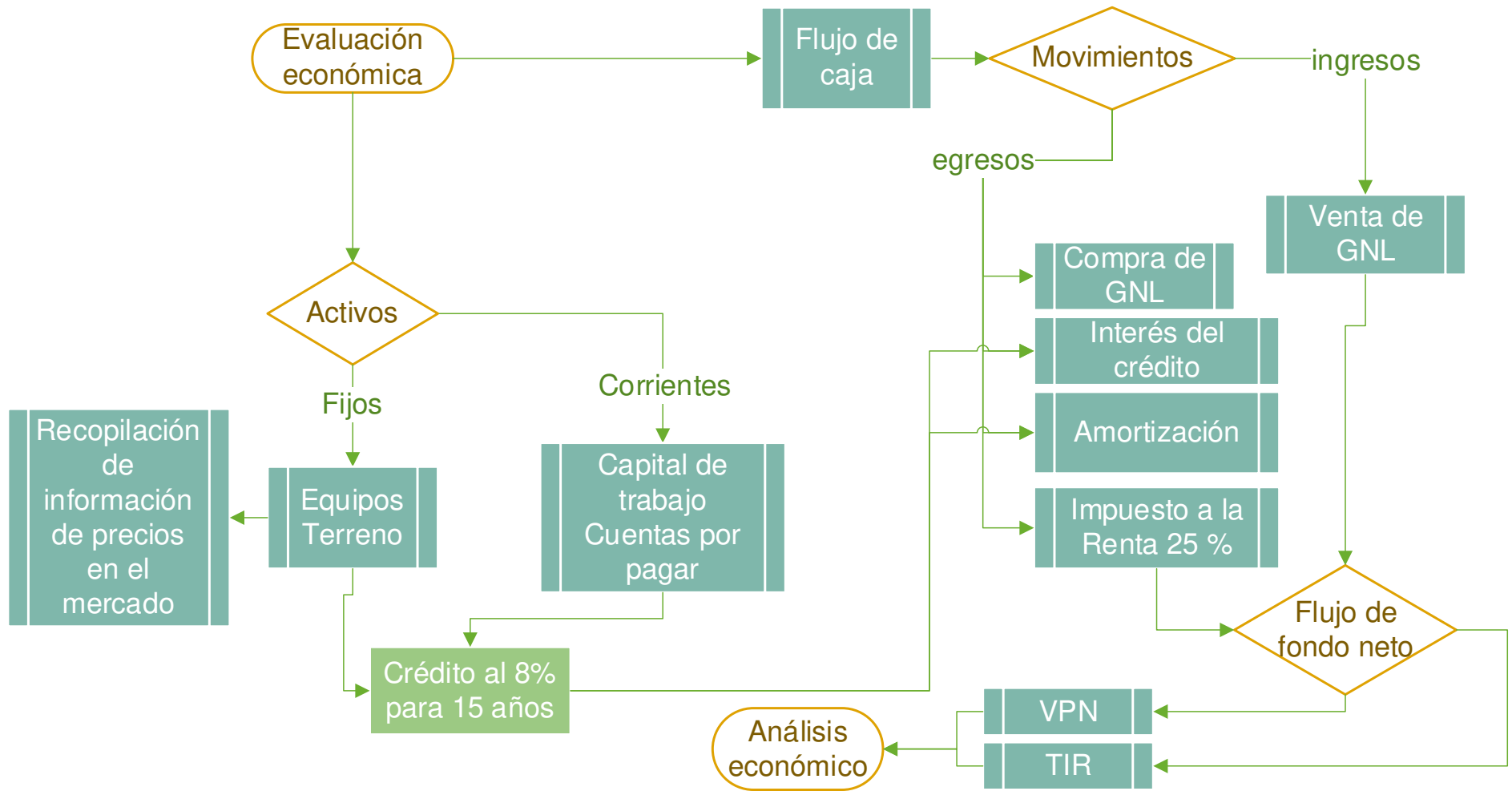
- [1] Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, «Bloque Ciclo Combinado Gas Natural». 2020.
- [2] H. Merchán, «Proyectos de Generación de Energía Eléctrica en el Ecuador». 2020.
- [3] CENACE, «Informe Anual 2019». 2019.
- [4] Foro de la industria nuclear española, «Transporte y almacenaje del gas natural», 2019.
- [5] A. Escobar, «proyecto técnico-económico del diseño de una planta de regasificación de gas natural.», 2016. [En línea]. Disponible en:
<https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/17207>
- [6] Enagás, «Plantas de regasificación». 2014. [En línea]. Disponible en:
https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion
- [7] Y. Ospina, «Plantas de Regasificación». 2016.
- [8] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, «Requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado.» 2019. [En línea]. Disponible en:
<https://cnogas.org.co/documentos/Anexos%20Proyecto%20Resolucion%20Requisitos%20Tecnicos%20Plantas%20de%20Licuefaccion%20y%20Regasificacion%20de%20GNL.pdf>
- [9] Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, «Plan Maestro de Electricidad». 2018.
- [10] CELEC EP, «Energía Térmica», 2015.
<http://www.celec.gob.ec/index.php/generacion/termicos>
- [11] Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, «Balance energético nacional». 2019.
- [12] Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, «Potencial Hidrocarburífero Ecuador». 2019.
- [13] Petroamazonas EP, «Plan de desarrollo campo amistad». 2018.
- [14] J. Agosto, «Informe anual del potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2019». 2019.
- [15] MERNNR, *resolución MERNNR-VH-2021-0008-RM*. 2021.
- [16] Colectivos «Elimines los mecheros que encendemos la vida», «INFORME MECHEROS EN ECUADOR», 2020.
- [17] El Comercio, «Corte de Ecuador acepta demanda de niñas para eliminar mecheros en la Amazonía», 2021. [En línea]. Disponible en:
<https://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador/corte-demanda-ninas-mecheros-amazonia.html>
- [18] enerLAC Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe, «ANÁLISIS DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS NATURAL ASOCIADO: OBSTÁCULOS Y AVANCES EN LATINOAMÉRICA», 2017. [En línea]. Disponible en:
<http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/15/12>
- [19] A. Rojey, *Natural Gas Fundamentals*.
- [20] Saeid Mokhatab, *Handbook of Liquefied Natural Gas*. 2014.
- [21] C. I. A. C.I.A, *THE WORLD FACTBOOK*. 2017. [En línea]. Disponible en:
<https://www.cia.gov/librarY/publications/the-world-factbook/fields/271rank.html>
- [22] I. Galcera, «Estudio de los sistemas de seguridad en la descarga de GNL», 2008.
- [23] D. Dorde, «Problem of Boil- off in LNG supply chain». 2013. [En línea]. Disponible en:
file:///C:/Users/PC11/Downloads/toms_vol2no2_doi001.pdf
- [24] R. Lizarazo, «Diseño conceptual de un vaporizador de gas natural licuado de una planta de regasificación en Colombia», 2018. [En línea]. Disponible en:
https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu10/2DisenoVaporizadorGNL.pdf

- [25] I. Prieto, *Ciclos combinados*. 2006. [En línea]. Disponible en: http://ocw.uniovi.es/pluginfile.php/1012/mod_resource/content/1/1C_C12757_0910/04_GT14_Centrales_termicas_de_ciclo_combinado.pdf
- [26] C. Zarzo, «Tanque aéreo de almacenamiento de gas natural licuado de tipo membrana y 200 000 m³ de volumen», 2014.
- [27] UNE-EN 14620-1:2008, «UNE EN 14620-1:2008 Diseño y fabricación de tanques de acero cilíndricos, verticales y de fondo plano, construidos en el lugar de emplazamiento para el almacenamiento de gases licuados refrigerados con temperaturas de servicio entre 0 °C y -165 °C. Parte 1: Generalidades.», 2014
- [28] American Petroleum Institute, «API 650 - Código de diseño para tanques atmosféricos de almacenamiento sobre la superficie», 2007
- [29] UNION FENOSA GAS, «Que es el “boil off gas”», 2019. <https://www.unionfenosagas.com/es/Newsletter/NoticiaNewsletter/que-es-boil-off-gas-nl-julio-2019?p=JULIO2019>
- [30] José Escudero, «DISEÑO Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICADORA DE GNL», 2008.
- [31] Y. Cengel, *Termodinámica*, 8va ed. 2015.
- [32] Air Liquide, «Turbo-Brayton for BOG reliquefaction on LNG terminals», 2021. <https://advancedtech.airliquide.com/turbo-brayton-bog-reliquefaction-lng-terminals>
- [33] Enagás, «Terminales de GNL». 2018.
- [34] Google Maps, «Ubicación de Posorja en Google Maps», 2021. <https://goo.gl/maps/n45w2SY6LWs17e2S6>
- [35] SENER, «Terminales de regasificación de almacenamiento de GNL», 2021. <https://www.energy.sener/es/regasificacion-gnl>
- [36] J. Sala, *Termodinámica Fundamental*. 2011. [En línea]. Disponible en: <file:///C:/Users/PC11/Downloads/Dialnet-TermodinamicaFundamental-267968.pdf>
- [37] educarchile, «Factor de planta».
- [38] ININ Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, «Participación de la Energía Nuclear en la Estrategia Nacional de Energía», 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.cre.gob.mx/documento/1864.pdf>
- [39] Colbun, «Generación eléctrica en Chile, oportunidades y desafíos», 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2016/08/Presentacion-Thomas-Keller-Seminario-CChC-Julio-2015-web.pdf>
- [40] Statista, «Capacity factors for selected energy sources in the United States in 2020», 2021. <https://www.statista.com/statistics/183680/us-average-capacity-factors-by-selected-energy-source-since-1998/>
- [41] Structuralia, «Características estructurales de los principales tipos de muelles portuarios», 2018. <https://blog.structuralia.com/caracteristicas-de-los-principales-tipos-de-muelles-portuarios>
- [42] N. Castillo, «Estudio de prefactibilidad técnica económica de una planta regasificadora de gas natural licuado», 2009.
- [43] KANON LOADING EQUIPMENT, «KANON LNG Loading arms», 2019. <https://kanon.nl/lng-cng-marine-loading-arms/>
- [44] SVT Loading Yout Values, «LOADING YOUR VALUES, Loading technology Made in Germany». <https://www.svt-gmbh.com/en/home/>
- [45] American Petroleum Institute, «Design and Construction of Large Welded Low Pressure Storage Tanks», 2002
- [46] Comité Europeo de Normalización, UNE EN 14620, «Diseño y fabricación de tanques de acero cilíndricos verticales y de fondo plano, construidos en el lugar de emplazamiento para el almacenamiento de gases licuados refrigerados con temperaturas de servicio entre 0°C y 165°C». 2008.

- [47] KOBELCO, «Insumos de Soldadura de Kobelco para los tanques de almacenamiento de GNL hecho de acero con un 9% de Ni», 2020. <https://www.kobelco-welding.jp/espanol/education-center/technical-highlight/vol02.html>
- [48] CES edupack, «CES edupack», 2019.
- [49] ASTM A353/A353-17, «Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Double-Normalized and Tempered 9 % Nickel», 2017 [En línea]. Disponible en: <https://www.astm.org/Standards/A353.htm>
- [50] ASTM A553/ A553-17e1, «Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered 7, 8, and 9 % Nickel», 2017 [En línea]. Disponible en: <https://www.astm.org/Standards/A553.htm>
- [51] American Petroleum Institute, «API 620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks», 2002
- [52] EBARA, «Tarifa-catálogo 2021». 2021. [En línea]. Disponible en: http://ebara.es/wp-content/uploads/2015/01/tarifa_catalogo.pdf
- [53] Ministerio de fomento, gobierno de España, *Norma de construcción Sismoresistente: parte general y edificación*. 2009.
- [54] Instituto Politécnico, *Temperatura y Dilatación*.
- [55] Renz John Umadhay, *Fixed Roof Tank*. 2019. [En línea]. Disponible en: <https://grabcad.com/library/fixed-roof-tank-2>
- [56] Sanmetal, s.a., «Aluminio», 2021. <http://www.sanmetal.es/docs/1246450322.pdf>
- [57] A. Lopez, «Tanque de almacenamiento de GNL para la ampliación de la planta de regasificación de barcelona», 2013.
- [58] Granada, *HORMIGÓN ARMADO Y PRETENSADO CONCRETO REFORZADO Y PREESFORZADO*. 2007. [En línea]. Disponible en: <https://www.ugr.es/~emontes/prensa/HormigonEstructural.pdf>
- [59] A. A. Abd, «Efficient Design of a Large Storage Tank for Liquefied Natural Gas». 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/324039736>
- [60] Wartisila, «Encyclopedia of ship technology». 2015.
- [61] «Perlita, descripción y aplicación», 2018. <https://alsum.co/handbook/perlita/>
- [62] Termolita, «Perlita Mineral». <http://www.termolita.com/es/Perlita-Mineral/>
- [63] H. Cheng y Y. Ju, «Thermal performance calculation with heat transfer correlations and numerical simulation analysis for typical LNG open rack vaporizer», 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.11.044>.
- [64] BS EN y BRITISH STANDARD, «Installations and equipment for liquefied natural gas — General characteristics of liquefied natural gas», 1997 [En línea]. Disponible en: <http://www.cngspw.com/Doc/WebNote/201010/Y2010M10D12H13m37s25/BS20EN201160-199720u6DB2u5316u5929u7136u6C14u7528u8BBEu5907u548Cu88C5u7F6E.u6DB2u5316u5929u7136u6C14u7684u4E00u822Cu6027u80FD.pdf>
- [65] cryonorm, «Develops, designs and manufactures cryogenic vaporizers, small scale systems and plants for Air Gases and LNG», 2021. <https://cryonorm.com/liquefied-natural-gas/vaporizers/open-rack-vaporizer/>
- [66] Ministerio del ambiente de Ecuador, *NORMA DE CALIDAD AMBIENTAL Y DE DESCARGA DE EFLUENTES : RECURSO AGUA/ Anexo 1*. 2015. [En línea]. Disponible en: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/ecu112180.pdf>
- [67] Pedro Fernandez Díez, *Ingeniería térmica y de fluidos*. [En línea]. Disponible en: https://pfernandezdiez.es/es/libro?id=7&__cf_chl_jschl_tk__=pmd_oeEqYdvYT3RaMHRhr8B5P7.m4rh_YfDx3SCxDk3wY7w-1629747044-0-gqNtZGzNAeWjcnBszQiR
- [68] ALACER MAS, «Catalogo técnica, propiedades del aluminio barra y chapa.», 2021. https://www.alacemas.com/img/galeria/files/aluminio/chapa_5052_aluminio.pdf
- [69] J. Campbell, *GAS CONDITIONING AND PROCESSING*. 1984. [En línea]. Disponible en: <https://ipfs.io/ipfs/bafykbzacecsdzlebaefc2xfjcgqagh4n7msnhocml2uhnzz4gnhv22n2skri>

- m?filename=John%20M.%20Campbell%20-%20Gas%20Conditioning%20and%20Processing_%20The%20Equipment%20Modules%20%28Volume%20%29%20%281992%29.pdf
- [70] INEN, «CPE INEN-NEC-SE-IG 26-11 Instalaciones de gases combustibles para uso residencial, comercial e industrial. Requisitos», 2014 [En línea]. Disponible en: https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/cpe_inen-nec-se-ig%2026-11.pdf
- [71] Galistar, «Hormigón y Precios por m3». <https://www.galistar.es/precio-m3-hormigon/>
- [72] SRI, «IMPUESTO A LA RENTA», 2021. <https://www.sri.gob.ec/impuesto-renta>
- [73] U.S. Energy Information Administration, «Independent Statics & Analysis: U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country», 2020. https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm
- [74] SRI, «Guía para contribuyentes Bienes y servicios gravados con tarifa 0% del IVA». 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwimxaervaLzAhVZTDABHSz2BS8QFnoECAUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.sri.gob.ec%2F0%2Fsri-portlet-biblioteca-alfresco-internet%2Fdescargar%2F38e837fe-49b1-460c-983e-efd39fd04303%2FBienes%2520y%2520servicios%2520gravados%2520con%2520tarifa%2520cero%2520porcentaje%2520del%2520IVA.pdf&usg=AOvVaw3TIVoa5BxyCpqDPFLZA96f>

ANEXO I



ANEXO II

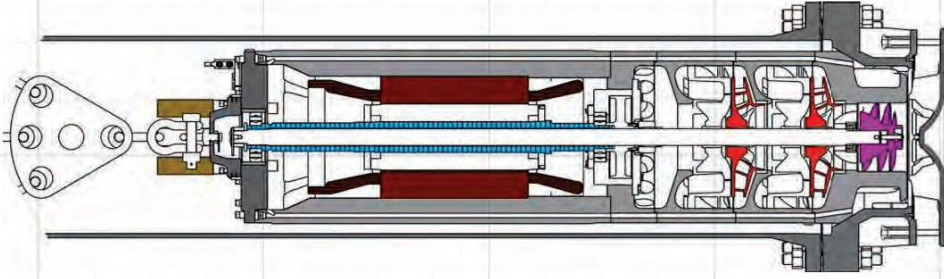
Equipos

REMOVABLE (IN-TANK)

Removable, or in-tank pumps offer the advantage of overhead removal and installation without taking the tank out of service. The pump operates at the bottom of a purpose-built pump column through which it is installed and removed. The column provides the fluid discharge from the pump to the top of the tank and contains the lifting cables as well as the power cables.

When lowered into position, the pump is seated on a conical seat in the suction or "foot" valve at the bottom of the column. The weight of the pump opens the spring loaded foot valve, allowing the pumped fluid to enter the pump inlet where it is then pumped to the top of the column and out through the discharge piping.

When the weight of the pump is removed, the foot valve closes, and the column can be purged and the pump safely removed. This design eliminates the need for piping connections below the tank liquid level for a very safe installation.



I. Bomba sumergida (Empresa NIKKISO CRYO)

II. Vaporizador ORV (Empresa KOBELCO)



Kobe Steel Group Sites Within This Site 検索

[日本語](#) [English](#) [中文](#)

Menu

ORV (Open Rack Vaporizer)

For easy transportation and storage, natural gas is converted to liquefied natural gas, or LNG. After transportation to a receiving terminal of a market country, LNG is temporarily stored in LNG storage tanks before use. The LNG is then heated and converted into ordinary natural gas by the LNG vaporizer, typically ORV, which utilizes water (mainly seawater) to minimize the heating cost and the CO₂ emissions, prior to supply to end-users.


Kobelco's Open Rack Vaporizer (ORV) has a good reputation from customers for its technical quality and reliability as well as its dedicated support and services.

Since the first delivery in 1977, we have delivered more than 150 units of ORV. In 1998, we developed the SUPERORV™ through the joint development with Osaka Gas Co., Ltd. It has 3 times higher gasification performance than conventional ORV, thanks to its patented duplex tube configuration, which suppresses the icing on the outer surface of the tubes and improves the heat transfer efficiency.

[Delivery Reference of ORV and IFV by Country](#)



III. Brazos de descarga (Empresa DCCLPEC)



中文 MENU

Keyword Search

Home > Product > Marine Loading Arm



Product Categories

- Marine Loading Arm
- Truck Loading Arm
- Truck Loading and Metering Skid
- Gangway
- Quick Release Mooring Hooks
- Crane
- Swivel Joint
- Foldable Stair
- Cryogenic Valve

Marine Loading Arms

Marine loading arm(MLA) is usually installed on onshore terminal for loading and unloading gas and oil carried by tanker. Double raceways of swivel joints are processed by precision CNC machine and treated by nitriding. The rotating part of swivel joint is made of GCr15 with hardness of HRC60.

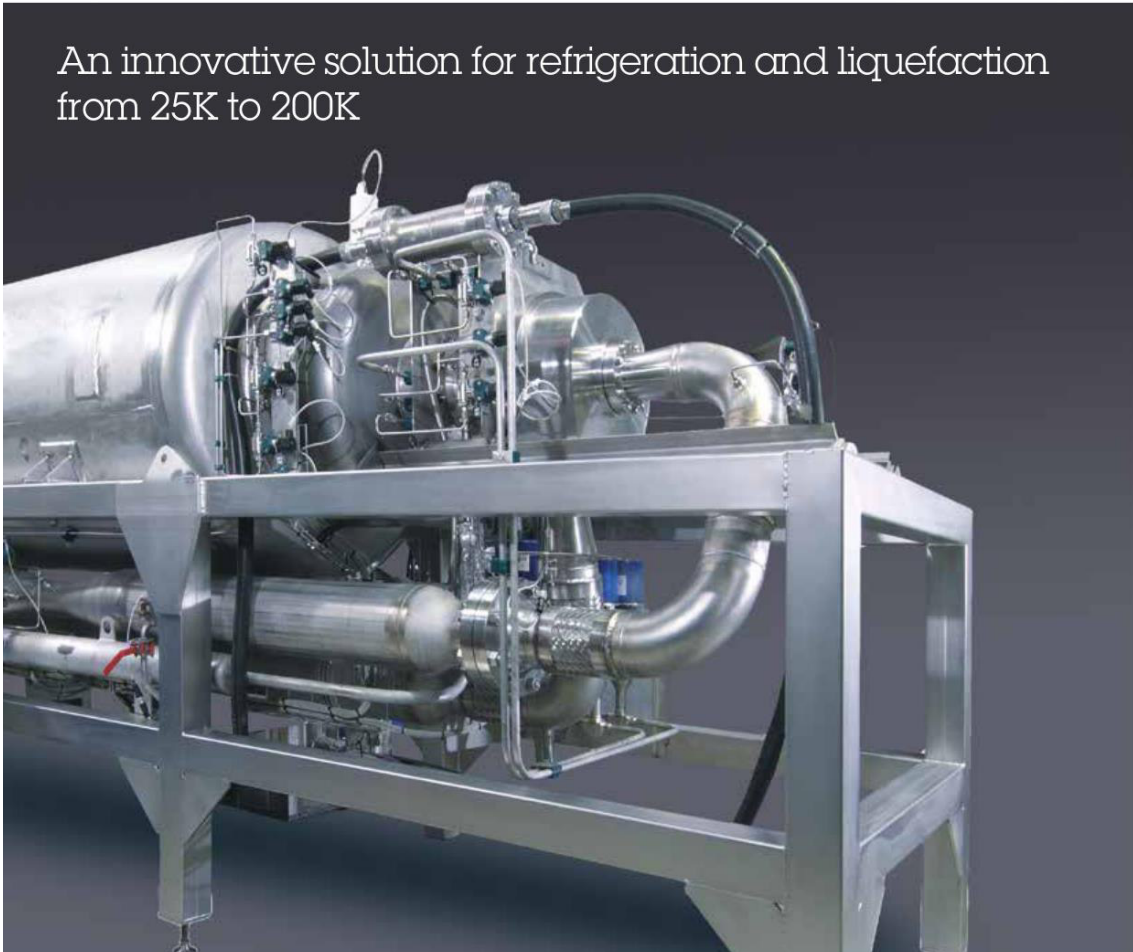
[Send Inquiry](#)



IV. Turbo Brayton (Empresa Air Liquide)

Turbo-Brayton cryogenic systems

An innovative solution for refrigeration and liquefaction
from 25K to 200K



ANEXO III

Evaluación de costos						
Planta de regasificación						
Costos de Capital						
ITEM	Descripción	Costo total inicial [\$]	Costo extra de importación [\$]	Costo extra de fabricación [\$]	Costo extra de instalación [\$]	Costo total final [\$]
	Equipos					
1	Tanque de almacenamiento	12 334 430,12	2 713 574,63	1 850 164,52	1 850 164,52	18 748 333,78
2	Recondensador Turbo Brayton	2 800 000,00	616 000,00		420 000,00	3 836 000,00
3	Vaporizador ORV	800 000,00	176 000,00		120 000,00	1 096 000,00
4	Compresor de BOG	2 000 000,00	440 000,00		300 000,00	2 740 000,00
5	Bomba de agua de mar	2 000 000,00	440 000,00		300 000,00	2 740 000,00
6	Bomba sumergida	800 000,00	176 000,00		120 000,00	1 096 000,00
7	Bomba secundaria (alta presión)	1 800 000,00	396 000,00		270 000,00	2 466 000,00
8	Antorcha	1 800 000,00	396 000,00		270 000,00	2 466 000,00
9	Muelle	603 000,00	132 660,00		90 450,00	826 110,00
10	Brazos de descarga	2 700 000,00	594 000,00		405 000,00	3 699 000,00
11	Tuberías	1 000 000,00	220 000,00		150 000,00	1 370 000,00
		28 637 430,12	6 300 234,63	1 850 164,52	4 295 614,52	41 083 443,78

ANEXO IV

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026
+Ingreso de ventas de GN [\$]		80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00
-Costo de importación del GNL [\$]		- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00
-Intereses crédito [\$]		- 7 735 623,86	- 7 450 724,35	- 7 143 032,89	- 6 810 726,10
-Depreciación [\$]		- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22
=Ganancias operativas gravables [\$]		23 840 772,92	24 125 672,43	24 433 363,90	24 765 670,68
-Impuesto a la renta [\$]		- 5 960 193,23	- 6 031 418,11	- 6 108 340,97	- 6 191 417,67
+Ingreso venta de activos [\$]					
=Ganancias netas contables [\$]		17 880 579,69	18 094 254,32	18 325 022,92	18 574 253,01
+Depreciación [\$]		6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22
-Costos de inversión [\$]	- 96 695 298,26				
+Crédito recibido [\$]	96 695 298,26				
-Amortización crédito [\$]		- 3 561 243,83	- 3 846 143,34	- 4 153 834,81	- 4 486 141,59
=Flujo de fondos neto [\$]	- 96 695 298,26	20 765 689,08	20 694 464,20	20 617 541,33	20 534 464,64

Concepto	2027	2028	2029	2030	2031
+Ingreso de ventas de GN [\$]	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00
-Costo de importación del GNL [\$]	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00
-Intereses crédito [\$]	- 6 451 834,78	- 6 064 232,14	- 5 645 621,30	- 5 193 521,59	- 4 705 253,90
-Depreciación [\$]	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22
=Ganancias operativas gravables [\$]	25 124 562,01	25 512 164,64	25 930 775,49	26 382 875,20	26 871 142,89
-Impuesto a la renta [\$]	- 6 281 140,50	- 6 378 041,16	- 6 482 693,87	- 6 595 718,80	- 6 717 785,72
+Ingreso venta de activos [\$]					
=Ganancias netas contables [\$]	18 843 421,51	19 134 123,48	19 448 081,61	19 787 156,40	20 153 357,16
+Depreciación [\$]	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22
-Costos de inversión [\$]					
+Crédito recibido [\$]					
-Amortización crédito [\$]	- 4 845 032,92	- 5 232 635,55	- 5 651 246,40	- 6 103 346,11	- 6 591 613,80
=Flujo de fondos neto [\$]	20 444 741,81	20 347 841,15	20 243 188,44	20 130 163,51	20 008 096,59

Concepto	2032	2033	2034	2035	2036
+Ingreso de ventas de GN [\$]	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00
-Costo de importación del GNL [\$]	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00
-Intereses crédito [\$]	- 4 177 924,79	- 3 608 409,36	- 2 993 332,70	- 2 329 049,90	- 1 611 624,47
-Depreciación [\$]	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22
=Ganancias operativas gravables [\$]	27 398 471,99	27 967 987,42	28 583 064,09	29 247 346,89	29 964 772,31
-Impuesto a la renta [\$]	- 6 849 618,00	- 6 991 996,86	- 7 145 766,02	- 7 311 836,72	- 7 491 193,08
+Ingreso venta de activos [\$]					
=Ganancias netas contables [\$]	20 548 853,99	20 975 990,57	21 437 298,07	21 935 510,17	22 473 579,23
+Depreciación [\$]	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22
-Costos de inversión [\$]					
+Crédito recibido [\$]					
-Amortización crédito [\$]	- 7 118 942,90	- 7 688 458,33	- 8 303 535,00	- 8 967 817,80	- 9 685 243,22
=Flujo de fondos neto [\$]	19 876 264,31	19 733 885,45	19 580 116,29	19 414 045,59	19 234 689,23

Concepto	2037	2038	2039	2040	2041
+Ingreso de ventas de GN [\$]	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00
-Costo de importación del GNL [\$]	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00
-Intereses crédito [\$]	- 0 836 805,01	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-Depreciación [\$]	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22
=Ganancias operativas gravables [\$]	30 739 591,77	31 576 396,78	31 576 396,78	31 576 396,78	31 576 396,78
-Impuesto a la renta [\$]	- 7 684 897,94	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20
+Ingreso venta de activos [\$]	8 669 529,83				\$ -
=Ganancias netas contables [\$]	31 724 223,65	23 682 297,59	23 682 297,59	23 682 297,59	23 682 297,59
+Depreciación [\$]	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22
-Costos de inversión [\$]					
+Crédito recibido [\$]					
-Amortización crédito [\$]	- 10 460 062,68	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

=Flujo de fondos neto [\$]	27 710 514,19	30 128 650,80	30 128 650,80	30 128 650,80	30 128 650,80
Concepto	2042	2043	2044	2045	2046
+Ingreso de ventas de GN [\$]	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00	80 270 250,00
-Costo de importación del GNL [\$]	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00	- 42 247 500,00
-Intereses crédito [\$]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-Depreciación [\$]	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22	- 6 446 353,22
=Ganancias operativas gravables [\$]	31 576 396,78	31 576 396,78	31 576 396,78	31 576 396,78	31 576 396,78
-Impuesto a la renta [\$]	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20	- 7 894 099,20
+Ingreso venta de activos [\$]				\$ -	
=Ganancias netas contables [\$]	23 682 297,59	23 682 297,59	23 682 297,59	23 682 297,59	23 682 297,59
+Depreciación [\$]	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22	6 446 353,22
-Costos de inversión [\$]					
+Crédito recibido [\$]					
-Amortización crédito [\$]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
=Flujo de fondos neto [\$]	30 128 650,80	30 128 650,80	30 128 650,80	30 128 650,80	30 128 650,80

Concepto	2047
+Ingreso de ventas de GN [\$]	80 270 250,00
-Costo de importación del GNL [\$]	- 42 247 500,00
-Intereses crédito [\$]	\$ -
-Depreciación [\$]	- 6 446 353,22
=Ganancias operativas gravables [\$]	31 576 396,78
-Impuesto a la renta [\$]	- 7 894 099,20
+Ingreso venta de activos [\$]	
=Ganancias netas contables [\$]	23 682 297,59
+Depreciación [\$]	6 446 353,22
-Costos de inversión [\$]	
+Crédito recibido [\$]	
-Amortización crédito [\$]	\$ -
=Flujo de fondos neto [\$]	30 128 650,80

VAN	\$ 79 036 339,90	\$301 286 508,04
TIR	20%	