



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**  
**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Química**

**Dimensionamiento y optimización de una  
instalación de gestión de picos de carga de Gas  
Natural integrada con un ciclo combinado**

**Autor: Carlos Geijo Pérez**

**Tutores: Mato Chaín, Fidel**

**Departamento de Ingeniería Química y Tecnología del medio ambiente**

**Valladolid, Junio 2021**



## Contenido

ÍNDICE DE TABLAS .....	5
ÍNDICE DE FIGURAS .....	6
RESUMEN .....	7
Palabras Clave .....	7
ABSTRACT .....	7
KeyWords .....	7
INTRODUCCIÓN .....	8
Características generales del sector energético en la economía contemporánea .....	8
Datos sobre el modelo actual energético en España y el Gas Natural .....	9
Gas Natural licuado y Peak shaving .....	11
Ventajas de una instalación de Peak shaving de GNL .....	13
Componentes principales de una planta típica de GNL peak shaving .....	13
Descripción de un proceso de licuefacción de gas natural en una planta de peak shaving .....	14
OBJETIVOS .....	17
DESARROLLO .....	18
Estudio de predicción en la demanda de GN y base de cálculo .....	18
Simulación y optimización en Aspen © .....	23
Análisis térmico y energético del aislante del tanque criogénico y dimensionado mecánico .....	32
Selección de material y condiciones de operación del tanque .....	36
Cálculo de los espesores y peso de las virolas .....	40
Cálculo del techo .....	42
Cálculo del fondo .....	43
Hoja de especificaciones del tanque criogénico .....	45
ESTUDIO ECONOMICO .....	46
IMPACTO AMBIENTAL .....	48
Disolventes .....	48
Adsorbentes .....	48
Membranas .....	49
CONCLUSIONES .....	50
BIBLIOGRAFÍA .....	51
ANEXOS .....	53
Anexo 1: Código de Octave para el cálculo de los factores de compresibilidad .....	53

Anexo 2: Cálculos del tanque efectuados en Excel.....	54
Anexo 3: Parámetros de evaluación económica .....	55

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:Gas natural como energía primaria (1990-2030) (ktep*).....	10
Tabla 2:Consumo de GN (en billones de metros cúbicos) en la primera década del siglo XXI .....	10
Tabla 3:Demanda energética de GN servido por gaseoducto por año.....	18
Tabla 4:10 días con más demanda en un periodo de 10 años. ....	20
Tabla 5: Composición líquida de Gas natural tras la válvula de expansión antes de entrar al tanque criogénico.....	20
Tabla 6:PCI o LHV de cada componente.....	21
Tabla 7: Composición de GN a la entrada del ciclo y del Refrigerante.....	24
Tabla 8:Boil off ratio en función de los espesores del aislante térmico.....	35
Tabla 9:Lista de materiales de las placas del tanque .....	37
Tabla 10:Características geométricas de las placas de la aleación A36 .....	38
Tabla 11: Composición química y propiedades físicas y mecánicas de la aleación ASTM A36.....	38
Tabla 12:Máxima eficacia de la soldadura de las juntas .....	39
Tabla 13:Espesores mínimos de las placas y techo según la API620.....	41
Tabla 14:Espesor de la chapa del fondo en función del espesor de la primera virola y la tensión de diseño .....	43
Tabla 15:Costes de la planta tras 10 años de operación.....	47
Tabla 16: Evolución del VAN en el tiempo de vida útil de la planta.....	47
Tabla 17: Cálculos para el aislante térmico. ....	54
Tabla 18:Correlación de Watson .....	54
Tabla 19: Cálculos de la virola inferior.....	54
Tabla 20: Cálculos de la virola superior .....	54
Tabla 21: Cálculos del techo.....	55
Tabla 22: Cálculos del fondo .....	55
Tabla 23: Costes de los servicios auxiliares .....	55
Tabla 24:Lista de equipos y costes segmentados .....	55

## ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1:Niveles de combustible para la generación de electricidad.....	9
Ilustración 2: Esquema básico de una instalación de peak shaving.....	12
Ilustración 3:Planta simplificada de peak shaving incluyendo pretratamientos. ....	15
Ilustración 4:Diagrama de flujo de un proceso SMR.....	16
Ilustración 5:Consumo medio de GN vs Tiempo .....	19
Ilustración 6:Proceso de licuefacción de GN mediante un refrigerante mixto en una sola etapa sin separación de fases.....	23
Ilustración 7:Ciclo de refrigeración de GN con balance de potencias y ciclo Rankine auxiliar .....	25
Ilustración 8:Balance de potencias en el ciclo de licuefacción.....	26
Ilustración 9: Balance de potencias en Design Specs .....	27
Ilustración 10:Variación del flujo de refrigerante para el balance de potencias. ....	27
Ilustración 11:Balance de materia para la cantidad de aire mediante el bloque calculator.....	28
Ilustración 12:Especificación de las raciones llevadas a cabo en la combustión ..	28
Ilustración 13:Ciclo de Rankine Auxiliar de la Planta con vapor de agua .....	29
Ilustración 14:Variación de la potencia suministrada por la turbina en función de la presión de la bomba.....	30
Ilustración 15: :Variación de la potencia suministrada por la turbina en función de la cantidad de moles de agua en el ciclo .....	31
Ilustración 16:Objetivo de la Design Spec para obtener como fracción de vapor 1 a la salida de la turbina 2 .....	31
Ilustración 17:Variación de la cantidad de agua en el ciclo Rankine para obtener la especificación de 1 en la fracción de vapor. ....	32
Ilustración 18:Ratio de Boil off en función del espesor del aislante. ....	35
Ilustración 19:descripción gráfica de la ecuación 22 .....	42
Ilustración 20:Hoja de especificaciones del tanque criogénico.....	45
Ilustración 21: Evolución del precio del Gas Natural 2016-2019 .....	46

## RESUMEN

Este Trabajo consiste en el diseño y optimización energética de una planta de gestión de picos de carga de Gas Natural, mediante re-licuefacción y almacenamiento (siguiendo la norma API620) de GNL mediante el software Aspen ©, llevando a cabo también un estudio del mercado gasista sobre los precios de venta y compra , partiendo como base de un diseño preliminar recogido en el libro de procesos de refrigerantes criogénicos mixtos de Venkatarathnam de una estación de licuefacción a partir de un refrigerante mixto de una sola etapa sin separación de fases intermedia, así como la implantación de un ciclo Rankine de vapor de agua para la generación de electricidad, complementándose con la planta anteriormente descrita como un ciclo combinado de cogeneración

### Palabras Clave

GNL, Gas natural, API620, Aspen ©, licuefacción

(GNL: Gas natural licuado)

## ABSTRACT

This work involves the energy optimization and design of a Natural Gas Peak-shaving liquefaction facility and the storage ( following API620 rule)of LNG through Aspen © software and fixing its minimum cost in order to sell it ,beginning as a base design compiled in the Venkatarathnam's Cryogenic Mixed Refrigerant Processes of a Single-stage mixed refrigerant natural gas liquefaction process without a phase separator, as well as the implantation of a Rankine steam cycle to the generation of electricity, complemented with the previous described plant as a combined cogeneration cycle.

### KeyWords

NG, API 620, Aspen ©, LNG, liquefaction.

(NG: Natural Gas)

(LNG: Liquefied natural gas)

# INTRODUCCIÓN

## Características generales del sector energético en la economía contemporánea

El actual sistema global energético se adapta a la evolución del modelo capitalista. Este sistema se basa en el uso de energías no renovables (carbón, petróleo y uranio). En estos últimos años, nos hemos dirigido hacia un nuevo cambio, un nuevo modelo energético en el cual, las necesidades energéticas están creciendo al punto de requerir el uso de todo tipo de energías, ya sean fósiles o renovables.

Según la clasificación de los recursos naturales de Jacobs (1996, p. 46-47), podemos distinguir tres tipos de fuentes de energía:

- **Recursos no renovables:** Aquellos que no pueden ser regenerados naturalmente a escala de la esperanza de vida humana, si no que requeriría miles de millones de años. En este grupo entran los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). Desde la perspectiva económica, el abastecimiento de estos recursos está fijado, el cual decrece con el consumo de los mismos.
- **Recursos renovables:** Aquellos que se regeneran naturalmente, a pesar de su uso continuo: Agua, viento, hidrógeno, biomasa.... Es recomendable remarcar que la actividad humana y la alteración de ecosistemas pueden afectar la disponibilidad de dichos recursos renovables y pueden ser agotados.
- **Recursos continuos:** Son aquellos recursos que no se han visto alterados por la actividad humana. Este es el caso de la energía solar, la cual produce radiación solar y energía eólica, así como gravedad, que causa la energía de las mareas, así como la energía hidroeléctrica (parcialmente renovable) y la energía geotérmica, a partir del calor de la corteza terrestre.

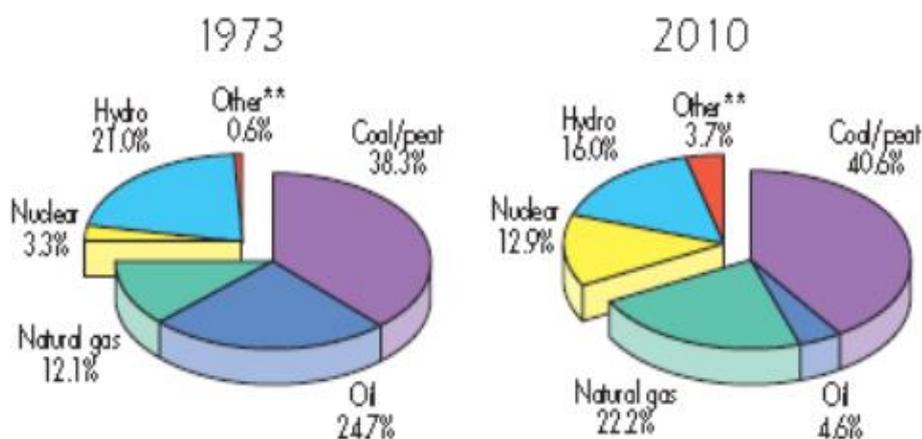
Según la coherencia de la designación arriba expuesta, la energía renovable correspondería tanto con los recursos renovables como continuos, encontrándose el uso extendido de las mismas dentro de la categoría de renovable. La distinción de ambos recursos es útil en tanto en cuanto dicha clasificación reconoce la diferencia entre los recursos renovables en sentido estricto y aquellos que tienen un carácter

continuo. Esta diferencia nos conduce a preguntarnos sobre la naturaleza de lo perecedero de esta energía.

Mientras que en las energías renovables en sentido estricto, el carácter perecedero está determinado respecto a los ciclos de los ecosistemas que garantizan dicho carácter renovable, en los recursos continuos, el uso prolongado de los mismos está asegurado porque no depende directamente de la acción humana, a pesar de que dicho prolongamiento no está ausente de restricciones (espaciales, económicas, tecnológicas e institucionales).

### Datos sobre el modelo actual energético en España y el Gas Natural.

Como se ha indicado anteriormente, el modelo energético global, responde a la actual evolución continua del sistema capitalista, el cual se ha basado en el uso de recursos no renovables ( carbón, petróleo, uranio), a pesar de que en los últimos años se ha visto sometido a cambios, evolucionando en un nuevo modelo energético en el cual las necesidades de energía están creciendo a tal punto de requerir el uso de fuentes tanto fósiles como renovables.



Notes: \*\*: wind, solar, geothermal, biofuel and biomass

Ilustración 1: Niveles de combustible para la generación de electricidad

Dado que parte del estudio de este trabajo tiene como objeto el consumo de GN en España, cabe resaltar del gráfico anterior que el Gas Natural ha sufrido un notable incremento en dicho consumo, el 7,4%, el más grande registrado desde 1984.

Para describir en primer lugar el panorama energético de España y Europa en cuanto al gas natural, se recoge en la tabla siguiente la cantidad de energía primaria para construir una predicción de la misma hasta el año 2030 así como un recuento desde los años 90 para completar la proyección, Regueiro-ferreira & Varela, (2013):

Tabla 1: Gas natural como energía primaria (1990-2030) (ktep\*)

1990	2005	2020	2030
162447	188021	114934	84761

Nota: \*Kilo Tonelada equivalente de petróleo

La tabla anterior, sugiere que a medida que pasen las décadas a partir del 2005, España dependerá cada vez menos de la producción de gas natural como energía primaria, quizás en favor a otras alternativas más renovables.

En el periodo entre 2000-2010, la evolución de la energía primaria total ha sido marcada por un pronunciado crecimiento. España es una gran importadora de energía primaria fósil (primordialmente del petróleo), gas natural y uranio ( para producción nuclear). En cuanto al petróleo, sufrió un gran crecimiento hasta la crisis del 2008.

En la siguiente gráfica, siguiendo este periodo, se recoge el consumo de energía proveniente del Gas Natural ( en billones de metros cúbicos normales) y su variación con respecto a los dos últimos años de este intervalo temporal (2009-2010) con una variación del -0,3% como se puede observar:

Tabla 2: Consumo de GN (en billones de metros cúbicos) en la primera década del siglo XXI

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Variación
16,9	18,2	20,8	23,6	27,4	32,4	33,7	35,1	38,6	34,6	34,4	-0,3%

## Gas Natural licuado y Peak shaving

La razón de la existencia del Gas Natural licuado es simple: a presión atmosférica, la densidad del líquido al punto normal de ebullición del metano es aproximadamente 610 veces mayor que el gas a temperatura y presión ambiente. Como consecuencia, un volumen dado de líquido contiene por encima de 600 veces el valor del poder calorífico que el mismo volumen pero de gas a condiciones ambiente. Este aumento de densidad a temperatura ambiente lo hace idóneo para su transporte y almacenamiento en grandes cantidades, así como hace factible técnicamente el transporte por barco desde los yacimientos gaseosos remotos a los principales centros de distribución y consumo.

La licuefacción y transporte se convierte en económicamente viable cuando el tamaño de las reservas justifica el capital invertido en una planta de gas natural licuado (GNL). Dentro de las aplicaciones en el almacenamiento en los terminales de GNL se incluyen las operaciones auxiliares de peak shaving, ya que en los años recientes GNL se ha convertido en una forma de abastecimiento en las partes más remotas del mundo donde las infraestructuras correspondientes al entramado de tuberías no están bien desarrolladas o al menos no forma óptima. Esto ocurre particularmente en China, donde se han comisionado instalaciones a media escala de Licuefacción de gas natural en áreas remotas como el interior de Mongolia para su transporte posterior en camión a los consumidores finales.

Como en el caso del procesamiento del gas natural convencional, hay un coste energético por el tratamiento y compresión que permite la licuefacción de dicho gas. Para la licuefacción las especificaciones de acceso al tratamiento son más rigurosas así como las necesidades de compresión para la refrigeración en dicha licuefacción se ven incrementadas. El consumo de gas requerido para la licuefacción depende del flujo tratado así como de las presiones de entrada. Las plantas de licuefacción de Peak shaving consumen una energía equivalente al 1-3% del gas que es usado (y perdido) como combustible.

La Regasificación consume alrededor de un 4% de la energía entregada al regasificador. Las instalaciones que usan agua de mar para la regasificación consumen menos combustible pero potencia adicional debe ser empleada en bombear dicho agua.

Los yacimientos de gas natural están generalmente localizados lejos de los grandes centros de consumo ya sean a nivel residencial o industrial, por lo que almacenar grandes cantidades de gas cerca del punto de consumo para abastecer la distribución normal de los gaseoductos durante periodos de elevada demanda (**peak shaving**) es esencial. Las formas más comunes de almacenamiento de gas involucran un almacenamiento subterráneo en yacimientos vacíos de petróleo, cavernas de sal o acuíferos. En los lugares donde el almacenamiento subterráneo no es posible, se opta por un almacenamiento en superficie y las instalaciones usan

plantas de licuefacción, almacenamiento y regasificación relativamente pequeñas para cumplir con los picos de demanda.

Los servicios aislados, aquellos que no están conectados a la red nacional de gaseoductos confían en recibir el GNL en camión para abastecer a sus consumidores. Las plantas de GNL como estas, que contienen solo unidades de almacenamiento y regasificación son habitualmente conocidas como “**Instalaciones Satélites**”.

Según Kidnay et al., (2011) un esquema típico de una instalación de peak shaving, podría ser el siguiente :

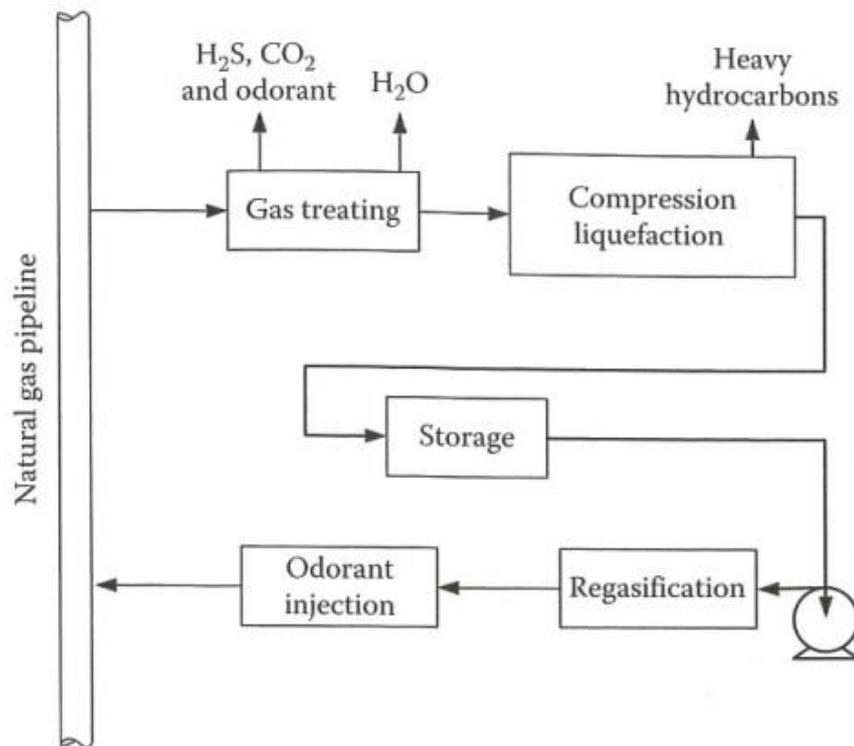


Ilustración 2: Esquema básico de una instalación de peak shaving

## Ventajas de una instalación de Peak shaving de GNL

Este tipo de instalaciones pueden casi siempre estar situadas en algún lugar de la red de distribución de gas, evitando así los picos en los costes relacionados con el transporte de los gaseoductos y los riesgos en la ruptura de las transmisiones, además pueden ser dimensionadas para abastecer la demanda con una gran versatilidad para expandirse. Otra característica remarcable es que no hay problemas de compatibilidad como otras alternativas a la red usual de gaseoducto como el sistema propano-aire, tampoco existen problemas de restricción por la geología como ocurre en el almacenamiento subterráneo, teniendo en cuenta que la mayoría de los problemas en estas instalaciones se resuelven antes de que estas sean construidas según Mesko & Ramsey, (1996)

En cuanto a los gaseoductos, el GNL ofrece un medio de abastecimiento en los picos de consumo de las compañías locales de distribución (**LDCs**) en caso de que la capacidad del proceso de regasificación y almacenamiento sea muy costosa.

## Componentes principales de una planta típica de GNL peak shaving

La práctica comercial de la licuefacción de gas natural comenzó durante la primera guerra mundial por los británicos para la recuperación de Helio. En 1941, la primera planta de almacenamiento de gas natural licuado fue construida en Cleveland y fue diseñada para el abastecimiento de gas natural en los picos de demanda (peak shaving) como propósito y contaba con una capacidad inicial de almacenamiento de **170 MMcf (alrededor de 5 millones de metros cúbicos)** en tres tanques esféricos.

Fue en 1964 cuando la siguiente planta de almacenamiento de GNL fue construida en estados unidos. La necesidad de una instalación de peak shaving fue mucho más grande en las zonas al noreste y de la costa atlántica central, dónde más crecían los picos de demanda.

La función principal de una planta de peak shaving de GNL es proveer al gaseoducto de gas natural en los días de mayor demanda (“peak days”), esto involucra tres grandes operaciones:

- Licuefacción del Gas Natural proveniente del gaseoducto
- Almacenamiento del mismo
- Regasificación (vaporización) del gas natural.

Para llevar a cabo la primera de las tareas, el gas natural es transformado en líquido a través de refrigeración y condensación, a una temperatura de alrededor de  $-160^{\circ}\text{C}$ , que depende de la presión de almacenamiento y de la composición. Como líquido, el gas natural es almacenado a presión cercana a la atmosférica en tanques criogénicos refrigerados. Donde el volumen solo ocupa una fracción de un  $1/600$  de su volumen equivalente en gas.

Finalmente, cuando es necesitado en los “días de pico”, el líquido es revaporizado a través de la adición de calor en la unidad de vaporización o regasificación.

Es importante remarcar que el diseño típico de una instalación de GNL, provee de **almacenamiento**, para aproximadamente **5 a 15 días** de servicio en regasificación mientras que la licuefacción suele ser dimensionada para que los **tanques se llenen en aproximadamente 200 días**. El resto de los días hasta completar el ciclo anual se dedican a mantenimiento, limpieza o inactividad por motivos económicos. Es de resaltar que las consideraciones que influyen en la localización y en el dimensionado y diseño de estas plantas son numerosas y en extremo dependientes de las circunstancias del mercado gasístico local: continuidad y tipo del suministro, características del gas y su variabilidad en el gasoducto, hábitos de consumo, en particular la proporción de consumidores industriales a domésticos aguas abajo de la instalación, situación geográfica global, y en como esta influye en la pauta meteorológica estacional, influencias políticas y administrativas en el sector de generación de energía, regulaciones medioambientales regionales y nacionales y un largo etcétera.

En un intento de resumir y generalizar las características perseguidas a la hora de construir estas plantas puede citarse:

- Costes de inmovilizado reducidos, aún a costa de una eficacia menor. Se incluye un área construida limitada
- Limitación de costes operativos, en particular la capacidad de ser operada por equipos de personal reducido: elevada automatización
- Funcionamiento intermitente facilitado: rápidas y sencillas puesta en marcha y detención; insensibilidad a prolongados periodos de inactividad

## Descripción de un proceso de licuefacción de gas natural en una planta de peak shaving

Como se ha expuesto anteriormente, las plantas de gas de peak shaving son una alternativa técnica para compensar la demanda de gas natural no cubierta en



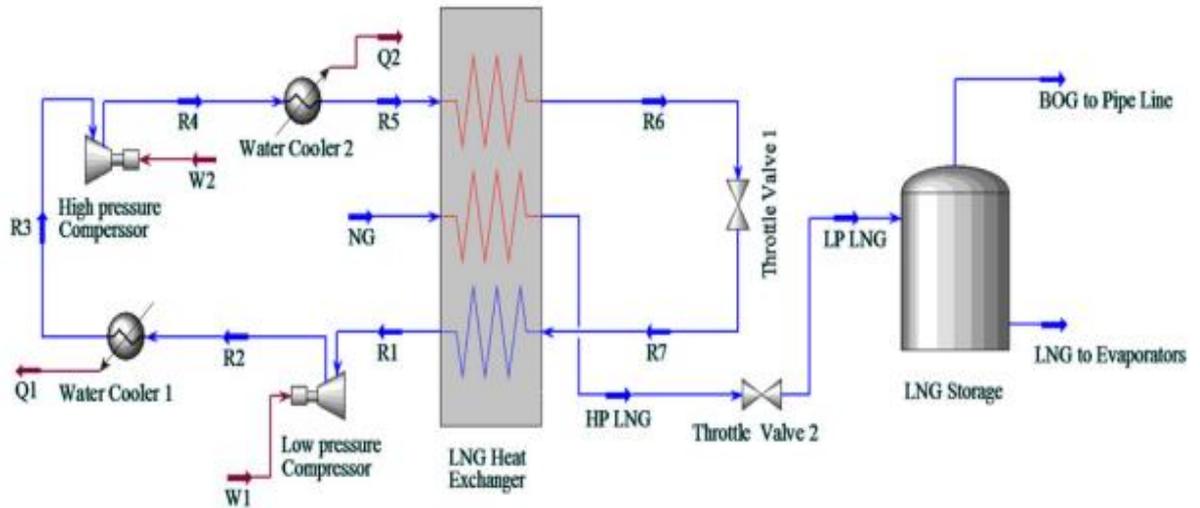


Ilustración 4: Diagrama de flujo de un proceso SMR

(SMR: Singled Mixed Refrigerant)

La imagen de la ilustración 4 corresponde a una versión simplificada del proceso **PRICO** Mokarizadeh Haghghi Shirazi & Mowla, (2010), usado por primera vez en 1981 por la planta de licuefacción de gas natural Skikda en Argelia, donde tres trenes de proceso fueron instalados bajo la licencia de Pritchard. En esa imagen se muestran dos etapas de compresión y dos intercambiadores de carcasa y tubos como refrigerantes intermedios en dichas etapas, así como un intercambiador de calor de licuefacción de gas natural central con corrientes separadas tanto de GN como de refrigerante con dos válvulas de estrangulamiento instaladas en la corriente de GNL de alta presión y en el propio ciclo de refrigeración.

## OBJETIVOS

En este trabajo se persigue dentro del ámbito de los procesos termodinámicos, energéticos y de simulación relativos al gas natural y el gas natural licuado lo siguiente:

- Contextualización del criterio utilizado para la optimización de un proceso de referencia de licuefacción de gas natural basada en un ciclo de refrigerante mezclado de una sola etapa tomado de la bibliografía Venkatarathnam.(2008) servida energéticamente por un proceso de cogeneración básico mediante un combinado, integrado por una turbina de gas (TG) comercial y un ciclo Rankine de vapor de agua potenciado por la recuperación de calor de los humos de la TG.
- Dimensionamiento preliminar del tanque criogénico de la instalación siguiendo la norma API620 y el análisis de la transmisión de calor del aislante interno.
- Evaluación económica básica y concisa de la posible viabilidad monetaria de la instalación propuesta así como un comentario sobre el impacto ambiental de los procesos de licuefacción de gas natural y peak shaving.

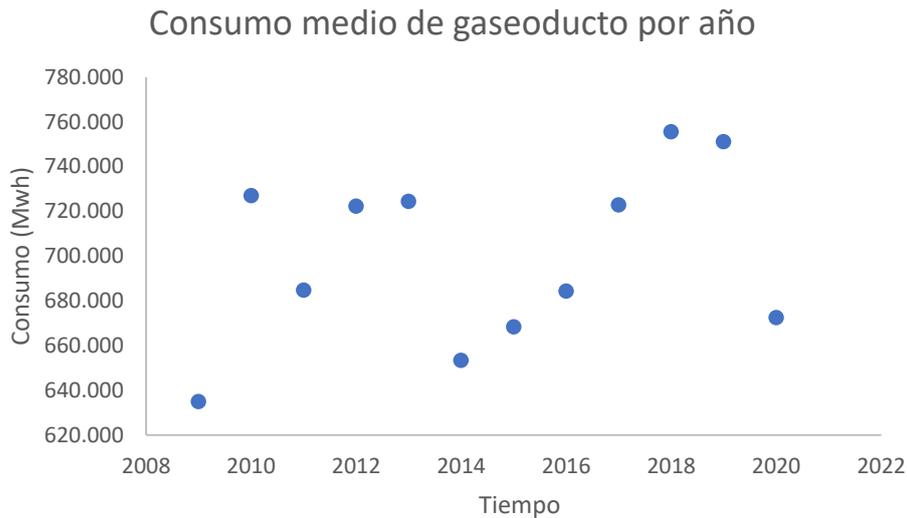
## DESARROLLO

### Estudio de predicción en la demanda de GN y base de cálculo

En primer lugar, se efectúa un estudio sobre la demanda de gas natural por gaseoducto a lo largo de los últimos 10 años, con objeto de encontrar una correlación en los valores promedios de consumo energía anual para una representación gráfica y una posible extrapolación como herramienta predictiva de la demanda en un futuro cercano a partir de los datos recogidos en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC (2021).

*Tabla 3: Demanda energética de GN servido por gaseoducto por año*

<b>Años</b>	<b>Consumo</b>	
2009	635.110	MWh
2010	727.064	MWh
2011	684.836	MWh
2012	722.339	MWh
2013	724.477	MWh
2014	653.516	MWh
2015	668.419	MWh
2016	684.468	MWh
2017	723.013	MWh
2018	755.659	MWh
2019	751.192	MWh
2020	672.617	MWh



*Ilustración 5: Consumo medio de GN vs Tiempo*

Como se puede observar en el gráfico anterior, el patrón de evolución de la demanda de GN por gaseoducto en función de los años no presenta una pauta de variación definida, lo que **hace difícil** establecer una **correlación** efectiva que nos ayude a extrapolar y predecir el comportamiento de dicha demanda en años futuros.

Aparte de estos datos totalizados anualmente, la **CNMC** ofrece también datos diarios, lo que permite tener una visión cuantitativa sobre los picos de demanda ocurridos en época reciente. Esta información es crítica para el dimensionamiento de la planta, pues su objetivo primordial es la gestión de estos picos. En este sentido es de resaltar que este dimensionamiento es una tarea de extrema dificultad, que cae dentro de los campos de predicción económica, evolución de las políticas reguladoras de la generación de energía y gestión de inversiones y riesgos, más que en el de la Ingeniería Química. Por ello, y aunque se ha hecho el mayor esfuerzo, se considera que la confianza en los resultados debe considerarse limitada y sujeta a cambios considerables en función de las alteraciones del mercado.

Para la base de cálculo primero se ordena la evolución diaria de la demanda de GN por gaseoducto para escoger los **10 días** con más demanda con sus fechas, para tener una estimación de los días en los que la planta funcionaría en modo producción o exportación, es decir, regasificando el combustible previamente almacenado y sirviéndolo a gasoducto.

Tabla 4:10 días con más demanda en un periodo de 10 años.

Fecha	Demanda MWh
03/02/2012	1.204.190
18/01/2017	1.183.750
19/01/2017	1.182.670
08/02/2012	1.182.250
20/01/2020	1.173.325
08/02/2018	1.172.630
09/02/2012	1.170.790
13/02/2012	1.168.400
11/01/2019	1.167.850
16/12/2010	1.166.030

Se ha desarrollado código específico en MatLab/Octave, que puede encontrarse en el Anexo 1, para calcular la composición de líquido del GNL tras la salida del cambiador de calor multi-corriente, o “Cold Box” y la válvula de expansión posterior, y que se utiliza como última etapa de enfriamiento y condensación del GN:

Tabla 5: Composición líquida de Gas natural tras la válvula de expansión antes de entrar al tanque criogénico.

Fuel	x <sub>is</sub>
Nitrogen	0,016527965
Methane	0,892794813
Ethane	0,058672708
Propane	0,022403158
nButane	0,005334087
i-Butane	0,003200452
i-Pentane	0,001066817

Además, también necesitaremos una lista con los Poderes caloríficos inferiores de los componentes para estimar cuánta energía térmica se liberará en su combustión:

Tabla 6: PCI o LHV de cada componente.

Fuel	LHV MJ/Kg
Nitrogen	0
Methane	50,009
Ethane	47,794
Propane	46,357
nButane	45,752
i-Butane	45,613
i-Pentane	45,241

Es necesario también calcular con los datos arriba expuestos, el peso molecular promedio y el PCI promedio de la mezcla con estas expresiones:

$$PM_{prom} = \sum_i^n PM_i x_i = 17,87 \text{ Kg/Kmol} \quad (1)$$

La ecuación de PCI promedio es análoga al anterior:

$$LHV_{prom} = \sum_i^n LHV_i x_i = 48,9 \text{ MJ/Kg} \quad (2)$$

Donde se ha adoptado la simplificación de que la mezcla combustible se comporta como una mezcla ideal de gases ideales, en lo que no se cometerá un error importante debido a la elevada temperatura y baja presión a la que tiene lugar la combustión. Tampoco se ha tenido en cuenta la formación de radicales libres o de otras moléculas de recomposición durante el enfriamiento, pero, igualmente, los errores en los que se incurren pueden considerarse menores para los fines que se persiguen.

En ambas expresiones,  $i$  representa cada componente de la mezcla y  $n$  el número total de componentes.

Con estos dos valores y el sumatorio de la demanda de GN por gaseoducto recogida en la Tabla 4, podemos calcular la cantidad total de moles, siendo esta de **45569031,57** Kmol, Recuérdese que este valor corresponde a los picos de demanda nacional.

A continuación es preciso calcular el Volumen molar para tener una idea del volumen total que ocupara el gas natural licuado, para ello mediante otro script de Matlab calculamos el factor de compresibilidad **Z** y con las condiciones de almacenamiento ( **1 bar y 109°K** ), que son las condiciones de la salida de la válvula después del intercambiador criogénico en el ciclo calculamos el Volumen molar (**V<sub>m</sub>**), siendo este de **3,895E-05m<sup>3</sup>/mol** lo que nos daría un volumen de líquido a almacenar de aproximadamente de alrededor de **1775298 m<sup>3</sup>**.

El valor de volumen arriba expuesto es inabarcable para una instalación pequeña localizada en **Cartagena** (qué es la geolocalización virtual de este proceso) y excede con creces el alcance, como es lógico ya que los datos del CNMC representa la demanda a nivel nacional, algo que una pequeña planta no puede abarcar, por lo tanto, el objetivo será abastecer solo una pequeña fracción de la demanda ( en torno al 1%), para ello se decide que el volumen de GNL a abastecer seyrá la capacidad de 4 tanques criogénicos de 18 metros de diámetro y 20 metros de altura lo que da un volumen aproximado por tanque de **5089,38 m<sup>3</sup>** , por lo tanto la cantidad de demanda que la planta será capaz de almacenar y abastecer se puede calcular como:

$$\% \text{ demanda nacional} = \frac{5089,38m^3 * 4}{1775298m^3} x 100 = \mathbf{1,15 \%} \quad (3)$$

Por lo tanto, si tenemos en cuenta que la planta operará 355 días al año ( teniendo como premisa que a pesar de incidir anteriormente que los tanques se llenan en 200 días, no se está teniendo en cuenta el periodo de mantenimiento y limpieza de la planta si no que se intenta simular el caso en el que el gasto de operación de la planta sea alto y que los otros 10 días será de venta de dicho GN) ya que en la optimización de esta planta no se ha tenido en cuenta el proceso de regasificación, el flujo en moles , apoyándonos en el valor del volumen molar previamente calculado, tenemos como resultado un flujo de **16,9 mol/s** y para calcular cuánto gas natural se almacena finalmente será preciso dividir este valor del flujo entre la fracción de líquido después de la válvula isoentálpica de expansión, como la fracción de vapor es 0,1 , será preciso dividir ese flujo entre 0,9, dando como lugar un flujo de entrada de GN a la planta de licuefacción de **18,8 mol/s**

Según Venkatarathnam, G. (2008) la relación molar de entrada de GN a refrigerante es de 1-0,24 por lo tanto se puede hacer una estimación inicial de cuando refrigerante requerirá el loop de refrigeración y los up y low limits de sus valores a la hora de la optimización a través del balance de potencias de la planta.

## Simulación y optimización en Aspen ©

La simulación y optimización del ciclo de licuefacción de gas natural, está basada en un ciclo de refrigerante mixto de una sola etapa sin separación de fases según Venkatarathnam, G. (2008)

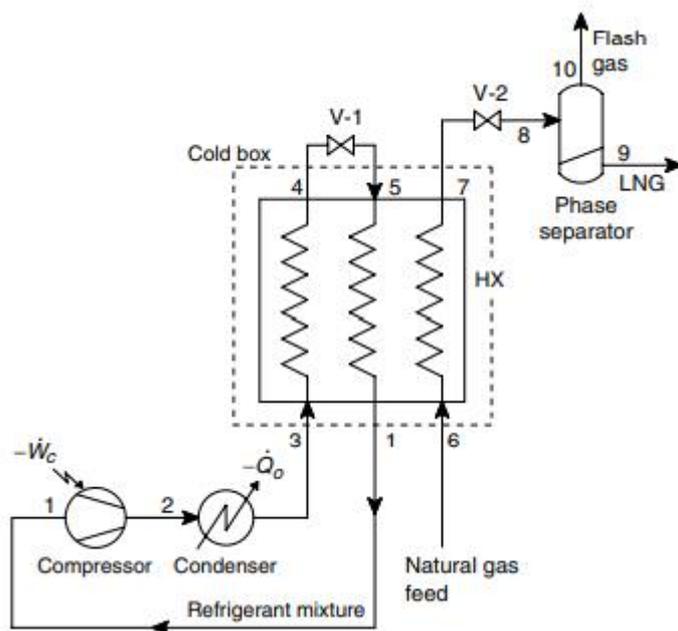


Ilustración 6: Proceso de licuefacción de GN mediante un refrigerante mixto en una sola etapa sin separación de fases.

Tabla 7: Composición de GN a la entrada del ciclo y del Refrigerante.

Component	NG feed <sup>a</sup> (mol%)	Refrigerant (mol%)
Nitrogen	4.0	11.6
Methane	87.5	28.4
Ethane	5.5	30.7
Propane	2.1	14.0
<i>n</i> Butane	0.5	5.7
<i>i</i> Butane	0.3	0.0
<i>i</i> Pentane	0.1	9.5

<sup>a</sup> Feed composition as in Ref. [65].

Con el fin de proceder a la optimización del proceso se ha realizado la simulación del núcleo básico en el software comercial Aspen®V11, añadiendo los componentes del sistema de generación de energía, TG, recuperador de calor y turbina de vapor

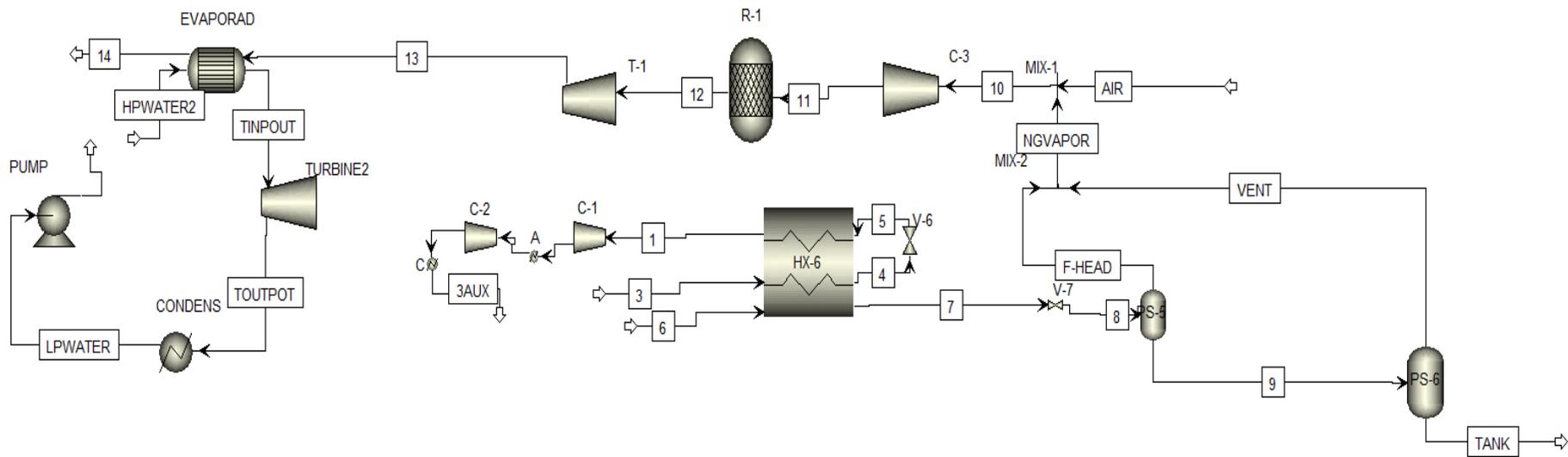


Ilustración 7: Ciclo de refrigeración de GN con balance de potencias y ciclo Rankine auxiliar

Es necesario remarcar varios aspectos de la simulación anterior y dividir el comentario en varias secciones, empezando por destacar que la optimización del ciclo se basa en un balance de potencias entre los compresores y la turbina, de modo que toda la energía que estos requieren, es suministrada por la propia turbina, como se puede observar:

$$WT1 = WC1 + WC2 + WC3 = 216882w + 221038w + 774277w \quad (4)$$

$$WT1 = 1212197 w \quad (5)$$

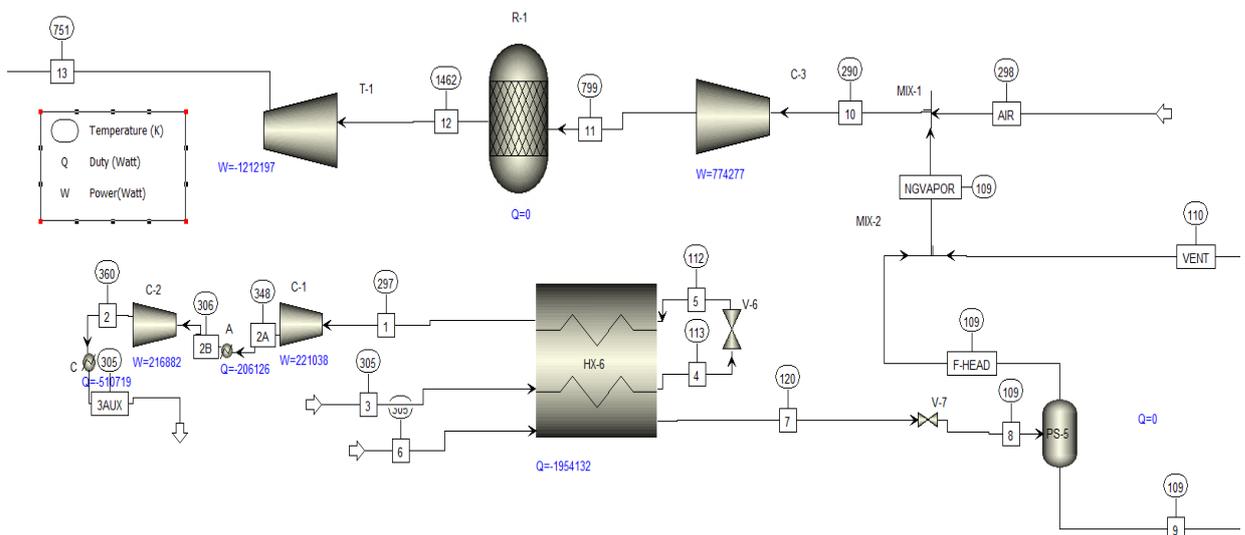


Ilustración 8: Balance de potencias en el ciclo de licuefacción

El recurso técnico concreto utilizado para calcular este balance ha sido el empleo del bloque “Design Specs”, herramienta que Aspen posee y que sirve para poder calcular ciertos parámetros de una planta química en la simulación en función de la variación de otros, y al que se puede imponer restricciones o cumplimiento de condiciones..

A continuación, se muestra la interfaz en la que se define este balance de potencias realizado dentro del bloque de cálculo previamente mencionado:



Ilustración 9: Balance de potencias en Design Specs

Como criterio de variación se ha escogido la cantidad de refrigerante en la corriente 3, la cual está interrumpida y representada por dos corrientes independientes para evitar conflictos en la simulación con los lazos de recirculación, aunque en la práctica los valores de la corriente 3 son los mismos que nos da como resultado la 3-AUX. Se ha escogido este criterio porque al escoger la variación de dicho refrigerante en el balance de las potencias da como resultado **la minimización de dicho refrigerante**.

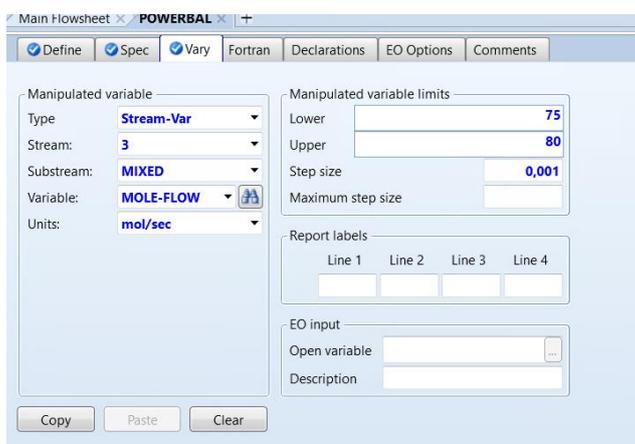


Ilustración 10: Variación del flujo de refrigerante para el balance de potencias.

Para llevar a cabo el balance de potencias, se ha tenido que realizar la combustión de los componentes más mayoritarios en el gas natural en las corrientes de cabezas del separador de fases PS-5 (F HEAD) y la corriente de venteo de los tanques criogénicos ocasionado por el **boil off** (evaporación parcial del gas natural licuado dentro del tanque debida a la entrada (fugas de calor del exterior) calculada mediante el separador de fases ficticio PS-6 y cuyo ratio de fracción de vapor se ha fijado en un 0,2%

Estas dos que forman el combustible de la TG, se mezclan con una corriente de aire ambiente, que corresponde a 3,5 veces la cantidad de aire estequiométrico para la reacción de combustión, pues esta es la proporción habitual en estos dispositivos. Este amplio exceso de aire/oxígeno permite conseguir la combustión total del combustible y también disponer de un flujo importante de nitrógeno, que actúa como fluido de trabajo en el expansor:

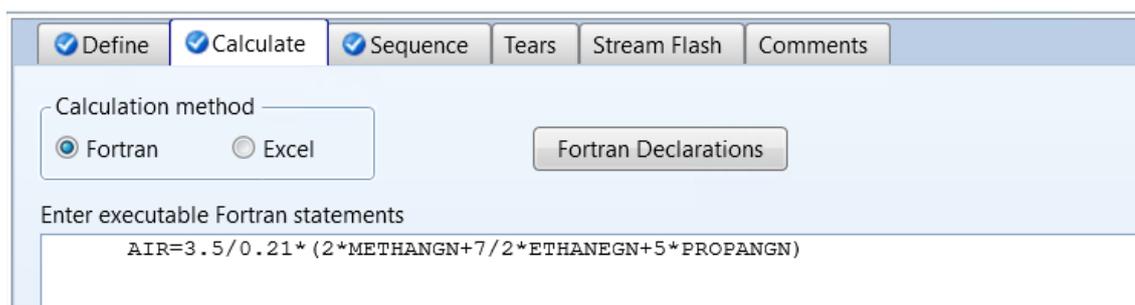


Ilustración 11: Balance de materia para la cantidad de aire mediante el bloque calculator.

Rxn No.	Specification type	Molar extent	Units	Fractional conversion	Fractional Conversion of Component	Stoichiometry
1	Frac. conversion		kmol/hr		1 METHANE	METHANE + 2 O2 --> CO2(MIXED) + 2 WATER(MIXED)
2	Frac. conversion		kmol/hr		1 ETHANE	2 ETHANE + 7 O2 --> 4 CO2(MIXED) + 6 WATER(MIXED)
3	Frac. conversion		kmol/hr		1 PROPANE	PROPANE + 5 O2 --> 3 CO2(MIXED) + 4 WATER(MIXED)

Ilustración 12: Especificación de las reacciones llevadas a cabo en la combustión

Cabe destacar que el reactor R-1 no es real, si no que en la instalación real y en el posterior balance económico se considera una cámara de combustión anexa a la turbina T-1.

La justificación para la inclusión del **ciclo de Rankine** radica en que la corriente que sale de la T-1 todavía posee energía, debido a que se encuentra a una temperatura elevada y puede aprovecharse en un evaporador para generar vapor de agua a una presión y temperatura suficientes para que alimente otra turbina como se puede ver a continuación:

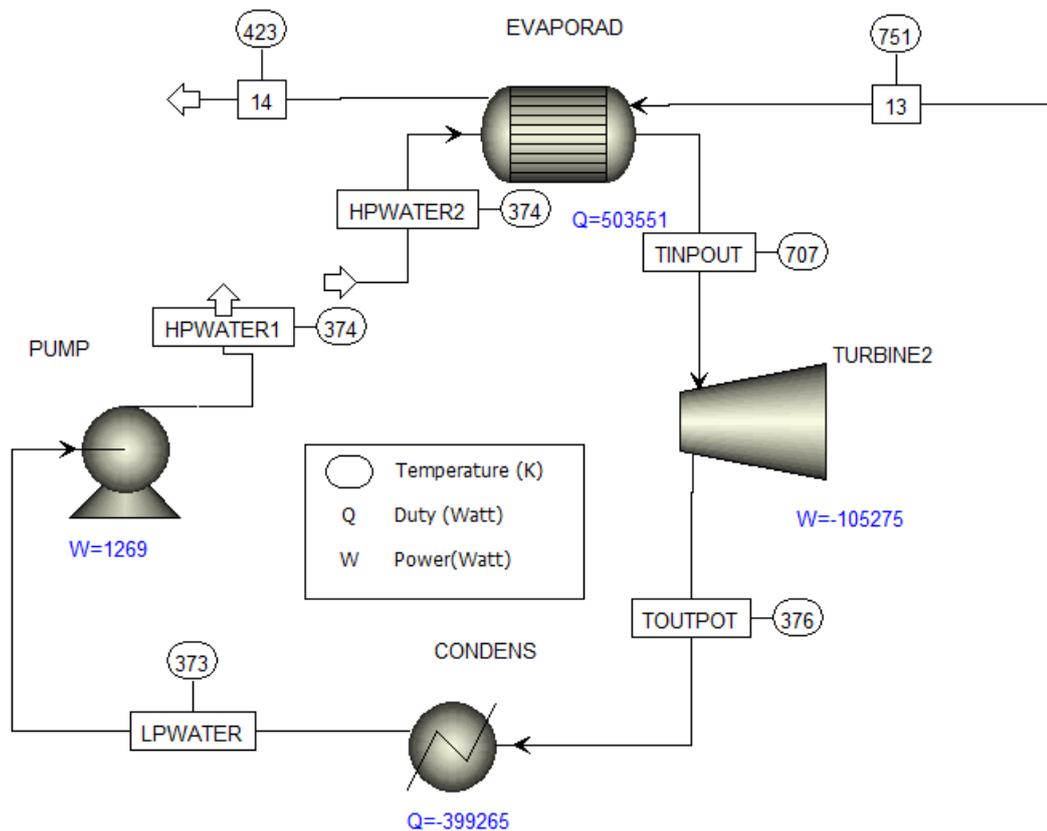


Ilustración 13: Ciclo de Rankine Auxiliar de la Planta con vapor de agua

Para este ciclo, mediante un análisis de sensibilidad variando la presión de la bomba y la cantidad de agua para ver qué flujo de trabajo produce la turbina, se ha

determinado una presión en la bomba y una cantidad de moles de agua en la corriente HPWATER2 (la cual está seccionada por el mismo motivo que la 3 en la otra parte del ciclo), para la cual la fracción de vapor de la salida de la turbina es 1, evitando así la presencia de líquido en el sistema y consiguiendo una corriente saturada que luego pasará al condensador.

	Row/Case	Status	VARY 1 HPWATER2 MIXED PRESSURE  BAR	WORKT2 WORK (K)  KW
▶	1	OK	5	-64,1881
▶	2	OK	10	-85,3609
▶	3	OK	15	-96,2517
▶	4	OK	20	-103,969
▶	5	Errors	21	-107,8
▶	6	OK	25	-111,323
▶	7	Errors	30	-116,179

*Ilustración 14: Variación de la potencia suministrada por la turbina en función de la presión de la bomba*

Como se puede observar, a partir de los 20 bares, la potencia y el análisis se vuelve inconsistente.

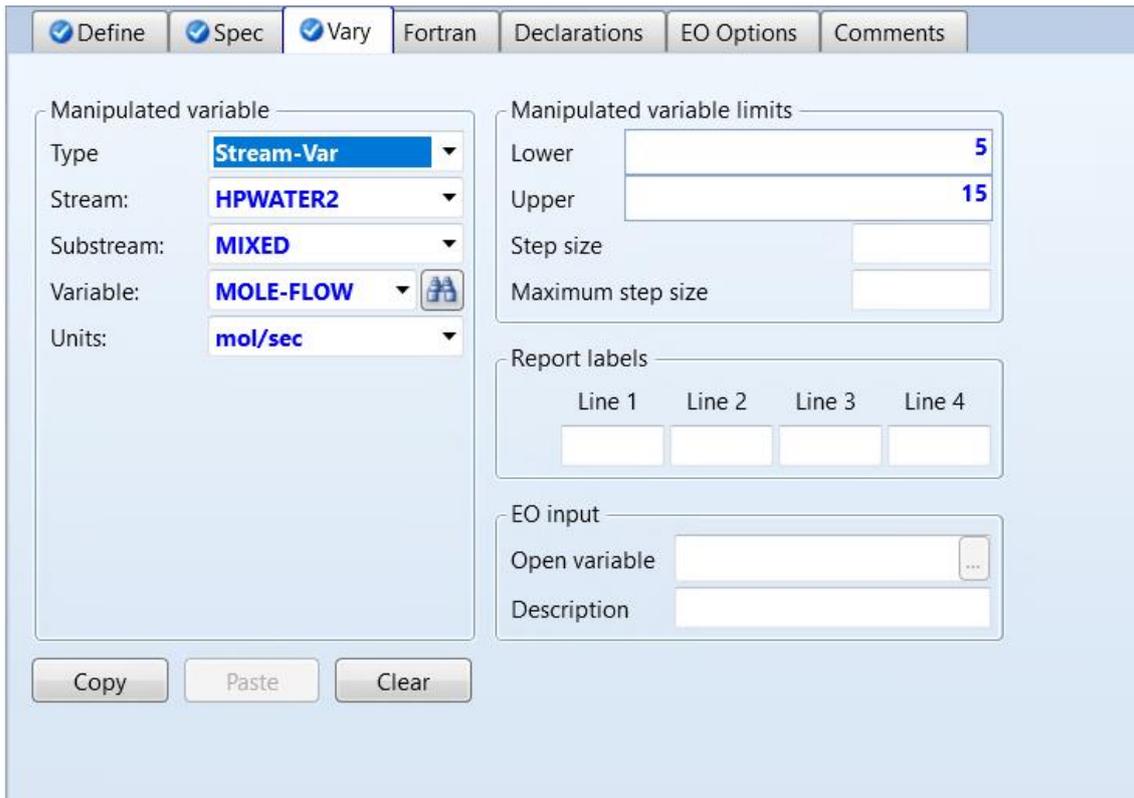
Row/Case	Status	VARY 1 HPWATER2 MIXED TOTAL MO LEFLOW KMOL/HR	WORKT2 WORK (K)  KW
▶ 1	Errors	18	-60,3236
▶ 2	OK	36	-105,275
▶ 3	Errors	36	-106,996
▶ 4	Errors	54	-107,289
▶ 5	Errors	72	-104,245
▶ 6	OK	90	-108,318
▶ 7	Errors	108	-93,9545

*Ilustración 15: Variación de la potencia suministrada por la turbina en función de la cantidad de moles de agua en el ciclo*

El análisis anterior sirve para poder determinar los límites inferior y superior en el que se varía la cantidad de moles de agua en el ciclo para conseguir que la corriente salga saturada:

Define	Spec	Vary	Fortran	Declarations	EO Options	Comments
Design specification expressions						
Spec	MFRACT2					
Target	1					
Tolerance	0,001					

*Ilustración 16: Objetivo de la Design Spec para obtener como fracción de vapor 1 a la salida de la turbina 2*



*Ilustración 17: Variación de la cantidad de agua en el ciclo Rankine para obtener la especificación de 1 en la fracción de vapor.*

## Análisis térmico y energético del aislante del tanque criogénico y dimensionado mecánico.

El objetivo de realizar este análisis recae en la importancia de cuantificar de forma aproximada el ratio de boil off, es decir la cantidad de GN evaporado por fugas térmicas desde el ambiente hacia el interior del medio criogénico almacenado mediante un análisis basado en la propia geometría del tanque y la ecuación de Fourier así como el concepto de resistencia térmica.

Se considera la resistencia térmica del tanque como:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_m} + \frac{1}{R_s}} \quad (6)$$

Dónde  $R_m$  es la resistencia del Aislante y  $R_s$  es la resistencia del propio acero del tanque

Ambas resistencias tienen la siguiente expresión, correspondientes a la transmisión por conducción a través de un medio solido:

$$R_m = \frac{\Delta h}{K_m S} \quad (7)$$

$$R_s = \frac{\Delta h}{K_s S_s} \quad (8)$$

Dónde  $\Delta h$  Es el espesor del aislante en m ,  $S$  es el área interna del tanque,  $S_s$  es el área de las uniones internas del tanque de soporte y  $K_m$  y  $K_s$  son las conductividades térmicas del aislante y el acero en W/mK

Por lo tanto, el flujo de calor que proviene del exterior se puede expresar como:

$$q = \Delta T * \left( \frac{K_m S}{\Delta h} + \frac{K_s S_s}{\Delta h} \right) \quad (9)$$

Dónde  $\Delta T$  es la diferencia entre la temperatura exterior y la interior del tanque.

Dividiendo la expresión anterior entre  $S$  y considerando la densidad de área  $\beta = S_s/S$  donde  $V$  es el volumen del tanque en  $m^3$  (También se calcula como  $4/D$ , dónde  $D$  es el diámetro del tanque en metros) tenemos:

$$q = \Delta T * (K_m + K_s \alpha) * \frac{\beta V}{\Delta h} \quad (10)$$

Dónde  $\alpha$  es el ratio entre el área de las juntas y el área total del tanque.

Considerando que el flujo de Boil off a través del tanque sigue esta expresión:

$$m = \frac{q}{\Delta H} \quad (11)$$

Dónde  $\Delta H$  es la entalpía de vaporización calculada por la correlación de Watson (Chen et al., 2004)

Por la tanto dividiendo la ec.11 entre la densidad del GNL por el volumen del tanque, tenemos la expresión del ratio de boil off:

$$r = \frac{\Delta T(K_m + K_s \alpha) \beta}{\rho \Delta h \Delta H} \quad (12)$$

Dónde  $\rho$  es la densidad del GNL.

A continuación se recogen los ratios de Boil off en función de los espesores del aislante, para dos superficies de uniones  $\alpha$  distintas:

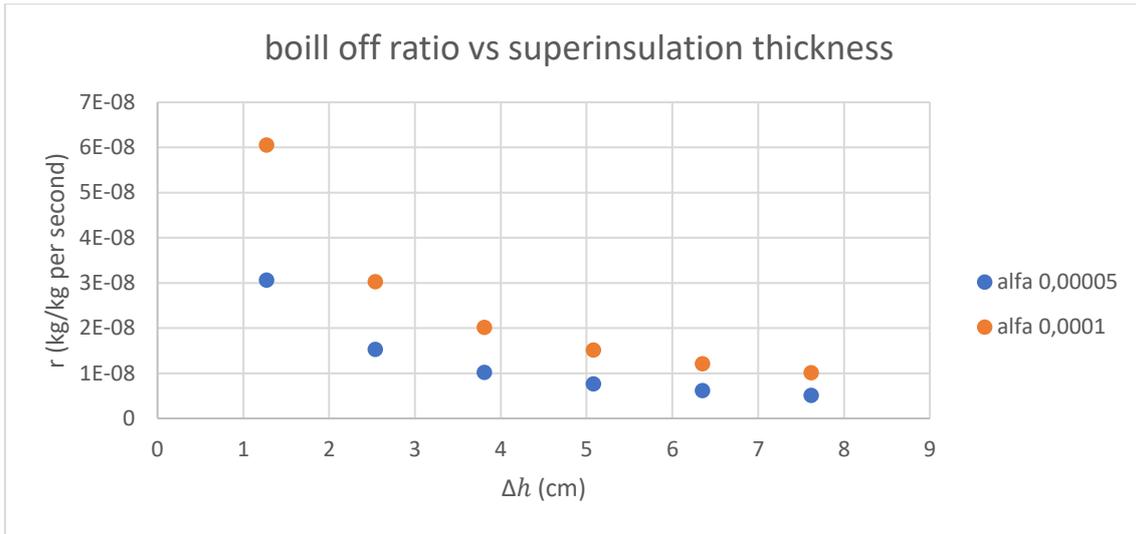


Ilustración 18: Ratio de Boil off en función del espesor del aislante.

Como se puede observar, con una relación de superficie mayor, la ratio disminuye (cómo es lógico al existir menos superficie de contacto) y a su vez, este mismo disminuye según aumenta el espesor del propio aislante.

En la siguiente tabla se recogen las ratios para más espesores:

Tabla 8: Boil off ratio en función de los espesores del aislante térmico

$\Delta h$ (cm)	$\Delta h$ (inch)	$\Delta h$ (m)	$r$ (kg/kgs)	Ratio BoilOff
0	0	0		
1,27	0,5	0,0127	6,05153E-08	0,05228524
2,54	1	0,0254	3,02577E-08	0,02614262
3,81	1,5	0,0381	2,01718E-08	0,01742841
5,08	2	0,0508	1,51288E-08	0,01307131
6,35	2,5	0,0635	1,21031E-08	0,01045705
7,62	3	0,0762	1,00859E-08	0,00871421
8,89	3,5	0,0889	8,64505E-09	0,00746932
10,16	4	0,1016	7,56442E-09	0,00653566
11,43	4,5	0,1143	6,72393E-09	0,00580947
12,7	5	0,127	6,05153E-09	0,00522852
13,97	5,5	0,1397	5,50139E-09	0,0047532
15,24	6	0,1524	5,04294E-09	0,0043571
16,51	6,5	0,1651	4,65503E-09	0,00402194
17,78	7	0,1778	4,32252E-09	0,00373466
19,05	7,5	0,1905	4,03436E-09	0,00348568
20,32	8	0,2032	3,78221E-09	0,00326783
21,59	8,5	0,2159	3,55973E-09	0,0030756
22,86	9	0,2286	3,36196E-09	0,00290474
24,13	9,5	0,2413	3,18502E-09	0,00275185
25,4	10	0,254	3,02577E-09	0,00261426
26,67	10,5	0,2667	2,88168E-09	0,00248977
27,94	11	0,2794	2,7507E-09	0,0023766
29,21	11,5	0,2921	2,6311E-09	0,00227327
30,48	12	0,3048	2,52147E-09	0,00217855
31,75	12,5	0,3175	2,42061E-09	0,00209141
33,02	13	0,3302	2,32751E-09	0,00201097

Hay que resaltar que la tasa de Boil Off es un parámetro **dinámico**, depende del tiempo, por lo tanto se ha tomado como aproximación que solo se considera el ratio de “fuga” durante los 10 días en el que el GNL está almacenado tomando como hipótesis que el tanque de almacenamiento esté lleno, bajo esas premisas algo abruptas, se ha visto que para un **ratio de vaporización del 0,2 %** (el mismo que se fijó en la simulación de Aspen © en el equipo virtual Ps-6 que simulaba la vaporización del GNL por fuga térmica) es conveniente usar un **aislante de aproximadamente 32 cm**.

#### Selección de material y condiciones de operación del tanque.

El propósito del tanque es almacenar el GNL hasta que se requiera su regasificación para posterior abastecimiento en los días de más demanda, para su dimensionamiento y características más generales como se ha expresado anteriormente se va a seguir la norma API 620 (American Petroleum Institutes (API), 2004), por lo tanto cabe resaltar que la temperatura de diseño será la de almacenamiento del GNL, **109°K** y la presión de diseño, de **0,02 barg**, por el mínimo representado en el Anexo Q de la misma norma que atañe lo siguiente:

- Anexo Q de la norma API620: tanques con una presión de diseño comprendida entre -17 mbarg y 482,6 mbarg , a una temperatura de diseño no menor a -198°C (75,15°K),temperaturas criogénicas.

En la práctica, el GNL se almacena a presión atmosférica, el hecho de que se haya decidido incrementar ligeramente la presión de diseño viene dado a la posible compensación en el ligero aumento de presión que puede sufrir el tanque al evaporarse una pequeña cantidad del líquido por fugas térmicas del exterior (Boil off).

Como material de construcción para las virolas y techo del tanque se ha considerado la aleación ASTM A36, como recomienda la Tabla 4.1 de la norma API620 :

Tabla 9:Lista de materiales de las placas del tanque

Table 4-1—Minimum Requirements for Plate Specifications to be Used for Design Metal Temperatures

Design Metal Temperature (See 4.2.1)	Plate Thickness Including Corrosion Allowance (in.)	Permissible Specifications		
		Specification	Grade	Special Requirements (in Addition to 4.2.3)
65°F and over	≤ 3/4	Any listed in 4.2.3	—	None
	≤ 1	ASTM A36	—	None
	> 1	G40.21	38W, 44W, 50W	Note 1
25°F and over	≤ 1/2	Any listed in 4.2.3	—	None
	≤ 1	ASTM A36	—	Note 5
		ASTM A131	B	None
CSA G40.21	38W, 44W, 50W	None		
-5°F and over	≤ 1/2	ASTM A131	B	None
		CSA G40.21	38W, 44W, 50W	None
	> 1/2	ASTM A516	55, 60, 65, 70	Note 1
		ASTM A573	58, 65, 70	Note 1
		ASTM A662	B and C	Note 1
		ASTM A737	B	None
		ASTM A841	Class 1	None
		CSA G40.21	38W, 44W, 50W	Note 2
		ISO 630 (1995)	E 275, E355 Quality D	Note 1
EN 10025	S 275, S355 Quality J2	Notes 1 and 2		
-35°F and over	≤ 1/2	ASTM A516	55, 60, 65, 70	None
		ASTM A537	Classes 1 and 2	None
		ASTM A573	58, 65, 70	None
		ASTM A633	C and D	None
		ASTM A662	B and C	None
		ASTM A678	A and B	None
		ASTM A737	B	None
		ASTM A841	Class 1	None
		CSA G40.21	38W, 44W, 50W	Note 2
		ISO 630 (1995)	E 275, E355 Quality D	None
		EN 10025	S 275, S355 Quality J2, K2	Note 2
	≤ 1	ASTM A516	55, 60, 65, 70	Note 3
		ASTM A537	Classes 1 and 2	None
		ASTM A573	58	Note 3
		ASTM A633	C and D	None
		ASTM A662	B and C	Note 3
		ASTM A678	A and B	None
		ASTM A737	B	None
		ASTM A841	Class 1	None
		CSA G40.21	38W, 44W, 50W	Notes 2 and 3
		ISO 630 (1995)	E275, E355 Quality D	Note 3
EN 10025	S 275, S355 Quality J2, K2	Notes 2 and 3		

Las características específicas de las placas usando este material se presentan a continuación:

Tabla 10: Características geométricas de las placas de la aleación A36

	THICKNESS	WIDTH	LENGTH
A36	3/16" – 18"	48" – 120"	UP TO 480"

Como el tanque tiene una altura de 20 metros, bastará en principio con usar dos virolas de 10 metros.

Tabla 11: Composición química y propiedades físicas y mecánicas de la aleación ASTM A36

### Chemical Composition

Element	Content
Carbon, C	0.25 - 0.290 %
Copper, Cu	0.20 %
Iron, Fe	98.0 %
Manganese, Mn	1.03 %
Phosphorous, P	0.040 %
Silicon, Si	0.280 %
Sulfur, S	0.050 %

### Physical Properties

Physical Properties	Metric	Imperial
Density	7.85 g/cm <sup>3</sup>	0.284 lb/in <sup>3</sup>

### Mechanical Properties

Mechanical Properties	Metric	Imperial
Tensile Strength, Ultimate	400 - 550 MPa	58000 - 79800 psi
Tensile Strength, Yield	250 MPa	36300 psi
Elongation at Break (in 200 mm)	20.0 %	20.0 %
Elongation at Break (in 50 mm)	23.0 %	23.0 %
Modulus of Elasticity	200 GPa	29000 ksi
Bulk Modulus (typical for steel)	140 GPa	20300 ksi
Poissons Ratio	0.260	0.260
Shear Modulus	79.3 GPa	11500 ksi

Es preciso también definir y elegir una eficiencia de soldadura **E** de la siguiente tabla:

Tabla 12: Máxima eficacia de la soldadura de las juntas

Table 5-2—Maximum Allowable Efficiencies for Arc-welded Joints

Type of Joint	Limitations	Basic Joint Efficiency (%)	Radiographed (See Note 1)	Maximum Joint Efficiency (%; see Note 2)
Butt joints, attained by double-welding or other means approved by the Purchaser, that will obtain the quality of deposited weld metal on the inside and outside weld surfaces that agrees with the requirements of Paragraph UW-35 in Section VIII of the ASME Code; welds using metal backing strips that remain in place are excluded.	None, for all double-welded joints, except for roofs above liquid level.	85	Spot Full (see Note 3)	85 100
	Roofs above liquid level.	70	Spot Full (see Note 3)	70 85 100
Single-welded butt joint with backing strip or equivalent other than those included above.	Longitudinal or meridional circumference or latitudinal joints between plates not more than 1 1/4 in. thick; nozzle attachment welding without thickness limitation.	75	Spot Full (see Note 3)	75 85
	Roofs above liquid level.	70	Spot Full (see Note 3)	70 75 85
Single-welded butt joint without backing strip.	Nozzle attachment welding.	70	—	70
Double full-fillet lap joint (see Note 4).	Longitudinal or meridional joints and equivalent (see Note 5) circumferential or latitudinal joints between plates not more than 3/8 in. thick; joints of this type shall not be used for longitudinal or meridional joints that the provisions of 5.12.2 require to be butt-welded.	70	—	70
	Other circumferential or latitudinal joints between plates not more than 5/8 in. thick.	65	—	65
Single full-fillet lap joint (see Note 4).	Longitudinal or meridional joints and circumferential or latitudinal joints between plates not more than 3/8 in. thick; joints of this type shall not be used for longitudinal or meridional joints that the provisions of 5.12.2 require when the thinner plate joined exceeds 1/4 in.	35	—	35
Single full-fillet lap joints for head-to-nozzle joints	For attachment of heads convex to pressure not more than 5/8 in. required thickness, only with use of the fillet weld on the inside of the nozzle.	35	—	35
Nozzle-attachment fillet welds	Attachment welding for nozzles and their reinforcements.		(Included in the strength factors in 5.16.8.3)	
Plug welds (see 5.24.5)	Attachment welding for nozzle reinforcements (see Note 6).	80	—	80
<p>NOTE 1 See 5.26 and 7.15 for examination requirements.</p> <p>NOTE 2 Regardless of any values given in this column, the efficiency for lap-welded joints between plates with surfaces of double curvature that have a compressive stress across the joint from a negative value of <math>P_x</math> or other external loading may be taken as unity; such compressive stress shall not exceed 700 lbf/in.<sup>2</sup>. For all other lap-welded joints, the joint efficiency factor must be applied to the allowable compressive stress, <math>S_{cc}</math>. The efficiency for full-penetration butt-welded joints, which are in compression across the entire thickness of the connected plates, may be taken as unity.</p> <p>NOTE 3 All main butt-welded joints (see 5.26.4.2) shall be completely radiographed or ultrasonically examined as specified in 5.26 and nozzle and reinforcement attachment welding shall be examined by the magnetic-particle method as specified in 7.15.2.</p> <p>NOTE 4 Thickness limitations do not apply to flat bottoms supported uniformly on a foundation.</p> <p>NOTE 5 For the purposes of this table, a circumferential or latitudinal joint shall be considered subject to the same requirements and limitations as are longitudinal or meridional joints when such a circumferential or latitudinal joint is located (a) in a spherical, tori spherical or ellipsoidal shape or in any other surface of double curvature, (b) at the junction between a conical or dished roof (or bottom) and cylindrical sidewalls, as considered in 5.12.3 or (c) at a similar juncture at either end of a transition section or reducer as shown in Figure 5-9.</p> <p>NOTE 6 The efficiency factors shown for fillet welds and plug welds are not to be applied to the allowable shearing stress values shown in Table 5-3 for structural welds.</p>				

Para evitar problemas con las restricciones se ha elegido la “ single-wielded butt joint without backing strip” con una E de 0,7.

## Cálculo de los espesores y peso de las virolas

Para el cálculo del espesor de la virola inferior es preciso primero calcular las fuerzas meridionales y circunferenciales,  $T_1$  y  $T_2$  ejercidas sobre la pared del tanque:

$$T_1 = \frac{Rc}{2} \left( P - \frac{W+F}{At} \right) = 1915,1287 \text{ lb/in} \quad (13)$$

Dónde  $R$  es el radio de curvatura que se aproxima como radio del tanque (9 m)  $P$  es la presión total resultante de las contribuciones de la hidrostática en el nivel considerado más la suma de la presión de diseño en unidades manométricas,  $W$  es peso total ( el peso del tanque es despreciable frente al líquido que contiene),  $F$  es la suma de las fuerzas de todos los vínculos como cerchas, columnas y faldones (las cuales nuestro tanque carece por lo tanto el término es 0) y  $At$  es el área de la sección transversal.

$$T_2 = PRc = 4796,66 \text{ lb/in} \quad (14)$$

Con estos datos ya podemos calcular el espesor de la virola:

$$t_{inf} = \frac{T_2}{ESts} + c = 8 \text{ mm} \quad (15)$$

Dónde  $E$  es el módulo de soldadura,  $Sts$  el módulo de tensión a tracción y  $c$  el espesor por corrosión, tomando un valor de 5 mm.

Para la virola superior el cálculo es análogo, teniendo en cuenta que la presión  $P$  es menor ya que no llega hasta el fondo, los valores de las tensiones y el espesor en ese caso son :

$$T_1 = 983,26 \text{ lb/in} \quad (16)$$

$$T2 = 2449,72 \text{ lb/in} \quad (17)$$

$$tsup = 6,5 \text{ mm} \quad (18)$$

Ambos espesores cumplen el mínimo establecido por la norma según el radio del tanque:

Tabla 13: Espesores mínimos de las placas y techo según la API620

Radio del tanque (m)	Espesor mínimo (mm)
<= 7,62	5
7,62 a 18	6
>18 a 30	8
>30	10

Tabla 1. Espesores mínimos

A continuación, se procede a calcular el peso de la primera de las dos virolas mediante la siguiente expresión:

$$Wv1 = (\rho_{mat} \pi D H v1 \frac{e_{min}}{1000} + 1000 * G \pi R^2 * (Hv1 - (H - Hl)) + Pt * F1 + \frac{e_{ais}}{1000} H v1 \pi D \rho_{ais}) = 1234818,4 \text{ kg} \quad (19)$$

Dónde  $\rho_{mat}$  kg/m<sup>3</sup> es la densidad del material,  $e_{min}$  en mm es el espesor mínimo de la virola,  $Hv1$  es la altura de la primera virola en m,  $G$  es la gravedad específica,  $e_{ais}$  es el espesor del aislante en mm,  $\rho_{ais}$  es la densidad del aislante en kg/m<sup>3</sup>,  $H$  la altura del tanque y  $Hl$  es el nivel de líquido en la virola ambos en m.

Cabe destacar que el aislante seleccionado es **perlita** con una densidad de alrededor de 64 kg/m<sup>3</sup>.

Para la segunda virola tenemos una expresión semejante a la ecuación 19:

$$Wv2 = (\rho_{mat}\pi D(H - Hl2) \frac{emin}{1000} + 1000 * G\pi R^2 * (Hl1 - Hl2 + (Hv1 - (H - Hl))) + Pt * F + \frac{eais}{1000} (-Hli)\pi D\rho_{ais}) = 1234818,4 \text{ Kg}$$

(20)

Cálculo del techo.

El techo escogido será tipo domo con cabezal toriesférico, para el cálculo de la altura del techo se tomará esta expresión:

$$h = R - \sqrt{R^2 - \left(R - \frac{D}{2}\right)^2} = 2,411 \text{ m} \quad (21)$$

Dónde h es la altura del techo en m, D es el diámetro del tanque en m y R es el radio del tanque en las mismas unidades.

Para calcular el ángulo del domo, se sigue la siguiente expresión

$$\alpha = \text{acos}\left(\frac{Rc}{R2}\right) = 60^\circ \quad (22)$$

Dónde  $\alpha$  es el ángulo del domo, Rc es el radio del depósito en m y R2 es la longitud de la normal al techo en la unión entre el techo y las paredes laterales, desde el techo hasta el eje de revolución del tanque, en m, cuyo valor se ha aproximado al diámetro del tanque y cuya visualización es más fácil en la siguiente figura:

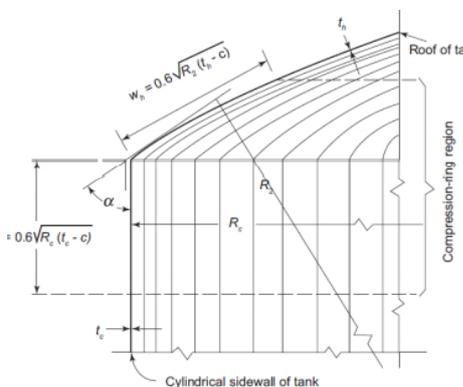


Ilustración 19: descripción gráfica de la ecuación 22

Para el espesor del techo al ser de cabeza toriesférico, se utilizará la siguiente expresión:

$$t = \left( \frac{0,885PL}{s} \right) + c = 9,12 \text{ mm} \quad (23)$$

Dónde t es el espesor del techo en mm, P es la presión de diseño en unidades manométricas que al ser inferior a 15lb/in<sup>2</sup> se escoge ese mismo valor, L es la longitud desde la normal del techo hasta el eje vertical del tanque, que como aproximación se ha tomado el propio diámetro del tanque en m, s es el módulo de tensión de la aleación A36 y c es el espesor por corrosión.

Para el peso del techo:

$$P_{techo} = 2\pi R \frac{t_{min}}{1000} D + A_t t_{ais} D_{ais} + F = 10867,74 \text{ Kg} \quad (24)$$

Dónde **Ptecho** es el peso del techo, **tmin** es el espesor mínimo en mm según la tabla 13, **D** es el diámetro del tanque en m, **At** es la sección transversal en m<sup>2</sup> **tais** es el espesor del aislante y **Dais** es la densidad del aislante en kg/m<sup>3</sup>.

Cálculo del fondo.

Para el cálculo de diámetro del fondo, es preciso primero seleccionar el espesor de soldadura de la siguiente tabla:

*Tabla 14: Espesor de la chapa del fondo en función del espesor de la primera virola y la tensión de diseño*

Espesor de la primera virola del cuerpo (mm)	Tensión de diseño en la primera virola del cuerpo (Mpa)			
	137.89	151.68	165.47	179.26
≤ 19.05	6.35	6.35	6.35	6.35
>19.05 a 25.4	6.35	6.35	6.35	7.94
>25.4 a 31.75	6.35	6.35	7.94	9.53
>31.75 a 38.1	6.35	7.14	9.53	11.11

La primera virola de nuestro tanque tiene un espesor de menos de 19,05 mm; independientemente de la tensión, el espesor será de 6,35 mm que coincide también con el espesor de la chapa anular del fondo.

Por lo tanto, para el diámetro del fondo se tiene la siguiente expresión:

$$D_f = D + (2esol + 2 * 25,4)/1000 = 18,0635 \text{ m} \quad (25)$$

Dónde **D** es el diámetro del tanque en metros y **esol** es el espesor de la soldadura en mm.

Por último se calcula el peso del fondo:

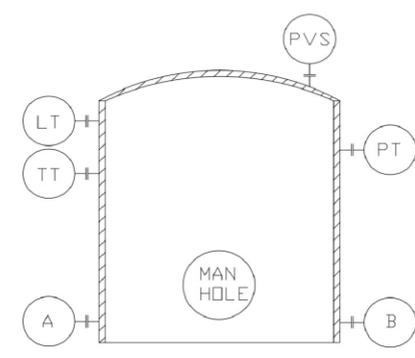
$$P_f = \frac{\pi R_f^2 t_b}{1000} \rho_f = 12774,3 \text{ Kg} \quad (26)$$

Dónde **Pf** es el peso del fondo, **Rf** es el radio del fondo en m, **tb** es el espesor del fondo en mm y **ρf** es la densidad del fondo en Kg/m<sup>3</sup>.

# Hoja de especificaciones del tanque criogénico

Sheet 1 of 1

 Universidad de Valladolid				<h2 style="text-align: center;">VESSEL PROCESS DATA SHEET</h2>			
REV.	0			JOB N°	2021		
DATE	13/06/2021			UNIT	LNG PLANT		
BY	C.G.P			CLIENT	UVa		
APPR'V				LOCATION	CARTAGENA(Spain)		
REV.							
0	1	Item Number:	PS-6	Quantity:	4		
	2	Service:	Cryogenical Storage				
	3	Fluid:	LNG				
	4	Volume	5089	m <sup>3</sup>			
	5	Diameter (ID)	18000	mm	Height (TL-TL) 20000 mm		
	6	Horizontal or Vertical	Vertical				
	7	Demister	Δ P	bar	Thickness mm		
	8						
	9	PRESSURE bar g		TEMPERATURE °C			
	10	Operating	Design	Operating	Design		
	11	Shell	0,02	0,02	-164,2		
	12	Jacket					
	13	Coil					
	14						
	15	MATERIAL		CORR. ALLOW.			
	16	Shell	ASTM A36		5 mm		
	17	Heads	ASTM A36		5 mm		
	18	Jacket			mm		
	19	Coil			mm		
	20	Demister			mm		
	21						
	22	Internal liner	Thickness:		mm		
	23	Heads type	TORISPHERICAL				
	24	Code	API 620				
	25	Liquid height	20000 mm				
	26	Specific Gravity	0,466	@	-164,2 °C		
	27	Steam Out conditions	0,02	bar g	@ 104.78 (1)(2) °C		
	28	Stress Relieve for Process Reasons					
	29	Minimum Elevation (BTL to Grade)	0 (1) mm				
	30	Insulation: Type	PERLITE				
	31	Thickness	317,5 mm				
	32	Radiograph					
	33						
	34	NOZZLES					
	35	Mark N°	Quantity	Size	Service		
	36	A	1	16"	LNG INLET		
	37	B	1	26"	LNG OUTLET		
	38	PT	1	1 1/2"	PRESSURE TRANSMITER		
	39	LT	1	1 1/2"	LEVEL TRANSMITER		
	40	TT	1	1 1/2"	TEMPERATURE TRANSMITER		
	41	MAN HOLE	1	4"	MAN HOLE		
	42	PVS	1	6"	PRESSURE SAFETY VALVE		
	43						
	44						
	45						
	46						
	47						
	48						
	49						
	50						
	51						
	52						
	53						
	54						
	55						
	56						



**NOTES**

(1) TO BE DEFINED DURING DETAILED ENGINEERING PHASE

(2) LPS = 3.5 barg, T=155 °C

Ilustración 20: Hoja de especificaciones del tanque criogénico

## ESTUDIO ECONOMICO.

El estudio se basará en los precios medios de venta y compra según la evolución de los precios de GN a lo largo de los últimos años:

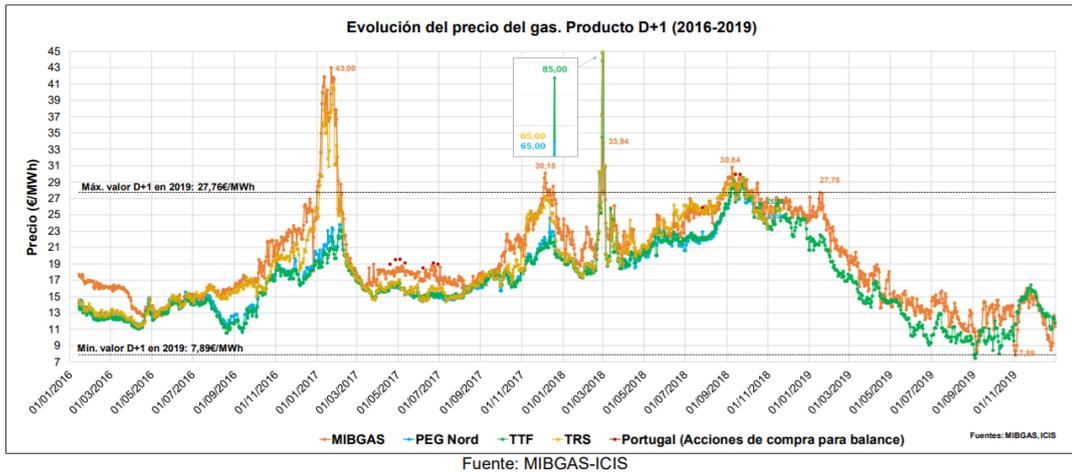


Ilustración 21: Evolución del precio del Gas Natural 2016-2019

Para el precio de venta de gas natural, se toma como estimación el fijarse en los picos más altos de cada uno de los años, realizando un promedio aritmético de dichos precios en los picos, dando como resultado un precio promedio de **46,4775 €/MWh**.

Del mismo se puede proceder para establecer un precio de compra, siendo este de **12,25 €/MWh**.

Tomando como aproximación que se va a comprar y vender la cantidad equivalente a llenar los 4 tanques de 5089 m<sup>3</sup> ( 4 tanques de 20 metros de alto y 18 de diámetro) así como el volumen molar , el peso molecular promedio y el poder calorífico inferior promedio calculados en el apartado de las bases de cálculo, para un beneficio de **10 años** (Vida útil de la planta de licuefacción) tendremos un beneficio neto de 43456767,44€, lo que sería un beneficio neto de **4345676,744€** por año.

Para hacernos una idea de la viabilidad teórica del proceso, se ha recurrido a la herramienta de **evaluación económica** de **Aspen ®**, con los datos proporcionados por los costes de la planta y mediante el concepto de **VAN (También denominado NPV)**, podremos ver la viabilidad económica del proyecto tras 10 años.

Tabla 15: Costes de la planta tras 10 años de operación.

<b>R (Revenue)</b>	<b>Cost/Period</b>	0	-5,44E+06	-1,18E+06	-1,21E+06	-1,25E+06	-1,29E+06	-1,32E+06	-1,36E+06	-1,41E+06	-1,45E+06	-1,49E+06
DEP (Depreciation Expense)	Cost/Period	0	338908	338908	338908	338908	338908	338908	338908	338908	338908	338908
E (Earnings Before Taxes)	Cost/Period	0	-5,78E+06	-1,52E+06	-1,55E+06	-1,59E+06	-1,62E+06	-1,66E+06	-1,70E+06	-1,74E+06	-1,79E+06	-1,83E+06
TAX (Taxes)	Cost/Period	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NE (Net Earnings)	Cost/Period	0	-5,78E+06	-1,52E+06	-1,55E+06	-1,59E+06	-1,62E+06	-1,66E+06	-1,70E+06	-1,74E+06	-1,79E+06	-1,83E+06
TED (Total Earnings)	Cost/Period	0	-5,44E+06	-1,18E+06	-1,21E+06	-1,25E+06	-1,29E+06	-1,32E+06	-1,36E+06	-1,41E+06	-1,45E+06	-1,49E+06
TEX (Total Expenses (Excludes Taxes and Depreciation))	Cost/Period	0	5,44E+06	1,18E+06	1,21E+06	1,25E+06	1,29E+06	1,32E+06	1,36E+06	1,41E+06	1,45E+06	1,49E+06
<b>CF (CashFlow for Project)</b>	<b>Cost/Period</b>	0	-5,44E+06	-1,18E+06	-1,21E+06	-1,25E+06	-1,29E+06	-1,32E+06	-1,36E+06	-1,41E+06	-1,45E+06	-431655

Siendo la fórmula que expresa el VAN:

$$VAN = \sum_i^n \frac{Ft}{(1+k)^i} - I_0 \quad (27)$$

Dónde Ft es el flujo de caja neto, tomado en este caso como las ganancias de cada año menos los costes de operación de cada año, k es la tasa de actualización (0,2 en este caso) , n el número de años totales y lo la inversión inicial realizada.

Tabla 16: Evolución del VAN en el tiempo de vida útil de la planta

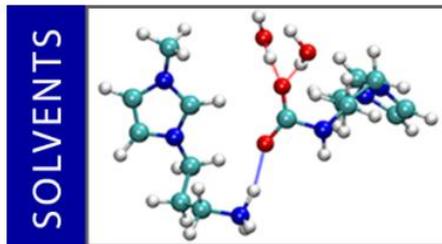
Cash inflow per year	4345676,744	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Io	4236350										
k	0,2										
NPV		-1,54E+06	6,61E+05	2,47E+06	3,97E+06	5,20E+06	6,21E+06	7,04E+06	7,73E+06	8,29E+06	8,75E+06

Como se puede observar, a pesar de tener pérdidas el primer año, a partir del año 2, el VAN es positivo lo que indica la rentabilidad del proyecto.

## IMPACTO AMBIENTAL

La optimización del ciclo simulado en Aspen © prevé el mínimo gasto eléctrico ya que dicho trabajo es proporcionado por la turbina de gas tras la cámara de combustión, dicha optimización también trabaja para minimizar el consumo de refrigerante, lo que es altamente favorable para el medio ambiente, aunque la corriente de salida del evaporador en el ciclo de Rankine contiene aún los gases de la combustión de los que el dióxido de carbono se convierte en el más dañino para el medio ambiente, aquí se sugiere de forma superficial algunas formas de reducción y captura de este compuesto:

### Disolventes



Los solventes para la captura de CO<sub>2</sub> involucran algún tipo de absorción química o física desde la corriente gaseosa a una fase líquida, esta absorción es regenerada incrementando la temperatura o disminuyendo la presión para romper los enlaces absorbente-CO<sub>2</sub>.

### Adsorbentes



Este sistema de captura también se basa de una captura química o física del CO<sub>2</sub> pero el soporte de captura se trata de una fase sólida esta vez, al igual que los

absorbentes, los adsorbentes se regeneran usualmente incrementando la temperatura o disminuyendo la presión para liberar el CO<sub>2</sub> capturado. Las características que debe poseer un buen adsorbente incluye:

- Bajo coste y gran selectividad para el CO<sub>2</sub>
- Resistencia a la oxidación
- Capacidad de regeneración en cada ciclo con la mínima fatiga

## Membranas



Las membranas de captura de CO<sub>2</sub> pueden usar permeables o semipermeables materiales que permiten el transporte selectivo y separación del CO<sub>2</sub> desde el efluente gaseosos. Estos sistemas de separación poseen potenciales ventajas al aplicarse tras un proceso de combustión, como por ejemplo que no almacenan ningún tipo de producto químico peligroso, tienen una gran disponibilidad y simplicidad de operación y una gran tolerancia al contenido en SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones y disertaciones extraídas del anterior trabajo son las siguientes:

- Se ha elaborado un estudio del consumo de gas natural a lo largo de los últimos años y se ha establecido que no responde a una pauta de variación clara, por lo que no permite realizar una extrapolación fiable mediante una correlación matemática. Por ello, se ha procedido a suponer que las características de la demanda se mantendrán constantes durante el ciclo de vida de la instalación que se diseña.
- Se ha simulado con éxito una planta de licuefacción de GNL, procediendo a la optimización mediante un balance de potencias entre la producida por turbina y la consumida por compresores lo que conduce a un ahorro energético y a una reducción de la emisión de dióxido de carbono substanciales , también se ha previsto aprovechar los gases de combustión en un ciclo combinado Rankine en vista a una posible implantación como planta de cogeneración.
- Se ha procedido al dimensionamiento y diseño preliminar de los tanques criogénicos, para lo cual se ha analizado la transmisión de calor en ellos en base al ratio de evaporación que sufre el líquido criogénico almacenado en su interior por entradas de calor del exterior así como en función el espesor del aislante.

## BIBLIOGRAFÍA.

- American Petroleum Institutes (API). (2004). API-620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks. *Proceedings of the International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, Tenth Edit*(June), 1067–1072.
- Chen, Q. S., Wegrzyn, J., & Prasad, V. (2004). Analysis of temperature and pressure changes in liquefied natural gas (LNG) cryogenic tanks. *Cryogenics*, 44(10), 701–709. <https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2004.03.020>
- Venkatarathnam, G. (2008). *Cryogenic Mixed Refrigerant Processes* (International Cryogenics Monograph Series), Springer, New York, USA <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2009.11.013>
- Kidnay, A. J., Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2011). Fundamentals of Natural Gas Processing. *Fundamentals of Natural Gas Processing*. <https://doi.org/10.1201/b14397>
- Mesko, J., & Ramsey, J. (1996). *The Use of Liquefied Natural Gas For Peaking Service*. 66.
- Mokarizadeh Haghghi Shirazi, M., & Mowla, D. (2010). Energy optimization for liquefaction process of natural gas in peak shaving plant. *Energy*, 35(7), 2878–2885. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.018>
- Regueiro-ferreira, R. M., & Varela, J. (2013). *Evolution of Fuel Consumption and Emissions in Spain From the Analysis of Statistical Series*. October 2014.



## ANEXOS

### Anexo 1: Código de Octave para el cálculo de los factores de compresibilidad

```
! Cálculo de parámetros aij y bij para el posterior cálculo de parámetros A y B para la
! resolución del factor de compresibilidad Z de SRK y su posterior cálculo del volumen molar
clear; resetdefaultpath();
addpath( genpath( 'C:/Users/Carica/Desktop/TFG 2021/vidal/0c5lib' ), '-begin' );

! ----- N2 , Nitrogen (N157)
MM2 = 28.0134 ; % [g/mol] N2
Te2 = 126.190 ; % [K]
Pe2 = 33.958 ; % [bar]
w2 = 0.0372 ; % [] Pitzer
xc2 = 0.016527964753722 ;

! ----- C1 , C34 , Methane (N157)
MM1 = 16.0425 ; % [g/mol] C14
Te1 = 190.564 ; % [K]
Pe1 = 45.992 ; % [bar]
w1 = 0.01142 ; % [] Pitzer
xc1 = 0.892794813247938 ;

! ----- C2 , C286 , Ethane (N157)
MM2 = 30.0690 ; % [g/mol] C286
Te2 = 305.33 ; % [K]
Pe2 = 48.718 ; % [bar]
w2 = 0.0993 ; % [] Pitzer
xc2 = 0.0586727082811326 ;

! ----- C3 , C388 , Propane (N157)
MM3 = 44.0956 ; % [g/mol] C388
Te3 = 369.825 ; % [K]
Pe3 = 42.4766 ; % [bar]
w3 = 0.1524 ; % [] Pitzer
xc3 = 0.0224031575097828 ;

! ----- C4 , C410 , Butane (N157)
MM4 = 58.1222 ; % [g/mol] C410
Te4 = 425.125 ; % [K]
Pe4 = 37.960 ; % [bar]
w4 = 0.201 ; % [] Pitzer
xc4 = 0.00533408679945353 ;

! ----- C4i , C410i , Isobutane (N157)
MM4i = 58.1222 ; % [g/mol] C410i
Te4i = 407.81 ; % [K]
Pe4i = 36.290 ; % [bar]
w4i = 0.184 ; % [] Pitzer
xc4i = 0.00320045204623798 ;

! ----- C5 , C512 , IsoPentane (N157)
MM5i = 72.1488 ; % [g/mol] C512i
Te5i = 460.35 ; % [K]
Pe5i = 33.957 ; % [bar]
w5i = 0.2296 ; % [] Pitzer
xc5i = 0.00106681736173195 ;

alphafun = "SRK" ;
mixrule = "Virial" ;

Tca = [Te2 Te1 Te2 Te3 Te4 Te4i Te5i]
Pca = [Pe2 Pe1 Pe2 Pe3 Pe4 Pe4i Pe5i]
Xia = [xc2 xc1 xc2 xc3 xc4 xc4i xc5i]
wa = [w2 w1 w2 w3 w4 w4i w5i]

propus = [Tca;Pca;wa]

P = 1 % [bar];
T = 107.3747201935153 % [K];

paranz = SRK_mix_parameters_kij( T , P , Xia , propus , 'SRK' , 'Virial' )
Za = SRK_compress_factors( paranz )
```

## Anexo 2: Cálculos del tanque efectuados en Excel

Tabla 17: Cálculos para el aislante térmico.

<b>Volumen</b>	5089,3801	m <sup>3</sup>
<b>H</b>	20	m
<b>D</b>	18	m
<b>T.infi</b>	298,15	K
<b>T</b>	107	K
<b>Delta T</b>	191,15	
<b>Beta</b>	0,22222222	
<b>ro</b>	466	kg/m <sup>3</sup>
<b>Km (superinsulation)</b>	0,00005	W/mK
<b>Ks (steel 1% Chrome)</b>	43	W/mK

Tabla 18: Correlación de Watson

<b>Delta H1</b>	509500	J/kg
<b>T1</b>	111,65	K
<b>Tc</b>	190,55	K
<b>T</b>	109	K
<b>n</b>	0,38	
<b>DeltaH</b>	515936,24	J/Kg

Tabla 19: Cálculos de la virola inferior

<b>R1=R2=R</b>	354,330709	in
<b>At</b>	394427,747	
<b>T1</b>	<b>1915,12871</b>	<b>lb/in</b>
<b>T2</b>	<b>4796,65877</b>	<b>lb/in</b>
<b>E</b>	0,7	
<b>t corrosion</b>	5mm	0,19685

Tabla 20: Cálculos de la virola superior

<b>T1</b>	<b>983,260009</b>	<b>lb/in</b>
<b>T2</b>	<b>2449,72069</b>	<b>lb/in</b>
<b>E</b>	0,7	
<b>t corrosion</b>	5mm	0,19685

Tabla 21: Cálculos del techo.

<b>α</b>	60	
<b>At</b>	136,369529	m <sup>2</sup>
<b>Perímtecho</b>	7,57608493	m
<b>Material</b>	ASTM A36	
<b>Cnieve (cartagena)</b>	0,2	kN/m <sup>2</sup>
<b>Cn</b>	2765,57404	Kg
<b>P (&gt;Pg)</b>	15	lbf/in <sup>2</sup>
<b>l = D</b>	708,661417	in
<b>s</b>	58000	libf/in <sup>2</sup>
<b>t</b>	0,35904833	in
<b>tais</b>	317,5	mm
<b>ro aislamiento</b>	64	kg/m <sup>3</sup>
<b>Ptecho</b>	10867,7402	kg

Tabla 22: Cálculos del fondo

<b>esol</b>	6,35	mm
<b>Df</b>	18,0635	m
<b>tb</b>	6,35	mm
<b>Pf</b>	12774,2988	kg

### Anexo 3: Parámetros de evaluación económica

Tabla 23: Costes de los servicios auxiliares

Description	Fluid	Item	Item Description	Rate	Units	Rate Units
Electricity		DCP CENTRIF	PUMP	1,49	KW	KWH
Cooling Water	Water	DHE TEMA EXCH	A	0,004217	MMGAL	MMGAL/H
Cooling Water	Water	DHE TEMA EXCH	C	0,010449	MMGAL	MMGAL/H
Cooling Water	Water	DHE FLOAT HEAD	CONDENS	0,008169	MMGAL	MMGAL/H

Tabla 24: Lista de equipos y costes segmentados

Area Name	Component Name	Component Type	Total Direct Cost (USD)	Equipment Cost (USD)	Equipment Weight (LBS)	Installed Weight (LBS)
Miscellaneous Flowsheet Area	C	DHE TEMA EXCH	80300	16000	2500	10983
Miscellaneous Flowsheet Area	MIX-1	C	0	0	0	0
Miscellaneous Flowsheet Area	PS-6-flash vessel	DVT CRYOGENIC	181200	36800	4800	19431
Miscellaneous Flowsheet Area	V-7	C	0	0	0	0
Miscellaneous Flowsheet Area	HX-6	EHE SPIRAL PLT				
Miscellaneous Flowsheet Area	T-1	ETURGAS	1,07E+06	999300	11800	22445
Miscellaneous Flowsheet Area	MIX-2	C	0	0	0	0
Miscellaneous Flowsheet Area	CONDENS	DHE FLOAT HEAD	65900	11400	1200	7122
Miscellaneous Flowsheet Area	A	DHE TEMA EXCH	78200	15100	2500	10508
Miscellaneous Flowsheet Area	TURBINE2	ETURNON COND	88700	45000	2300	7885
Miscellaneous Flowsheet Area	PUMP	DCP CENTRIF	70800	42500	1900	4249
Miscellaneous Flowsheet Area	PS-5-flash vessel	DVT CYLINDER	174300	16900	2600	20551