



Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

**Análisis de las repercusiones
medioambientales de las Plantas Industriales
de Regasificación.**

Situación actual de Canarias.

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Autor: Carlos Modino Fariña

Tutor: Juan Carlos Guerra García

La Laguna, Julio de 2023

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi madre por estar ahí todos los días y ser un apoyo constante en toda mi etapa universitaria, jamás habría llegado hasta este punto sin ella.

Al profesor Juan Carlos Guerra García por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo y estar ahí siempre para resolver cualquier duda o coordinarse conmigo.

A mis compañeros de carrera universitaria, en especial Asbel y Alejandro, con los que he vivido grandes momentos estos últimos años, hemos peleado este tramo final juntos y no podría haber pedido una mejor compañía.

Y finalmente a mi padre, quien fue mi mentor y mi mejor amigo, ojalá pudieras estar aquí junto a nosotros para ver cómo termina esta etapa y comienza una nueva.

Índice

Resumen	1
Abstract.....	3
1. Problemática actual de las plantas de regasificación.....	4
2. Objetivos.....	5
3. Breve reseña histórica.....	5
4. El gas natural	6
4.1. Etapas del ciclo del uso del gas natural	7
5. Plantas de Regasificación	11
5.1. Terminal de descarga y carga de los barcos	12
5.2. Tanques criogénicos	13
5.3. Sistema Boil-off.....	16
5.4. Sistema de regasificación por vaporizadores.....	17
5.5. Expedición del gas.....	22
5.6. Sistemas y medidas auxiliares	22
5.6.1. Sistema de suministro de agua.....	23
5.6.2. Sistema eléctrico y SAI	24
5.6.3. Sistema de efluentes	25
5.6.4. Combustor	26
5.6.5. Venteo.....	26
5.6.6. Sistemas de seguridad.....	27

5.6.7. Sistemas de control	28
5.6.8. Sistema de nitrógeno	28
6. Afecciones medioambientales de la PR.....	29
6.1. Contaminación atmosférica	29
6.2. Contaminación de las aguas por efluentes líquidos.....	30
6.2.1. Sistemas de tratamientos de efluentes	32
6.3. Contaminación de los suelos	35
6.4. Contaminación acústica.....	35
6.5. Otros tipos de contaminación	36
6.6. Normativa referente a los distintos tipos de contaminación.....	37
6.6.1. Normativa aplicable a la contaminación atmosférica.....	37
6.6.2. Normativa aplicable a la contaminación de las aguas	38
6.6.3. Normativa aplicable a la contaminación de los suelos	39
6.6.4. Normativa aplicable a la contaminación acústica.....	40
7. Gas natural en Canarias. Plantas de Regasificación	40
7.1. Orígenes.....	40
7.2. Situación política actual.....	41
7.3. Posibles lugares	43
8. Conclusiones.....	46
9. Conclusions	48
9. BIBLIOGRAFÍA	50
ANEXO I.....	55

ANEXO II.....	59
---------------	----

Lista de figuras

Figura 1. Fases de la cadena de uso del gas natural	8
Figura 2. Etapas del gas en una planta de regasificación	12
Figura 3. Esquema e imagen real de buque metanero	13
Figura 4. Tanque criogénico de gas natural.....	14
Figura 5. Esquema de un tanque criogénico.....	15
Figura 6. Ciclo de rankine para un vaporizador ORV.....	18
Figura 7. Vaporizador ORV	20
Figura 8. Esquema vaporizador SCV	21
Figura 9. Skimmer en tanque de aguas aceitosas	33
Figura 10. Central Térmica de Granadilla	42
Figura 11. Localización de posibles plantas en Canarias	43
Figura I.1. Emisiones de CO ₂ en el proceso de combustión.....	57

Lista de tablas

Tabla 1. Composición del gas natural	7
Tabla 2. Datos técnicos Planta de Murgados.....	24
Tabla 3. Emisiones atmosféricas del ciclo de GN	29
Tabla II.1. Emisiones obtención y distribución del GN	59

Resumen

El gas natural es considerado una fuente de energía mucho menos contaminante en comparación con otros combustibles fósiles tradicionales y una herramienta fundamental para favorecer la transición energética. Aunque este combustible fósil era conocido desde la antigüedad, no fue hasta mediados del siglo XIX cuando gracias a los avances tecnológicos se comenzó a generalizar su uso. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, en la última década el uso del gas natural representó un tercio del crecimiento total de la demanda de energía y esta tendencia parece sigue al alza. En España no se empezó a trabajar con este recurso hasta finales de los años 60, cuando la planta de regasificación de Barcelona empezó a recibir gas natural licuado que procedía de Libia. Actualmente la demanda de gas en nuestro país se cifra en más de 41 GW/h, siendo su principal fuente la importación como Gas Natural Licuado (GNL).

A pesar de ser el combustible fósil que menos contamina, su uso también presenta una serie de problemas medioambientales que pueden surgir en las diferentes etapas de la cadena de suministro, desde la extracción hasta el consumo final. En una de estas etapas intervienen las plantas de regasificación, que son infraestructuras diseñadas para recibir el gas natural licuado (GNL) y convertirlo nuevamente en su estado gaseoso para su distribución y consumo. Estas plantas de regasificación, que desempeñan un papel importante en el suministro de gas natural, pueden generar problemas medioambientales importantes que tienen que ver con las emisiones atmosféricas, consumo energético, contaminación de las aguas, etc., por lo que se hace necesario conocer y analizar cuáles son sus impactos ambientales y cómo pueden evitarse o minimizarse, al objeto de que cumplan con las regulaciones y estándares ambientales.

Desde hace casi tres décadas, se ha planteado en numerosas ocasiones la posibilidad de instalar plantas de regasificación en los puertos de Canarias, pero por razones mayormente políticas, cada uno de los proyectos fueron rechazados, incluso aquellos que contaban con financiación externa. La implantación del gas natural en Canarias podría cambiar en un

futuro próximo, consecuencia de los cambios políticos recientes y respaldada por la situación internacional. Actualmente existen varios proyectos de regasificación en desarrollo en las islas de Tenerife y Gran Canaria, lo que para unos supone un impulso a una transición menos contaminante hacia las energías renovables, y para otros supone un impedimento para alcanzar la implantación de dichas renovables a corto plazo.

En este trabajo de fin de grado se analizan las distintas partes que componen una planta de regasificación, indicando cuales son los principales efectos sobre el medio ambiente, así como las tecnologías utilizadas para su minimización. Se hace por último un análisis de la situación actual de Canarias en cuanto a la implantación de este tipo de energía.

Abstract

Natural gas is considered a much cleaner energy source compared to other traditional fossil fuels and a key tool in promoting the energy transition. Although this fossil fuel has been known since ancient times, it wasn't until the mid-19th century that its use became more widespread thanks to technological advancements. According to the International Energy Agency, natural gas accounted for one third of the total energy demand growth in the last decade, and this trend seems to continue. In Spain, the use of natural gas started in the late 1960s when the regasification plant in Barcelona began receiving liquefied natural gas (LNG) from Libya. Currently, the demand for gas in Spain is estimated at over 41 GW/h, with the primary source being LNG imports.

Despite being the least polluting fossil fuel, the use of natural gas also presents environmental challenges that can arise at different stages of the supply chain, from extraction to final consumption. One of these stages involves regasification plants, which are infrastructures designed to receive liquefied natural gas (LNG) and convert it back into its gaseous state for distribution and consumption. These regasification plants, which play an important role in the supply of natural gas, can generate significant environmental issues related to atmospheric emissions, energy consumption, water pollution, etc. Therefore, it is necessary to understand and analyse their environmental impacts and how they can be avoided or minimized in order to comply with environmental regulations and standards.

For nearly three decades, the possibility of installing regasification plants in the ports of the Canary Islands has been considered, but due to mostly political reasons, each project has been rejected, even those with external financing. The situation of natural gas in the Canary Islands is about to change as several regasification projects are currently under development on the islands of Tenerife and Gran Canaria, promoting a less polluting transition towards renewable energies, which is still a distant future.

1. Problemática actual de las plantas de regasificación

Las plantas de regasificación, como cualquier otra industria, presentan desafíos medioambientales que requieren una atención adecuada.

Entre los problemas ambientales más destacados se encuentran las emisiones de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4), que contribuyen a reforzar la “huella climática” debida a los combustibles fósiles. También se pueden liberar otros gases que refuerzan algunos problemas medioambientales graves, como la lluvia ácida, o tener efectos directos sobre la salud humana.

Pero no sólo hay afecciones al medio aéreo, sino que también hay contribuciones a la contaminación del medio hídrico, ya que las plantas utilizan grandes volúmenes de agua de mar en sus procesos. Si esta agua no se trata adecuadamente, puede contener contaminantes que se devuelven al medio ambiente. La gestión adecuada de las aguas residuales y el uso de tecnologías de tratamiento son fundamentales para minimizar la contaminación de las mismas. También existe el riesgo de derrames de gas natural licuado (GNL), que pueden tener impactos negativos tanto en el medio hídrico como en los suelos, los cuales sabemos que son medios de muy difícil recuperación. Es esencial contar con sistemas de contención y procedimientos de seguridad para prevenir y responder rápidamente a estos posibles derrames.

Las plantas de regasificación, cercanas casi siempre a zonas costeras, pueden afectar a los ecosistemas marinos debido a la entrada de agua de mar y la alteración de los patrones de flujo, así como la generación de ruido submarino durante las operaciones y a cambios de la temperatura del agua. En este sentido se deben llevar a cabo estudios de impacto ambiental y tomar medidas para minimizar los efectos en los hábitats y especies marinas sensibles.

El uso de energía también es un aspecto importante, ya que estas plantas requieren una cantidad significativa de energía, a menudo proveniente de fuentes no renovables. Esto contribuye a la dependencia de combustibles fósiles y a mayores emisiones de gases de efecto invernadero.

Para minimizar todos estos problemas medioambientales, es esencial contar con prácticas de gestión ambiental responsable en las plantas de regasificación, que pasan por la implementación de tecnologías más limpias, monitoreo riguroso de las emisiones, así como promover la investigación y el desarrollo de tecnologías más sostenibles en este campo.

2. Objetivos

En este trabajo se analizarán con cierto detalle las plantas de regasificación, una etapa fundamental dentro de los procesos involucrados en el uso de gas natural como fuente energética. Se llevará a cabo un breve análisis de los principales procesos que se ejecutan en la planta y analizaremos los efectos medioambientales que puede tener este tipo de instalación, así como las soluciones técnicas para minimizarlos. Se estudiará también con cierto detalle la situación actual en Canarias con la liberalización de las plantas de regasificación para hacer frente a las consecuencias económicas de la actual situación internacional iniciada con la guerra de Ucrania.

3. Breve reseña histórica

El gas natural es una fuente de energía conocida desde la antigüedad. Ya en los escritos de Plutarco (40-120 d.C.) se mencionan los "fuegos eternos" en la zona de la actual Irak, que se debían probablemente al gas natural que escapaba de grietas en el suelo y se encendía con los rayos. Sin embargo, el verdadero descubrimiento del gas natural como combustible fósil se sitúa China alrededor del siglo III a.C., cuando se comenzó la extracción en pozos de gas natural de la región de Sichuan. Estos pozos de gas natural, en donde tanto la extracción como el transporte fueron realizados con cañas de bambú huecas, se convirtieron

en una importante fuente de energía en la antigua China [1]. A lo largo de los siglos se encontraron y utilizaron diversas fuentes de gas natural en diferentes partes del mundo.

Durante la mayor parte del siglo XIX, el gas natural se utilizaba casi exclusivamente como combustible para lámparas. En 1885, Robert Bunson inventó un quemador que mezclaba aire con gas natural, el "quemador Bunson", lo que permitió utilizar el gas para proporcionar calor para cocinar y calentar edificios. Si embargo las deficiencias en los sistemas de transporte hacía que la mayor parte del gas natural se utilizará para estos fines. No fue hasta finales del siglo XIX y principios del siglo XX, cuando se consiguió mejorar el método de transporte y extracción, con el desarrollo de los procesos de licuefacción y los procedimientos de soldadura de tuberías, consiguiendo transportarlo cientos de kilómetros, y con la invención del taladro rotativo y otras técnicas de perforación que permitían obtener gas natural de pozos más profundos y a mayores profundidades.

Estos nuevos avances tecnológicos, unidos a la necesidad de encontrar nuevas fuentes de energía menos contaminantes que el carbón y el petróleo (Anexo I), han hecho posible que el gas natural se haya convertido en una de las principales fuentes de energía en todo el mundo con una gama de aplicaciones muy amplia, que va desde la generación de electricidad y calefacción hasta la producción de productos químicos y combustibles para vehículos.

4. El gas natural

El gas natural es una mezcla de diferentes gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles subterráneos, acompañando al petróleo (asociado) o gas natural acompañado de otros hidrocarburos y gases (no asociado). Aunque su composición varía en función del yacimiento donde se extrae, está compuesto en una gran proporción por metano (CH_4 , con un porcentaje superior al 95%) y cantidades variables de alcanos y a veces cantidades pequeñas de dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), ácido sulfhídrico (H_2S)

y helio (He). Su composición viene establecida en España por la Resolución de 22 de septiembre de 2011 de Dirección General de Política Energética y Minas. Entre las características del gas natural destacan la ausencia de toxicidad y su menor densidad respecto al aire.

Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH ₄	95-98 %	60-80 %
Etano	C ₂ H ₆	1-3 %	10-20 %
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1 %	5-12 %
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno	N ₂	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5 %	0-5 %
Otros	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

Tabla 1. Composición del gas natural [2].

Como podemos ver en la tabla, los componentes del gas natural se dividen entre asociados (gases provenientes del crudo en la extracción de petróleo) y no asociados (gases hallados en yacimientos de gas natural). Los porcentajes de dichos componentes variarán según su país de extracción. (Ver Anexo I para más detalle sobre la composición del gas natural y otros combustibles fósiles)

4.1. Etapas del ciclo del uso del gas natural

La utilización del gas natural como combustible requiere del desarrollo de una serie de etapas que comienzan con el proceso de extracción y almacenamiento, seguido por el transporte hasta los puntos de consumo. Estas fases se esquematizan en la figura 1.

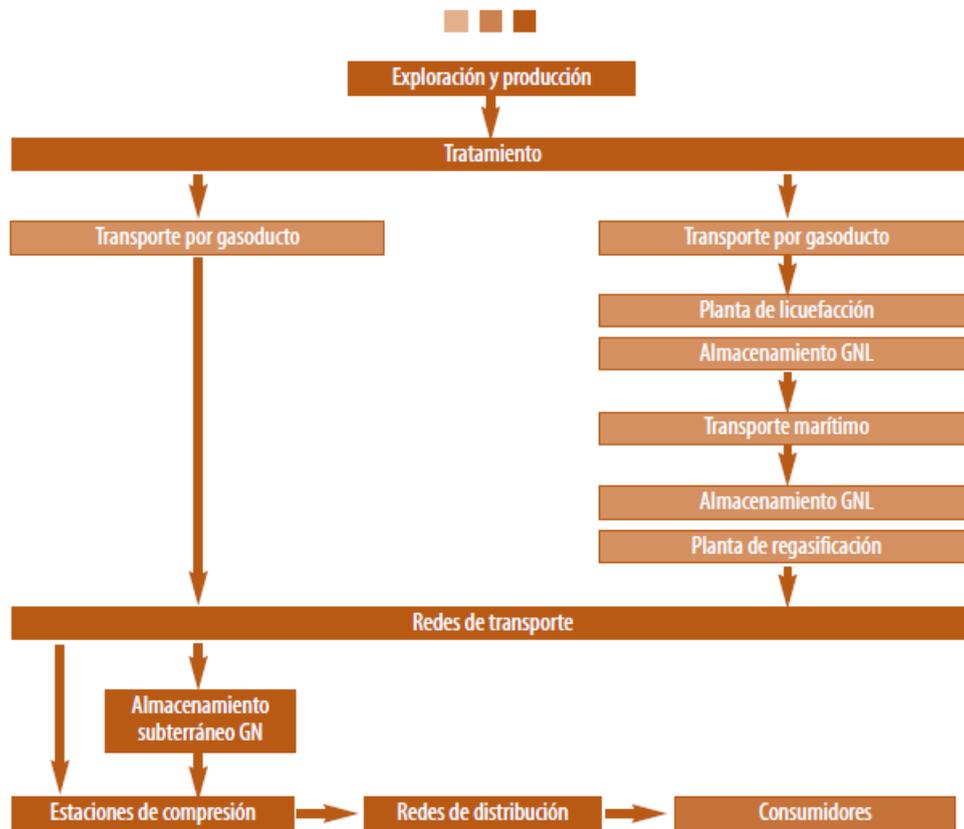


Figura1. Fases de la cadena de uso del gas natural [3].

Las primeras etapas relacionadas con la recolección y tratamiento se desarrollan según una serie de pasos que resumidamente son:

1. **Exploración:** antes de extraer el gas natural, se realizan estudios geológicos y geofísicos para determinar la ubicación y la estructura de los yacimientos de gas natural. Se analizan las características de las formaciones rocosas y se utilizan técnicas como la sísmica para detectar posibles acumulaciones de gas.
2. **Perforación:** se utilizan plataformas de perforación, que pueden ser terrestres o marinas dependiendo de la ubicación del yacimiento, para crear pozos profundos hasta alcanzar la formación de gas natural.

3. Terminación del pozo: después de la perforación, se instalan de tuberías de revestimiento para evitar el colapso de las paredes y garantizar la integridad estructural. Se implementan sistemas de control de presión y válvulas de seguridad para mantener el control sobre el flujo de gas y prevenir riesgos operativos.

4. Extracción del gas: Una vez que el pozo está terminado, se procede a extraer el gas natural. Existen diferentes técnicas utilizadas para la extracción, siendo las más comunes la extracción convencional y la extracción mediante fracturación hidráulica (*fracking*). En la primera el gas fluye naturalmente debido a la presión existente en el yacimiento, aunque se pueden usar sistemas de bombeo para ayudar a la extracción si es necesario. La segunda se usa cuando el yacimiento tiene poca presión. En este caso se inyecta un fluido compuesto por agua, arena y aditivos químicos a alta presión con el objeto de ayudar a liberar el gas natural atrapado en la roca, permitiendo que fluya hacia el pozo para su extracción.

Un ejemplo de algunas de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas en estos procesos se puede ver en el Anexo II.

5. Recolección y procesamiento: una vez que el gas natural es extraído, se recolecta y se transporta a través de sistemas de tuberías hacia las plantas de procesamiento. Allí, se eliminan las impurezas, como agua y otros compuestos no deseados, para obtener gas natural de alta calidad. Este proceso también produce sus emisiones (ver Anexo II).

Después de las etapas de recolección y procesamiento se produce la distribución del gas natural desde el yacimiento hasta los puntos de consumo finales. Este transporte se puede realizar de dos formas: en forma gaseosa mediante los denominados “gasoductos”, o en forma líquida mediante la denominada “cadena del gas natural licuado (GNL)”, ya que el GNL ocupa 1/600 parte del volumen requerido para la misma cantidad de gas natural a temperatura y presión ambiente. Esta cadena está formada por un conjunto de pasos que comprenden el transporte por gasoducto desde el yacimiento hasta la planta de licuefacción para convertir el gas en GNL; transporte marítimo mediante buques metaneros; posterior

conversión del GNL a fase gaseosa que se realiza en las plantas de recepción y regasificación. En las plantas de regasificación, el gas natural licuado (GNL) se calienta y se convierte nuevamente en gas, proceso conocido como “regasificación”. Esto se logra mediante el uso de sistemas de calentamiento, como intercambiadores de calor que elevan la temperatura del GNL hasta que se vaporiza y vuelve a su estado gaseoso original.

Una vez regasificado, el gas natural puede ser inyectado en la red de distribución de gas y transportado a los puntos de consumo, como hogares, industrias y centrales eléctricas, a través de sistemas de tuberías.

El consumo más generalizado del gas natural se centra en el ámbito doméstico. Como calefacción, fogones, etc. Pero ante la búsqueda de una fuente de energía menos dañina para el medio ambiente, los países del mundo han popularizado su uso como combustible que puede reemplazar a la gasolina o al carbón en determinados procesos, debido a su eficiencia, precio e impacto medioambiental. Ejemplos de su uso serían:

Consumo residencial: En los hogares, el gas natural se utiliza principalmente para la calefacción de espacios y agua caliente sanitaria. Los usuarios residenciales se conectan a la red de distribución de gas mediante tuberías que suministran el gas a través de medidores individuales. El gas natural también se utiliza en cocinas y estufas para la cocción de alimentos.

Consumo comercial: En el sector comercial, el gas natural se utiliza en una amplia posibilidad de aplicaciones, como la calefacción de edificios, el suministro de agua caliente en hoteles y restaurantes, así como en la operación de equipos de cocina y hornos industriales. Además, se puede utilizar en sistemas de refrigeración y generación de electricidad en centros comerciales.

Consumo industrial: La industria es uno de los mayores consumidores de gas natural. Se utiliza en procesos de fabricación que requieren calor, como la producción de acero, cerámica, vidrio y otros productos químicos.

Generación de electricidad: El gas natural se utiliza ampliamente en plantas de generación de energía eléctrica. En las centrales de ciclo combinado, el gas natural se quema para generar electricidad mediante turbinas de gas y luego se utiliza el calor residual para generar vapor y accionar una turbina de vapor adicional. Esto mejora la eficiencia energética en comparación con las centrales térmicas convencionales que solo utilizan combustión de carbón o fuel-oil.

Transporte: En el ámbito del transporte, el gas natural se utiliza como combustible alternativo en vehículos. Los vehículos a gas natural comprimido (GNC) y los vehículos a gas natural licuado (GNL) aprovechan las propiedades del gas natural para su uso en motores de combustión interna, lo que contribuye a una menor emisión de gases contaminantes.

5. Plantas de Regasificación

Tal como se ha mencionado con anterioridad, una pieza fundamental en el ciclo del gas natural para su utilización como combustible lo constituyen las plantas de regasificación. Las plantas de regasificación son instalaciones industriales donde se convierte el GNL en gas natural para su distribución y uso. Estas plantas se sitúan generalmente en zonas costeras debido a que el gas natural licuado es transportado en buques metaneros, para posteriormente a la regasificación, distribuirse por un sistema de gaseoductos a la población, empresas etc... Una planta de regasificación consta de varias partes (Figura 2) que desempeñan funciones específicas en el proceso de convertir el gas natural licuado (GNL) en gas natural. A continuación, se hará un análisis detallado de dichas partes.

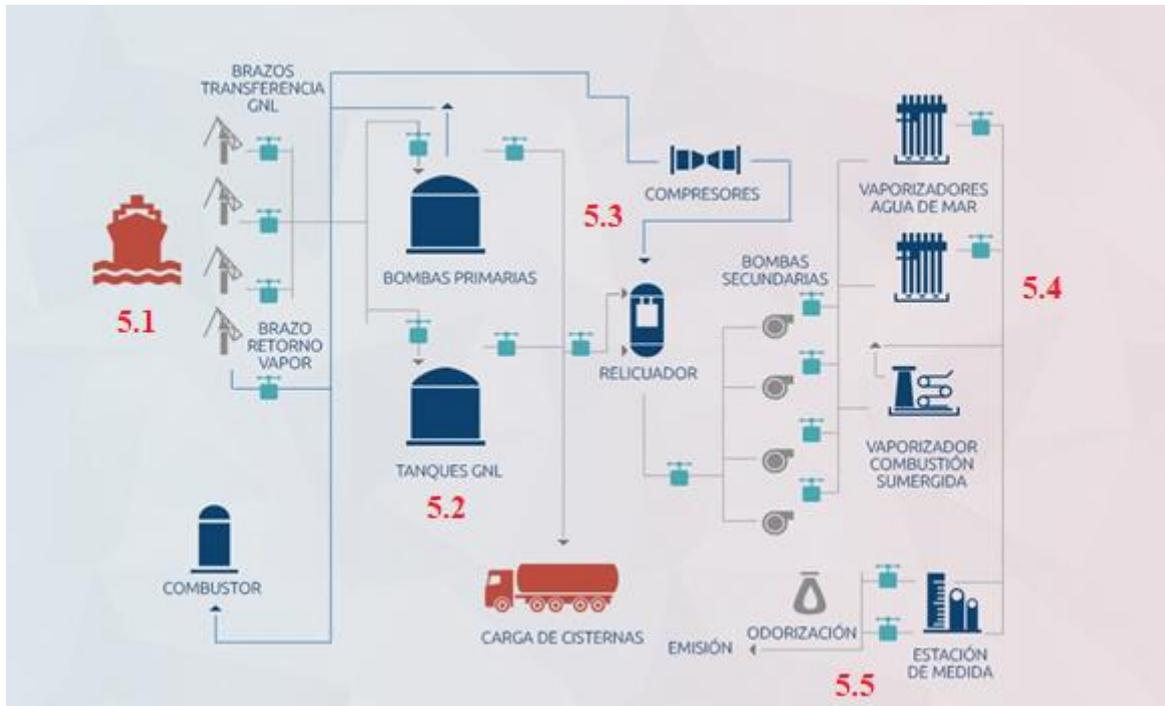


Figura 2. Etapas del gas en una planta de regasificación [4].

5.1. Terminal de descarga y carga de los barcos

El gas natural licuado llega a la instalación en barcos metaneros, conocidos como “*LNG carriers*”, fabricados expresamente para el transporte del GNL. En su interior existen una serie de tanques criogénicos que mantiene el GNL a una temperatura próxima a los -160°C y una presión levemente mayor que la atmosférica [5]. Son buques con un gran calado y capacidad de carga, necesarios para el transporte de grandes cantidades de gas.

Estos barcos poseen unas bombas propias que impulsan el gas natural hacia unos brazos de descarga de la terminal carga/descarga de la planta, para ser enviado a los tanques de almacenamiento. El llenado de los tanques se separa en dos líneas, la línea de importación que sigue el proceso, y la línea de mantenimiento que sirve para mantener el sistema refrigerado mientras no se realicen descargas (recordemos que el GNL es transportado una

temperatura de -160°C aproximadamente). Posteriormente la línea de importación se divide en dos colectores que llenarán los tanques.

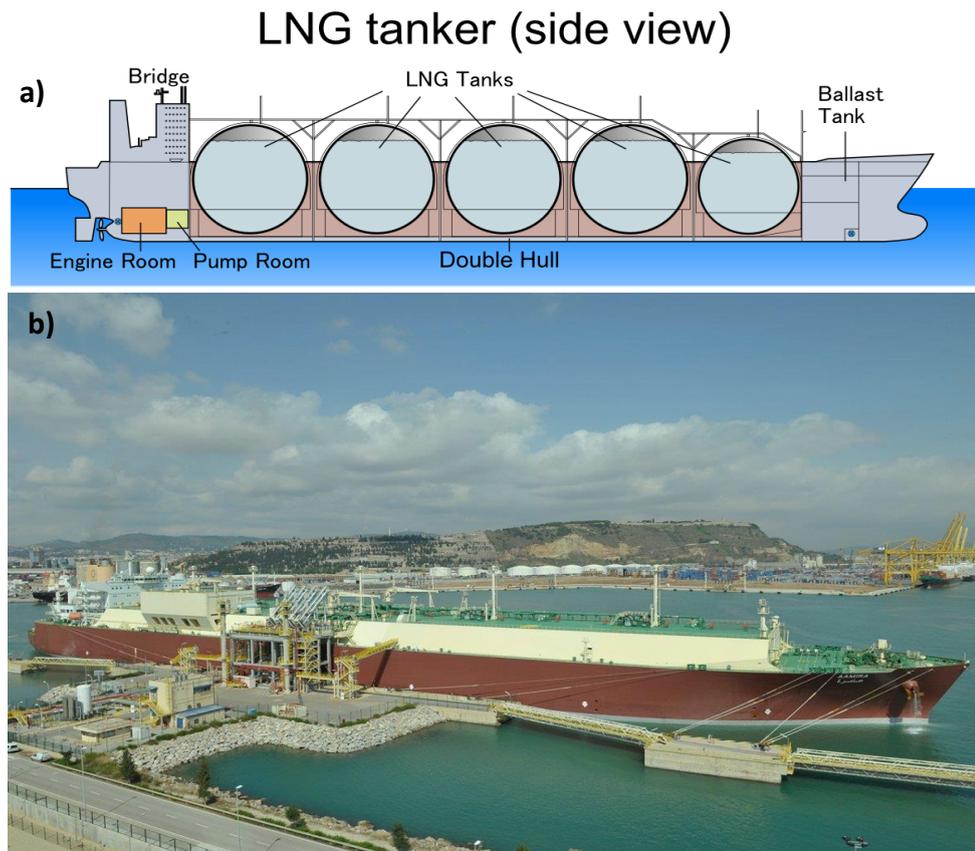


Figura 3. a) Esquema de la estructura interna de un buque metanero [6]. b) Buque metanero en operación de descarga en el muelle de la planta de regasificación [7].

5.2. Tanques criogénicos

Estos tanques son de contención total, esto significa que están contruidos con una doble pared capaz de mantener el gas natural en estado líquido. Entre las paredes hay un aislante que mantiene el GNL a -160°C . El techo del tanque está sostenido por la pared exterior, formando un armazón alrededor del tanque, de tal manera que este sistema es capaz de almacenar el GNL y a su vez, evitar cualquier posible fuga de vapor.



Figura 4. Tanque criogénico para almacenamiento de gas natural [8].

El tanque interior es de acero, y por la parte superior se realizan las extracciones e introducciones del GNL para que en caso de fuga el techo de hormigón impermeable pueda contenerla y proteger a los trabajadores que se encuentren haciendo los procesos de manipulación de gas y a la planta. Los tanques deben cumplir con lo especificado en la norma UNE EN 1473, donde los depósitos interiores de hierro deben estar compuestos por un 9% de Níquel y uno exterior de hormigón revestido de acero interiormente. Disponen de un dispositivo para evitar la sobrepresión y vacío durante la descarga de buques, controlando la presión para mantenerla por encima de la de saturación del GNL. Para las operaciones de extracción e introducción se deben de tener en cuenta una serie de medidas que mejoran la eficacia, como serían instalar medidores de nivel, detallar las instrucciones funcionamiento o aumentar la capacidad de los tanques para poder almacenar una mayor cantidad de producto.

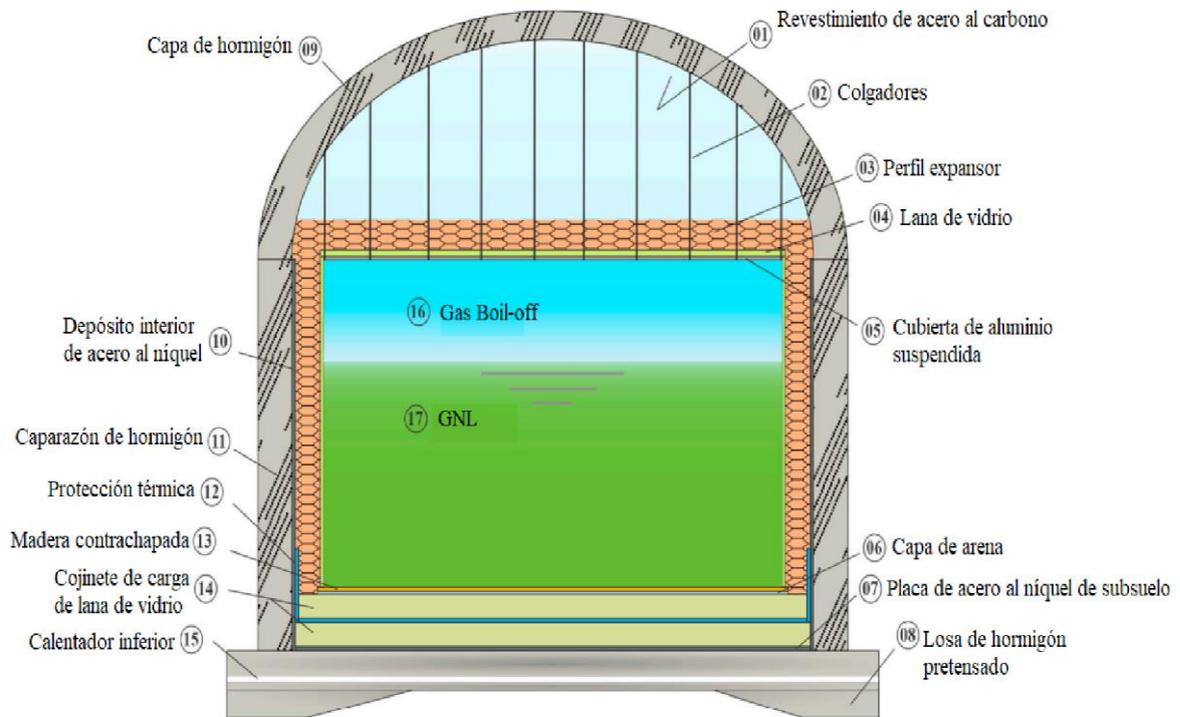


Figura 5. Esquema de un tanque criogénico [9].

Como se puede apreciar en la imagen, estos tanques cuentan con una gran cantidad de capas protectoras, necesarias tanto para su uso en tierra como en el transporte en barcos metaneros. Es necesario aislar lo máximo posible el gas para evitar transferencias de calor y mantener el GNL a -160°C , además de evitar generar demasiado Gas Boil-off [10].

Finalmente, esta área dispone de unas bombas de baja presión instaladas en los tanques de almacenamiento, que sirven para enviar el GNL desde los tanques hasta el relicuador donde se mezclan con los gases boil-off para que estos sean relicuados. Dependiendo de la planta y de la capacidad de los tanques habrá un número de bombas asignadas a cada tanque, y por lo menos una se quedará en reserva.

5.3. Sistema Boil-off

Es posible que durante el transporte del gas y en el proceso de carga y descarga, una parte del gas natural llegue a vaporizarse debido a que se alcancen temperaturas por encima del punto de evaporación, generando el llamado “boil-off gas”. Para evitar la fuga de estos vapores, las plantas de regasificación cuentan con un sistema de reciclado de vapores, el sistema de *boil-off*, que se encarga de recuperar la mayor cantidad posible de gas mediante un sistema de equipos que vuelven a relicuar el contenido. Estos vapores se recuperan mediante el uso de los compresores boil-off que condensan todo el contenido en forma de vapor, incluyendo el que se haya podido formar en los tanques de almacenamiento. El contenido es enviado a un relicuador para devolver todos los vapores a estado líquido. En caso de que el sistema falle o esté desactivado, cuenta con un protocolo de eliminación de vapores basado en la oxidación térmica (antorcha/venteo donde se quema el exceso de boil-off que no puede ser tratado por el relicuador).

El sistema boil-off consta de tres equipos principales:

- Atemperador y separador de gotas previo a compresores: son componentes utilizados para controlar y tratar el vapor generado por la evaporación del GNL almacenado en un tanque criogénico. El atemperador se encarga de enfriar el vapor generado por la evaporación del GNL antes de que llegue a los compresores, mientras que el separador de gotas elimina las gotas de líquido arrastradas por el vapor, asegurando un suministro de vapor seco y protegiendo los compresores de posibles daños o disminución de su eficiencia.
- Compresores: como la mayoría de las tecnologías presentes en la planta, un número determinado de compresores dado el tamaño de la misma, están activos y debe haber como mínimo uno en reserva, su función es la de prevenir que se eleve demasiado la temperatura cuando se están haciendo movimientos de succión del GNL.
- Relicuador: es el componente más importante de todo el sistema, que devuelve los vapores boil-off formados en los procesos de carga/descarga a estado líquido, a la vez que los junta

con todo el contenido proveniente de los contenedores. En una operación en la que no hay descarga desde los barcos, solo se produce boil-off en los tanques de almacenamiento porque se envía mucho gas al sistema. La presión de estos se controla por medio de los compresores y el sobrante es enviado al relicuador. En caso de que el caudal de envío sea mayor al del relicuador, el gas circula por una vía que lo lleva directamente al colector boil-off de nuevo para evitar subidas de presión. En las operaciones de descarga de barcos, el nivel de los tanques se incrementa más, lo cual provoca un mayor movimiento de vapor, esto también se debe al vaciado de los depósitos de los barcos, que contribuye a una bajada de presión. Para prevenir que los depósitos del barco se queden vacíos, una parte del vapor de los tanques de almacenamiento es enviada a estos por medio del colector boil-off con un atemperador que lo mantiene por lo menos a -140°C . Cualquier exceso hallado en estos microprocesos, es enviado al relicuador.

5.4. Sistema de regasificación por vaporizadores

En esta etapa el GNL se calienta y se convierte nuevamente en gas natural. Este sistema está formado por dos componentes, las bombas y los vaporizadores. Las bombas de alta presión que continúan el proceso desde el relicuador y envían el GNL a los vaporizadores para que se pueda proceder con la regasificación. El propósito de las bombas es mantener el GNL a una presión apta y controlar el caudal con el que sale el GNL del relicuador. Habrá una cantidad determinada según las dimensiones de la planta.

En cuanto a los vaporizadores existen básicamente dos tipos, los vaporizadores de agua de mar (ORV) y los vaporizadores de combustión sumergida (SCV). ORV son las siglas para *Open Rack Vaporizer* (Vaporizador de bastidor abierto) y SCV para *Submerged Combustion Vaporizer* (Vaporizador de combustión sumergida).

Estos procesos de transferencias de calor implican la utilización de técnicas relacionadas con la termodinámica. En casi todas las plantas de regasificación del mundo, los

vaporizadores hacen uso del ciclo termodinámico Rankine, que se basa en el aprovechamiento básico de convertir calor en trabajo mecánico, y posteriormente en energía.

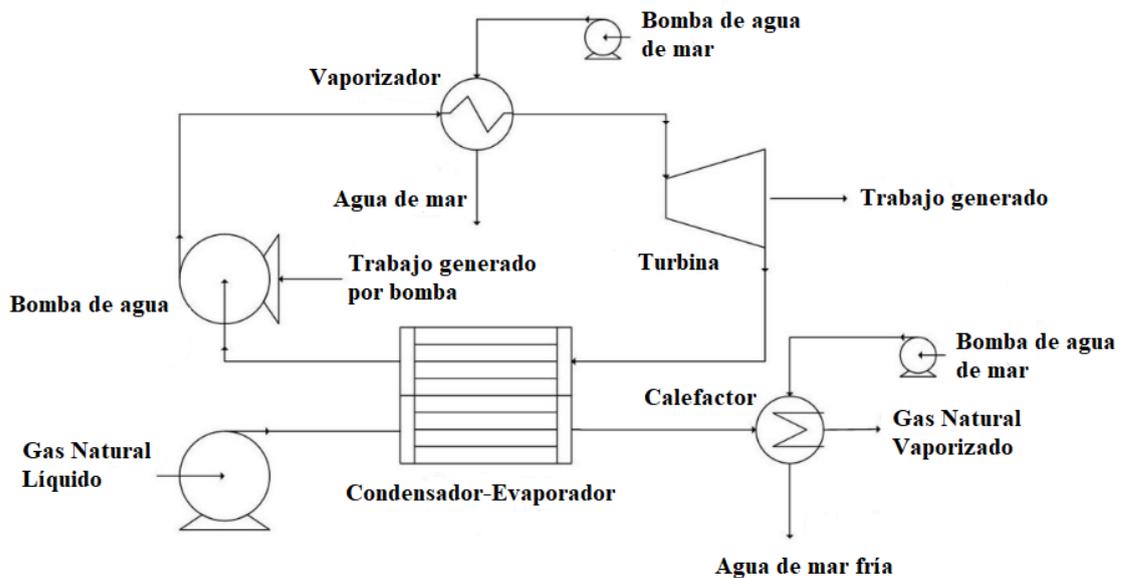


Figura 6. Ciclo de Rankine Orgánico para un vaporizador ORV [11].

Los pasos de este sistema serían:

Calentamiento del GNL: el ciclo de Rankine comienza con el calentamiento del GNL mediante el uso de un fluido de trabajo, que puede ser agua o una mezcla de agua y otros compuestos, utilizando una fuente de calor externa. El GNL se calienta mediante intercambiadores de calor gracias al fluido de trabajo y posteriormente se generan vapores.

Cambio de fase: Una vez se ha producido el intercambio de calor, el GNL se somete a un cambio de fase, de líquido a vapor. A medida que el fluido de trabajo se enfría, absorbe calor del GNL, lo que provoca que el GNL se caliente y se vaporice en el proceso.

Expansión y generación de energía: El vapor generado a partir del cambio de fase del GNL se expande en una turbina. Durante la expansión, el vapor empuja las palas de la turbina, generando energía mecánica en forma de rotación del eje de la turbina.

Condensación y reciclaje: Después de pasar por la turbina, el vapor de trabajo se condensa utilizando un condensador, que puede enfriarse con agua o mediante un intercambiador de calor. La condensación del vapor permite que este fluido regrese a su estado líquido inicial para que pueda ser usado de nuevo en el ciclo.

Recalentamiento y repetición del ciclo: Antes de ingresar nuevamente al calentador, el fluido líquido se recalienta mediante un intercambiador de calor utilizando parte del calor residual del condensador. Este recalentamiento del fluido de trabajo asegura que esté en la temperatura adecuada para volver a ser calentado por el GNL y repetir el ciclo de Rankine.

El ciclo de Rankine en los vaporizadores de gas natural utiliza un fluido de trabajo para transferir calor desde el GNL frío al fluido de trabajo. El calor transferido provoca el cambio de fase del fluido de trabajo, lo que resulta en la vaporización del GNL.

La expansión del vapor en la turbina genera energía mecánica, que puede utilizarse para accionar generadores eléctricos u otros equipos. Luego, el vapor se condensa y se recicla, mientras que el fluido de trabajo líquido se recalienta y se prepara para un nuevo ciclo.

Vaporizadores ORV: estos vaporizadores se basan en el uso de agua de mar para regasificar el GNL. Es el método más común de regasificación en este tipo de instalaciones alrededor del mundo. El GNL circula por unos tubos acondicionados a -160°C y son expulsados a 0°C en estado gaseoso. El gas circula en una dirección y el agua de mar en la opuesta por el exterior de la tubería. El vaporizador en sí mismo es un conjunto de tubos soportados por hormigón que se agrupan formando un bloque, cuyo tamaño depende de la capacidad del mismo; también posee unos paneles verticales de aluminio para separar los bloques de tubos [12]. Tanto los paneles como los tubos por los que circula el GNL son de aluminio porque es un material con buena conductividad térmica. El punto clave de este vaporizador es que el agua nunca llega a entrar en contacto con el GNL, por lo que puede ser devuelta al mar en

perfectas condiciones debido a que lo único en lo que ha sido alterada es en temperatura. En la siguiente figura podemos apreciar de mejor manera la estructura que constituye el vaporizador:



Figura 7. Vaporizador ORV [13].

El GNL entra en el vaporizador en rangos de temperatura entre -160°C y -152°C , y cuando ha sido vaporizado alcanza temperaturas de poco más de 1°C . En cuanto al agua de mar, la temperatura puede variar según en qué parte del mundo se encuentre la planta. En el caso de España, la temperatura de operación del proceso suele estar prevista para rangos entre 14°C y 25°C y la del diseño de 0°C a 65°C . El agua de mar solo disminuye entre 3°C y 6°C en este proceso.

La gran ventaja de este vaporizador es su bajo coste de mantenimiento y que apenas consume energía debido a que solo deben alimentarse las bombas de agua. Lo importante es que los tubos no sufran daños provocados por el agua de mar ya que esta puede ir

erosionando la superficie. Los expertos recomiendan recubrir los tubos con zinc e incluso con otra capa de pintura. La cantidad de años para la revisión depende del lugar donde se encuentre la planta.

- Vaporizadores SCV: estos son mucho más contaminantes al realizar procesos de combustión, y son utilizados básicamente como equipo de reserva. Su diseño es sencillo: el GNL circula por un serpentín que se encuentra en el interior de un tanque de agua industrial que se calienta por medio de un quemador de gas natural. Los gases de combustión se introducen en el baño y el resultado final es la regasificación del GNL que se expulsa por el final del serpentín. El vaporizador cuenta con una chimenea para expulsar los gases de combustión, y toda el agua además de los efluentes que hayan podido surgir durante el proceso son recogidos y reutilizados si es posible en otros procesos de la planta de regasificación.

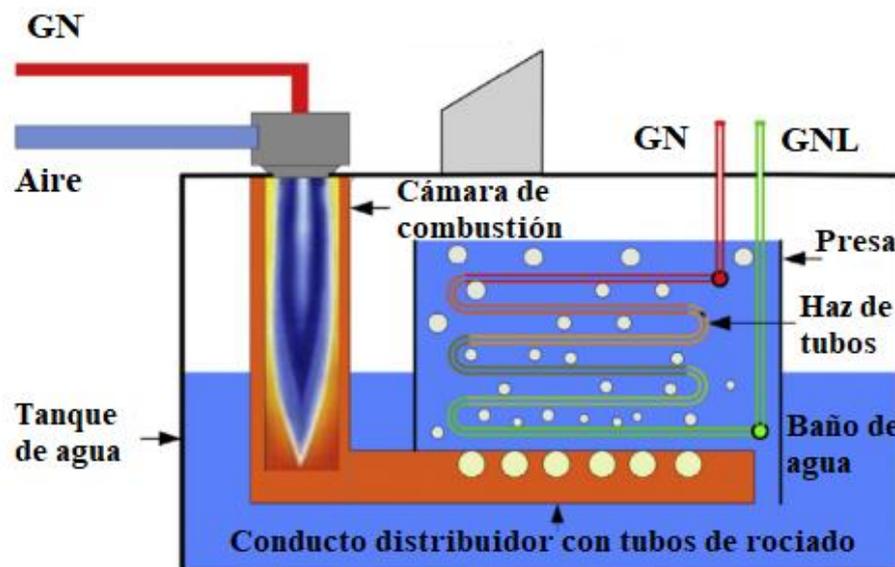


Figura 8. Esquema de un vaporizador de combustión sumergida [14].

5.5. Expedición del gas

Una vez se ha completado la regasificación del GNL, este es enviado por la red de gaseoductos de la región en la que se encuentre la planta, pero previamente ha debido pasar por la estación de medida y el sistema de odorización. La estación de medida está compuesta por un sistema de tubos que incluyen válvulas a la salida y la entrada, además de una serie de filtros. El objetivo de la estación es el de filtrar el gas, mantener la presión estable y regular la cantidad de gas que se envía a la siguiente instalación.

El propósito del sistema de odorización es implantar un olor reconocible a un gas, para poder detectar fugas y escapes del mismo. En Europa se utiliza el tetrahidrotiofeno o THT (C_4H_8S), un agente odorizante muy estable y fácil de usar en tuberías. Se almacena en unos tanques en condiciones normales (presión y temperatura atmosféricas), y se bombea una cantidad específica a la tubería de gas natural de acuerdo al caudal que haya en cada momento.

Una vez el gas natural ha circulado correctamente por los dos puestos anteriores, es introducido en la red de gaseoductos. Esta red posee unas características que varían según la planta y que se definen en función de estos parámetros:

- Caudal de emisión máximo
- Presión
- Temperatura
- Diámetro del gaseoducto
- Puntos de aislamiento

5.6. Sistemas y medidas auxiliares

Las plantas de regasificación deben contar con una serie de sistemas auxiliares de apoyo para respaldar y garantizar el funcionamiento seguro y eficiente de la planta. Estos sistemas

desempeñan funciones específicas y proporcionan servicios esenciales a las operaciones de regasificación. Algunos de estos sistemas auxiliares más comunes son:

5.6.1. Sistema de suministro de agua

Podemos encontrar tres subsistemas que abastecen la planta, la captación de agua de mar, el abastecimiento de agua industrial y el suministro de agua potable. Algunas plantas cuentan con un sistema propio para desalinizar el agua de mar, lo que resulta más práctico comparándolo a tener que recibir agua potable industrial por parte de terceros.

- Sistema de captación de agua de mar.- Para el uso de los vaporizadores ORV y también para las bombas contra incendios. El agua pasa por un filtro limpiador después de ser captada para posteriormente ser bombeada a los ORV y demás sistemas. En algunas plantas de gran capacidad, el agua de mar se puede almacenar en piscinas antes de ser enviada al sistema de bombeo, y cuando se ha completado el proceso de vaporización, el agua de mar vuelve a pasar por la piscina y posteriormente se devuelve al mar, como si de añadir un pequeño paso al proceso de vaporización se tratara.

- Abastecimiento de agua industrial. - En España, esta agua debe estar suministrada por el ayuntamiento del municipio en el que se encuentre la planta, y debe cumplir con los requerimientos necesarios para que se pueda usar como protección contra incendios, además de realizar procesos de limpieza y dilución de productos químicos. También está la posibilidad de que la planta cuente con su propia desalinizadora como mencionamos antes.

El agua se almacena en unos tanques asignados para cumplir con los propósitos nombrados anteriormente y el nivel del mismo debe estar controlado para que siempre se pueda disponer de la cantidad necesaria en caso de emergencia.

5.6.2. Sistema eléctrico y SAI

El sistema eléctrico de la planta está alimentado por la Red de Distribución Pública para los sistemas internos de alta, media y baja tensión. Deben especificarse los datos técnicos del mismo para todas las plantas. La siguiente tabla muestra un ejemplo de esto para la planta de Mugarodos (Puerto del Ferrol).

Datos técnicos	Alta tensión (Tensión primaria)	Media Tensión (Tensión secundaria)	Baja Tensión (Tensión secundaria)
Tensión nominal asignada	132 kV	6,6 kV	230/400 V
Tensión asignada	Hasta 145 kV	Hasta 7,2 kV	690 V
Tensión soportada a frecuencia industrial	Hasta 275 kV	Hasta 20 kV	-
Tensión soportada a los impulsos tipo rayo	Hasta 650 kV	Hasta 60 kV	-
Frecuencia asignada	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Corriente asignada	Min. 200 A	Min. 1.650 A	De acuerdo con los requisitos técnicos hasta 3.500 A
Corriente de cortocircuito para 1s	31,5 kA	De acuerdo con los requisitos técnicos como mínimo 31,5 kA	De acuerdo con los requisitos técnicos, mínimo 50 kA

Tabla 2: Tabla de datos técnicos correspondientes al sistema eléctrico de la Planta de Mugarodos [15].

Además, se contará con un generador de emergencia, equipado con un tanque de combustible diesel. En cualquier circunstancia en la que se produzca un fallo en la alimentación principal, este generador aportará la tensión necesaria durante la parada del sistema principal.

El generador de emergencia también alimenta un sistema de alimentación ininterrumpida o UPS (Uninterruptible Power Supply), que puede generar una alimentación para todos los sistemas principales durante una cantidad aproximada a las 72h.

5.6.3. Sistema de efluentes

Las plantas regasificadoras poseen un canal de descarga donde vierten los efluentes al mar.

Los tipos de efluentes que produce la planta son:

- Refrigerante de vaporizadores ORV. - La parte positiva de este efluente es que el agua de mar utilizada en el proceso de vaporización no entra en contacto con el gas natural, por lo que no hay ninguna alteración en el agua, salvo en la temperatura que disminuye aproximadamente 6°C. Estos cambios de temperatura pueden afectar de manera negativa al entorno marino ya que hay ecosistemas y formas de vida que son sensibles a estas alteraciones en la temperatura. En casos excepcionales se podría producir contaminación con algunos componentes químicos utilizados en los vaporizadores, como puede ser anticorrosivo usado para tuberías.

Las plantas de regasificación cuentan con un sistema de electrocloración, que se basa en la recogida de agua de mar para generar hipoclorito de sodio. Este componente se introduce en los depósitos de captación de agua de mar para los vaporizadores y sirve para evitar acumulaciones de elementos microbiológicos, actuando como un agente biocida. De la misma manera la planta tiene un subsistema de decloración para eliminar el cloro sobrante.

- Agua del vaporizador SCV. - Como ya sabemos, este vaporizador está reservado para apoyar a los ORV en caso de fallo, por lo tanto, no será muy corriente que se generen efluentes provenientes de este proceso. En este caso, en lugar de agua de mar se usa agua industrial y gases de combustión que al final del proceso son recogidos y almacenados.

Estos efluentes provenientes de los procesos de vaporización pueden ser reutilizados, pero cuando no es el caso se envían a un depósito de regulación y posteriormente a una planta de tratamiento, donde también se enviarán otro tipo de elementos, como es el caso las aguas pluviales contaminadas y las usadas en el sistema de protección contra incendios. Una vez han sido tratados, los efluentes son enviados al mar junto con el resto de aguas limpias.

- Efluentes de aguas sanitarias. - Las aguas sanitarias se asocian principalmente al uso del personal que trabaja en la planta, como puede ser en los baños y las duchas. Todo el efluente generado se recoge y se envía a un sistema de tratamiento propio para ser depuradas, y posteriormente enviadas al depósito de regulación con los otros efluentes.
- Efluentes pluviales contaminantes y aguas contraincendios. - Estas aguas están caracterizadas por contener elementos como grasas, aceites o sólidos que provienen de las zonas de la planta en donde al llover se aplica el agua directamente en contacto con el proceso que se esté realizando, como pueden ser los talleres de la planta o el uso del agua en caso de incendio o su simulacro. Todos los efluentes de este tipo se recogen en una red de colectores y son enviados al depósito de regulación, siguiendo el proceso de la planta de tratamiento y posteriormente su vertido al mar.

5.6.4. Combustor

Este elemento sirve para suprimir de una forma estable los gases sobrantes en los contenedores de almacenamiento. Todos los gases que hayan surgido en la planta como pueden ser en procesos de vaporización o fugas, se envían al relicuador o se utilizan como fuel gas. Solamente cuando estos gases no pueden ser reutilizados se queman en el combustor, incluyendo los gases irrecuperables de boil-off de la planta.

5.6.5. Venteo

Por motivos de seguridad hacia la planta, los equipos y los trabajadores, deben estar diseñadas de tal manera que no sea necesario utilizar el sistema de venteo, esto significa que mientras se trabaje en condiciones normales nunca debe ser necesario el alivio de presión de los gases de boil-off. La planta cuenta con válvulas de alivio de presión y temperatura que están directamente conectadas al sistema de venteo. Los equipos que están exentos de

la conexión al sistema de venteo son los tanques, los vaporizadores y la estación de medida, ya que como hemos comentado tienen sus propios reguladores de presión.

5.6.6. Sistemas de seguridad

Toda planta de regasificación cuenta con un sistema de seguridad propio que está dividido entre las medidas de protección pasiva y protección activa. Las medidas de protección pasiva están determinadas junto al diseño de la planta o a la adición de equipos para prevención de accidentes.

A continuación, hablaremos de las medidas de protección activas, las cuales tienen el propósito de proporcionar auxilio en situaciones de peligro y riesgo, minimizando el daño que se haya podido causar. Varios ejemplos de medidas como esta son:

- Detección de fugas. - Este sistema está diseñado para detectar fugas de gas natural (en estado líquido y gaseoso) o de fuego. Es capaz de producir una parada total del sistema en un intervalo corto de tiempo (dos minutos como máximo) para que la situación pueda ser afrontada de la mejor manera posible y sin afectar al resto de la maquinaria de la planta.

Este sistema incluye los siguientes componentes:

- Detectores de fuego y humo
 - Detectores de gas
 - Detectores de bajas temperaturas
 - Dispositivo de parada de emergencia
-
- Sistema de protección contra incendios. - Este sistema actúa cuando existe un incendio o una fuga inflamable en las instalaciones. Todas las plantas de este tipo poseen un depósito

de agua (normalmente, viene prefabricados con una capacidad de $500m^3$) y de un sistema de bombeo de agua de mar.

La planta también cuenta con un sistema de diluvio, una red de tuberías que se mantiene vacía hasta el momento en el que se abren las válvulas que se activan automáticamente en caso de detección de incendios.

Finalmente podemos encontrar extintores de polvo seco instalados en ubicaciones de fácil acceso para el personal.

5.6.7. Sistemas de control

Todas las operaciones de supervisión se realizan desde una sala de control, principalmente para la revisión de las unidades de control situadas en las estaciones de la planta. Además, se puede ejecutar la parada de emergencia desde la sala de control, por lo que la sala está conectada al sistema de detección de fugas. En caso de una parada total en los sistemas de la planta, o un fallo de energía, se cuenta con un sistema de instrumentación que suministra aire al sistema de control para poder seguir operando en condiciones óptimas.

5.6.8. Sistema de nitrógeno

El nitrógeno se utiliza en la planta para realizar diversos tipos de servicio (sellado de tomas de aire, uso en tareas de combustión, drenaje de equipos, etc.). El nitrógeno se transporta en estado líquido, generalmente en camiones cisterna, y se almacena en un tanque cuando ya se encuentra en la planta. Se vaporiza mediante vaporizadores atmosféricos, que trabajan a intervalos de tiempo establecidos para evitar formaciones de hielo en los mismos.

Para el mantenimiento de los barcos de transporte, las válvulas de control y otros instrumentos, se utiliza el nitrógeno en estado líquido.

6. Afecciones medioambientales de la PR

Cómo ya se ha comentado con anterioridad, las plantas de regasificación presentan diversas afecciones medioambientales que requieren una atención y gestión adecuadas. A continuación, se hará una estimación de todos los tipos de contaminación que puede llegar a producir una planta de regasificación, para posteriormente enumerar la normativa asociada a cada tipo de contaminación.

6.1. Contaminación atmosférica

En el ciclo del gas natural para su utilización como combustible fósil se producen emisiones de contaminantes atmosféricos en grados diferentes dependiendo del ciclo (Tabla 3).

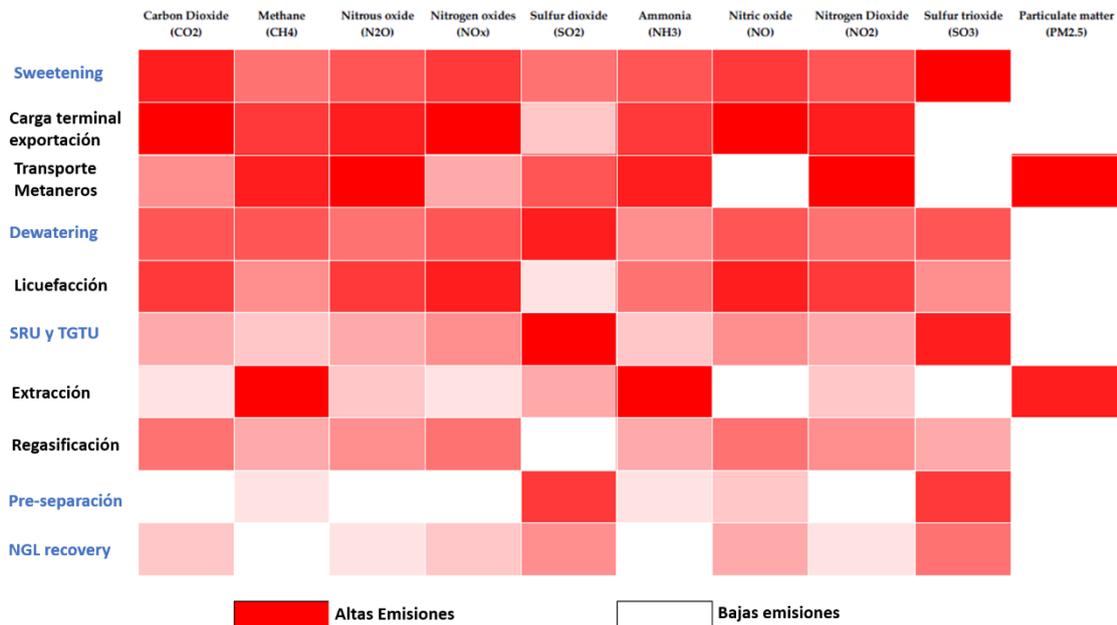


Tabla 3. Emisiones atmosféricas en escala de colores en las distintas etapas del ciclo del GN. En azul diferentes procesos químicos que se desarrollan durante el procesamiento del GN una vez se ha extraído de los pozos [adaptación de 29].

Según estos estudios, la regasificación aporta en término medio, un 4% de la contaminación atmosférica que genera todo el proceso (ver anexo II). Sin embargo, las operaciones que se llevan a cabo en estas plantas generan emisiones a la atmósfera que debemos conocer y controlar.

Las potenciales emisiones a la atmósfera que se generan en una planta de regasificación proceden fundamentalmente de fugas y de los vaporizadores de combustión sumergida (SCV), motores de gas y de gasoil, antorcha o combustor y venteo. Así, las emisiones de CO₂, N₂O, CO, NO_x, SO₂ y PM10 provienen de la combustión de gas natural en equipos y antorcha y del consumo de gasoil en los generadores de emergencia y flota de vehículos. Hemos de destacar que la combustión del gas natural no produce partículas y el SO₂ emitido por éste está asociado a los procesos de odorización ya comentados.

Las potenciales emisiones de CH₄ provienen del venteo (gas natural que no sufre combustión) y de HFC's (clorofluorocarbonos) de fugas de gas refrigerante en los equipos de aire acondicionado.

Es importante destacar que las plantas de regasificación suelen implementar tecnologías y medidas de control para minimizar y gestionar estos efectos atmosféricos. Esto puede incluir sistemas de control de emisiones, tecnologías de combustión más limpias, monitoreo ambiental continuo y programas de gestión ambiental.

6.2. Contaminación de las aguas por efluentes líquidos

En la descripción de los sistemas auxiliares de la planta hablamos brevemente sobre su sistema de efluentes y sus tipos. Nos centraremos ahora en los efectos que pueden tener en el medio acuático más próximo, medio marino.

Hay que mencionar que todos los efluentes de la planta son enviados a un pozo conjunto cuando su papel ha sido cumplido en el proceso que fuera requerido, y tratado si así lo requiriera.

- Agua refrigerante de los vaporizadores ORV. - En este proceso de vaporización, el agua de mar tiene la misión de transferir calor al gas natural en estado líquido sin contacto alguno con el mismo. Por este motivo, el agua de mar utilizada en este proceso no se considera contaminante en ningún momento. Al final de su uso el agua pasa por el sistema de decoloración de hipoclorito sódico, que la trata con la intención de prevenir que se formen acumulaciones microbiológicas. Además, se libera una cantidad de cloro muy pequeña por litro de agua (apenas de 0,1 mg/l). El agua utilizada permanece en las mismas condiciones de entrada, salvo por el decremento de temperatura que conlleva el intercambio de calor, que como mucho llega a ser de 6°C.

- Agua del vaporizador SCV. - Al ser un componente de apoyo, el efluente generado por este vaporizador no suele ser muy común en los vertidos de la planta. En este caso sabemos que el agua se mezcla directamente con los gases de combustión y por lo tanto si se vierte directamente de vuelta al mar podría ser altamente contaminante. El procedimiento habitual es el de reutilizar el efluente producido en el proceso de vaporización hasta que no pueda aprovecharse. Una vez se da este caso, se envía al depósito de regulación junto con los demás efluentes que se consideran contaminantes y necesitan ser tratados.

- Aguas residuales sanitarias. - Efluentes generados exclusivamente por uso del personal, ya sea para los servicios o las duchas de las que dispone la planta. Este efluente dispone de supropia red para su recogida y transporte al sistema de tratamiento.

Una vez ha sido tratado se envía junto al resto de efluentes al depósito de regulación antes de ser devuelto al mar.

- Aguas pluviales contaminantes y aguas contraincendios. - Son los efluentes provenientes de zonas de proceso de la planta, talleres, o incluso de la calle. Se caracterizan por tener

grasas y aceites en su contenido, así como contener sólidos. Suelen ser los menos comunes en este tipo de plantas, salvo en las que se encuentren en zonas de altas precipitaciones.

También están los efluentes generados por los sistemas contraincendios de la planta, los cuales no son muy comunes a día de hoy debido a la utilización de tecnología avanzada y a los protocolos que se siguen en los procesos de la planta. Por lo tanto, el efluente del agua contraincendios se genera principalmente en los simulacros de incendio.

Al igual que las aguas residuales sanitarias, estos efluentes son recogidos por su propia red colectora, y enviados directamente al depósito de regulación con el resto de efluentes.

Estos últimos tres tipos de efluentes necesitan pasar por una planta de tratamiento, donde se limpia el agua y se separan los elementos contaminantes. La tubería de expulsión de este sistema cuenta con un filtro por motivos de precaución. Los elementos contaminantes son almacenados y los efluentes devueltos al mar.

6.2.1. Sistemas de tratamientos de efluentes

Ahora que sabemos más sobre los efluentes, el efecto que tienen y como se trabaja con ellos en una planta de regasificación, detallaremos los sistemas de tratamiento de los mismos. El objetivo es verter el agua utilizada en la planta de la manera más limpia posible. Por ese motivo algunos efluentes necesitan ser depurados antes de poder ser devueltos al mar.

Una planta de depuración debe incluir los siguientes sistemas de tratamientos:

- Tratamiento de aguas aceitosas. - Las aguas aceitosas están formadas por los efluentes contaminantes o impuros, tales son el agua contraincendios, las aguas pluviales, aguas sanitarias, y el agua de del vaporizador SCV. Todos estos componentes se mezclan y se envían al depósito de regulación. El depósito de regulación está directamente conectado con la planta de tratamiento de aguas aceitosas por medio de un tubo de caudal controlado. En

el caso de haber residuos demasiado densos en el fondo del depósito se retiran al final del vaciado del depósito.

Para la eliminación de los aceites de las aguas, las plantas de tratamiento cuentan con un dispositivo de ‘oil skimmer’, basado en la separación de líquidos por diferencia de densidades. En las plantas de regasificación se cuenta con un oil skimmer que separa los aceites que flotan en la superficie del agua por medio de unas cintas a las que se adhiere el aceite, el cual luego es procesado y enviado a un punto de vertido de aceites (todas las plantas de regasificación deben contar con uno).

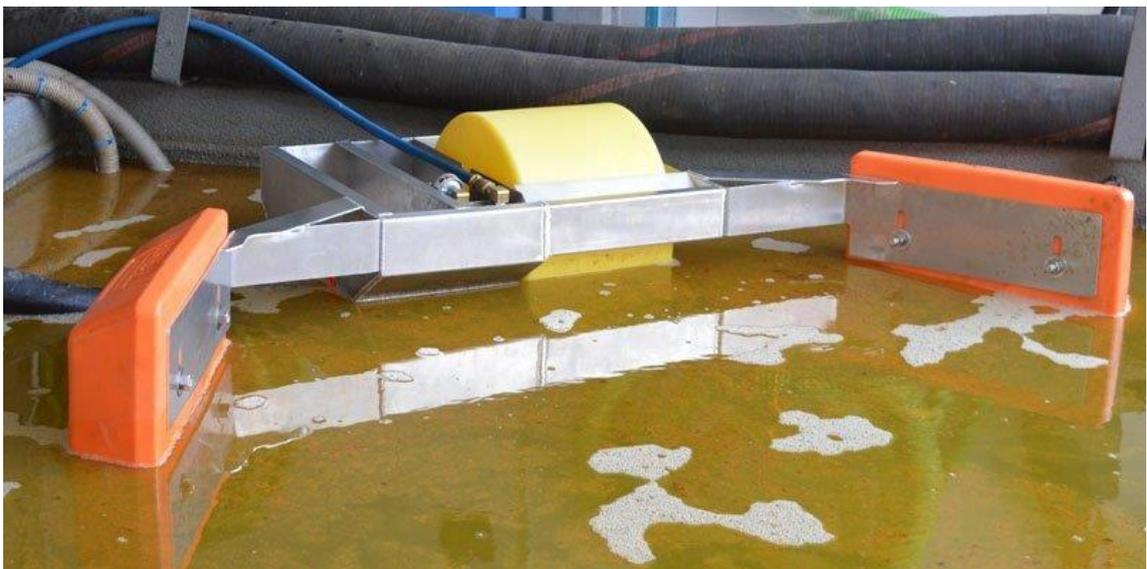


Figura 9. Skimmer en tanque de aguas aceitosas [16].

Muchas plantas cuentan con un analizador de hidrocarburos, para evitar el vertido involuntario de aceites en el mar, a este dispositivo se le establece un valor límite de contenido hidrocarburo en partes por millón, y en el caso de que este valor sea superado el agua es redirigida al depósito de regulación para repetir el proceso de depuración de aceites.

El agua que ha pasado por el skimmer sigue circulando por la planta de tratamiento hacia el pozo de vertidos de la planta donde finalmente se devuelven todos los efluentes al mar.

- Tratamiento de aguas sanitarias. - Como se comentó con anterioridad, en esta parte de la planta se tratan las aguas empleadas por el personal en los baños y duchas de la instalación. La unidad de tratamiento consiste en una estación de oxidación total con proceso biológico de fangos activos de aireación prolongada de tipo compacto [17].

Los fangos extraídos de las aguas son retirados del sistema y confiados a un gestor para su procesamiento. El agua ya tratada, es conducida al pozo final junto con el resto de efluentes para su vertido al mar.

- Sistema de electrocloración. - El propósito de este sistema es simple: mantener limpios y en pleno funcionamiento todos los equipos que utilizan agua de mar, con el fin de evitar acumulaciones de pequeños residuos portadas por el agua absorbida hacia la planta.

La electrocloración se define como un proceso de generación in situ de una solución de hipoclorito sódico de baja concentración. En el caso de las plantas de regasificación, por medio del agua de mar se puede generar el hipoclorito con facilidad debido a su localización. El hipoclorito se introduce en la balsa donde se capta el agua de mar, lo que evita el fenómeno fouling (acumulación de suciedad de tal manera que se acaba obstruyendo el paso al agua que está siendo filtrada/absorbida) en las válvulas y el sistema de captación [18].

El sistema está organizado de tal manera que se realizan inyecciones de hipoclorito durante todo el día de manera controlada, y si alguna situación lo requiriera, se pueden realizar inyecciones puntuales de hipoclorito para mantener los equipos operativos.

- Sistema de dechloración. - Otro sistema con un cometido simple pero necesario. La dechloración es otro de los procesos previos al vertido final de los efluentes al mar. Consiste en añadir bisulfito sódico si se ha detectado que el agua tratada en el resto de sistemas de tratamiento posee cloro. Para ello se hace uso de un dispositivo de medición el cual, en base al cloro detectado, añade una cantidad específica de bisulfito para reducir cualquier emisión en el vertido final.

6.3. Contaminación de los suelos

La planta no genera mucha contaminación de suelos en lo que a sus procesos respecta. Sin embargo, durante las operaciones de mantenimiento de la planta se pueden generar diversos residuos que deben ser procesados y eliminados para evitar contaminación del terreno. Estos residuos pueden ser clasificados en peligrosos y no peligrosos.

- Residuos peligrosos. - Como pueden ser aceites para el mantenimiento de maquinaria o líquidos limpiadores. Son almacenados y envasados en zonas limpias para posteriormente gestionar si son desechados o reutilizados.

Los residuos peligrosos tienen permitido permanecer almacenados en la planta como máximo durante seis meses, si este tiempo es excedido se estarán infringiendo las normas de sanidad del recinto y una sanción puede ser aplicada.

- Residuos no peligrosos. - Como pueden ser EPIs dañados o equipos desechables, maderas procedentes de embalajes de equipos y un largo etc. Al igual que los residuos peligrosos tienen su propia zona de almacenaje y son procesados para reciclaje o desecho.

6.4. Contaminación acústica

Este tipo de instalaciones suelen estar localizadas en zonas portuarias, donde se comparte terreno con muchas otras industrias y donde circulan vehículos pesados que producen importantes niveles de ruido. No obstante, siempre se debe hacer un estudio de los niveles de emisión acústica de la planta.

Las principales fuentes emisoras de ruido en una planta de regasificación son las siguientes: bombas de captación, equipos de vaporización, compresores de boil-off, generadores de emergencia, compresores de aire, bombas de impulsión, venteo y antorcha. El conjunto de éstos y otros equipos de la instalación emiten un nivel de ruido ambiental que se mide en el

perímetro de la instalación y, a partir de este valor obtenido, se evalúa su significatividad de cara al cumplimiento de las normativas estatales y municipales donde esté instalada la planta. La normativa para este tipo de recintos, que ocupan áreas catalogadas como área acústica tipo “b” (suelo de uso industrial) fijan valores de 70 dBA para el día y tarde y de 60 dBA para la noche.

Las medidas de mitigación del ruido para los elementos de plantas industriales pueden ser particularmente complejas de diseñar desde un punto de vista acústico, dada la gran cantidad de fuentes de ruido. Sin embargo, existen soluciones tecnológicamente avanzadas para la reducción del ruido como son los silenciadores industriales y la insonorización industrial. Además, estructuras como una cubierta o cualquier otra cosa montada alrededor del equipo pueden plantear desafíos importantes para la ventilación del equipo analizado una vez que esté insonorizado.

6.5. Otros tipos de contaminación

Existen otros impactos ambientales relacionados con este tipo de plantas, como, por ejemplo:

- Ocupación del terreno.- Las seis plantas de regasificación en España están situadas en muelles cuyo suelo está clasificado como urbano industrial, por lo que la ocupación del terreno para las tareas de regasificación y almacenamiento están totalmente permitidas y justificadas ante la ley.

Todas las plantas han ocupado lugares ya preparados en sus respectivos muelles para su instalación, sin necesidad de manipular el terreno más allá de la construcción de las instalaciones.

- Efectos sobre el paisaje e impacto visual.- Como se pudo observar en la ocupación del terreno, el lugar donde se encuentran las plantas suele ser un espacio urbano-industrial por lo que su afección al paisaje es mínima. En cuanto a la incidencia visual, se realizan estudios

sobre la cantidad media de observadores que pueda llegar a tener la planta por día y se toman fotos en los posibles lugares desde los que es visible la planta. La mayoría suele compartir espacio con otras instalaciones portuarias por lo que se dificulta la visualización de las instalaciones desde la perspectiva del observador promedio.

- Tráfico.- Una planta de regasificación genera dos tipos de tráfico, el marítimo y el terrestre. Como ya se ha visto, el gas natural se transporta en estado líquido por medio de buques metaneros, por lo tanto, habrá una mayor actividad portuaria en el lugar donde esté situada la planta. El impacto marítimo depende de la capacidad del puerto y el flujo del mismo, por lo que la mejor manera de determinar si esta infraestructura afectará al tráfico marítimo, será analizando su entorno. A parte de los vehículos del personal de trabajo, hay varios procesos que requieren de un vehículo terrestre para su cumplimiento, como puede ser el procesamiento de desechos, o el transporte de bombonas de gas natural en zonas rurales donde no existen gaseoductos. No obstante, los estudios sobre plantas como la de Murgados o Bilbao, han demostrado que estas instalaciones no tienen ningún tipo de impacto contra el tráfico terrestre ni en el aumento de niveles de CO₂ debido a éste.

6.6. Normativa referente a los distintos tipos de contaminación

6.6.1. Normativa aplicable a la contaminación atmosférica

Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de protección del ambiente atmosférico.

Orden de 10 de agosto de 1976, sobre normas técnicas para análisis y valoración de contaminantes atmosféricos de naturaleza química.

Orden de 18 de octubre de 1976, sobre prevención y corrección de la contaminación atmosférica de origen industrial (empleada como referencia para el cálculo de altura de chimenea).

Real Decreto 2512/1978, de 14 de octubre, para la aplicación del artículo 11 de la Ley 38/1972, de 22 de diciembre.

Real Decreto 547/1979, de 20 de febrero, sobre modificación del Anexo IV del Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 38/1972.

Real Decreto 1154/1986, de 11 de abril, sobre declaración por el Gobierno de zonas de atmósfera contaminada, modificando parcialmente el Real Decreto 1613/1985, de 1 de agosto.

Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación.

6.6.2. Normativa aplicable a la contaminación de las aguas

Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

Real Decreto 1112/1992, de 18 de septiembre, por el que se modifica parcialmente el Reglamento General para desarrollo y ejecución de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, aprobado por el Real Decreto 1471/1989, de 1 de diciembre.

Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. Real Decreto 1341/2007, de 11 de octubre, sobre la gestión de la calidad de las aguas de baño.

Orden ARM/1995/2009, de 6 de julio, por la que se hacen públicas las nuevas relaciones de zonas de producción de moluscos y otros invertebrados marinos en el litoral español.

Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino.

Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

Orden AAA/1416/2013, de 15 de julio, por la que se publican las nuevas relaciones de zonas de producción de moluscos y otros invertebrados marinos en el litoral español.

Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas.

6.6.3. Normativa aplicable a la contaminación de los suelos

Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley/1986, básica de Residuos tóxicos y peligrosos.

Orden de 13 de octubre de 1989 por la que se determinan los métodos de caracterización de los residuos tóxicos y peligrosos.

Real Decreto 1406/1989, de 10 de noviembre, por el que se imponen limitaciones a la comercialización y al uso de ciertas sustancias y preparados peligrosos.

Real Decreto 363/1995, de 10 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento sobre la notificación de sustancias nuevas y clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas.

Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases.

Real Decreto 952/1997, de 20 de junio de 1997, por el que se modifica el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, de 14 de mayo, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos, aprobado mediante Real Decreto 833/1988, de 20 de julio.

Real Decreto 255/2003, de 28 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre clasificación, envasado y etiquetado de preparados peligrosos.

Real Decreto 679/2006, de 2 de junio, por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados.

Real Decreto 1114/2006, de 29 de septiembre, por el que se modifica el R.D.1406/1989, de 10 de noviembre, por el que se imponen limitaciones a la comercialización y al uso de ciertas sustancias y preparados peligrosos.

Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.

Real Decreto 180/2015, de 13 de marzo, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado.

6.6.4. Normativa aplicable a la contaminación acústica

La Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, indica en su capítulo II que el Gobierno deberá establecer los objetivos de calidad acústica aplicables en función de áreas acústicas a definir en base al uso predominante del suelo en dichas áreas. Igualmente, también indica que se deberán fijar valores límites de emisión para diferentes emisores acústicos. Por su parte, el Real Decreto 1513/2006, de 16 de diciembre, desarrolla la Ley 37/2003 en lo referente a evaluación y gestión del ruido ambiental.

Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

7. Gas natural en Canarias. Plantas de Regasificación

La idea de que existan plantas de regasificación en Canarias suele ser un tema delicado, además de estar mal recibida por parte de muchos políticos, sanidad pública y los residentes de las islas.

7.1. Orígenes

En 1995 el Gobierno autónomo solicitó a la compañía Enagás que realizara un estudio sobre dos posibles proyectos de plantas de regasificación, uno en Tenerife, y otro en Gran Canaria.

El estudio se hizo basándose en una posible demanda energética, con la intención de tener un combustible alternativo al fuel. La idea principal del proyecto era que entre las dos plantas sumaran 300.000 metros cúbicos de GNL, asignando un tanque de 150.000 metros cúbicos a cada lugar.

Este proyecto quedó totalmente bloqueado durante muchos años, pero en 2011 se volvió a reavivar la idea de construir ambas plantas, con la premisa de usarlas para producir electricidad en otras actividades industriales, pero el proyecto no volvió a ser nombrado hasta varios años más adelante.

En 2017 cuando la construcción del puerto de Granadilla estaba llegando a su fin, el gobierno, que contaba con apoyo económico de la Unión Europea estaba dispuesto a invertir 260 millones de euros en el proyecto para ambas plantas, pero se volvió a rechazar la idea debido a la ‘poca utilidad económica’, según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Asimismo, el presidente del cabildo de Gran Canaria, Antonio Morales, declaró que se estaba ralentizando la transición del uso de combustibles fósiles a energías puramente renovables.

7.2. Situación política actual

El momento clave que tiene influencia sobre las mentes políticas de nuestras islas es el comienzo del conflicto en Ucrania, antes de este momento el plan de regasificadoras para Canarias era un tema bastante controversial para la mayoría de altos cargos políticos en nuestras islas. Pero actualmente, el plan ha vuelto a ser debatido, y de hecho parece que, tras tantos años de dudas y desentendimiento entre fuerzas políticas, se comenzará a trabajar en instalaciones regasificadoras en Canarias.

El movimiento político a favor de las regasificadoras propone una transición hacia las energías renovables por medio del gas natural, según los expertos sería un periodo que actuaría como puente hacia un futuro en el que las renovables puedan ser el 100% de las fuentes de energía. Por otro lado, la oposición siempre se ha negado por varias razones, como pueden ser el impacto medioambiental o la alteración de la economía circular.

En los últimos años el mayor opositor al gas natural, José Antonio Valbuena, consejero de Transición Ecológica, ha sentenciado al gas natural como obsoleto e innecesario para las

islas, y dejando claro que el único gas que habrá en las islas será para abastecer buques que utilizan este combustible, y no más. Siendo su premisa el impulso de las renovables, ha generado bastante polémica entre expertos y periodistas, debido a la lentitud con la que avanzan las energías renovables en todo el mundo [19].

Cuando tan solo habían transcurrido unos meses desde el inicio del conflicto en Ucrania, el presidente del cabildo de Gran Canaria, Antonio Morales, volvía a arremeter contra el gas natural y contra las leyes que se estaban aprobando en España a favor del gas natural. Teniendo en cuenta que las seis plantas de España estaban funcionando casi al 100% de su capacidad, se volvió a plantear tener regasificadoras en Canarias, algo que no gustó al presidente, que mantenía que el Gobierno de España debe apostar ya por las energías renovables [20].



Figura 10. Central Térmica de Granadilla [21].

En 2021 haciendo referencia a la central térmica de Granadilla, Javier Rodríguez, consejero de Desarrollo Sostenible y Lucha contra el Cambio Climático, menciona en una tertulia de radio el desentendimiento que hay en el PSOE en ese momento, ya que desde su punto de

vista y el de algunos expertos, la central de Granadilla estaba pensada para una transición al gas natural [21]. Sin embargo, ante los incontables rechazos políticos al plan de gas natural en las islas, la planta funciona exclusivamente con combustibles fósiles y actualmente es de las más contaminantes de Europa.

A día de hoy, es cuestión de poco tiempo que se tomen decisiones respecto a los nuevos proyectos planteados ante la situación que se vive en Europa y las tensiones políticas con Rusia, que ha cerrado completamente el grifo a Europa en la venta de gas.

7.3. Posibles lugares

A continuación, se mencionarán varias de las localizaciones que han sido propuestas como emplazamientos para plantas de regasificación.



Figura 11. Localización de las posibles futuras plantas de regasificación en Canarias (Fuente: Google maps y elaboración propia).

El primer lugar que se tuvo en cuenta para este tipo de proyecto, fue el Puerto de Granadilla. El puerto fue inaugurado en 2018 tras 17 años de construcción, pero no se ha llevado a cabo ningún proyecto y el puerto ha resultado ser un malgasto de dinero y un fracaso a nivel de infraestructura debido a que el proyecto no está finalizado al 100% [22]. En cuanto a la regasificadora que estaba prevista, no ha sido posible implementar ese proyecto en el plan de la infraestructura, ya que la sociedad civil logró que las dimensiones del macro-puerto se redujeran hasta la tercera parte del proyecto previsto, esto imposibilitó cualquier idea debido al gran tamaño requerido por este tipo de estas instalaciones.

A finales de 2022 se propuso un nuevo proyecto para el Puerto de Granadilla en el que se llevaría a cabo una expansión del mismo, con la construcción de una central eléctrica de gas natural e hidrógeno verde para promover la transición de combustibles fósiles a energías renovables [23]. Esta planta llegaría a generar aproximadamente 120 megavatios de potencia.

En 2021 se propuso un proyecto de barco regasificador para el muelle de Santa Cruz, ahora incapaz de albergar una planta. El barco funcionaría como una pequeña regasificadora que enviaría el gas natural a través de tuberías a la central eléctrica para reducir las emisiones de ésta. La cantidad de energía generada por esta instalación llegaría a los 70 megavatios de potencia

Estos dos últimos proyectos mencionados estarían previstos para principios de 2025, si no se produce ningún impedimento por parte del cabildo tinerfeño, así como del gobierno de Canarias.

En cuanto a la tercera posible ubicación situada en Las Palmas de Gran Canaria, en 2019 se aprobó un proyecto llevado a cabo por la empresa Totisa Holdings S.A., en el Puerto de Las Palmas, cuyo objetivo se centra una planta regasificadora capaz de abastecer hasta 70 megavatios de potencia [24]. A finales de octubre de 2022 el Gobierno de Canarias ha determinado que este proyecto debe ser sometido a una evaluación de impacto ambiental ordinaria, pero todavía se desconoce la fecha de dicho proceso y ha quedado parado por el

momento ante las declaraciones sobre el impacto negativo que tendría en la calidad del aire [25].

Mientras que el proyecto del Puerto de Las Palmas se encuentra parado, los dos proyectos de Granadilla y el Puerto de Santa Cruz no han recibido ningún tipo de impedimento aún, quizás se deba a la posibilidad de generar una cantidad de 200 megavatios de electricidad, además del impulso de descarbonizar las instalaciones industriales del archipiélago, algo en lo que todavía se tiene que mejorar bastante [26].

8. Conclusiones

El uso del GN como como fuente de energía ha crecido vertiginosamente en las últimas décadas, tanto para uso doméstico como industrial, bajo la premisa de ser el combustible fósil que menos contribuye a la contaminación del medio. El incremento de la demanda, unido a la actual situación política que se vive a nivel mundial con la guerra de Ucrania, ha hecho que vuelva a resurgir la idea de la instalación de plantas de regasificación en Canarias.

En este trabajo de fin de grado se han analizado las diferentes etapas del ciclo del GN y sus repercusiones medioambientales, centrándonos en las plantas de regasificación. Así mismo, se analiza la situación actual de los proyectos de instalación de este tipo de industrias en la región de Canarias.

Aunque los procesos que se llevan a cabo en las plantas de regasificación no son los que más emisiones generan en el ciclo del GN, estimándose que su contribución a las emisiones de GEI, por ejemplo, es sólo de un 3% en promedio, se debe vigilar, cuantificar e intentar reducir cualquier tipo de emisión de las mismas al medio con el fin de minimizar su impacto ambiental.

Las “emisiones atmosféricas” de estas plantas, CO₂, N₂O, CO, NO_x, SO₂ y PM₁₀ provienen fundamentalmente de la combustión de gas natural en equipos y antorcha y del consumo de gasoil en los generadores de emergencia y flota de vehículos. Hemos de destacar que la combustión del gas natural no produce partículas y el SO₂ emitido por éste está asociado con la odorización. También se puede emitir CH₄ proveniente del venteo (gas natural que no sufre combustión) y otros gases en menor proporciones relacionadas con distintas actividades que se realizan en la planta.

En cuanto a las “emisiones por efluentes líquidos”, asociadas tanto a procesos específicos relacionados con la regasificación (vaporizadores, etc.) como con el funcionamiento de la planta (aguas residuales sanitarias, pluviales, etc.), estas plantas cuentan con sistemas de tratamiento de los mismos (oil-skimmer, electrocloración, etc.) de tal forma que tengan las condiciones exigibles antes de su liberación al mar.

Cómo cualquier otra actividad industrial también tiene o puede tener afecciones al “suelo”. En estos casos las plantas cuentan con protocolos de recogida y almacenamiento de estos residuos para su gestión posterior en función de cómo estén catalogados, residuos peligrosos o no peligrosos.

La contaminación acústica es inherente a cualquier actividad industrial, por lo que en el caso de las plantas de regasificación se producen niveles de ruido que hay que vigilar y controlar. En el caso de estas plantas las principales fuentes emisoras de ruido son bombas de captación, equipos de vaporización, compresores de boil-off, generadores de emergencia, compresores de aire, bombas de impulsión, venteo y antorcha. En estos casos existen soluciones técnicas, como silenciadores o técnicas de control de ruido industrial que son de aplicación en este tipo de industrias con el fin de cumplir con los estándares que establece la normativa.

En Canarias la implantación del gas natural como fuente de energía pasa por la instalación de plantas de regasificación, ya que Canarias no cuenta con fuentes propias y debe importarse desde el exterior. El problema que se tiene en Canarias con el gas natural es completamente político, los cambios de rumbo en el gobierno y los presidentes regionales nunca han podido dejar a ninguno de los proyectos salir adelante, lo cual supone un menor aprovechamiento de este tipo de energía y sus beneficios. Actualmente se han vuelto a reactivar algunas propuestas para la instalación de plantas de regasificación y en los próximos años se podrá comprobar si los proyectos propuestos actualmente se llevan a cabo.

9. Conclusions

The use of NG as a source of energy has grown vertiginously in recent decades, both for domestic and industrial use, under the premise of being the fossil fuel that contributes the least to environmental pollution. The increase in demand, together with the current political situation in the world with the war in Ukraine, has led to a resurgence of the idea of installing regasification plants in the Canary Islands.

In this final degree project, the different stages of the NG cycle and its environmental repercussions have been analyzed, focusing on regasification plants. Likewise, the current situation of the projects for the installation of this type of industries in the Canary Islands region is analyzed.

Although the processes carried out in regasification plants are not the ones that generate the most emissions in the NG cycle, estimating that their contribution to GHG emissions, for example, is only 3% on average, it is necessary to monitor, quantify and try to reduce any type of emission to the environment in order to minimize their environmental impact.

The "atmospheric emissions" of these plants, CO₂, N₂O, CO, NO_x, SO₂ and PM₁₀ come mainly from the combustion of natural gas in equipment and flares and from the consumption of diesel fuel in the emergency generators and fleet of vehicles. It should be noted that natural gas combustion does not produce particulates and the SO₂ emitted by natural gas is associated with odorization. CH₄ can also be emitted from venting (natural gas that does not undergo combustion) and other gases in smaller proportions related to different activities carried out at the plant.

As for "liquid effluent emissions", associated both with specific processes related to regasification (vaporizers, etc.) and with the operation of the plant (sanitary wastewater, rainwater, etc.), these plants have treatment systems (oil-skimmer, electro-chlorination, etc.) so that they meet the required conditions before being released into the sea.

Like any other industrial activity, it has, or could have an impact on the "soil". In these cases, the plants have protocols for the collection and storage of these wastes for their subsequent management depending on how they are catalogued, hazardous or non-hazardous waste.

Noise pollution is inherent to any industrial activity, so in the case of regasification plants, noise levels are produced that must be monitored and controlled. In the case of these plants, the main noise emitting sources are intake pumps, vaporization equipment, boil-off compressors, emergency generators, air compressors, impulsion pumps, venting and flare. In these cases, there are technical solutions, such as silencers or industrial noise control techniques that are applicable in this type of industries in order to comply with the standards established by the regulations.

In the Canary Islands the implementation of natural gas as an energy source requires the installation of regasification plants, since the Canary Islands do not have their own sources and must import from abroad. The problem we have here in the Canary Islands with natural gas is completely political, the changes of course in the government and regional presidents have never been able to let any of the projects go ahead, which means a lesser use of this type of energy and its benefits. Currently some proposals for the installation of regasification plants have been reactivated and in the next few years it will be possible to check if the projects currently proposed are finally carried out.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Historia del gas natural. NORTEGAS. <https://www.nortegas.es/nuestros-negocios/distribucion-de-gas-natural/historia-del-gas/>
- [2] Huesca, E. en A. TRAMO 9. Ecologistasenaccionhuesca.org. <https://www.ecologistasenaccionhuesca.org/tramo-9/>
- [3] Publicado Por, L. Energía a partir del Gas Natural. Blogspot.com. <http://miblogdeenergia.blogspot.com/2013/01/energia-partir-del-gas-natural.html>
- [4] Características. Reganosa.com. <https://www.reganosa.com/es/caracteristicas>
- [5] Enagás. Plantas de Regasificación Infraestructuras Enagás. <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/plantas-regasificacion/>
- [6] Tosaka CC BY-SA 3.0. Creativecommons.org. <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/>
- [7] Elperiodicodelaenergia.com. <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-importo-3-277-gwh-de-gas-de-rusia-en-marzo-y-eeuu-reafirma-su-papel-de-primer-suministrador/>
- [8] Ciudad FCC: Tanques de Gas Natural Licuado del Puerto Barcelona. Ciudadfcc.com. <https://www.ciudadfcc.com/-/tanques-de-enagas>
- [9] Khan, M. S., Qyyum, M. A., Ali, W., Wazwaz, A., Ansari, K. B., & Lee, M. (2020). Energy saving through efficient BOG prediction and impact of static boil-off-rate in full containment-type LNG storage tank. *Energies*, 13(21), 5578. <https://doi.org/10.3390/en13215578>
- [10] Khan, M. S., Qyyum, M. A., Ali, W., Wazwaz, A., Ansari, K. B., & Lee, M. (2020). Energy saving through efficient BOG prediction and impact of static boil-off-rate in full

containment-type LNG storage tank. *Energies*, 13(21), 5578.
<https://doi.org/10.3390/en13215578>

[11] ZFIN Publication: Choi et al., 2013. Zfin.org. <https://zfin.org/ZDB-PUB-130110-29>

[12] Coda, F. E. (2009, 1 enero). Vaporizadores de agua de mar para gas naturallicuado. *TÉCNICA INDUSTRIAL*. <https://www.tecnicaindustrial.es/vaporizadores-de-agua-de-mar-para-gas-natural/>

[13] ORV. KOBELCO Energy & Chemical Machinery Segment Website. <https://www.kobelco-machinery-energy.com/en/energy/product/orv/>

[14] Qi, C., Wang, W., Wang, B., Kuang, Y., & Xu, J. (2016). Performance analysis of submerged combustion vaporizer. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 313–319. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.003>

[15] De mayo de, I.-15/0897-003/02 20. INFORME DE VIABILIDAD AMBIENTAL DE LA PL REGASIFICACIÓN DE MU Mityc.Es. <http://www6.mityc.es/aplicaciones/gas-natural-informe-viabilidad/Informe%20de%20viabilidad%20ambiental.pdf>

[16] Skimmer ermitaño. Elastec. <https://www.elastec.com/es/productos/skimmers-de-derrames-de-hidrocarburos/skimmers-de-aceite-de-tambor/skimmer-de-aceite-de-tanque/>

[17] BOE-A-2020-16773 Resolución de 2 de diciembre de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Planta de Regasificación de GNL de Reganosa en Mugaros (A Coruña)» Boe.es. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16773

[18] Electrocloración - Apliclor. (2018c, enero 3). Apliclor. <https://apliclor.com/area-tecnica/sistemas-de-desinfeccion-oxidacion/electrocloracion/>

[19] Bethencourt, J. M., & Bethencourt, J. M. (2021, 12 marzo). El gas natural sigue la búsqueda de su lugar en las islas. *Cinco Días*. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/03/12/companias/1615533686_480417.html

- [20] Jiménez, J. L. (2017, 13 octubre). Competencia rechaza el gas en Tenerife por «inviabile». abc. https://www.abc.es/espana/canarias/abci-competencia-rechaza-tenerife-inviable-201710131237_noticia.html
- [21] El Espejo Canario. (2021, 16 junio). El Cabildo de Tenerife exige poner en marcha la regasificadora de Granadilla. <https://www.elespejocanario.es/llamada-actualidad/cabildo-tenerife-regasificadora-granadilla/>
- [22] MAESTRE, Á. M. (2012, 21 febrero). El gas: ventajas e inconvenientes. La Provincia - Diario de Las Palmas. <https://www.laprovincia.es/economia/2012/02/21/gas-ventajas-inconvenientes-10594972.html>
- [23] Cruz, A. (2022, 9 junio). La energética Sampol quiere construir una central de gas e hidrógeno en Granadilla. Atlántico Hoy. https://www.atlanticohoy.com/economia/energetica-sampol-central-gas-hidrogeno-puerto-granadilla_1505398_102.html
- [24] Ahora, C. (2019, 25 junio). La Autoridad Portuaria de Las Palmas otorgará a Totisa Holdings su proyecto de planta de gas natural licuado. elDiario.es. https://www.eldiario.es/canariasahora/economia/autoridad-portuaria-palmas-totisa-holdings_1_1464962.html
- [25] Leal, X. (2022, 7 octubre). Salud Pública alerta del perjuicio de la planta de gas del Puerto de Las Palmas para la ciudad. La Provincia - Diario de Las Palmas. <https://www.laprovincia.es/las-palmas/2022/10/07/salud-publica-alerta-perjuicio-planta-76950777.html>
- [26] Fernández, S. (2023, 31 enero). Tenerife coge la delantera en la descarbonización de los puertos canarios con dos plantas de GNL. Canarias7. <https://www.canarias7.es/economia/tenerife-coge-delantera-20230201185852-nt.html>

[27] Álvarez, M. 2007. Panorama actual de los gases combustibles en España. *Técnica Industrial* 271. <https://www.tecnicaindustrial.es/panorama-actual-de-los-gases-combustibles-en/>

[28] Al-Yafei, H., Kucukvar, M., AlNouss, A., Aseel, S., & Onat, N. C. (2021). A novel hybrid life cycle assessment approach to air emissions and human health impacts of liquefied natural gas supply chain. *Energies*, 14(19), 6278. <https://doi.org/10.3390/en14196278>

ANEXOS

ANEXO I

COMPOSICIÓN QUÍMICA DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Los *combustibles fósiles* se han formado a partir de restos orgánicos de animales y plantas a través de un proceso de descomposición y transformación a lo largo del tiempo y bajo condiciones de alta presión y temperatura. Químicamente hablando son hidrocarburos compuestos principalmente por los siguientes elementos: carbono (C) e hidrógeno (H) principalmente y algo de azufre (S), nitrógeno (N), oxígeno (O) y materia mineral (se convierte en ceniza cuando se quema). La cuantificación de cada uno de estos compuestos para los distintos tipos de combustibles fósiles se determina a través de una técnica denominada “análisis elemental”. Esta técnica consiste en la completa e instantánea oxidación de la muestra mediante una combustión con oxígeno puro a una temperatura aproximada de 1000°C y se realiza con procedimientos regulados por normativa:

- **Carbón total** (ISO 625-1975)
- **Hidrógeno** (ISO 625-1975)
- **Oxígeno** (UNE 32-013)
- **Nitrógeno** (UNE 32-013)
- **Azufre** (UNE 32-008 y 32-009)
- **Cenizas**
- **Humedad**
- **Poder calorífico:** El poder calorífico puede ser PCS (Poder Calorífico Superior, cuando se tiene en cuenta el calor de condensación del agua de los humos) y PCI (Poder Calorífico Inferior, cuando no se tiene en cuenta el calor de condensación).

Los tres principales tipos de combustibles fósiles son el carbón, el petróleo y el gas natural. El carbón se origina a partir de restos vegetales acumulados en pantanos y sometidos a presión durante millones de años. El petróleo se forma a partir de organismos marinos microscópicos que se acumulan en fondos oceánicos y se entierran bajo sedimentos. El gas natural se forma de manera similar al petróleo, pero se encuentra en forma gaseosa.

Aunque cada uno de ellos posee una composición química característica, que condicionará los productos de la combustión, puede haber pequeñas variaciones en función de su origen geográfico y el proceso de formación específico (yacimientos). A continuación, se muestra la composición química promedio de cada uno de ellos y su capacidad calorífica.

CARBÓN (Antracita, hulla, lignito, turba, etc.)

Humedad (%)	Ceniza (%)	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)	C. Calorífica (MJ/Kg)
8	7,7	77	3	1,25	1,0	15-33

*Pueden existir trazas de otros elementos.

FUEL OIL (Tipo 1, 2, 3, 4, 5 y 6)

Humedad (%)	Ceniza (%)	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)	C. Calorífica (MJ/Kg)
0,5	0,1	86,2	10,7	0,49	1,17%	42

*Pueden existir trazas de otros elementos.

GAS NATURAL

Humedad (%)	C ₂ H ₆ (%)	CO ₂ (%)	CH ₄ (%)	N ₂ (%)	C ₃ H ₈ (%)	C. Calorífica (MJ/Kg)
	0,2	0,1	98%	0,6	0,2	40

*Pueden existir trazas de otros elementos.

En la combustión del carbón y del fuel-oil se liberan grandes cantidades de dióxido de carbono (CO_2), que es uno de los principales gases de efecto invernadero responsables del cambio climático. Además, se forman también contaminantes atmosféricos como óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x), que contribuyen a la formación de lluvia ácida y problemas de calidad del aire. Asimismo, estos componentes generan partículas por su contenido en cenizas.

Aunque la combustión de gas natural también libera CO_2 , principalmente debido a la oxidación del metano (CH_4), su impacto ambiental es menor en comparación con el carbón y el fuel-oil. El gas natural puede contener pequeñas trazas de azufre (se le puede incorporar en los procesos de odorización), por lo que su combustión generará mucho menos SO_2 que el resto de los combustibles fósiles.

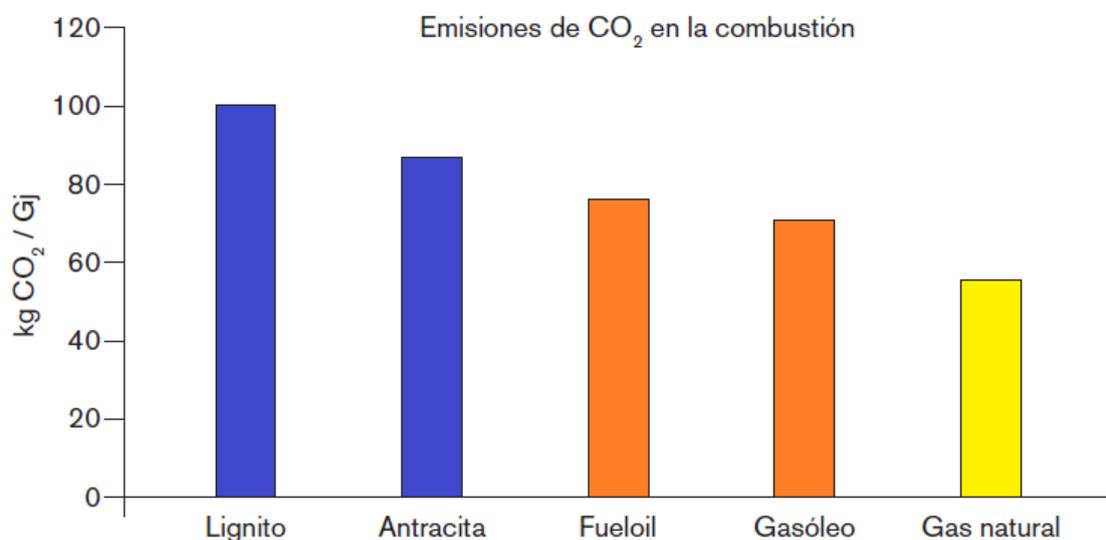


Figura II. Emisiones de CO_2 en el proceso de combustión [27].

En resumen, el carbón y el fuel-oil son combustibles fósiles que contienen una mezcla compleja de elementos, mientras que el gas natural está compuesto principalmente de metano. En términos de impacto ambiental, la quema de carbón y fuel oil libera mayores cantidades de contaminantes y gases de efecto invernadero en comparación con el gas

natural. El gas natural tiene un perfil de emisiones más limpio y es considerado una opción más favorable desde el punto de vista ambiental en comparación con el carbón y el fuel-oil.

ANEXO II

EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LAS DISTINTAS ETAPAS DEL CICLO DEL GAS NATURAL

El ciclo del gas natural produce emisiones de gases de efecto invernadero (GEI o GHG de sus siglas en inglés) que dependen de la etapa del ciclo que estemos considerando, extracción, tratamiento, licuefacción, transporte y regasificación [28]. Algunos estudios han estimado las emisiones de cada una de estas etapas (Tabla II.1)

Fuente de Emisión	Kg de CO ₂ -eq*	Kg de NO _x eq*	Kg de PM _{2.5} eq*
Extracción	53,648,395.34	78,932.64	7740.91
Pre-separación ¹	3,630,834.41	14,129.75	1,308,947.10
Sweetening ¹	25,414,306,084.39	367,511,207.61	67,015,269.55
SRU ¹	569,820,482.48	50,239,730.24	1,483,250,846.87
Deshidratación ¹	9,591,964,940.34	226,246,569.61	40,551,701.60
^l Recuperación y fraccionamiento ¹	65,316,380.97	118,701.79	33,094.41
Licuefacción	21,012,275,442.69	469,812,499.27	79,849,788.70
^l Carga terminal exportación	42,201,635,518.84	1,043,728,533.51	177,395,647.88
Transporte Marítimo	742,164,478.68	1,522,491.68	925,655.30
Regasificación	4,933,090,400.29	122,400,674.00	20,803,647.24

Tabla II.1. Emisiones en los distintos procesos de la obtención y distribución del GN ¹): procesos correspondientes a la recolección y procesamiento. eq*: equivalencia en peso de CO₂.

El proceso de extracción del GN contribuye en torno al 0,5% del total de CO₂-eq* en la cadena de suministro del GNL. Los NO_x-eq* y las PM_{2,5}-eq* se producen principalmente debido al proceso de combustión en las instalaciones previas, y sus contribuciones al ciclo de vida se consideran insignificantes.

Las emisiones generadas por la unidad de pre-separación son bastante inferiores a las de la extracción de GN para el CO₂-eq y el NO_x-eq. Sin embargo, las PM_{2,5}-eq son superiores a las de la etapa anterior. La presencia de las emisiones en esta etapa se debe a la separación

de los gases de escape y a la ventilación en los recipientes de separación, así como a los pequeños servicios necesarios para el funcionamiento de la unidad. Sobre la base de la producción anual de GNL, las PM_{2,5}-eq representan el 0,1% del total de PM_{2,5}-eq en la cadena de suministro de GNL. Las emisiones de CO₂-eq y NO_x-eq no se consideran significativas en esta etapa.

Con respecto al resto de los procesos relacionados con el procesamiento previo del GN, el “sweetening”, donde se eliminan componentes no deseados como H₂S y CO₂ (conocidos como gases ácidos) junto con benceno, tolueno y xileno, es el segundo mayor contribuidor de CO₂-eq y el tercero de NO_x-eq a lo largo del ciclo de vida de la cadena de suministro de GNL. Como se muestra en la Tabla II.1 las emisiones de CO₂-eq generadas por la unidad de “sweetening” son significativas y representan alrededor del 24,3% del total de CO₂-eq en la cadena de suministro de GNL. Además, las emisiones de NO_x-eq son considerables en la misma unidad, con una contribución del 16,1% en comparación con el ciclo de vida global del GNL. Las elevadas emisiones de esta unidad se deben a la naturaleza de la eliminación de los gases ácidos del flujo de GN para que cumplan los requisitos de pureza exigidos por las normativas.

Las unidades de SRU (Sulfur Recovery Units de sus siglas en inglés) representan los mayores contribuyentes de PM_{2,5}-eq a lo largo del ciclo de vida de la cadena de suministro de GNL. La unidad quema principalmente gases ácidos y otros contaminantes mediante procesos de combustión para liberar una menor cantidad de contaminantes atmosféricos peligrosos a la atmósfera. Las emisiones de CO₂-eq, NO_x-eq, y PM_{2,5}-eq generadas de las unidades SRU son considerables, con una contribución del 0,5%, 2,2% y 79,3%, respectivamente, de las emisiones totales de la cadena de suministro de GNL.

La unidad de licuefacción representa el tercer mayor contribuyente de CO₂-eq, el segundo mayor contribuyente de NO_x-eq y el tercer mayor contribuyente de PM_{2,5}-eq a lo largo del ciclo de vida de la cadena de suministro de GNL. Alrededor del 20,1% es el CO₂-eq emitido por la unidad de licuefacción en comparación con el resto del ciclo de vida del GNL.

Además, las emisiones de NO_x-eq y PM_{2,5}-eq rondan el 20,6% y el 4,3%, respectivamente, a lo largo de la cadena de proceso del GNL.

El mayor emisor de CO₂-eq a la atmósfera es la unidad de carga de GNL (terminal de exportación), que representa el 40,4% del ciclo de vida total de la cadena de suministro de GNL. Además, la misma unidad se considera el mayor contribuyente de NO_x-eq con un 45,7% y el segundo mayor contribuyente de PM_{2,5}-eq con un 9,5% a lo largo del ciclo de vida de la cadena de suministro de GNL. Es esencial tratar la unidad de carga de GNL como un punto caliente en el que se requiere una mayor optimización y mejora del proceso. Las emisiones proceden principalmente del almacenamiento del producto, el consumo de servicios públicos, la carga en buques y la quema de BOG.

El transporte marítimo de GNL es una etapa crucial en el ciclo de vida de la cadena de suministro de GNL. Las emisiones varían dependiendo del origen y del destino. Las emisiones proceden principalmente de la combustión de combustible, la quema de BOG y el venteo de tanques. Dado que la tecnología está mejorando rápidamente en el diseño de los buques, una mayor mejora de la estructura del buque, el motor y el sistema de combustible podría ayudar a minimizar la huella medioambiental.

Por último, las terminales de recepción de GNL y las unidades de las plantas de regasificación añaden más emisiones al medio ambiente. Se estima que las emisiones de CO₂-eq, NO_x-eq y PM_{2,5}-eq generadas por la terminal de recepción de GNL y las unidades de la planta de regasificación tienen una contribución del 4,7%, 5,4% y 1,1%, respectivamente, del total de emisiones de la cadena de suministro de GNL.