



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

ESTUDIO DEL USO DE SMR PARA LA GENERACIÓN DE
HIDRÓGENO Y SU USO COMO SUSTITUTIVO DE
COMBUSTIBLES NÁUTICOS

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Gómez Medina, Pablo

Tutor/a: Escrivá Castells, Facundo Alberto

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, debo agradecer a todos los miembros de mi casa: mis padres, mi hermano, mi cuñada, Robin y Luna. Gracias por vuestro apoyo incondicional y por acompañarme hasta el día de hoy.

A mis amigos no relacionados con la universidad, tanto a los que conozco desde mucho antes de empezar la carrera, como a aquellos que se me han unido durante el camino. Gracias por obligarme a salir y presionarme para que dé lo mejor de mí.

A todos los miembros de PH, sin los cuales hoy en día me sería imposible estar aquí. Gracias por vuestra amistad, por la ayuda a la hora de estudiar, prepararnos los exámenes, los infinitos trabajos, animarme después de los muchos fracasos y acompañarme en las celebraciones. Sin vosotros este documento no existiría.

A mi tutor Alberto, muchísimas gracias por guiarme durante la elaboración de mi trabajo de fin de grado. Tu orientación y conocimiento fueron de especial ayuda para alcanzar este logro académico.

Y, por último, pero no menos importante, a mí mismo. Por poder haber seguido hacia delante paso a paso.

«El clima está cambiando, nosotros también deberíamos».

Svante Arrhenius (1896)

RESUMEN

El cambio climático es un problema cada vez más urgente que como sociedad debemos afrontar. Para ello, entre otras cosas, debemos poner en el punto de mira los modelos energéticos actuales, buscando alternativas al uso de combustibles fósiles en la generación de energía para la red eléctrica, así como en otros ámbitos como la alimentación de vehículos y aplicaciones térmicas.

El presente documento tiene como objetivo realizar un estudio sobre los Reactores Modulares Pequeños (SMR, por sus siglas en inglés) y sus posibles aplicaciones en la generación de hidrógeno. Para la producción del H_2 se utilizará un electrolizador de baja temperatura alimentado por el reactor nuclear. Posteriormente, el hidrógeno se empleará para la creación de e-combustibles, específicamente e-metanol. El propósito final de estos combustibles será la sustitución de los hidrocarburos utilizados actualmente para el abastecimiento de navíos en islas.

Además, como propuesta de valor añadido, se seleccionará tecnología que permita el uso de residuos nucleares como fuel, consiguiendo así disminuir no solo la polución atmosférica, sino también la cantidad de desechos nucleares.

Se ha escogido como ubicación de esta instalación las islas debido a su situación más vulnerable. Estas regiones pueden beneficiarse significativamente no solo de la reducción de contaminación atmosférica, sino también de la promoción de independencia energética y sostenibilidad en territorios insulares.

Palabras claves: SMR, electrolizador de baja temperatura, hidrógeno, e-combustible, e-metanol, navío, islas, sustitutivo de combustibles fósiles tradicionales.

RESUM

El canvi climàtic és un problema cada vegada més urgent que com a societat hem d'afrontar. Per això, entre altres coses, cal ficar en el punt de mira els models energètics actuals, cercant alternatives a l'ús de combustibles fòssils en la generació d'energia per a la xarxa elèctrica, així com en altres àmbits com l'alimentació de vehicles i aplicacions tèrmiques.

El present document té com a objectiu realitzar un estudi sobre els Reactors Modulars Xicotets (SMR, per les seues sigles en anglès) i les seues possibles aplicacions en la generació d'hidrogen. Per a la producció del H₂ s'utilitzarà un electrolitzador de baixa temperatura alimentat pel reactor nuclear. Posteriorment, l'hidrogen s'empLEARÀ per a la creació d'e-combustibles, específicament e-metanol. El propòsit final d'aquests combustibles serà la substitució dels hidrocarburs utilitzats actualment per al proveïment de vaixells en illes.

A més a més, com a proposta de valor afegit, es seleccionarà tecnologia que permeti l'ús de residus nuclears com a combustible, aconseguint així disminuir no només la pol·lució atmosfèrica, sinó també la quantitat de residus nuclears.

S'ha triat com a ubicació d'aquesta instal·lació les illes a causa de la seua situació més vulnerable. Aquestes regions poden beneficiar-se significativament no només de la reducció de la contaminació atmosfèrica, sinó també de la promoció de la independència energètica i sostenibilitat en territoris insulars.

Paraules clau: SMR, un electrolitzador de baixa temperatura, hidrogen, e-combustibles, e-metanol, vaixells, illes, substitutiu de combustibles fòssils tradicionals.

ABSTRACT

Climate change is an increasingly imperative problem that we must face as a society. To address this, among other measures, we must put current energy models in the spotlight, looking for alternatives to the use of fossil fuels in electricity generation for the grid, as well as in other areas such as vehicle propulsion and thermal applications.

The purpose of this document is to carry out a study on Small Modular Reactors (SMR) and their possible applications in hydrogen generation. An electrolyzer operating at low temperatures, powered by the nuclear reactor, will be used to produce H₂. Subsequently, hydrogen will be used to create e-fuels, specifically e-methanol. The final aim of these fuels will be to replace the hydrocarbons currently used to refuel ships on islands.

Furthermore, as a value-added proposal, technology will be selected that allows the use of nuclear waste as fuel, reducing in this way not only atmospheric pollution, but also the amount of nuclear waste.

Islands have been chosen as the location for this facility due to their more vulnerable situation. These regions can benefit significantly from the reduction of air contamination. Moreover, energy independence and sustainability would spread at these island territories.

Keywords: SMR, low temperature electrolyzer, hydrogen, e-fuel, e-methanol, ship, islands, traditional fossil fuels substitute.

CONTENIDO DEL DOCUMENTO

ÍNDICE

Capítulo I: Introducción al proyecto.	1
1.1. Objetivo del documento.	2
1.2. Motivación.	2
1.3. Estructura del proyecto.	3
Capítulo II: Revisión de los reactores modulares pequeños y selección del más adecuado.	5
2.1. ¿Qué es un SMR?	6
2.2. Historia de los SMR.	6
2.3. Clasificación de SMR y su situación actual.	8
2.4. Necesidad de los SMRs en el mundo actual.	10
2.5. Ventajas frente a otros tipos de reactor.	13
2.6. Selección del reactor a utilizar.	14
Capítulo III: Selección del tipo de electrolizador a utilizar.	19
3.1. Introducción a la electrólisis.	20
3.2. Clasificación del hidrógeno.	20
3.3. Tipos de electrólisis.	21
3.4. Electrólisis Alcalina vs PEM.	23
3.5. Electrólisis alcalina y elección del electrolizador.	25
Capítulo IV: Producción del e-combustible.	29
4.1. Definición de e-combustible.	30
4.2. Aplicaciones de e-combustibles.	30
4.3. Selección del electro-combustible.	31
4.4. Metodología de producción de e-metanol.	36
4.5. Producción máxima de e-metanol.	37
Capítulo V: Selección del puerto donde instalarlo y análisis medioambiental del proyecto.	39
5.1. Estudio de la demanda a suplir.	40
5.2. Selección del puerto.	40
5.3. Cambio en los recursos hídricos.	42
5.4. Estudio de las emisiones atmosféricas.	43
5.5. Análisis de residuos nucleares.	45
Capítulo VI: Evaluación de contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.	46

6.1. ¿Qué son los ODS?.....	47
6.2. Evaluación del proyecto.	47
Capítulo VII: Conclusiones del proyecto.	50
ANEXO I: Estudio económico y análisis de sensibilidad.....	53
A1.1. Estudio de viabilidad económica.....	54
A1.2. Análisis de sensibilidad del proyecto.	59
A1.3. Tabla de resultados y eficiencia global.	62
ANEXO II: Material de apoyo.	66
A2.1. Colección de tablas.	67
A2.2. Bibliografía.	75
ANEXO III: Plano del puerto.....	81
ANEXO IV: Fichas técnicas.....	83
A4.1. Westinghouse Lead Fast Reactor (Westinghouse Electric Company, USA).	84
A4.2. ThyssenKrupp Nucera Scalum.	88
A4.3. Metanol.	90

ILUSTRACIONES

Ilustración 1: El cambio climático genera sequías y escasez de alimentos	2
Ilustración 2: USS Nautilus, el primer submarino nuclear	6
Ilustración 3: Accidentes como el de Fukushima, provocaron un incremento del interés público por otras alternativas más seguras	7
Ilustración 4: Mapa global de la concentración de proyectos de SMR por país.....	9
Ilustración 5: Fotografía de Eunice Newton Foote	11
Ilustración 6: Diagrama de Venn usado como leyenda para la tabla de ventajas de los SMR ...	13
Ilustración 7: Esquema de la clasificación del hidrógeno, ordenado de mayor a menor contaminación atmosférica.....	21
Ilustración 8: Gráfico que muestra el consumo de agua de ambos electrolizadores.....	25
Ilustración 9: Esquema del funcionamiento de un electrolizador.....	26
Ilustración 10: Se espera que los e-combustibles ganen importancia por su compatibilidad con los sistemas actuales.....	30
Ilustración 11: Fotografía del barco alimentado por metanol ECO UMANDE. Este navío usa tecnología de la empresa MAN	36
Ilustración 12: Demanda de los principales fueles del puerto Las Palmas	41
Ilustración 13: Posible localización del proyecto en el puerto Las Palmas.....	42
Ilustración 14: Gráfico de los flujos netos de caja.	57
Ilustración 15: Esquema del volumen de control del proyecto.....	60
Ilustración 16: Gráficos del estudio de sensibilidad	61

TABLAS

Tabla 1: Principales empresas alrededor del mundo dedicadas al desarrollo de SMR	10
Tabla 2: Tabla del diagrama de Venn sobre las ventajas de los SMR.	14
Tabla 3: Tabla multicriterio para la selección final del reactor.....	18
Tabla 4: Tabla multicriterio para la selección del electrolizador	24
Tabla 5: Tabla comparativa de los posibles electrolizadores alcalinos.....	27
Tabla 6: Tabla comparativa entre los principales e-combustibles y diésels convencionales. ...	32
Tabla 7: Tabla termodinámica del amoníaco.....	33
Tabla 8: Listado de los puertos con mayor tráfico de mercancía de España.....	40
Tabla 9: Consumo de agua por procesos	43
Tabla 10: Cantidad de emisiones ahorradas al año	44
Tabla 11: Estudio de los Objetivos de Desarrollo Sostenible que cumple el proyecto.....	47
Tabla 12: Metas cumplidas de los ODS desatacados.....	49
Tabla 13: Costes iniciales del proyecto	54
Tabla 14: Costes anuales del proyecto	55
Tabla 15: Ingresos y beneficios del proyecto.....	56
Tabla 16: Marcadores económicos	58
Tabla 17: Tabla comparativa para la selección del punto de funcionamiento	61
Tabla 18: Tabla con los principales resultados del proyecto	65
Tabla 19: Muestra representativa de diseños de SMR en desarrollo a nivel mundial	68
Tabla 20: Listado completo de SMRs considerados para la selección del reactor	72
Tabla 21: Tabla comparativa de los SMR que cumplen los requisitos.....	74

ECUACIONES

Ecuación 1: Distinción entre agua necesaria y consumida.	24
Ecuación 2: Reacción de quema plena del metanol.	35
Ecuación 3: Reacción de quema plena del metano.	35
Ecuación 4: Ecuación de cantidad de sustancia.....	35
Ecuación 5: Reacción de hidrogenación directa mediante conversión termo catalítica.	37
Ecuación 6: Reacción de hidrogenación en múltiples pasos de RWGS.	37
Ecuación 7: Condición de aumentar el número de electrolizadores a comprar.	37
Ecuación 8: Definición de la ley general de escalado.	41
Ecuación 9: Ecuación del cálculo de beneficios al final de la vida útil.	56
Ecuación 10: Definición del indicador tiempo de retorno.....	57
Ecuación 11: Ecuación del VAN.....	57

Capítulo I:

Introducción al proyecto.

1.1. Objetivo del documento.

El presente documento tiene dos objetivos estrechamente relacionados:

- En primer lugar, se pretende realizar un estudio de los Small Modular Reactor (en adelante SMR), destacando especialmente la posibilidad de utilizarlos para generar hidrógeno púrpura.
- En segundo lugar, se pretende hacer un análisis sobre la posibilidad de la sustitución de combustibles fósiles tradicionales de uso náutico, como el fuelóleo pesado o el gasóleo marino, por otras alternativas más ecológicas como los e-combustibles.

Para abordar ambos puntos, se ha efectuado el diseño conceptual de una planta a partir de los siguientes equipos:

- Small Modular Reactors: esta tecnología emergente y aún en estado de desarrollo, permite alimentar eléctricamente toda la instalación.
- Electrolizadores: sirven para generar el hidrógeno necesario para producir el e-fuel.
- Una instalación química para la elaboración del nuevo carburante.

Esta nueva planta se instalará en una isla para que, de paso que se ahorra la liberación de emisiones contaminantes a la atmósfera, se fomenta la independencia energética de uno de los tipos de territorio más vulnerable. Además, como propuesta de valor añadido, se ha decidido alimentar el reactor nuclear con combustible reciclado, permitiendo así no solo ahorrar económicamente, si no también reducir la cantidad de desechos nucleares que existen en la actualidad.

1.2. Motivación.

Con el fin de mantener su estilo de vida, durante siglos la humanidad ha recurrido a fuentes de energía poco limpias y no sostenibles para aplicaciones como la calefacción, el transporte, las comunicaciones o la obtención de electricidad.

Con los años, las amenazas asociadas con el cambio climático se han vuelto cada vez más evidentes. Estos peligros incluyen tanto problemas más directos como el aumento de temperaturas, incendios, el empeoramiento de tormentas, la extinción masiva de especies, la eliminación de hábitats y el ascenso del nivel de los océanos, así como consecuencias menos evidentes como el incremento del número y gravedad de las enfermedades, escasez de alimentos, aumento de sequías, pobreza y desplazamientos masivos. Actualmente, se estima que estos problemas causan la muerte de 13 M de personas al año (ONU, s.f.), cifra que se espera que con el tiempo empeore.



Ilustración 1: El cambio climático genera sequías y escasez de alimentos (Foto obtenida de (Unión de Científicos Conscientes, 2021)).

Aunque tal y como se explica en el siguiente capítulo, los primeros estudios sobre los problemas de la emisión de gases de efecto invernadero datan de mediados del siglo XIX, no fue hasta finales del siglo XX y principios del XXI que la sociedad empezó a tener conciencia de esta situación y realizar medidas preventivas.

Hoy en día, numerosos gobiernos y organizaciones en todo el mundo están implementando iniciativas para mitigar la crisis climática, tales como la transición hacia energías renovables, la formulación de políticas internacionales, el fomento de transportes sostenibles y mejoras en la eficiencia energética de los sistemas. Medidas que a menudo se consideran insuficientemente ambiciosas.

A pesar de la disminución porcentual en el uso de combustibles fósiles, el aumento en la demanda energética y en el transporte de mercancías han provocado un incremento en las emisiones de gases nocivos. En este contexto, la búsqueda de alternativas más sostenibles para avanzar hacia un futuro descarbonizado se vuelve crucial.

Si bien, el tráfico marítimo es una de las maneras más eficientes de transportar grandes cargas, actualmente representa el 3% de las emisiones de efecto invernadero. Este es el equivalente de países como Alemania o Japón. Por ello, el proyecto se ha centrado en este tipo de transporte.

Aparte de los problemas asociados al cambio climático, el uso de combustibles convencionales también provoca dependencia de los países con mayores recursos o mayor acceso a ellos, conflictos bélicos y desigualdades económicas y sociales, como se observa por ejemplo en los pequeños territorios insulares que sufren estas inequidades.

Debido a todos los puntos expuestos, el cambio climático se considera uno de los mayores desafíos que la humanidad ha enfrentado. Las consecuencias devastadoras en los ámbitos social, ambiental, económico y ecológico demandan la continua búsqueda de soluciones innovadoras que ayuden a la mitigación de sus efectos.

Aunque el presente trabajo fin de grado no tendrá ninguna clase de impacto directo en la resolución de estas amenazas a gran escala, se ha considerado oportuno centrarlo en el estudio de una de las muchas alternativas que podría encaminar el mundo a un futuro más sostenible y resiliente.

1.3. Estructura del proyecto.

El documento se ha estructurado siguiendo, en la medida de lo posible, la plantilla proporcionada por la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de la Universidad Politècnica de València.

El proyecto consta de siete capítulos que examinan el estado del arte de los diferentes componentes de la instalación, con el fin de seleccionar los más adecuados. Además, incluye cuatro anexos que complementan la información de la memoria principal.

El desglose de la memoria es el siguiente:

- Capítulo I: es la introducción al proyecto. Esta sección contiene los objetivos a cumplir por el documento y la motivación del autor. Tiene como finalidad situar al lector en el contexto del trabajo.
- Capítulo II: su principal meta es el estudio y selección del SMR a emplear. Para ello se indaga en el papel que han tenido a lo largo de la historia y su posible relevancia futura. La decisión final sobre el reactor a utilizar se realiza mediante una tabla multicriterio.
- Capítulo III: su papel es el de explicar el uso de la electrólisis para la generación de hidrógeno, así como las principales tecnologías empleadas para su producción. La selección del tipo de electrolizador también se llevará a cabo mediante una tabla multicriterio. Posteriormente se seleccionará el modelo a instalar.
- Capítulo IV: en este capítulo se estudiarán los principales e-combustibles del mercado. A continuación, se compararán entre ellos para determinar cuál es el más adecuado para su uso en navíos.
- Capítulo V: una vez seleccionados todos los componentes, se procederá a realizar los cálculos para elegir un puerto cuya demanda de combustibles sea superior a la generada. También se incluirá un estudio sobre el impacto medioambiental del proyecto.
- Capítulo VI: es la evaluación de la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incluyendo las metas más relacionadas.
- Capítulo VII: para finalizar la memoria, se incluirán las conclusiones derivadas del resto del manuscrito.

Estos capítulos abarcan un total de 52 páginas, una extensión habitual en este tipo de trabajos. En cuanto a la estructura de los anexos, se describe a continuación:

- Anexo I: es un informe sobre los presupuestos económicos y análisis de sensibilidad realizados durante el trabajo.
- Anexo II: incluye los materiales de apoyo utilizados para realizar el proyecto. En él se encuentran tanto las tablas de consulta con menor relevancia, como la bibliografía empleada.
- Anexo III: es el plano oficial del puerto seleccionado. En él se ha incluido la figura de la superficie estimada.
- Anexo IV: son las fichas técnicas del reactor nuclear, el electrolizador y el combustible a emplear.

Es importante señalar que en todo el documento no se han considerado los elementos eléctricos necesarios para la instalación, como transformadores o líneas eléctricas. La inclusión de estos componentes encarecería significativamente los costos estimados.

Una vez descritos los capítulos y habiendo explicado tanto el objetivo como la motivación detrás del trabajo, se procederá con el informe del mismo.

Capítulo II:

Revisión de los reactores
modulares pequeños y selección
del más adecuado.

2.1. ¿Qué es un SMR?

Se define como Small Modular Reactor a todo aquel reactor nuclear con una potencia, generalmente entre los 10 y 300 megavatios eléctricos, que cumplen tal y como dicen sus iniciales las siguientes características:

- “Small”: ocupan un volumen mucho menor que un reactor nuclear convencional.
- “Modular”: integran mediante el diseño una mayor modularización y estandarización. Permitiendo así la construcción de sus sistemas y componentes en serie. Los distintos módulos permiten que posteriormente se puedan transportar y montar los reactores en el destino.
- “Reactor”: son reactores que aprovechan el uso de la fisión nuclear para generar energía

En los próximos apartados se analizará el papel de los SMR a lo largo de la historia y en la actualidad, así como su importancia para lograr un futuro libre de combustibles fósiles. Además, se realizará una comparativa entre las principales tecnologías y los modelos más adecuados de cada una de ellas para el proyecto.

2.2. Historia de los SMR.

La primera conclusión a la que se puede llegar, debido en parte a la relevancia que han adquirido en los últimos años, es que los SMR son una tecnología de principios de este siglo. Sin embargo, tienen una historia íntimamente ligada al desarrollo militar que se remonta a mediados del siglo XIX (Ingersoll, 2016a). Para comprender mejor este tipo de reactores y su papel en el mundo actual es necesario ahondar en su pasado.

Ya a finales de los años 40, la marina de Estados Unidos observó el gran potencial que podría tener el uso de reactores nucleares para alimentar transportes subacuáticos. Estos reactores, a diferencia de los usados en la época, permitían trayectos sumergidos mucho más largos sin la necesidad de repostar.

No fue hasta a principios de la década siguiente, en la que el Capitán Hyman G. Rickover jugó un papel crucial en el desarrollo de esta tecnología, al impulsar la construcción del USS Nautilus y el USS Seawolf.

- USS Nautilus: es considerado como el primer submarino de propulsión nuclear. Fue desarrollado por Westinghouse y estaba alimentado por un reactor nuclear de agua ligera o LWR (Clemente, González Pellicer, & Chaparro, 2024).



Ilustración 2: USS Nautilus, el primer submarino nuclear (Foto obtenida de (Krámnik, 2014)).

- USS Seawolf: la creación de este submarino fue encargado a General Electric, se caracterizó inicialmente por usar un reactor refrigerado por sodio. No obstante, debido en parte a los enormes problemas de mantenimiento, el reactor tuvo que ser sustituido por uno de agua ligera.

Poco después, se estableció definitivamente la tecnología de LWR como la base para la flota de buques de guerra de Estados Unidos. También cabe destacar durante estos años la creación por parte de la marina del USS Enterprise, el primer portaviones de propulsión nuclear, cuya construcción comenzó en 1958 y estuvo en activo hasta el 2012.

Paralelamente las demás ramas del ejército estadounidense también participaron en el desarrollo de los SMR:

- Se desarrolló un programa para la Propulsión Nuclear de Aeronaves, con prototipos funcionales como el bombardero NB36H. Sin embargo, debido a los avances en la propulsión de aeronaves convencionales y el incremento en el interés de la exploración espacial, el programa fue suspendido en 1961.
- El ejército también desarrolló su propio programa con el fin de construir varios reactores para aplicaciones en entornos remotos y hostiles.

Con los años, el interés por los reactores modulares pequeños (SMR) ha pasado de una perspectiva principalmente militar, a una más orientada al ámbito civil. Un ejemplo de esto es que organismos como la Organización Internacional de la Energía Atómica o la Agencia para la Energía Nuclear han estudiado en varias ocasiones su viabilidad económica (Ingersoll, 2016b).



Ilustración 3: Accidentes como el de Fukushima, provocaron un incremento del interés público por otras alternativas más seguras (Foto obtenida de (Asián, 2023)).

Este aumento en atención hacia los SMR también se debe, en parte, a que son considerados como una opción más segura que los reactores nucleares convencionales. Incidentes como el de Fukushima de 2011 intensificaron la preocupación pública por las graves consecuencias de los posibles accidentes en este tipo de centrales, reforzando aún más la inclinación por los Small Modular Reactors.

Sus menores costes iniciales y su capacidad intrínseca de producirse en masa, los convierten en una alternativa a tener en cuenta.

2.3. Clasificación de SMR y su situación actual.

Hay diferentes maneras en las que se pueden clasificar los SMR. Según la tecnología y configuración específica que emplean, se observan 5 grandes grupos:

- LWR - SMR (una sola unidad): estos reactores utilizan agua ligera como moderador y refrigerante. Se puede utilizar para reemplazar pequeñas unidades de generación distribuida y combustibles fósiles.
- LWR - SMR (múltiples unidades): son iguales a los anteriores tanto en moderador y refrigerante, como en su uso como sustitutivo de unidades de generación distribuida y combustibles fósiles. La principal diferencia radica en que, al usar diversos módulos permite tener una mayor maniobrabilidad.
- SMR móviles o transportables: son reactores especializados en poder transportar y montarse in situ con facilidad.
- SMR Gen IV: usan tecnologías avanzadas que, a diferencia de los casos anteriores, no usa LWR.
- Los MMR (microrreactores modulares) generalmente no suelen basarse en LWR. Se caracterizan por:
 - Poder funcionar de manera semiautomática.
 - Son fáciles de transportar.
 - Producir poca energía eléctrica: generan menos de 10 MWe.
 - Estar planteados para usarse principalmente en ubicaciones alejadas de la red, siendo competitivos con otras fuentes de energía.

Otra clasificación que cabe destacar, y es la que se utilizará principalmente en este documento, es atendiendo al diseño del reactor que utilice. De esta manera se encuentran:

- Los de espectro rápido: a diferencia de la mayoría de los reactores nucleares, estos utilizan neutrones rápidos en lugar de neutrones térmicos (lentos) para realizar y mantener las reacciones de fisión. Una de sus características más destacables, es la ausencia del moderador.
- Los de alta temperatura refrigerados por gas.
- Los de sales fundidas: utilizan, tal y como su nombre sugiere, una mezcla de sales fundidas como refrigerante y a veces, como fuel.
- Los refrigerados por agua dulce: son el conjunto formado por los LWR (reactores de agua ligera) de la clasificación anterior y los HWR (reactores de agua pesada, es decir, agua que ha sido tratada para utilizar mayoritariamente deuterio en vez de hidrógeno).
- Los refrigerados por agua marina: muy similares a los anteriores, pero usan agua marina en vez de agua ligera o agua pesada.
- Los MMR: ya explicados en el listado anterior.

Según el OIEA (Organismo Internacional de la Energía Atómica), en 2022 había un total de 83 diseños distintos de SMR en el mundo. Encontrándose una mayor concentración tal y como es de esperar en países como Rusia, los Estados Unidos de América o China.



Ilustración 4: Mapa global de la concentración de proyectos de SMR por país (Fuente: Elaboración propia).

Los proyectos más destacables han sido desarrollados por empresas importantes con una gran cantidad de medios a su disposición. Entre ellas se pueden destacar las siguientes:





Tabla 1: Principales empresas alrededor del mundo dedicadas al desarrollo de SMR (ARIS, 2020).

Con el objetivo de profundizar en estos diseños, se ha adjuntado en el “Anexo II” un listado de algunos de los proyectos más importantes incluyendo: la cantidad de energía eléctrica que pueden producir, el número de módulos, el tipo de reactor, la empresa encargada de desarrollarla, el país y su estado actual (Tabla 19: Muestra representativa de diseños de SMR en desarrollo a nivel mundial).

2.4. Necesidad de los SMRs en el mundo actual.

Desde hace mucho tiempo, la humanidad ha sido consciente de los posibles efectos de la liberación de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Ya en 1856, la poco reconocida científica y sufragista Eunice Newton Foote fue la primera persona que, a través de sus conclusiones en un experimento para su artículo “Circunstancias que afectan el calor de los rayos del sol”, dedujo que un incremento en los niveles de CO₂ del aire provocaría un aumento de temperatura en nuestro planeta. Este estudio fue publicado en la revista “The American Journal of Science and Arts”.

A pesar de que posteriormente se ha descubierto que el razonamiento no era del todo preciso, dicha deducción ha sido respaldada por una gran cantidad de científicos a lo largo de la historia como John Tyndall (1820-1893) o el reconocido profesor Svante August Arrhenius (1859-1927).

Actualmente, la necesidad de obtener energía sin este tipo de emisiones es cada vez más evidente. El uso de energías renovables como la solar o la eólica podrían mitigar una parte importante de esta demanda. No obstante, este tipo de tecnologías no están libres de inconvenientes. Siendo el mayor de ellos que se tratan de fuentes de energía de carácter intermitente, es decir, están fuertemente ligadas a muchos factores como lo son la hora del día, el clima, la ubicación o la temporada del año.



Ilustración 5: Fotografía de Eunice Newton Foote
(Foto obtenida de (RTVE, 2023)).

Es en este punto donde entra la necesidad de obtener una energía base que permita cubrir en cualquier momento y lugar la demanda energética que no puede cubrirse con estas opciones más variables. Tradicionalmente esta demanda ha sido suplida a través del uso de combustibles fósiles, no obstante, si se desea cambiar el modelo energético a uno libre de gases de efecto invernadero, es necesaria una alternativa. Actualmente las principales opciones que existen para conseguir el objetivo anterior son:

- La captura de gases contaminantes: ya sea mediante la captura directa y el postratamiento de sustancias en los gases de escape de centrales convencionales, o mediante el uso de plantaciones como almacenes de CO₂ pudiendo llegar a conseguir “emisiones negativas” (esto es posible al capturar más CO₂ del que posteriormente se libera).
- El almacenamiento de energía: existen múltiples alternativas para almacenar la energía, desde el uso de baterías como pueden ser las de ion-litio o las gravitacionales, hasta el uso de vectores energéticos como el hidrógeno.
- El uso de la fusión nuclear: este tipo de tecnología nuclear que consiste en la unión de núcleos ligeros para formar uno más pesado promete, entre otras cosas, una cantidad de energía considerable. No obstante, estando todavía en las primeras fases de desarrollo, aún no es viable su uso.
- El uso de la fisión nuclear: a pesar de que este tipo de tecnología no está exenta de una cantidad de inconvenientes considerables, no emiten emisiones directas de efecto invernadero durante su explotación.

El uso de cualquiera de estas tecnologías no implica que no puedan utilizarse también el resto de ellas.

Aquí es donde pueden entrar en juego el uso de Small Modular Reactors. Este tipo de reactores nucleares se caracterizan por tener una gran gama de posibles usos que podrían permitir descarbonizar la sociedad desde diferentes frentes, algunos ejemplos son:

Generación de energía para la red eléctrica:

Un ejemplo de uso de SMRs para generar electricidad podría ser la sustitución de pequeñas centrales térmicas en desuso.

Tal y como sugieren en “Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities” (NUCLEAR ENERGY AGENCY, 2021), podrían utilizarse por ejemplo para reemplazar un subconjunto de centrales eléctricas de carbón, como lo son los aproximadamente 60 gigavatios eléctricos (GWe) construidos en los Estados Unidos antes de 1976. Estas centrales tienen tamaños de unidad de entre 50 y 300 megavatios eléctricos (MWe), que se parecen mucho a los tamaños propuestos para los SMR.

Aplicaciones térmicas:

Se pueden dividir las posibles aplicaciones térmicas en dos grandes grupos atendiendo a la temperatura necesaria:

- Aplicaciones de alta temperatura: se podría llegar utilizar este tipo de reactor si resulta económicamente viable en las industrias que requieren grandes focos de calor, como lo pueden ser la industria de la cerámica o la metalurgia.
- Aplicaciones de baja temperatura: un ejemplo de posibles futuras aplicaciones de baja temperatura, son las que describen en “Small Nuclear Reactor—Nordic District Heating Case Study” (Teräsvirta, Syri, & Hiltunen, 2020). En este documento se presenta un caso de estudio en el que aprovechan los SMR como fuente térmica de calefacción urbana y cogeneración en Finlandia. De esta manera se consigue reducir en gran medida la demanda de combustibles como la turba.

Usos en desalinizadoras:

En muchas regiones, recursos tan vitales como el agua dulce son extremadamente escasos, como es el caso de Jordania. En este país, casi toda el agua que se consume proviene del uso de desalinizadoras.

Se han realizado estudios para determinar cómo de económicamente viables son el uso de tecnologías como los SMR para alimentar este tipo de plantas. Según Khalid Khasawneh, Comisionario de Reactores Nucleares de la Comisión de Energía Atómica de Jordania (JAEC, por sus siglas en inglés), los resultados sugieren que este tipo de reactores podrían proporcionar agua a un costo competitivo en comparación con las fuentes de energía importadas (Yusuf, 2023), que incluyen principalmente energías convencionales.

Usos para la creación de e-combustibles:

Aunque el diseño de los SMR no tenga la finalidad de crear este tipo de fueles, la electricidad generada sí se puede utilizar para alimentar un electrolizador y obtener hidrógeno púrpura.

El hidrógeno, por otro lado, es un vector energético que sí que podría utilizarse, si se desea, para la síntesis de e-combustibles.

Tal y como se ha podido observar, los SMR tienen un gran potencial de cara al futuro. Su gran cantidad de aplicaciones podría provocar que en el futuro sean indispensables.

2.5. Ventajas frente a otros tipos de reactor.

Para explicar gráficamente las ventajas de estos reactores, se ha creado un diagrama de Venn. Este diagrama presenta una leyenda de colores que identifica tanto las categorías principales como sus intersecciones. A continuación, se incluye una tabla que utiliza los mismos colores para mantener la coherencia visual y facilitar la comprensión.

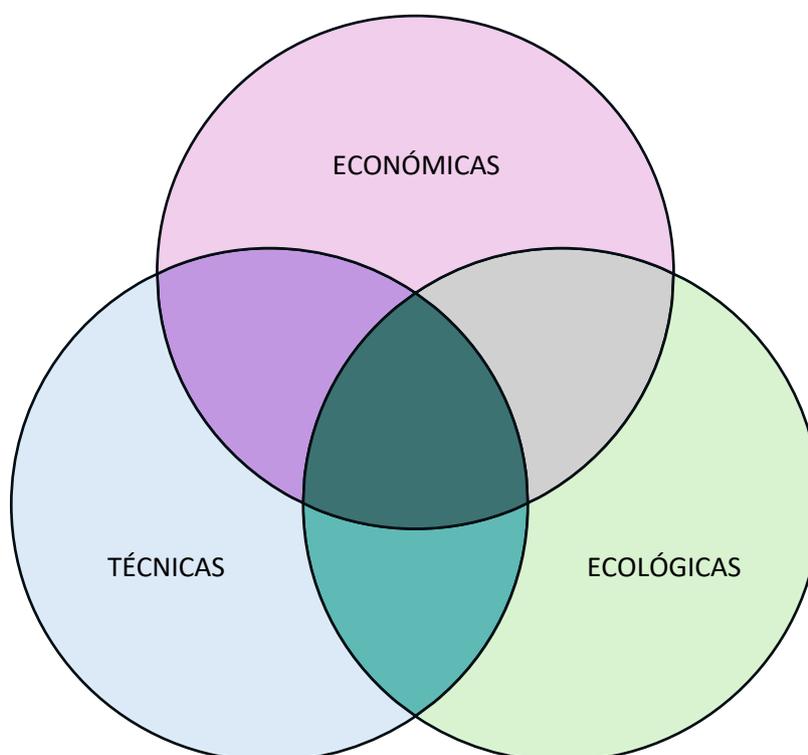


Ilustración 6: Diagrama de Venn usado como leyenda para la tabla de ventajas de los SMR
(Fuente: Elaboración propia).

Plazos de construcción inferiores debido a su sencillez de diseño.	Mayor facilidad de financiación.	Pueden utilizar combustibles reciclados.	Son mucho más seguros.
--	----------------------------------	--	------------------------

Impacto económico positivo para los países que se enfocan en desarrollarlos.	Coste inicial menor.	Disponen de un gran catálogo que permite una mayor flexibilidad.	Incluyen sistemas pasivos de seguridad.
Menores riesgos económicos gracias a su diseño simple y compacto.	Menor necesidad de agua.	Al construirse en serie es posible fabricarlos en entornos controlados.	Contribuyen a reducir las importaciones y la dependencia energética.
Capacidad para ser construidos y posteriormente transportados.	Generan menos residuos.	Solución para lugares remotos sin conexión a la red eléctrica.	Gran diversidad de aplicaciones.

Tabla 2: Tabla del diagrama de Venn sobre las ventajas de los SMR.

(Fuente: Elaboración propia).

2.6. Selección del reactor a utilizar.

Partiendo del listado adjunto como tabla del Anexo II: “**Tabla 20:** Listado completo de SMRs considerados para la selección del reactor”, se comenzará a realizar una evaluación de los reactores para encontrar aquel que mejor cumpla las siguientes metas:

- Capacidad para crear hidrógeno: Tal y como es de esperar, el primer filtrado consistirá en eliminar todos aquellos reactores que no estén destinados a producir hidrógeno.
- No tenga inconvenientes a la hora de estar emplazado en una isla.
- Creación de la mayor cantidad de hidrógeno de la forma más eficiente posible.
- Uso de combustible reciclado: como se ha destacado en el resumen y en la introducción, además de buscar una alternativa a los hidrocarburos utilizados para la propulsión de navíos, también se ha explorado la posibilidad de aprovechar los residuos nucleares como combustible para el SMR. De esta forma no sólo se consigue reducir la cantidad de gases de efecto invernadero, también la actividad de los desechos nucleares.

Capacidad de generar hidrógeno y su uso en una isla:

Del total de 73 proyectos SMR de la **Tabla 20**, al suprimir aquellos cuyo uno de los principales objetivos no es la producción de hidrógeno quedan un total de 13 reactores:

- GTHTR300 (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- GT-MHR (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- MHR-T Reactor (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- MHR-100 (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- FUJI (Reactor de sales fundidas).
- smTMSR-400 (Reactor de sales fundidas).
- 4S (Reactor de espectro rápido).
- Westinhouse Lead Fast Reactor (Reactor de espectro rápido).
- SMR-160 (Reactor refrigerado por agua).
- Energy Well (Micro SMR).
- MMR (Micro SMR).
- U-Battery (Micro SMR).
- MoveluX (Micro SMR).

Mediante este proceso se ha conseguido reducir en un 82% las posibles opciones. El siguiente criterio que se utilizará será el de ser idóneo para su uso en una isla.

De los anteriores 13 reactores, únicamente hay uno que destaca por sus posibles inconvenientes a la hora de instalarlo en este tipo de localidad: el SMR-160, al necesitar de agua dulce para refrigerarse.

El estrés hídrico, es un problema que afecta tanto a islas grandes como a pequeñas, a menudo requiriendo el uso de desalinizadoras para cubrir la demanda de agua dulce (ACCIONA, 2024). La falta de recursos hídricos adecuados impacta en la salud, en la economía y en la calidad de vida de los habitantes de estos territorios. Debido a este motivo y al contar con una gran cantidad de posibilidades, se ha decidido eliminarlo de la lista.

De estas propuestas se han filtrado también los Micro SMR. Se ha decidido suprimir este tipo de reactor debido a la poca cantidad de hidrógeno que pueden aportar.

Uso de combustible reciclado:

Después de eliminar los reactores del apartado anterior, quedan 8 alternativas:

- GTHTR300 (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- GT-MHR (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- MHR-T Reactor (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- MHR-100 (Reactor de alta temperatura refrigerado por gas).
- FUJI (Reactor de sales fundidas).
- smTMSR-400 (Reactor de sales fundidas).
- 4S (Reactor de espectro rápido).
- Westinhouse Lead Fast Reactor (Reactor de espectro rápido).

Tras realizar un estudio más intensivo de cada uno de ellos^a, se eliminan únicamente dos debido a su incapacidad para utilizar este tipo de fuel: el 4S, que, aunque actualmente no lo permite, se espera que en el futuro sí pueda hacerlo (Toshiba Corporation and Central Research Institute of Electric Power Industry , 2013) y el GTHTR300.

Selección final:

Gracias a este último filtrado, ya se dispone de los 6 reactores finalistas. Para facilitar la última selección, se ha realizado una tabla comparativa adjuntada en el Anexo II (**Tabla 21:** Tabla comparativa de los SMR que cumplen los requisitos).

Como el objetivo final es escoger un reactor para mediante un electrolizador de baja temperatura obtener hidrógeno, se escogen aquellos que más electricidad puedan generar:

- GT-MHR: puede producir aproximadamente 288 MWe.
- MHR-T: tiene 4 módulos que pueden generar 205,5 MWe cada uno. No obstante, al tratarse de una opción menos flexible a la hora de diseñar la futura instalación, no se ha seguido contando con ella.
- Westinghouse Lead Fast Reactor: es capaz de alcanzar unos 450 MWe.

Para justificar la última selección, se ha realizado una tabla multicriterio. En ella se ha ponderado la importancia para este proyecto de cada parámetro sobre 5 y se ha puntuado cada reactor acorde al futuro catálogo del mercado. Con el fin de obtener la nota final se ha realizado una media ponderada mediante los coeficientes de relevancia.

COEFICIENTE DE RELEVANCIA (SOBRE 5)	REACTOR		WESTINGHOUSE LEAD FAST REACTOR	GT-MHR
	PARÁMETRO	PUNTAJACIÓN		
5	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	PUNTAJACIÓN	5	4
		MOTIVO	450 MWe.	288 MWe.
3	Δ TEMP ENTRE LA SALIDA Y ENTRADA DEL REFRIGERANTE AL NUCLEO	PUNTAJACIÓN	3	4
		MOTIVO	180 °C.	360 °C.
2	ESTADO DE DESARROLLO	PUNTAJACIÓN	2	4
		MOTIVO	Diseño conceptual.	Diseño preliminar completado.

^a La investigación se ha realizado principalmente a partir de los recursos bibliográficos (World Nuclear Association, 2024) , (World Nuclear News, 2022) y (ARIS, 2020).

4	FACILIDAD PARA USAR COMBUSTIBLE RECICLADO	PUNTUACIÓN	5	2
		MOTIVO	Al ser un reactor de fisión rápido tiene una gran facilidad a la hora de usar combustible reciclado.	A pesar de que también puede usar combustible reciclado, la necesidad de un pretratamiento más elaborado debido al tipo de fuel, lo pone en desventaja.
1	TAMAÑO	PUNTUACIÓN	4	1
		MOTIVO	4.650 m ² .	9.110 m ² .
5	EFICIENCIA	PUNTUACIÓN	4	4
		MOTIVO	≈50%.	48%.
3	TIPO DE MODERADOR	PUNTUACIÓN	5	3
		MOTIVO	Al ser un reactor rápido no necesita de moderador.	Grafito.
4	COSTE	PUNTUACIÓN	2	4
		MOTIVO	1.380 M \$.	461 M \$.
3	VIDA MEDIA	PUNTUACIÓN	4	4
		MOTIVO	60 años.	60 años.
3	TIPO DE REFRIGERANTE	PUNTUACIÓN	3	3
		MOTIVO	El plomo permite operaciones a altas temperaturas y trabajar a bajas presiones. No obstante, el uso del Pb como refrigerante también tiene una serie de inconvenientes como lo son la toxicidad, la falta de maniobrabilidad, la corrosión y los costes asociados a los mismos.	El helio destaca por poder alcanzar temperaturas muy elevadas como refrigerante (más que el plomo) y es químicamente inerte. Sin embargo, también tiene inconvenientes, como lo son su susceptibilidad a fugas, las altas presiones o sus altos costes de obtención.

3	FLEXIBILIDAD DE MANIOBRAR	PUNTUACIÓN	2	5
		MOTIVO	A pesar de que trabajar con Pb es mucho más seguro, este tipo de refrigerante también aumenta en gran medida la dificultad de uso.	El hecho de que se trate de una tecnología basada en una turbina de gas permite una mayor flexibilidad a la hora de operar el reactor.
NOTA SOBRE 5:			3,67	3,61

Tabla 3: Tabla multicriterio para la selección final del reactor

(Fuente: Elaboración propia a partir de (*Organismo Internacional de Energía Atómica, 2020*), (*ARIS, 2020*) y (*Wang, Khalatov, Shi-Ju, Donyk, & Shikhabutina, 2023*)).

Tal y como se puede deducir del resultado de la tabla, el reactor escogido será el “Westinghouse Lead Fast Reactor”. Su ficha técnica se puede encontrar en el Anexo IV (**A4.1. Westinghouse Lead Fast Reactor (Westinghouse Electric Company, USA)**).

En resumen, a lo largo del capítulo se ha demostrado el importante papel que los SMR pueden tener en el futuro, en ámbitos que van desde la producción de electricidad hasta la generación de calor, incluyendo sus aplicaciones en la industria. Además, se han destacado las principales ventajas en comparación con reactores nucleares convencionales.

El siguiente paso consistirá en la selección del tipo de electrolizador de baja temperatura a instalar para la producción del hidrógeno.

Capítulo III:

Selección del tipo de electrolizador
a utilizar.

3.1. Introducción a la electrólisis.

Las reacciones de oxidación-reducción, también conocidas como reacciones redox, son procesos químicos en los que se produce una transferencia de electrones entre sustancias. Según si reciben o ceden electrones, los compuestos se pueden clasificar en:

- Agente oxidante: es aquella especie química que se reduce, es decir gana electrones y por tanto disminuye su número de oxidación.
- Agente reductor: es la especie que se oxida, perdiendo electrones y aumentando su número de oxidación.

Un ejemplo de reacción redox es la electrólisis, una reacción electroquímica en la que se emplea energía eléctrica para inducir una reacción no espontánea a través de un electrolito. Uno de sus usos más comunes es la generación de hidrógeno mediante la descomposición del agua por la acción de la corriente eléctrica, separando cada molécula en los gases que la componen. Actualmente, menos del 4% del hidrogeno se obtiene mediante este método (International Renewable Energy Agency, 2022).

Aunque este proceso puede considerarse como libre de gases de efecto invernadero, requiere una cantidad considerable de energía. Por tanto, debido a esta alta demanda y al rendimiento del proceso estimado entre un 65% y un 80% (Brey, 2022), se considera un procedimiento económicamente desfavorable. Este hecho puede llegar a cambiar si se tiene una fuente de energía constante y barata, como es el caso de los SMR.

En este capítulo, se estudiarán los diferentes tipos de hidrógeno y su clasificación según el método de producción. A continuación, se realizará una comparación entre las tecnologías más maduras, seleccionando el equipo más adecuado a partir de los catálogos revisados.

3.2. Clasificación del hidrógeno.

El hidrógeno es un vector energético considerado como una de las posibles alternativas para lograr la descarbonización de la sociedad. Según la materia prima requerida y las emisiones de gases de efecto invernadero generadas, se clasifica en:

- Hidrógeno verde: es obtenido mediante el uso de energía 100% renovable, como la energía solar o la eólica, para alimentar al electrolizador. Se caracteriza por no tener emisiones de CO₂.
- Hidrógeno púrpura: la electrólisis se alimenta mediante electricidad obtenida por energía nuclear. También es conocido como hidrógeno rosa o rojo. Al igual que el caso anterior, se caracteriza por ser prácticamente libre de emisiones.
- Hidrógeno turquesa: se produce mediante la pirólisis del metano. Este tipo es relativamente reciente en el espectro de colores del hidrógeno y se distingue por no liberar CO₂ si el proceso se realiza adecuadamente.

- Hidrógeno amarillo: se produce utilizando el mix de la red eléctrica, lo que significa que puede estar alimentado tanto por energías renovables, como combustibles fósiles o energía nuclear.
- Hidrógeno azul: se obtiene mediante el reformado de vapor del gas natural. Se caracteriza por la captura y almacenamiento del CO₂ producido.
- Hidrógeno gris: es similar al hidrógeno azul, pero sin el uso de captura de gases contaminantes. Actualmente es el más utilizado.
- Hidrógeno marrón o negro: usa el carbón como fuente de energía. Es el hidrógeno con mayor impacto medioambiental.



Ilustración 7: Esquema de la clasificación del hidrógeno, ordenado de mayor a menor contaminación atmosférica
(Fuente: Elaboración propia. Fotos obtenidas de (BBVA, 2023), (Portal Jardín, s.f.), (Rodríguez, 2022), (user4436526, s.f.), (Roca J. A., 2023), (El Liberal, 2021) y (Foro Nuclear, s.f.).

3.3. Tipos de electrólisis.

Los electrolizadores según la temperatura a la que funcionan se pueden clasificar en dos grandes grupos:

Electrolizadores de baja temperatura o de agua líquida (50 °C – 80 °C)^b :

Dentro de los electrolizadores de agua líquida destacan 3 tipos de tecnologías:

^b La clasificación general y los rangos de temperaturas se han obtenido de (Franco & Giovannin, 2023).

- **Electrólisis alcalina (AWE):** Esta tecnología es la más madura del listado. Como su nombre indica se caracteriza por usar un electrolito alcalino, generalmente una solución de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH). Un electrolito es una sustancia que, al disolverse en agua, se divide en pequeñas partículas llamadas iones. Estos iones, en este caso de OH^- , permiten que la solución conduzca electricidad.
- **Electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM):** es considerada como una tecnología muy prometedora debido tanto a los bajos contenidos de aleaciones en las celdas, como a la gran reducción de volumen, permitiendo su operabilidad a altas densidades de corriente. Esta tecnología destaca por el uso de una membrana de intercambio de protones (H^+), facilitando su paso desde el ánodo al cátodo. Esta membrana actúa también como una pared de separación.
- **Electrólisis basada en membranas de intercambio aniónico (AEM):** Esta tecnología es la más novedosa de todas. Destaca por tener un diseño intermedio entre la electrólisis alcalina convencional y la electrólisis PEM, combinando las ventajas de ambas (Ahechu, 2022). En consecuencia, cuenta tanto con un electrolito alcalino como con una membrana de intercambio de iones.

Electrolizadores de alta temperatura o de vapor (500 °C – 1000 °C) ^b:

Los procesos de electrólisis de altas temperaturas ofrecen varias ventajas frente a los que usan agua líquida, algunas de ellas son:

- Gracias al aporte energético en forma de calor que reciben al funcionar a altas temperaturas, se puede reducir la energía eléctrica necesaria para que funcione el electrolizador.
- Las barreras de activación en las superficies del electrolito son más fáciles de superar, lo que traduce en que las reacciones electroquímicas se produzcan con mayor facilidad y, por tanto, haya una mejora en la eficiencia.
- El hecho de trabajar a altas temperaturas también favorece la cinética química provocando que las reacciones sean más rápidas.

Debido a que, con estas temperaturas el aporte eléctrico es menor, estos electrolizadores son ideales para ser alimentados por SMR de altas temperaturas o para aprovechar la energía solar.

Un ejemplo de electrólisis de alta temperatura son los electrolizadores de óxido sólido (SOEC). Estos electrolizadores emplean una celda de un material cerámico que hace de electrolito. No obstante, a pesar de todos estos beneficios, estos electrolizadores aún necesitan ciertos avances para su desarrollo comercial. Por este motivo, no han sido considerados para el diseño de la instalación (Nuevo, 2024).

3.4. Electrólisis Alcalina vs PEM.

Dado que las dos tecnologías más maduras son la electrólisis alcalina y la de membrana de intercambio de protones, que a su vez son las únicas ampliamente comerciales, se compararán ambas mediante una tabla multicriterio con el fin de encontrar la más apta para el trabajo.

COEFICIENTE DE RELEVANCIA (SOBRE 5)	PARÁMETRO	MÉTODO	AWE	PEM
3	CANTIDAD DE AGUA NECESARIA	PUNTUACIÓN	3	5
		CRITERIO	32,2 L/kg.	25,7 L/kg.
5	COSTE INICIAL	PUNTUACIÓN	5	3
		CRITERIO	800€/kW: Tiene un coste inicial bastante reducido debido al uso de materiales baratos, fácilmente disponibles y de que se trata de una tecnología muy establecida.	1.100 – 1.800 €/kW: El coste es más elevado debido en parte a la necesidad de utilizar materiales como el titanio o metales nobles.
5	EFICIENCIA	PUNTUACIÓN	3	5
		CRITERIO	62-82%.	80%.
3	ESTADO DE DESARROLLO	PUNTUACIÓN	5	3
		CRITERIO	Actualmente es la tecnología más madura entre las electrólisis.	A pesar de que no está tan asentada como la alcalina y aún está en desarrollo, ya es una tecnología comercial.
4	VIDA ÚTIL	PUNTUACIÓN	5	3
		CRITERIO	< 90.000 horas.	40.000 – 80.000 h.
4	PUREZA DEL HIDROGENO	PUNTUACIÓN	4	5
		CRITERIO	99,90%.	99,9% - 99,9999%.

3	PUREZA DEL AGUA	PUNTUACIÓN	4	2
		CRITERIO	Necesita una conductividad de 1-5 $\mu\text{S}/\text{cm}$, siendo la del agua pura de 0,055 $\mu\text{S}/\text{cm}$.	Necesita una conductividad de 0,1 $\mu\text{S}/\text{cm}$, siendo la del agua pura de 0,055 $\mu\text{S}/\text{cm}$.
2	FACILIDAD DE MANIOBRA	PUNTUACIÓN	3	4
		CRITERIO	Su tiempo de respuesta es bastante elevado, lo que provoca que la maniobrabilidad sea bastante inferior a la PEM.	Los electrolizadores PEM se caracterizan especialmente por su gran capacidad de trabajar de manera flexible y con una respuesta rápida, lo que los hace idóneos para el aprovechamiento de energías renovables.
3	MANTENIMIENTO	PUNTUACIÓN	3	2
		CRITERIO	Aunque su mantenimiento es relativamente sencillo, los electrodos se corroen con su uso. Requiere de reparaciones con mayor frecuencia.	Dado que los materiales de los electrodos son mucho más caros y es una tecnología menos establecida, presenta más dificultades de mantenimiento.
NOTA SOBRE 5:			3,97	3,47

Tabla 4: Tabla multicriterio para la selección del electrolizador

(Fuente: Elaboración propia a partir de (Brey, 2022), (Retuerto, 2021), (Afirma Financial Solutions, 2021), (IRENA, 2023), (Nuevo, 2024), (CSIRO, 2022), (4e, giz, H2 lac y United Nations, 2021), (Nuevo, 2023) y (Brauns & Turek, 2020)).

En “CANTIDAD DE AGUA NECESARIA” de la tabla anterior hay que tener en cuenta que las cifras dadas no se corresponden con el agua consumida, sino con la necesaria, es decir:

$$AGUA NECESARIA = AGUA CONSUMIDA + AGUA DESCARTADA$$

Ecuación 1: Distinción entre agua necesaria y consumida.

Pudiendo darle otro uso posteriormente al agua descartada. El siguiente gráfico muestra la diferencia en ambos casos:

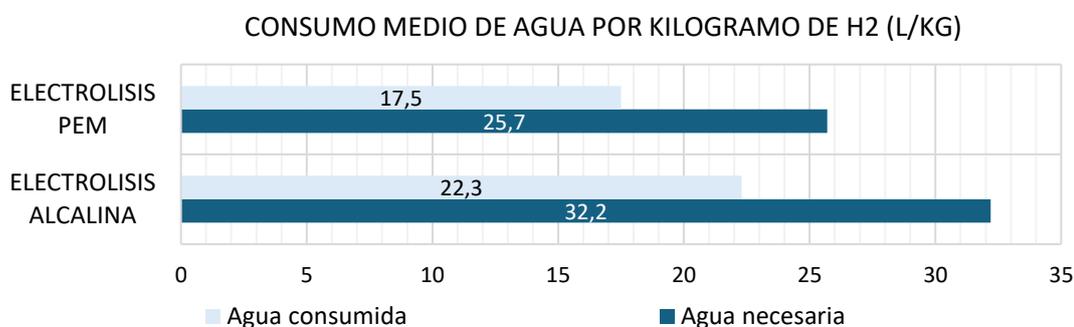


Ilustración 8: Gráfico que muestra el consumo de agua de ambos electrolizadores (Fuente: (IRENA, 2023)).

Dados los resultados anteriores se establecerá la electrólisis alcalina como el método para la obtención de hidrógeno del proyecto.

3.5. Electrólisis alcalina y elección del electrolizador.

Ampliación de electrolisis alcalina:

Una vez seleccionado el proceso de electrolisis a utilizar, se profundizará un poco en su funcionamiento. Primero se explicará las principales secciones de estos sistemas y a continuación, sus reacciones químicas.

La electrólisis alcalina puede ser de alta o baja presión, teniendo cada una de ellas sus ventajas e inconvenientes:

- Baja presión: es un proceso mucho más económico, a cambio el hidrógeno producido es de menor calidad. En caso de querer posteriormente almacenar los gases producidos será necesario el uso de un compresor.
- Alta presión (hasta 50 bar): ofrecen mejores eficiencias.

Los principales componentes que se pueden hallar en las celdas electrolíticas alcalinas son (Escrivá, 2024a):

- Una fuente de corriente: generalmente se trata de una de corriente continua. Sirve para suministrar la energía necesaria para separar los componentes del agua en hidrógeno y oxígeno.
- Un electrolito: el agua líquida generalmente se caracteriza por una mala conducción eléctrica a temperatura ambiente. Como ya se ha explicado anteriormente, el uso de compuestos alcalinos disueltos en medios acuosos, y por tanto descompuestos en iones OH⁻, es un buen método para facilitar la conducción eléctrica.
- Sellos y juntas: sirven para evitar el escape de los gases y aguantar los cambios de presiones y temperaturas.

- Dos electrodos: un cátodo y un ánodo. Sirven para facilitar la entrada y salida de electrones. Están hechos de materiales metálicos resistentes a la corrosión (normalmente níquel (Brey, 2022)) para allanar las reacciones electroquímicas.
- Un diafragma: es una membrana que sirve para transportar los iones, en este caso OH⁻ provenientes del electrolito, consiguiendo mantener un aislamiento tanto entre los productos gaseosos, como entre los electrodos. Se caracteriza por ser porosa, un buen aislante eléctrico y estable ante compuestos alcalinos.
- Placas bipolares: sirven para facilitar la conexión en serie entre diferentes celdas.

Las reacciones se producen en el punto en el que entra en contacto el electrodo y la solución alcalina al aplicar la corriente eléctrica. Estas interacciones químicas son:

- Cátodo: $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$.
- Ánodo: $4\text{OH}^- \rightarrow \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$.

Siendo la cantidad de hidrógeno que se crea directamente proporcional a la corriente que atraviesa el circuito.

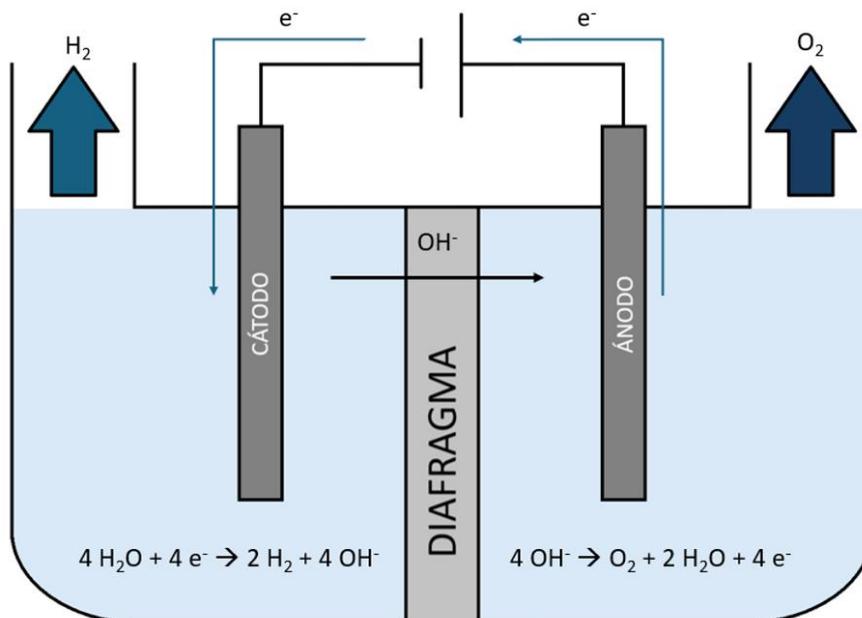


Ilustración 9: Esquema del funcionamiento de un electrolizador
(Fuente: Elaboración propia).

Selección del electrolizador:

Para finalizar el capítulo solo queda el último paso, seleccionar el electrolizador que va a utilizarse. Con el fin de poder elegir el más adecuado, se ha realizado una búsqueda entre algunas de las principales empresas del sector. Debido a que no todos los fabricantes proporcionan los mismos datos en sus catálogos, ha sido necesario realizar una serie de cálculos para poder compararlos.

A continuación, se expondrá una tabla con los distintos modelos y sus características. Después, se explicarán aquellas que podrían generar mayor confusión.

EMPRESA	MODELO	Tipo	Potencia (kW)	Energía por día (kWh)	Hidrógeno producido por electrolizador y día (Nm ³)	Número mínimo de electrolizadores	Potencia total necesaria (kW)	Pureza del H ₂ (%)	Agua necesaria consumida (%)	Agua necesaria (L/kg)	Coste máximo (€)
HyProvide	A-Series (A 90)	Alcalina	419	10.044	2.160	1.075	449.888	> 99,998	-	10	352.711.800
HyProvide	A-Series (20 Ft)	Alcalina	429	10.292	2.160	1.049	449.835	> 99,998	-	33,4	352.670.896
HyProvide	A-Series (40 Ft)	Alcalina	858	20.584	4.320	524	449.407	> 99,998	-	33,4	352.334.699
HyProvide	X-Series	Alcalina	5.599	134.375	28.800	80	447.918	99,92	-	-	351.167.524
HySTAT	30	Alcalina	148	3.560	720	3.033	449.900	99,998	40 - 66,67	13 - 17	352.721.643
HySTAT	70	Alcalina	346	8.307	1.680	1.300	449.950	99,998	40 - 66,67	13 - 17	352.760.408
HySTAT	100	Alcalina	494	11.867	2.400	910	449.950	99,998	40 - 66,67	13 - 17	352.760.408
McPhy	McLyzer 800-30 (core-module Augmented McLyzer)	Alcalina	3.600	86.400	19.200	125	450.000	-	-	-	352.800.000
ThyssenKrupp Nucera	Scalum	Alcalina	18.000	432.000	96.000	25	450.000	99,9 - 99,999	-	<11,2	352.800.000

Tabla 5: Tabla comparativa de los posibles electrolizadores alcalinos

(Fuente: (Thyssenkrupp Nucera , 2023), (McPhy, 2020), (HyProvide™, 2019a), (HySTAT, 2021a), (HySTAT, 2021b), (HySTAT, 2021c) y (HyProvide™, b)).



- Número de electrolizadores: para optimizar esta cifra, se ha dividido la potencia total del SMR seleccionado (450 MWe) entre la potencia necesaria de cada electrolizador.
- Potencia total necesaria: este valor es el resultado de multiplicar la potencia individual de cada modelo por el número de electrolizadores calculados en el punto anterior. De esta manera, se determina la potencia real de cada alternativa.
- Coste máximo: a pesar de los esfuerzos por obtener los precios reales de cada electrolizador de las diferentes empresas, no ha sido posible. Debido a ello, se ha realizado una aproximación según los valores estimados en la **Tabla 4**.

Como todas las propuestas dan unos valores muy similares en cuanto a costes, se ha decidido tomar aquel que necesite un menor número de unidades. Por tanto, el elegido ha sido Scalum de ThyssenKrupp Nucera. Su ficha técnica se puede encontrar en el Anexo IV (**A4.2. ThyssenKrupp Nucera Scalum**).

A lo largo del capítulo, se ha escogido la electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno púrpura, principalmente debido a su menor coste inicial, mayor vida útil y menores costes de mantenimiento. Se ha profundizado en los componentes y las reacciones de este tipo de electrolizador. Además, se han estudiado las relaciones necesarias para estimar la cantidad de agua y los costes financieros, con el fin de posteriormente realizar los análisis económicos y ambientales. Finalmente, se ha seleccionado el modelo de electrolizador más adecuado para su instalación ulterior.

Capítulo IV:

Producción del e-combustible.

4.1. Definición de e-combustible.

Los e-combustibles, electro-combustibles o e-fueles son combustibles sintéticos producidos habitualmente mediante electricidad neutra en carbono, como la producida a partir de fuentes de energía renovables o energía nuclear.

El proceso de elaboración de electro-combustibles generalmente consiste en utilizar la electrólisis para descomponer el hidrógeno del agua, y la captura de gases atmosféricos, como el nitrógeno o el CO₂. Debido a que los gases que se producen como resultado de su aprovechamiento provienen de su captura previa, son considerados de bajas emisiones (salvando algunas excepciones).

Con el objetivo de descarbonizar la sociedad, se espera que este tipo de fuel cobre una gran importancia en los próximos años, consiguiendo sustituir a los combustibles tradicionales (Anderson, 2023). Esto se debe en parte a su compatibilidad con la tecnología de motores de combustión y las infraestructuras de distribución actuales.



Ilustración 10: Se espera que los e-combustibles ganen importancia por su compatibilidad con los sistemas actuales. (Foto obtenida de (Linklater, 2023)).

En los siguientes apartados se analizarán las futuras posibles aplicaciones de este tipo de fueles. Asimismo, se estudiarán los principales e-combustibles para seleccionar el más adecuado para el ámbito naval y se profundizará en el proceso de síntesis del escogido.

4.2. Aplicaciones de e-combustibles.

Actualmente, existen más de 1400 millones de vehículos alimentados por motores de combustión interna convencionales, además ya solo en la Unión Europea funcionan unos 20 millones de sistemas de calefacción con combustibles líquidos y gaseosos. Dada esta situación, el uso de combustibles neutros en carbono compatibles con los actuales cobra una gran importancia, no solo para cumplir la normativa y contribuir a la reducción de la contaminación atmosférica, sino también para evitar la necesidad de crear nueva maquinaria, permitiendo ahorrar económicamente a los propietarios y evitar el uso de recursos para su fabricación.

Algunos de los sectores donde este tipo de combustibles pueden ser importantes en un futuro cercano son (eFuel alliance, 2022):

Industria química:

Tanto el petróleo como el gas fósil son materias muy importantes para la industria química. En caso de querer sustituir el aceite mineral en el futuro, estas tres materias primas podrían reemplazarse con la producción de e-combustibles.

Sector de transporte:

Este es el sector con mayor potencial para usar los e-Fuel. En un principio, estos electro-combustibles se usarían como una mezcla con los combustibles convencionales, y más adelante sustituyéndolos por completo. Este cambio se puede realizar en los diferentes tipos de transporte:

- Transporte terrestre: algunas de las alternativas dentro de los combustibles que se pueden utilizar son el e-gas, el e-diésel o el e-petrol. Estas opciones se espera que recobren importancia sobre todo a partir de los cambios en las regulaciones de 2030, cuando los vehículos propulsados por fueles fósiles seguirán siendo una parte importante de los existentes entre el público y las industrias (en ámbitos como el transporte por carretera o la maquinaria pesada de construcción).
- Transporte marítimo: debido a los últimos planes de protección del clima de la Organización Marítima Internacional y de la UE, es necesario reducir las emisiones de CO₂ del transporte marítimo internacional en 2050 al 50% de las que había en 2008. Los e-fueles podrían ser una solución viable debido a su gran capacidad energética y bajo peso.
- Transporte aéreo: los combustibles para este tipo de transporte destacan por tener altas densidades energéticas. Gracias a estos nuevos combustibles, podría reemplazarse el queroseno que se utiliza hoy en día.

Usos en calefacción:

Al igual que en el transporte, también se puede reducir drásticamente la contaminación atmosférica en los sectores de la construcción y calefacción en viviendas. Como en el caso de los motores, las calderas también son aptas para el uso de e-fueles, lo que facilita en gran medida la transición y permite a los dueños mantener sus equipos existentes.

4.3. Selección del electro-combustible.

Para elegir adecuadamente el combustible que se va a emplear, es necesario realizar una comparativa de las principales opciones disponibles y los diésels tradicionales. Debido a que tanto los combustibles convencionales como los alternativos tienen diferentes cualidades se ha considerado necesario incluir ambos para tener un punto de partida sólido.

A continuación, se incluye una tabla con las propuestas más desarrolladas y sus características generales, como la cantidad de energía que es posible obtener por kilogramo de fuel o poder calorífico inferior (PCI), la densidad energética volumétrica, el punto de ebullición y su viabilidad para su uso en navíos y aviones:

E-fuel	PCI (MJ/kg)	Densidad de energía volumétrica (MJ/L)	Punto de ebullición (°C)	Viabilidad técnica para el transporte marítimo	Viabilidad técnica para aviación
Hidrógeno (H ₂)	120,0	0,0108 (1 bar) 3,12 (350 bar) 8,5 (líquido)	-252	Media	Media
E-Amoniaco (NH ₃)	18,8	12,8 (líquido)	-33	Media	Nula
E-Metanol (CH ₃ OH)	19,9	16	65	Alta	Nula
E-Metano (CH ₄)	50,0	0,0378 (1 bar) 20,8 (líquido)	-163	Alta	Nula
E-Keroseno (Jet A)	45,7	≈ 40	> 150	Nula	Alta
Diéseles convencionales (MGO, MFO, VLSFO, HFO) ^c	≈ 43	≈ 41	> 250	Alta	Nula

Tabla 6: Tabla comparativa entre los principales e-combustibles y diéseles convencionales.
(Fuente: (International Transport Forum y Corporate Partnership Board Report, 2023))

Como se puede observar, solo hay dos alternativas altamente viables para su uso en navíos: el e-metanol y el e-metano. No obstante, se comentarán todas aquellas opciones que se puedan utilizar:

Hidrógeno (H₂):

A pesar de que el uso del hidrógeno como combustible puede utilizarse sin emitir gases de efecto invernadero, presenta varios inconvenientes.

Por una parte, debido a su baja densidad volumétrica a presión atmosférica (1 bar), es muy difícil de almacenar. Para hacerlo principalmente existen dos alternativas:

- La compresión: para conseguir almacenar el H₂ mediante este método, tal y como se observa en la **Tabla 6**, es necesario comprimirlo hasta varias centenas de bares.
- La licuefacción: puede almacenarse de forma líquida, y así reducir la cantidad de volumen necesaria para almacenar el hidrógeno. No obstante, se necesitaría reducir su temperatura a -253 °C (CRYOSPAIN, 2021).

Ambas soluciones al requerir mucha energía son altamente ineficientes. Además, es importante destacar que el hidrógeno es altamente inflamable y explosivo.

^c MGO es gasóleo marino, MFO es fuelóleo marino, VLSFO es fuelóleo con muy bajo contenido en azufre y HFO es fuelóleo pesado.

E-Amóniaco (NH₃):

El amóniaco tiene una serie de mejoras respecto al hidrógeno:

- Para licuarlo ya no hace falta reducir la temperatura a tales extremos, basta con alcanzar los -33,2°C tal y como se observa en su tabla termodinámica.
- En caso de querer presurizarlo es suficiente con llegar a 10 bares.
- A pesar de que el PCI es bastante inferior (pasa de 120 MJ/kg a 18,8 MJ/kg), la densidad volumétrica es muy superior (de 0,0108 MJ/L a 12,8 MJ/L en condiciones atmosféricas), lo que lo hace mucho más eficiente en su transporte y almacenamiento.

No obstante, el NH₃ no está libre de inconvenientes:

- Es altamente tóxico: mientras que otros combustibles, como el gas natural licuado (GNL), empiezan a ser peligrosos a partir de las 50.000 partes por millón (ppm), el amóniaco comienza a ser dañino a partir de 30 ppm siendo expuesto de forma permanente, o bien de 300 ppm en exposiciones de una hora (Vilela, 2022).
- El amóniaco, es bien conocido debido a su alta corrosividad para muchos materiales, dificultando su almacenamiento y distribución.
- Si bien su quema no genera CO₂, dependiendo de las condiciones de combustión sí que podría llegar a generar óxido nitroso (N₂O) u óxidos de nitrógeno (NO_x), siendo ambos mucho más dañinos para el medio ambiente.

Temperatura (°C)	Presión (bar)	Densidad (kg/m ³)	Peso específico (N/m ³)	C _v (kJ/kg K)	C _p (kJ/kg K)
ESTADO LÍQUIDO					
-33,2	1,02	681,8	6.686	2,8544	4,4486
-23,2	1,65	669,2	6.563	2,8376	4,4982
-3,2	3,81	642,9	6.305	2,8051	4,5991
16,9	7,77	614,8	6.029	2,7753	4,7215
26,9	10,62	600,0	5.884	2,7620	4,8000

Tabla 7: Tabla termodinámica del amóniaco
(Fuente: (The Engineering Toolbox, s.f.))

E-Metano (CH₄)

El metano tal y como se observa en la comparativa anterior, tiene un PCI relativamente alto frente a otros combustibles como el amóniaco o el metanol, llegando incluso a superar a los diésels convencionales. Su combustión, si se realiza de manera completa, es relativamente limpia, siendo mucho más ecológico que otras alternativas más convencionales como el diésel, la gasolina o el carbón. Sin embargo, al igual que los dos combustibles expuestos anteriormente, también tiene una serie de problemas:

- A pesar de que las emisiones liberadas al combustionar no son tan problemáticas, las posibles fugas durante su transporte o almacenamiento son mucho más contaminantes. El CH₄ tiene un potencial de calentamiento global aproximadamente 25 veces mayor que el CO₂ (The Planet App, 2020).
- Tiene una densidad de energía volumétrica bastante baja en estado gaseoso, lo que provoca que se requieran grandes volúmenes para almacenar suficiente energía.
- Si para almacenarlo se decide licuarlo para evitar las posibles fugas, habría que enfriarlo hasta -162 °C (good new energy, 2020), lo que es muy poco eficiente.

E-Metanol (CH₃OH)

A diferencia del resto de fueles alternativos que se han estudiado hasta el momento, el e-metanol se mantiene en estado líquido en condiciones ambientes facilitando en gran medida su uso en las infraestructuras y tecnologías actuales. Por tanto, este fuel a diferencia de los anteriores no necesita de enfriamiento ni compresión para su almacenamiento y distribución.

Aunque su PCI no es tan elevado como el de otros combustibles como el hidrógeno o el metano, su densidad volumétrica es muy superior compensándolo parcialmente.

Sus inconvenientes son los siguientes:

- Es incoloro y tóxico, siendo los valores umbral de exposición 200 ppm para 40 horas semanales y 250 ppm para exposiciones de 15 minutos (International Labour Organization, 2018).
- Pese a su gran compatibilidad con los motores de combustión interna, sí que pueden llegar a ser necesarias pequeñas modificaciones para su uso (Elcacho, 2020).
- Al igual que el hidrógeno y el metano, es inflamable y altamente explosivo.

Hoy en día, son muchas las empresas que están apostando por el desarrollo de este combustible para su uso en navíos.

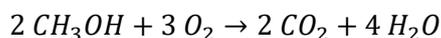
Selección final

Una vez comentadas todas las alternativas de manera superficial, con el fin de comparar correctamente los dos combustibles más aptos para esta aplicación, se han realizado una serie de cálculos estequiométricos. Todos los procedimientos se han realizado partiendo del objetivo de generar 1 MJ de energía con cada tipo de combustible, facilitando así los cálculos.

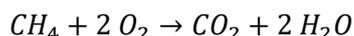
A través de los datos obtenidos en la **Tabla 6**, es posible calcular el volumen y la masa necesarios por MJ de cada tipo de combustible. Simplemente basta con elevar a menos uno los datos del PCI y la densidad de energía volumétrica. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Metanol: se requiere un total de 0,05 kg y 0,06 L para obtener esa energía.
- Metano: se necesita de 0,02 kg y 26,46 L.

Mediante las reacciones de combustión completas de ambos fueles y la ecuación de la cantidad de sustancia, se puede calcular el número de moles de gases de efecto invernadero que se van a liberar.



Ecuación 2: Reacción de quema plena del metanol.



Ecuación 3: Reacción de quema plena del metano.

$$n(\text{mol}) = \frac{m(\text{kg})}{M \left(\frac{\text{kg}}{\text{mol}} \right)}$$

Ecuación 4: Ecuación de cantidad de sustancia.

Con estas 3 expresiones y los pesos molares de las especies que intervienen^d, se consiguen los siguientes resultados:

- Metanol: se obtienen 0,002 moles de CO₂, o lo que es lo mismo 0,07 kg de CO₂ para generar un megajulio de energía.
- Metano: se generan 0,001 mol de CO₂, lo que equivale a 0,06 kg de dióxido de carbono.

Vistos todos los resultados anteriores, se ha decidido seleccionar el e-metanol como el combustible a usar en el presente trabajo fin de grado. Los motivos son los siguientes:

- Emisión de gases de efecto invernadero: aunque a primera vista el metano podría parecer que es más conveniente debido a que genera menos CO₂ por unidad de energía (0,07 kg/MJ para el CH₃OH y 0,06 kg/MJ para el CH₄), la diferencia es muy pequeña. Si al hecho anterior se le suma que en caso de fuga el metano es mucho más contaminante, se ha decidido optar por el metanol.
- Facilidad de uso, transporte y distribución: el metanol, tal y como se ha explicado antes es líquido a temperatura ambiente, lo que facilita en gran medida su almacenamiento. Además, el hecho de que sea compatible con la mayoría de los motores de combustión y las infraestructuras existentes es una gran ventaja para el combustible seleccionado.
- Diferencia de volumen: debido a las muy diferentes densidades energéticas volumétricas, el volumen necesario para almacenar un megajulio es totalmente diferente. El metanol necesita de un total de 0,06 L/MJ, mientras que el metano necesita 26,46 L/MJ. Este factor junto a los dos anteriores, ha sido determinante.

A pesar de que actualmente el metanol está muy poco establecido como fuel, cada vez existen más proyectos y empresas que deciden tratar de aprovechar el potencial del CH₃OH para alimentar el transporte marítimo. Algunos ejemplos son:

^d En este caso se han tenido en cuenta los siguientes pesos molares: M (CO₂) = 44 g/mol, M (CH₃OH) = 32 g/mol, M (CH₄) = 16 g/mol y M (H₂) = 2 g/mol.

- Proyecto de Innde Cetaer (Almería): esta nueva iniciativa pretende crear en Tabernas, Almería, una central capaz de producir unas 37.000 toneladas anuales de metanol. Se espera que entre en servicio en 2026 (Técnicas Reunidas, 2023).
- Proyecto de Maersk (Andalucía y Galicia): la naviera danesa Maersk ha acordado con el gobierno de España la creación de un proyecto de inversión de 10.000 millones de euros en dos plantas una en Galicia y otra en Andalucía. Se cree que las instalaciones podrían producir unas 200.000 toneladas entre 2023 y 2025, un millón para 2027 y unos dos para 2030 (Portella, 2022).
- Proyecto de Cepsa y C2X (Huelva): durante la COP28 de Dubái, estas dos empresas anunciaron la creación de una de las mayores plantas de metanol verde en Europa. Este proyecto se desarrollará en Huelva, su producción anual será de 300.000 toneladas y su inversión será de hasta 1.000 millones de euros (Aragón, 2023).
- La empresa MAN está apostando cada vez más por motores totalmente compatibles con el e-metanol con el fin de facilitar la transición, tal y como expusieron en su conferencia en 2023 “MAN Expert Talk: Methanol as marine fuel”. Un ejemplo de uno de sus motores que cumple estas características es: MAN B&W 8G95ME-C10.5-LGIM (MAN, 2023).



Ilustración 11: Fotografía del barco alimentado por metanol ECO UMANDE. Este navío usa tecnología de la empresa MAN (Foto obtenida de (Howard, 2024)).

Todo esto no hace más que confirmar que se ha seleccionado correctamente el combustible a utilizar.

4.4. Metodología de producción de e-metanol.

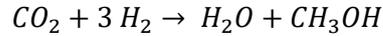
Uno de los principales beneficios del uso de e-metanol como combustible es que todas las emisiones generadas durante su combustión han sido previamente absorbidas para poder producirlo. Actualmente, existen varias opciones para generar metanol a partir de CO₂ (Escrivá, 2024b).

Procesos de un solo paso.

En ellos, el CO₂ se convierte directamente en metanol o un producto útil. Algunos de los sistemas que se pueden incluir dentro de esta categoría son:

- La hidrogenación directa mediante conversión termo catalítica: requiere de altas temperaturas, altas presiones y de un catalizador de Cu, ZnO o Al₃O₂.
- La co-electrolisis: convierte a la vez el CO₂ y el H₂O en un proyecto intermedio llamado syngas.

- La conversión directa del CO₂ junto con el agua en metanol: este proceso aún está en fase de investigación.



Ecuación 5: Reacción de hidrogenación directa mediante conversión termo catalítica.

Procesos en varios pasos.

Estos incluyen los siguientes métodos:

- El desplazamiento inverso del gas del agua o RWGS.
- La electrólisis de CO₂: se aplica electricidad directamente al CO₂ para descomponerlo en oxígeno y monóxido de carbono, convirtiéndose posteriormente en metanol.



Ecuación 6: Reacción de hidrogenación en múltiples pasos de RWGS.

En términos generales, la síntesis de metanol es un proceso exotérmico. Ejemplo de ello es que la energía liberada por la reacción de la ecuación 5 sea de 49,2 kJ/mol y la de las reacciones de la ecuación 6 sean de -41,6 kJ/mol y 90,8 kJ/mol, respectivamente.

Los estudios actuales han demostrado que la hidrogenación directa mediante conversión termo catalítica es la opción más factible y con un mayor grado de madurez tecnológica, por lo que ha sido escogida como la tecnología a implementar en el proyecto.

4.5. Producción máxima de e-metanol.

Para poder continuar con el trabajo, es necesario determinar la cantidad máxima de metanol que puede producir la instalación. Para calcularla, se partirá de las potencias eléctricas suministradas y demandadas, por el SMR y el electrolizador respectivamente. Esto se realizará con el fin de calcular el número mínimo de electrolizadores:

$$n^{\circ} \text{ mín. electrolizadores} = \text{entero} \left(\frac{P_{SMR}}{P_{AEL}} \right) = \text{entero} \left(\frac{450 \text{ MW}}{18 \text{ MW}} \right) = \text{entero}(25) = 25 \text{ uds.}$$

A pesar de que en este caso no ha sido necesario por haber obtenido un número sin decimales como resultado, para evitar costes excesivos solo se aumentará la cantidad de unidades cuando se cumpla la siguiente condición:

$$\frac{P_{SMR}}{P_{AEL}} - \text{entero} \left(\frac{P_{SMR}}{P_{AEL}} \right) > 0,15$$

Ecuación 7: Condición de aumentar el número de electrolizadores a comprar.

A partir tanto del número de electrolizadores como de la demanda de cada uno de ellos, se obtiene la potencia real a utilizar para la producción del hidrógeno. Teniendo en cuenta la tasa de conversión obtenida en el catálogo de Scalum de 4,50 kWh/Nm³, se obtiene un total de 876.000.000 m³/año o lo que es lo mismo 78.840 toneladas másicas/año.

Gracias a los pesos molares ^d y las ecuaciones 4 y 5 es posible calcular el número de moles que se van a obtener de metanol y, por tanto, su masa. De esta forma se halla el resultado de 420.480 toneladas anuales.

En conclusión, tras estudiar las aplicaciones de los e-combustibles y comparar los más relevantes, se ha determinado el e-metanol como el carburante a producir por el proyecto debido a su facilidad de uso, sus bajas emisiones y su reducido volumen en comparación con el resto de las alternativas. Asimismo, se ha optado por tomar como proceso para su producción la hidrogenación en un solo paso mediante conversión termo catalítica por ser la tecnología más madura en la actualidad.

Capítulo V:

Selección del puerto donde
instalarlo y análisis
medioambiental del proyecto.

5.1. Estudio de la demanda a suplir.

En el apartado final del capítulo anterior, se determinó la masa anual de metanol que podría generarse a máxima capacidad. En este capítulo, se analizará la cantidad de energía que este nuevo combustible puede suministrar, así como su ubicación y su impacto ambiental.

Para calcular la energía que podría liberarse durante la combustión del CH₃OH se utilizará el PCI, observable en la **Tabla 6**:

$$E_{\text{metanol}} (MJ) = PCI_{\text{metanol}} \times m_{\text{metanol}} = 8.367.552.000 MJ$$

Con este resultado, se procederá con el proceso inverso: se estimará la cantidad de combustibles tradicionales que podrían ser sustituidos mediante este proceso. Los dos fueles que se han tenido en cuenta son:

- Fuelóleo pesado (HFO): es el tipo de combustible marino más comúnmente utilizado para trayectos largos. Es considerado como uno de los combustibles más controvertidos debido a las grandes cantidades de azufre que contiene, por lo que se espera que cada vez esté más restringido.
- Gasóleo marino (MGO): es un combustible con alto poder calorífico, que destaca por ser muy similar al diésel usado en vehículos terrestres. Es uno de los combustibles más extendidos hoy en día.

Los cálculos másicos son los siguientes:

$$m_{\text{combustible}} = 8.367.552.000 MJ \div PCI_{\text{combustible}}$$

Siendo el PCI del HFO 42,6 MJ/kg (ONU, 1991) y el del MGO 42,7 MJ/kg (Bunker Oil, s.f.), se obtienen las masas de 196.421,41 toneladas para el fuelóleo pesado y 195.961,41 t para el gasóleo marino. Estos cálculos han sido posibles debido a que tanto al sustituir el MGO, como el HFO por metanol los motores mantienen eficiencias muy similares (MAN, 2023).

5.2. Selección del puerto.

Sabiendo los equivalentes másicos de dos de los combustibles más utilizados en el ámbito naval, solo resta buscar un puerto donde la demanda de dichos fueles sea igual o mayor a la cifra calculada. Para este propósito, se ha consultado un listado con algunos de los puertos más importantes del Estado.

LOS CUATRO PUERTOS CON MAYOR TRÁFICO DE MERCANCÍA GENERAL (2023)	
Algeciras	70,26 Mt
Valencia	69,09 Mt
Barcelona	44,74 Mt
Las Palmas	18,26 Mt

Tabla 8: Listado de los puertos con mayor tráfico de mercancía de España (Fuente: (Jiménez, 2024)).

Como uno de los objetivos del presente proyecto era fomentar la independencia de las islas, se ha decidido estudiar en mayor profundidad el puerto de Las Palmas. Realizando una búsqueda sobre los avituallamientos del puerto, se han encontrado los siguientes datos:

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES LAS PALMAS (2018).

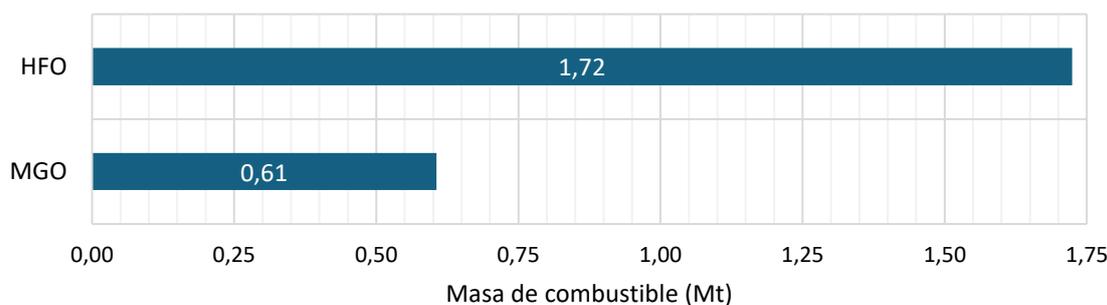


Ilustración 12: Demanda de los principales fueles del puerto Las Palmas
(Fuente: (OBSERVATORIO DE LOS SERVICIOS PORTUARIOS y Shipping Business Consultants, 2020)).

Tal y como se observa en la figura anterior, las demandas de ambos combustibles son significativamente superiores a las masas calculadas, por lo que se ha establecido como localización de la instalación.

Ubicación de la instalación.

A partir de este punto, se usará el 84,95% de la potencia del reactor para alimentar la electrólisis y el 54,55% del hidrógeno generado para producir metanol. Esta decisión se justificará posteriormente en el Anexo I.

Siguiendo los procedimientos descritos anteriormente, se ha estimado una capacidad anual de 201.856,21 toneladas de metanol, 94.294,33 t equivalentes de HFO y 94.073,50 toneladas equivalentes de MGO.

El siguiente paso es calcular la superficie de planta de la instalación:

- Reactor nuclear: 4.650 m², es uno de los datos que se indica en su ficha técnica.
- Electrolizador alcalino: 50.970,24 m², ha sido calculado a partir de la equivalencia de 7.500 MW/km² (IRENA, 2020).
- Generador de e-combustible: debido a la dificultad de conseguir datos precisos para estimar el área de esta sección, ha sido necesario escalarla a partir de las parcelas de una planta de e-metanol de Soria (Llorente, 2024) utilizando la siguiente expresión:

$$C_2 = C_1 \times \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^n$$

- C₁: valor de referencia.
 - C₂: valor que se quiere obtener.
 - Q₁ y Q₂: valores conocidos relacionados con C₁ y C₂.
 - n: factor de escala.

Ecuación 8: Definición de la ley general de escalado.

En este caso, Q_1 y Q_2 representan la cantidad anual de metanol, mientras que C_1 y C_2 corresponden a las áreas ocupadas por las instalaciones. El valor del exponente n es de 0,6. Además, dado que el artículo del que se ha extraído la información incluía la superficie de los electrolizadores de hidrógeno, ha sido necesario restarle el área previamente calculada.

Con todos estos ajustes, se ha obtenido una superficie aproximada de 87.665,16 m², sumando todas las áreas se obtienen unos 143.285,40 m². Tras buscar un terreno de tamaño similar en las proximidades al puerto, se ha encontrado lo siguiente:



Ilustración 13: Posible localización del proyecto en el puerto Las Palmas.
(Fuente: Elaboración propia).

En el Anexo III se encuentra un plano más detallado del puerto (Puerto de las Palmas, 2019), con la ubicación de la instalación a construir.

5.3. Cambio en los recursos hídricos.

A lo largo del proyecto, se ha mencionado en varias ocasiones los problemas relacionados con los recursos hídricos que deben afrontar los territorios insulares. Debido a ello, al emplazar la instalación en la isla de Gran Canaria, es necesario estudiar los cambios en la disponibilidad de agua que va a suponer la planta.

El análisis de los recursos hídricos consta de dos partes:

- **Electrólisis alcalina:** este proceso es el que tiene un mayor impacto hídrico. Tal y como se ha explicado en el capítulo III, la electrólisis consume grandes cantidades de agua para poder descomponerla y generar hidrógeno. La demanda necesaria se puede consultar en **Ilustración 8:** Gráfico que muestra el consumo de agua de ambos electrolizadores.

- Generación de e-combustible: es importante considerar el proceso de generación de e-metanol, ya que, como se muestra en la **Ecuación 5**: Reacción de hidrogenación directa mediante conversión termo catalítica., se genera agua como subproducto. Por esta razón, se han realizado cálculos estequiométricos para cuantificar la cantidad de agua producida.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

CONSUMO DE AGUA	
AGUA E-COMBUSTIBLE	
n (H ₂ O)	6.308.006.693 mol
M (H ₂ O)	18 g/mol
Masa anual de H ₂ O generada	113.544.120 kg
Densidad agua	1.000,00 kg/m ³
Volumen de agua generada	113.544.120 L/año
AGUA ELECTROLISIS	
Agua necesaria	2.234.010.240 L/año
Agua descartada	686.854.080 L/año
Agua consumida	1,43 hm ³ /año
Agua consumida al final de la vida útil	86,02 hm ³

Tabla 9: Consumo de agua por procesos
(Fuente: Elaboración propia).

Para obtener una idea aproximada del volumen de agua demandada anualmente, se ha buscado el consumo doméstico en toda la isla. En 2019, este dato fue de 61,08 hm³ (Consejo insular de aguas de Gran Canaria, 2023). Por lo tanto, la instalación necesita aproximadamente el 2,35% del agua consumida por los hogares en un año.

5.4. Estudio de las emisiones atmosféricas.

El cálculo de las emisiones liberadas es una parte vital de cualquier análisis medioambiental de un proyecto. En este caso, al tratarse de una planta destinada a la sustitución de combustibles convencionales, adquiere aún mayor relevancia.

El CO₂ capturado ha sido calculado mediante relaciones estequiométricas y la **Ecuación 5**: Reacción de hidrogenación directa mediante conversión termo catalítica., debido a que todo el dióxido de carbono que se liberará ha tenido que ser previamente capturado para la generación del CH₃OH.

Actualmente, los barcos no suelen tener tecnologías de captura de emisiones. No obstante, el interés por implementarlas está creciendo. La eficiencia de estos sistemas se espera que sea de un 85% aproximadamente (energy institute, 2024).

El estudio de los gases de efecto invernadero emitidos, es el siguiente:

CÁLCULO DE EMISIONES	
EMISIONES METANOL	
n (CO ₂)	6.308.006.692 mol
Peso molar CO ₂	44,00 g/mol
CO ₂ capturado para formar metanol	277.552,29 t
CO ₂ emitido sin captura postcombustión	277.552,29 t
Eficiencia de captura	0,85
CO ₂ emitido con captura postcombustión	41.632,84 t
Emisiones netas sin captura de gases	0,00 t/año
Emisiones netas con captura de gases	-235.919,45 t/año
EMISIONES AHORRADAS SI SE SUSTITUYE EL HFO	
Masa de combustible	94.294,33 t/año
Factor de carbono	3,11 g/g fuel
Masa de CO ₂ equivalente	293.632,56 t de CO ₂ equivalente/año
EMISIONES AHORRADAS SI SE SUSTITUYE EL MGO	
Masa de combustible	94.073,50 t/año
Factor de carbono	3,21 g/g fuel
Masa de CO ₂ equivalente	301.599,66 t de CO ₂ equivalente/año
EMISIONES AHORRADAS TOTALES	
CASO 1: HFO sin captura	293.632,56 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 2: HFO con captura	529.552,01 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 3: MGO sin captura	301.599,66 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 4: MGO con captura	537.519,11 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 1: HFO durante toda la vida útil	17,62 Mt de CO ₂ equivalente
CASO 2: HFO durante toda la vida útil	31,77 Mt de CO ₂ equivalente
CASO 3: MGO durante toda la vida útil	18,10 Mt de CO ₂ equivalente
CASO 4: MGO durante toda la vida útil	32,25 Mt de CO ₂ equivalente

Tabla 10: Cantidad de emisiones ahorradas al año

(Fuente: Elaboración propia a partir de (INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION, 2021)).

A pesar de que la sustitución del MGO permitiría una mayor reducción de gases de efecto invernadero si ambos combustibles se quemasen por completo, se seleccionará el HFO por los siguientes motivos:

- Mayor dificultad para lograr la combustión: debido a sus propiedades físicas, el fuelóleo pesado tiene una mayor complejidad para quemarse por completo, lo que puede resultar en la liberación de emisiones mucho más nocivas para el medio ambiente.

- Emisión de otros contaminantes: la combustión de este tipo de fuel conlleva la liberación de gases que provocan efectos secundarios no relacionados con el efecto invernadero, como es el caso de los SO_x que se caracteriza por generar las lluvias ácidas.

Mediante este reemplazo se conseguirá suplir el 5,47% de la demanda de los fuelóleos pesados del puerto.

5.5. Análisis de residuos nucleares.

Si se sustituyera el combustible enriquecido por uranio reciclado en un reactor nuclear comercial, sería necesario utilizar software especializado para simular cómo evolucionaría la reactividad del núcleo con este reemplazo, dada la complejidad del escenario. Esta dificultad se ve acentuada cuando se trata de tecnologías aún en desarrollo, como es el caso del SMR del presente proyecto. Debido a que es difícil hallar una solución analítica concreta sobre el impacto de una instalación como la diseñada sin recurrir a enfoques avanzados de análisis, se abordará el tema desde un punto de vista más general.

Según un informe de la ONG ambientalista RePlanet, el combustible nuclear gastado permitiría alimentar reactores nucleares de espectro rápido y proporcionar entre 600 y 1.000 años de electricidad libre de carbono para toda Europa (Roca R. , 2023). Esto se debe, en parte, a que los reactores de espectro rápido a diferencia de los reactores nucleares convencionales tienen la ventaja de poder aprovechar el fuel a una profundidad mucho mayor, permitiendo en muchos casos reutilizar el mismo combustible en varios ciclos. Mark Lynas, uno de los autores del informe y periodista climático, sostiene que aproximadamente el 90% de la capacidad fisionable del combustible no se utiliza hoy en día.

Estos tipos de reactor, que también pueden ser SMR como el Westinghouse Lead Fast Reactor seleccionado, son capaces de explotar este potencial apenas aprovechado actualmente, permitiendo una utilización mucho más eficiente del combustible.

Por lo tanto, el uso de combustibles reciclados no solo facilita la generación de energía eléctrica de manera más limpia y eficiente, sino que también contribuye a mitigar los problemas asociados a los desechos nucleares. Reduciendo de este modo tanto la generación de nuevos residuos, como el tiempo de actividad de los ya existentes.

A lo largo de esta sección, se han analizado tanto los aspectos positivos como los negativos que el proyecto tendría desde un punto de vista medioambiental si se llevase a término. Se han comparado diferentes combustibles tradicionales seleccionando el HFO como el combustible a sustituir, preferiblemente utilizando tecnología de captura de gases. Además, se ha encontrado una parcela cercana al puerto como ubicación potencial para la construcción de la instalación. En el siguiente capítulo se finalizará la memoria principal del proyecto (a falta de las conclusiones), analizando como se alinea el trabajo con los Objetivos de Desarrollo sostenible.

Capítulo VI:

Evaluación de contribución a los
Objetivos de Desarrollo
Sostenible.

6.1. ¿Qué son los ODS?

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible u ODS, son metas firmadas en 2015 por todos los estados miembros de la ONU, destinadas a: poner fin a la pobreza, proteger el planeta, mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo.

El objetivo inicial es conseguir lograr los Objetivos antes de 2030, sin embargo, en aspectos generales las medidas actuales son más que ineficientes, tanto en velocidad como en su escala. Para intentar lograrlos, esta década debe estar marcada por acciones mucho más ambiciosas.

6.2. Evaluación del proyecto.

La evaluación realizada sobre el presente trabajo sobre los ODS ha dado el siguiente resultado:

OBJETIVOS DE DESARROYO SOSTENIBLE	RELEVANCIA DEL PROYECTO	
1. Fin de la pobreza	Bastante relacionado	
2. Hambre cero	Poco relacionado	
3. Salud y bienestar	Bastante relacionado	
4. Educación de calidad	Poco relacionado	
5. Igualdad de género	Poco relacionado	
6. Agua limpia y saneamiento	Bastante relacionado	
7. Energía asequible y no contaminante	Muy relacionado	
8. Trabajo decente y crecimiento económico	Bastante relacionado	
9. Industria, innovación e infraestructura	Muy relacionado	
10. Reducción de las desigualdades	Bastante relacionado	
11. Ciudades y comunidades sostenibles	Bastante relacionado	
12. Producción y consumo responsables	Muy relacionado	
13. Acción por el clima	Muy relacionado	
14. Vida submarina	Poco relacionado	
15. Vida de ecosistemas terrestres	Poco relacionado	
16. Paz, justicia e instituciones sólidas	Poco relacionado	
17. Alianzas para cumplir los objetivos	Bastante relacionado	

• Nada relacionado • Poco relacionado • Bastante relacionado • Muy relacionado

Tabla 11: Estudio de los Objetivos de Desarrollo Sostenible que cumple el proyecto
(Fuente: Elaboración propia).

Justificación de la contribución.

Al ser un proyecto de sustitución de combustibles tradicionales por otra alternativa más ecológica, que además de ahorrar polución atmosférica también trata de reducir la cantidad de residuos nucleares ya existentes, es natural que cumpla los objetivos 7, 12 y 13.

Al ODS número 9 también se contribuye al fomentar la creación de infraestructuras sostenibles, apoyar la modernización de la industria y promover la investigación y el desarrollo tecnológico, al mismo tiempo que plantea soluciones aplicables a los estados insulares.

A continuación, se profundizará en aquellos objetivos que han sido marcados como “Muy relacionado” nombrando las metas más relacionadas con el presente trabajo:

METAS	
7. ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE.	
7.1	De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
7.a	De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.
7.b	De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.
9. INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA.	
9.1	Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad, incluidas infraestructuras regionales y transfronterizas, para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano, haciendo hincapié en el acceso asequible y equitativo.
9.2	Promover una industrialización inclusiva y sostenible y, de aquí a 2030, aumentar significativamente la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto, de acuerdo con las circunstancias nacionales, y duplicar esa contribución en los países menos adelantados.
9.4	De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades.
9.5	Aumentar la investigación científica y mejorar la capacidad tecnológica de los sectores industriales de todos los países, en particular los países en desarrollo, entre otras cosas fomentando la innovación y aumentando considerablemente, de aquí a 2030, el número de personas que trabajan en investigación y desarrollo por millón de habitantes y los gastos de los sectores público y privado en investigación y desarrollo.
9.a	Facilitar el desarrollo de infraestructuras sostenibles y resilientes en los países en desarrollo mediante un mayor apoyo financiero, tecnológico y técnico a los países africanos, los países menos adelantados, los países en desarrollo sin litoral y los pequeños Estados insulares en desarrollo.

12. PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES.	
12.1	Aplicar el Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, con la participación de todos los países y bajo el liderazgo de los países desarrollados, teniendo en cuenta el grado de desarrollo y las capacidades de los países en desarrollo.
12.2	De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales.
12.4	De aquí a 2020, lograr la gestión ecológicamente racional de los productos químicos y de todos los desechos a lo largo de su ciclo de vida, de conformidad con los marcos internacionales convenidos, y reducir significativamente su liberación a la atmósfera, el agua y el suelo a fin de minimizar sus efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente.
12.5	De aquí a 2030, reducir considerablemente la generación de desechos mediante actividades de prevención, reducción, reciclado y reutilización.
12.6	Alentar a las empresas, en especial las grandes empresas y las empresas transnacionales, a que adopten prácticas sostenibles e incorporen información sobre la sostenibilidad en su ciclo de presentación de informes.
12.c	Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas.
13. ACCIÓN POR EL CLIMA	
13.1	Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países.
13.2	Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.
13.3	Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.
13.a	Cumplir el compromiso de los países desarrollados que son partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de lograr para el año 2020 el objetivo de movilizar conjuntamente 100.000 millones de dólares anuales procedentes de todas las fuentes a fin de atender las necesidades de los países en desarrollo respecto de la adopción de medidas concretas de mitigación y la transparencia de su aplicación, y poner en pleno funcionamiento el Fondo Verde para el Clima capitalizándolo lo antes posible.
13.b	Promover mecanismos para aumentar la capacidad para la planificación y gestión eficaces en relación con el cambio climático en los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, haciendo particular hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas.

Tabla 12: Metas cumplidas de los ODS desatacados.
(Fuente: (Organización de las Naciones Unidas, s.f.)).

Capítulo VII:

Conclusiones del proyecto.

Con el propósito de concluir la memoria principal, se ha incluido un análisis de las ideas más relevantes del documento. Se iniciará con un recordatorio del objetivo del proyecto, seguido de un resumen con los puntos más destacables de cada sección. Para finalizar, se presentarán una serie de conclusiones generales.

Como se ha mencionado en varias ocasiones, el informe tenía dos objetivos principales, estrechamente relacionados entre sí:

- Realizar un estudio de los Small Modular Reactor, destacando especialmente la posibilidad de utilizarlos para generar hidrógeno púrpura.
- Realizar un análisis sobre la posibilidad de la sustitución de combustibles fósiles tradicionales de uso náutico, como el fuelóleo pesado o el gasóleo marino, por otras alternativas más ecológicas como los e-combustibles.

Ambas metas se han resuelto mediante el diseño de una planta de generación de e-metanol, que emplea electrolisis alcalina para producir el hidrógeno requerido y se alimenta energéticamente a través de un reactor modular pequeño.

Para sintetizar las ideas más importantes del manuscrito, se seguirá el enfoque del apartado **“1.3. Estructura del proyecto.”**, con un resumen de los puntos clave de cada capítulo:

- Capítulo I: en la introducción del documento, se han abordado los principales problemas que conlleva la crisis climática en los ámbitos ecológico, económico y social. También se ha descrito el objetivo del proyecto y se ha detallado su estructura.
- Capítulo II: se destaca el importante papel que los SMR podrían desempeñar en el futuro, en áreas como la generación de electricidad, la producción de calor y la industria. Además, se han estudiado sus numerosas ventajas en comparación con los reactores nucleares convencionales. Por último, se ha establecido como propuesta de valor adicional el uso de combustibles reciclados para alimentar el reactor.
- Capítulo III: tras comparar las principales tecnologías de electrolisis del agua, se ha seleccionado la AEL para la producción del H₂. Esta opción presenta varias ventajas sobre el resto de las alternativas, tales como una mayor madurez tecnológica, mayor vida útil, menor coste inicial y menores costos de mantenimiento. Asimismo, se han estudiado los componentes que los conforman y las reacciones que tienen lugar en este tipo de electrolizador.
- Capítulo IV: después de evaluar las aplicaciones de los e-combustibles y comparar los más relevantes en la actualidad, se ha decidido tomar el e-metanol como el combustible a sintetizar. Esta elección se debe, en parte, a su compatibilidad con los motores actuales, su facilidad de uso y sus bajas emisiones. El método de producción elegido es la hidrogenación termo catalítica en un solo paso.
- Capítulo V: en este capítulo, se han analizado los aspectos positivos y negativos del proyecto desde una perspectiva medioambiental. Se ha seleccionado el fuelóleo pesado como el combustible a reemplazar, preferiblemente en barcos equipados con

sistemas de captura de gases. Además, se ha propuesto emplazar la instalación en el puerto de Las Palmas.

- Capítulo VI: tras analizar la contribución de la nueva infraestructura a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, se ha concluido que los ODS a los que más puede influir son el 7, el 12, el 13 y el 9. Esto es debido a que la planta promueve la sustitución de combustibles tradicionales por alternativas más ecológicas, permitiendo además de ahorrar contaminación atmosférica, reducir la cantidad de residuos nucleares. Además, fomenta la creación de infraestructuras sostenibles, apoya a la modernización de la industria e impulsa la investigación y el desarrollo tecnológico, proponiendo soluciones aplicables a estados insulares.

En resumen, a lo largo del proyecto se ha discutido en numerosas ocasiones tanto los problemas derivados de la dependencia energética de los territorios insulares, como los desafíos asociados con el cambio climático. El desarrollo de soluciones como la propuesta en el presente trabajo fin de grado podría contribuir a mejorar ambas situaciones.

En este proyecto, se ha demostrado que la implementación de tecnologías innovadoras como el uso de SMR para la generación de e-combustibles mediante procesos intermedios, podría llegar a reducir decenas de millones de toneladas de emisiones atmosféricas de CO₂, al mismo tiempo que se garantiza una viabilidad económica considerable a medio plazo.

Se ha destacado también el enorme potencial de tecnologías como los reactores nucleares de espectro rápido, que permiten utilizar desechos nucleares como combustible para obtener electricidad, reduciendo así la actividad de los residuos nucleares. Además, se han subrayado las ventajas de los Small Modular Reactors frente a reactores nucleares tradicionales.

Asimismo, se ha comprobado la gran capacidad de crecimiento que aún tiene el desarrollo de e-combustibles como el e-metanol, lo que permitiría reducir costos y aprovechar sus propiedades físicas muy similares a los combustibles actuales.

A pesar de que estas propuestas podrían parecer menos atractivas económicamente en comparación con las opciones más convencionales, debido a la crisis climática y el endurecimiento de las normativas, es de esperar que estas alternativas más conservadoras sean cada vez más restringidas e, incluso, prohibidas en muchos casos.

ANEXO I:

Estudio económico y análisis de
sensibilidad.

A1.1. Estudio de viabilidad económica.

Una vez diseñada la planta y habiendo estudiado sus implicaciones ambientales, el último paso consiste en realizar el estudio de viabilidad económica del proyecto.

Este anexo comenzará con un análisis de costo-beneficio, para posteriormente calcular el tiempo de retorno. También se ejecutará un estudio de los indicadores económicos VAN y TIR. Tal y como se ha mencionado en la introducción, es importante destacar que estos presupuestos no han considerado los elementos eléctricos necesarios para el funcionamiento de la planta, cuya inclusión encarecería significativamente los costos estimados.

En la segunda parte, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad de la variable que rige toda la instalación.

Estudio de los costes iniciales.

El desglose de estos costos se ha realizado considerando los componentes que forman parte de la instalación:

- SMR: los costes del reactor nuclear se detallan en la **Tabla 3**. Siendo el precio teórico (al ser aún tecnología en estado de desarrollo) de 1.380 M\$ y usando un valor del dólar de 0,98 €, el costo del SMR asciende a 1352,4 M€.
- Electrolizador alcalino: la estimación del coste se ha realizado aplicando la relación de 800€/kW para AEL expuesta en la **Tabla 4**. Este valor es apto para unidades de más de 10 MW (IRENA, 2020). Gracias a esta correlación se obtiene una cifra de 316,8 M€.
- Planta de hidrogenación termo catalítica: al igual que en el caso del cálculo de la superficie, se ha utilizado la **Ecuación 8**: Definición de la ley general de escalado. Los datos empleados en la ecuación son: C1 y Q1, que corresponden a 77.673.612 \$ y 100.000 toneladas de metanol, respectivamente (Su, y otros, 2022); Q2, que es la capacidad de producción anual de metanol del proyecto, es decir, 201.856,21 toneladas; y un factor de escala de 0,6 (evcValuation, 2024). Teniendo en cuenta la conversión de moneda, el coste final alcanza los 116 M€.

En resumen, tras actualizar los resultados debido a la inflación de la moneda desde los años de publicación de sus respectivas fuentes, se obtiene:

COSTES INICIALES	
Reactor nuclear (2020)	1.352.400.000 €
Electrolizador (2021)	316.800.000 €
Generador de metanol (2022)	116.017.860 €
Reactor nuclear (2024)	1.631.129.640 €
Electrolizador (2024)	372.493.440 €
Generador de metanol (2024)	125.832.971 €
Costes iniciales totales	2.129,46 M€

Tabla 13: Costes iniciales del proyecto
(Fuente: Elaboración propia).

Estudio de los costes anuales.

Los costes anuales abarcan todos los gastos necesarios para operar, administrar y mantener una infraestructura. A continuación, se presentan estos costos resumidos en la siguiente tabla, organizados según la sección a la que pertenecen:

COSTES ANUALES SMR	
Personal (2017)	64.544,76 €/ (MW x año)
Operación y mantenimiento (2017)	61.518,52 €/ (MW x año)
Materiales (2017)	4.033,68 €/ (MW x año)
Operación y mantenimiento (2017)	2,65 €/MWh
Costos del ciclo de combustible (2017)	4,95 €/MWh
Costes al año (2017)	88,48 M€/año
COSTES VARIABLES AEL	
Agua desionizada (2015)	0,01 €/kg H ₂
KOH (2015)	2,5106 €/kg H ₂
Insumos de sistemas auxiliares (2015)	0,2883 €/kg H ₂
Costes al año (2015)	194,88 M€/año
COSTES ANUALES PLANTA GENERACIÓN E-COMBUSTIBLE	
Costo del catalizador (2022)	0,1060 M€
Costo del agua (2022)	0,6527 M€
Personal (2022)	1,9119 M€
Depreciación (2022)	13,2159 M€
Operación y mantenimiento (2022)	2,2181 M€
Ventas y marketing (2022)	0,3734 M€
Costes al año (2022)	18,48 M€/año
COSTES ACTUALIZADOS	
Reactor nuclear (2024)	110,17 M€/año
Electrolizador alcalino (2024)	247,48 M€/año
Generador de metanol (2024)	20,04 M€/año
Costes totales anuales	377,69 M€/año

Tabla 14: Costes anuales del proyecto

(Fuente: Elaboración propia a partir de (Kuckshinrichs, Ketelaer, & Christian Koj, 2017), (Díaz, Petersen, & González, 2017) y (Su, y otros, 2022)).

Cabe señalar que, al igual que en el caso de los costes iniciales, se ha usado una conversión de 0,98 €/\$. Además, se ha empleado la ecuación de escalamiento con los coeficientes de ese mismo apartado para ajustar los costes de la planta de síntesis del e-fuel.

Estudio de ingresos y cálculo de los beneficios.

Una vez que se ha realizado el estudio de los costes de la planta, es el turno de analizar los posibles ingresos, para posteriormente calcular los beneficios al final de la vida útil de la instalación.

Principalmente hay tres fuentes de recaudación:

- Venta de oxígeno: el oxígeno es un subproducto no deseado que se obtiene mediante la electrólisis del agua. Dado a que no se puede determinar con exactitud la pureza del O₂, se ha considerado el precio de venta de oxígeno de baja calidad.
- Venta de hidrógeno: debido a motivos que se explicarán en el apartado **A1.2**, ha sido necesario desviar parte del flujo del H₂ para venderlo directamente.
- Venta de metanol: la venta de CH₃OH es el objetivo principal del complejo.

INGRESOS	
Precio metanol	535,00 €/t
Ingresos metanol	107,99 M€/año
Precio hidrógeno	10,00 €/kg
Ingresos hidrógeno	315,31 M€/año
Precio oxígeno	98,00 €/t
Ingresos oxígeno	54,39 M€/año
Ingresos anuales totales	477,70 M€/año
BENEFICIOS AL FINAL DE LA VIDA ÚTIL	
Vida media reactor	60 años
Vida media electrolizador	10,00 años
Vida media central e-combustible	20 años
Vida útil instalación	60,00 años
nº de reactores necesarios	1,00 unidad
nº de electrolizadores necesarios	6,00 unidades
nº de generadores de metanol necesarios	3,00 unidades
Beneficios al final de la vida útil	1.756,96 M€

Tabla 15: Ingresos y beneficios del proyecto

(Fuente: Elaboración propia a partir de (Methanex Corporation, 2024), (H2 Hidrógeno VERDE, s.f.) y (Slome, 2024)).

La ecuación utilizada para calcular los beneficios totales es la siguiente, donde B representa los beneficios, C los costes, I los ingresos y VU la vida útil:

$$B_{\text{totales}} = (I_{\text{anuales}} - C_{\text{anuales}}) \times VU_{\text{instalación}} - C_{\text{SMR}} \times n^{\circ}_{\text{SMR}} - C_{\text{AEL}} \times n^{\circ}_{\text{AEL}} - C_{\text{generador metanol}} \times n^{\circ}_{\text{generadores de metanol}}$$

Ecuación 9: Ecuación del cálculo de beneficios al final de la vida útil.

Marcadores económicos.

El último paso para completar el análisis económico es realizar un estudio de los principales marcadores económicos. Los indicadores estudiados han sido:

- Tiempo de retorno o período de recuperación: es el tiempo que se necesita para recuperar la inversión inicial.

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{C_{inicial}}{(I_{anuales} - C_{anuales})}$$

Ecuación 10: Definición del indicador tiempo de retorno.

- VAN: el valor actual neto consiste en actualizar los cobros y pagos de una inversión para conocer las ganancias o pérdidas. Depende de una tasa de actualización “k”, que permite saber cuánto valdrán los flujos de caja futuros en términos actuales.

$$VAN(k) = -C_{inicial} + \sum_{n=1}^{VU \text{ instalación}} \frac{\text{Flujos netos de caja}_n}{(1+k)^n}$$

Ecuación 11: Ecuación del VAN.

- TIR: es el valor de tasa de actualización para el que el valor actual neto se hace cero. Dicho de otro modo, es la tasa de actualización a la que los ingresos futuros igualan a la inversión inicial.

Para poder obtener el VAN y el TIR, es necesario haber calculado previamente los flujos netos de caja anuales. Es decir, la cantidad de dinero que un proyecto gana o pierde en cada año de la vida útil de la instalación. A continuación, se muestra una gráfica que ilustra estos flujos:

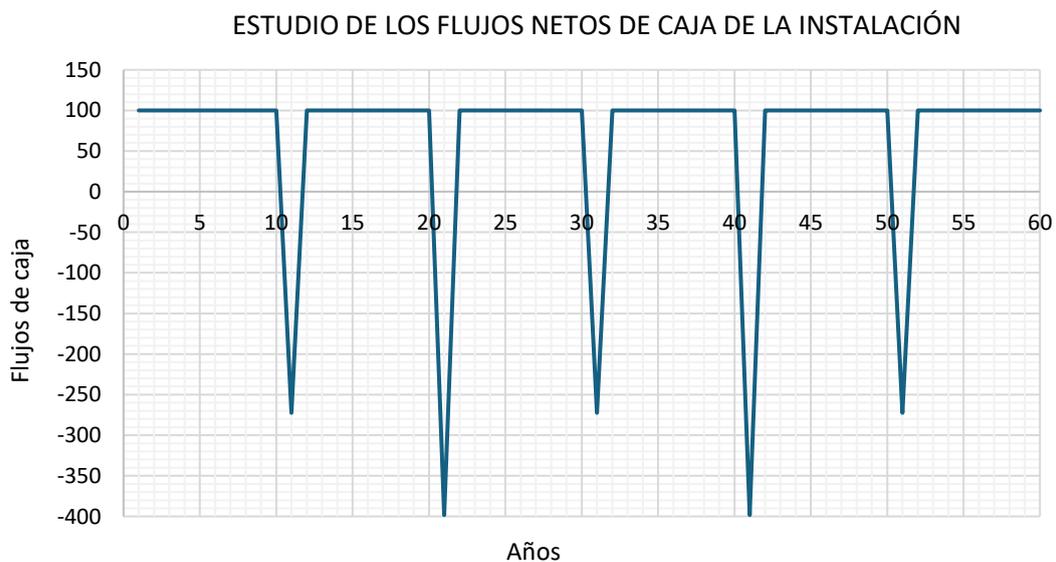


Ilustración 14: Gráfico de los flujos netos de caja.
(Fuente: Elaboración propia).

Como se puede observar, a parte de los años 11, 21, 31, 41 y 51 que son los años donde hay que sustituir los equipos debido a las vidas medias de los electrolizadores alcalinos (10 años) y de la panta de hidrogenación (20 años), los flujos netos de caja tienen un valor positivo y constante.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

TIEMPO DE RETORNO	
Costes fijos iniciales	2129,46 M€
Beneficios anuales	100,01 M€/año
Tiempo de retorno inicial	21,29 años
Coste adicional reactor nuclear	0,00 €
Coste adicional electrolizador	744.986.880 €
Coste adicional generador de metanol	125.832.971 €
Costes instalaciones	3.000,28 M€
Tiempo de retorno después del ajuste	30,00 años
MARCADORES ECONÓMICOS DE LA INVERSIÓN	
Tasa de actualización	2%
VAN	11,41 €

Tabla 16: Marcadores económicos
(Fuente: Elaboración propia).

Se ha creído necesario realizar un ajuste del tiempo de retorno, debido a que esta cifra es menor que la vida útil tanto de los electrolizadores alcalinos como de la planta de hidrogenación. Debido a ello, se ha recalculado incluyendo el precio de dos electrolizadores alcalinos adicionales y una planta de síntesis de e-metanol extra.

A pesar de que normalmente se utilizan tasas de actualización más elevadas, se ha decidido poner la cifra del 2% por las siguientes razones:

- **Altas previsiones de venta del e-metanol:** se espera que las futuras normativas para restringir las emisiones de gases contaminantes provoquen un aumento en la demanda de alternativas como los e-combustibles, cobrando así una mayor importancia.
- **Sector en auge:** a causa de estas nuevas normativas, se espera que el sector de producción de e-metanol crezca debido a su compatibilidad con los motores de combustión.
- **Ayudas gubernamentales:** es de esperar que, con el fin de cumplir la agenda de Objetivos de Desarrollo Sostenible, el gobierno proporcione ayudas a instalaciones que promuevan tecnologías más limpias y sostenibles.
- **Enfoque ecológico:** tal y como se explicará en el siguiente apartado, este proyecto se ha concebido desde un punto de vista más ecológico que económico.

Fijando el valor del VAN a 0 y despejando la k de la **Ecuación 11**, se puede calcular el TIR. Mediante este método, se obtiene una cifra de 2,32%. Este valor es superior al límite inferior del 2% que se había establecido.

Debido a los beneficios al final de la vida útil de 1756,96 M€, el valor del tiempo de retorno de la mitad de la vida útil, así como del valor positivo del VAN y el TIR, se puede concluir que el proyecto es económicamente rentable.

A1.2. Análisis de sensibilidad del proyecto.

En el capítulo cinco, en el apartado **5.2. Selección del puerto.**, se ha especificado que a partir de ese momento se usaría como punto de funcionamiento el 84,95% de la potencia del reactor para alimentar la electrólisis y el 54,55% del hidrógeno generado para producir metanol. En lo que queda de capítulo se tratará de demostrar el motivo.

Reparto de la potencia eléctrica generada por el SMR.

Con el fin de reducir las complejidades de diseño y los costes iniciales del proyecto se ha decidido aislar la instalación de la Red Eléctrica. Aprovechando que la propia planta es capaz de generar energía eléctrica, se ha decidido que el reactor nuclear sea el que alimente tanto el electrolizador como la planta de hidrogenación.

Sin embargo, este proceso es difícil de realizar. Si se aumentase el porcentaje de energía destinada a la electrólisis, se generaría más hidrógeno y por tanto más metanol. Esto conllevaría que la planta de generación de e-combustible necesitase más electricidad, haciendo que el total de la potencia fuese superior a la que suministra el SMR. La única solución es realizar un proceso iterativo. Debido a la complejidad de calcular este reparto, una vez establecidos el resto de las variables se ha resuelto mediante la herramienta Solver de Microsoft Excel.

Selección del hidrógeno generado para producir metanol.

Si se destinase la cantidad completa de hidrógeno, tal y como es de esperar, a la generación de metanol, la instalación sería totalmente inviable desde la perspectiva económica. Los costes serían mucho mayores a los ingresos, consiguiendo al final de la vida útil unos beneficios de -12000,19 M€.

Con el objetivo de evitar este escenario, además de vender el oxígeno producido como producto secundario tal y como también se hacía en el escenario anterior, se desviará un flujo de hidrógeno para comerciar con él.

Además, para abaratar aún más los costes se aprovechará el calor del flujo de salida del SMR para alimentar térmicamente el resto de los procesos.

Para facilitar la comprensión del diseño final de la planta y los flujos entrantes y salientes, se ha adjuntado el siguiente esquema:

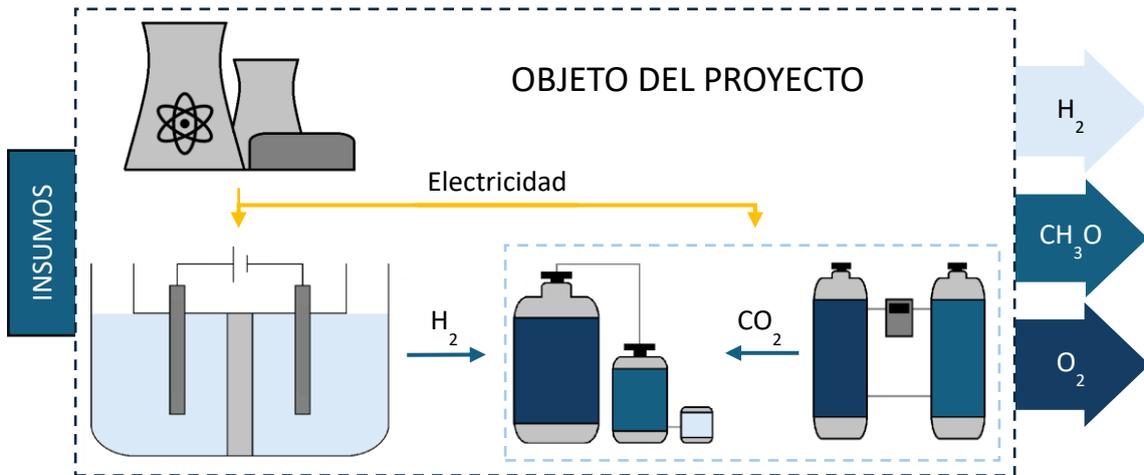
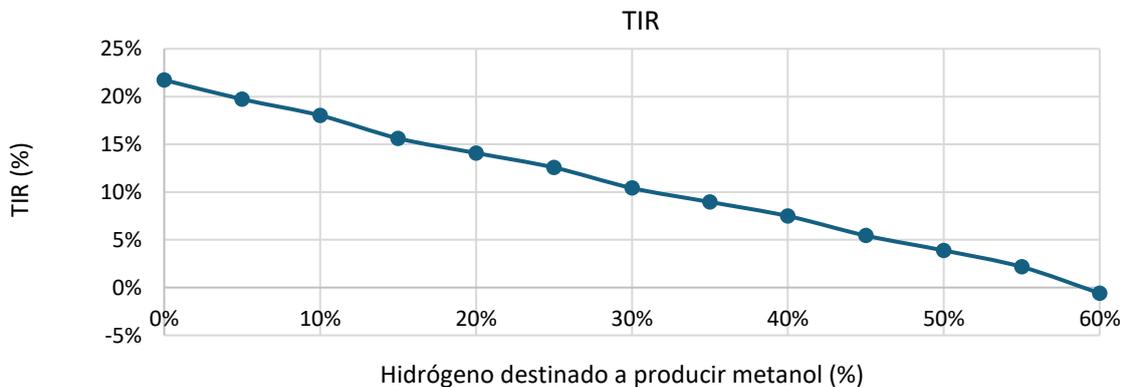
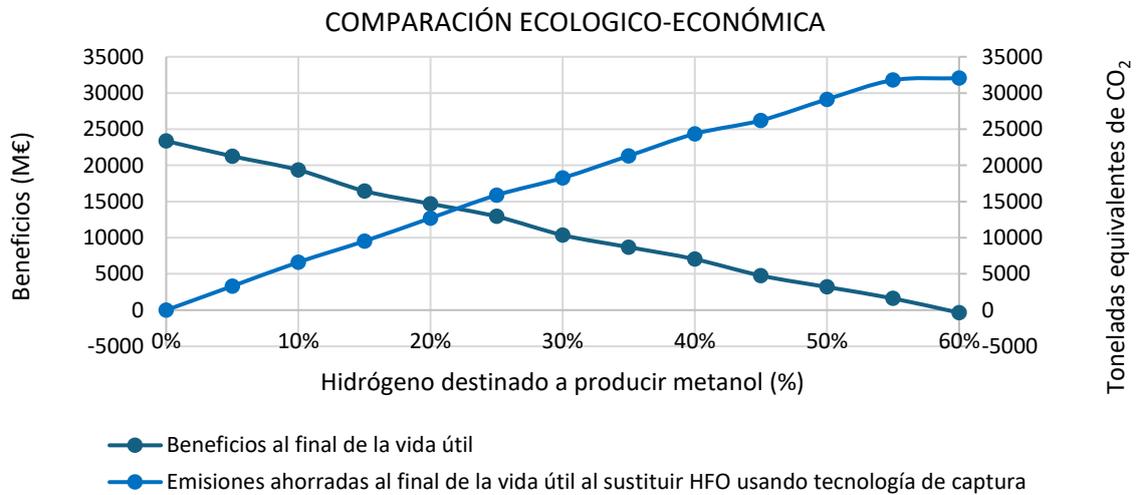


Ilustración 15: Esquema del volumen de control del proyecto (Fuente: Elaboración propia).

Para seleccionar adecuadamente un punto para el proyecto, se ha realizado un análisis de sensibilidad del flujo de H₂ desviado. A continuación, se exponen los resultados más relevantes:



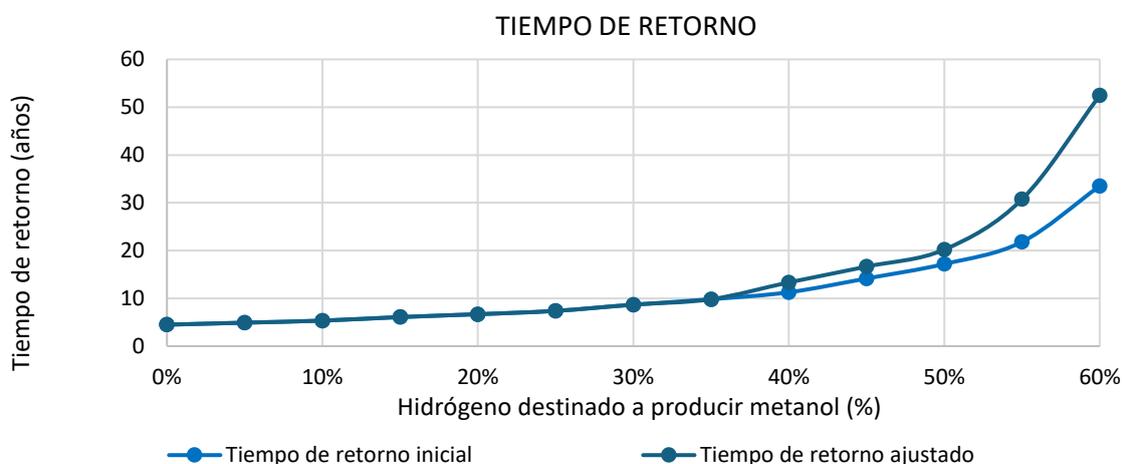


Ilustración 16: Gráficos del estudio de sensibilidad
(Fuente: Elaboración propia).

Como se observa en las gráficas, todos los valores con menos del 56% del hidrógeno destinado a la producción de metanol presentan un TIR superior al 2%. Por lo tanto, según los criterios del proyecto, podrían ser económicamente beneficiosos. A partir de la selección de varios puntos en las gráficas que se encuentran por debajo de este umbral y analizando sus características más relevantes, se ha elaborado la siguiente tabla:

TABLA SELECCIÓN DEL PUNTO DE FUNCIONAMIENTO				
Hidrogeno que se va a convertir (%)	10%	25%	40%	54,55%
Masa anual de O2 (t)	630.720,00	605.491,20	580.262,40	555.033,60
Masa anual de H2 (t) que se va a vender	70.956,00	56.764,80	43.519,68	31.531,16
Masa anual de CH3OH (t)	42.048,00	100.915,20	154.736,64	201.856,21
Tiempo de retorno inicial (años)	5,33	7,37	11,27	21,29
Tiempo de retorno ajustado (años)	5,33	7,37	13,33	30,00
Beneficios al final de la vida útil (M€)	19.361,04	12.938,24	7.042,29	1.756,96
TIR (%)	18,02%	12,57%	7,48%	2,32%
Emissiones ahorradas de CO ₂ equivalente al sustituir HFO	3.669,94	8.807,85	13.505,37	17.617,95
Emissiones ahorradas de CO ₂ equivalente al sustituir HFO y usar tecnologías de captura	6.618,55	15.884,53	24.356,28	31.773,12

Tabla 17: Tabla comparativa para la selección del punto de funcionamiento
(Fuente: Elaboración propia).

A lo largo del proyecto, se ha enfatizado repetidamente en la importancia de desarrollar tecnologías más sostenibles y limpias para avanzar hacia un futuro descarbonizado y mitigar problemas como los relacionados con el cambio climático. Por esta razón, y a pesar de que no sea la opción económicamente más viable, se ha escogido como punto de funcionamiento el último de ellos, para mantener la coherencia del documento.

A1.3. Tabla de resultados y eficiencia global.

Una vez justificada la selección del punto de funcionamiento, realizado el estudio de sensibilidad y el análisis económico, se presentará a continuación una tabla resumen con los principales resultados numéricos de todos los ámbitos del proyecto.

TABLA DE CÁLCULO DE METANOL GENERADO POR EL PROYECTO	
REACTOR NUCLEAR: Westinghouse Lead Fast Reactor	
Potencia utilizada del reactor	382,28 MW
Energía anual	3.348,74 GWh
ELECTROLIZADOR ALCALINO: ThyssenKrupp Nucera Scalum	
Potencia demandada por Scalum	18.000 kW
Número de electrolizadores	22
Tasa de conversión	4,50 kWh/Nm ³
Volumen de hidrógeno anual	770.880.000 Nm ³
Densidad del hidrógeno	0,09 kg/m ³
Masa anual de H ₂	69.379.200 kg
Porcentaje del hidrogeno que se va a convertir	54,55%
Masa anual de H ₂ que se va a convertir	37.848.040 kg
GENERACIÓN DE E-COMBUSTIBLE	
Reacción de hidrogenación	CO ₂ +3H ₂ → CH ₃ OH+H ₂ O
M (H ₂)	2,00 g/mol
n (H ₂)	18.924.020.078 mol
n (CH ₃ OH)	6.308.006.692 mol
M (CH ₃ OH)	32,00 g/mol
Masa anual de CH ₃ OH	201.856,21 t
PCI (CH ₃ OH)	19,90 MJ/kg
Energía anual CH ₃ OH	4.016.938,66 GJ
GENERACIÓN DE OXÍGENO EN EL ELECTROLIZADOR	
Reacción de electrolisis	2H ₂ O → 2H ₂ +O ₂
n (O ₂)	17.344.800.000 mol
M (O ₂)	32,00 g/mol
Masa anual de O ₂	555.033,60 t
SUSTITUTIVO DE COMBUSTIBLES CONVENCIONALES	
Combustible	HFO
PCI (HFO)	42,60 MJ/kg
Millones de toneladas anuales de HFO equivalentes	0,09 Mt
Porcentaje de la demanda cubierta de HFO	5,47%

SUSTITUTIVO DE COMBUSTIBLES CONVENCIONALES	
Combustible	MGO
PCI (HFO)	42,70 MJ/kg
Millones de toneladas anuales de HFO equivalentes	0,09 Mt
Porcentaje de la demanda cubierta de HFO	15,53%
ENERGÍA ELECTRICA NECESARIA	
ALIMENTACIÓN DE EQUIPOS	
Energía generador de metanol	593.255,41 MWh
Potencia necesaria	67,72 MW
Potencia disponible para el reactor	382,28MW
Potencia libre después del reactor y la planta de e-metanol	0,00 MW
ANÁLISIS ECONÓMICO	
COSTES INICIALES	
Reactor nuclear (2020)	1.352.400.000 €
Electrolizador (2021)	316.800.000 €
Generador de metanol (2022)	116.017.860 €
Reactor nuclear (2024)	1.631.129.640 €
Electrolizador (2024)	372.493.440 €
Generador de metanol (2024)	125.832.971 €
Costes iniciales totales	2.129,46 M€
COSTES ANUALES	
Reactor nuclear (2017)	88,48 M€/año
Electrolizador (2015)	194,88 M€/año
Generador de metanol (2022)	18,48 M€/año
Reactor nuclear (2024)	110,17 M€/año
Electrolizador (2024)	247,48 M€/año
Generador de metanol (2024)	20,04 M€/año
Costes anuales totales	377,69 M€/año
INGRESOS	
Precio metanol	535,00 €/t
Ingresos metanol	107,99 M€/año
Precio hidrógeno	10,00 €/kg
Ingresos hidrógeno	315,31 M€/año
Precio oxígeno	98,00 €/t
Ingresos oxígeno	54,39 M€/año
Ingresos anuales totales	477,70 M€/año

TIEMPO DE RETORNO	
Costes fijos iniciales	2.129,46 M€
Beneficios anuales	100,01 M€/año
Tiempo de retorno inicial	21,29 años
Vida media reactor	60 años
Vida media electrolizador	10 años
Vida media central e-combustible	20 años
Coste adicional reactor nuclear	0,00 €
Coste adicional electrolizador	744.986.880 €
Coste adicional generador de metanol	125.832.971 €
Costes instalaciones	3.000,28 M€
Tiempo de retorno después del ajuste	30,00 años
BENEFICIOS AL FINAL DE LA VIDA ÚTIL	
Vida útil instalación	60,00 años
nº de reactores	1,00 unidades
nº de electrolizadores	6,00 unidades
nº de generadores de metanol	3,00 unidades
Beneficios al final de la vida útil	1.756,96 M€
MARCADORES ECONÓMICOS DE LA INVERSIÓN	
Tasa de actualización	0,02
VAN	11,41 €
TIR	2,32%
ESTUDIO DE LA SUPERFICIE DE LA INSTALACIÓN	
Superficie SMR	4.650 m ²
Superficie electrolizador	50.970,24 m ²
Superficie planta e-combustible	87.665,16 m ²
Superficie total	143.285,40 m ²
CÁLCULO DE EMISIONES	
EMISIONES METANOL	
n (CO ₂)	6.308.006.692 mol
Peso molar CO ₂	44,00 g/mol
CO ₂ capturado para formar metanol	277.552,29 t
CO ₂ emitido sin captura postcombustión	277.552,29 t
Eficiencia de captura	85%
CO ₂ emitido con captura postcombustión	41.632,84 t
Emisiones netas sin captura de gases	0,00 t/año
Emisiones netas con captura de gases	-235.919,45 t/año

EMISIONES AHORRADAS SI SE SUSTITUYE EL HFO	
Masa de combustible	94.294,33 t/año
Factor de carbono	3,11 g/g fuel
Masa de CO ₂ equivalente	293.632,56 t de CO ₂ equivalente/año
EMISIONES AHORRADAS SI SE SUSTITUYE EL MGO	
Masa de combustible	94.073,50 t/año
Factor de carbono	3,21 g/g fuel
Masa de CO ₂ equivalente	301.599,66 t de CO ₂ equivalente/año
EMISIONES AHORRADAS TOTALES	
CASO 1: HFO sin captura	293.632,56 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 2: HFO con captura	529.552,01 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 3: MGO sin captura	301.599,66 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 4: MGO con captura	537.519,11 t de CO ₂ equivalente/año
CASO 1: HFO durante toda la vida útil	17,62 Mt de CO ₂ equivalente
CASO 2: HFO durante toda la vida útil con captura	31,77 Mt de CO ₂ equivalente
CASO 3: MGO durante toda la vida útil	18,10 Mt de CO ₂ equivalente
CASO 4: MGO durante toda la vida útil con captura	32,25 Mt de CO ₂ equivalente
CONSUMO DE AGUA	
AGUA E-COMBUSTIBLE	
n (H ₂ O)	6.308.006.693 mol
M (H ₂ O)	18 g/mol
Masa anual de H ₂ O generada	113.544.120 kg
Densidad agua	1.000 kg/m ³
Volumen de agua generada	113.544.120 L/año
AGUA ELECTROLISIS	
Agua necesaria	2.234.010.240 L/año
Agua descartada	686.854.080 L/año
Agua consumida	1,43 hm ³ /año
Agua consumida al final de la vida útil	86,02 hm ³

Tabla 18: Tabla con los principales resultados del proyecto
(Fuente: Elaboración propia).

Al convertir 3.348,74 GWh a megajulios, se obtiene una cifra de 12.055.480,51 GJ. Considerando que, como se ha expuesto en **Tabla 18**, la energía liberada al combustionar el metanol es de 4.016.938,66 GJ, se obtiene una eficiencia total del 33,32 %.

ANEXO II:

Material de apoyo.

A2.1. Colección de tablas.

Tablas del Capítulo II: Revisión de los reactores modulares pequeños y selección del más adecuado:

DESIGN	OUTPUT (MWe/ module)	NUMBER OF MODULES	TYPE	DESIGNER	COUNTRY	STATUS
SINGLE UNIT LWR-SMRs						
CAREM	30	1	PWR	CNEA	Argentina	Under construction
SMART	100	1	PWR	KAERI	Korea	Certified design
ACP100	125	1	PWR	CNNC	China	Construction began in 2019
SMR-160	160	1	PWR	Holtec International	United States	Conceptual design
BWRX-300	300	1	BWR	GE Hitachi	United States- Japan	First topical reports submitted to the US NRC and to the CNSC as part of the licensing process
CANDU SMR	300	1	PHWR	SNC-Lavalin	Canada	Conceptual design
UK SMR	450	1	PWR	Rolls Royce	United Kingdom	Conceptual design
MULTI-MODULE LWR-SMRs						
NuScale	50	12	PWR	NuScale Power	United States	Certified design. US NRC design approval received in August 2020
RITM-200	50	2	PWR	OKBM Afrikantov	Russia	Land-based nuclear power plant – conceptual design
Nuward	170	2 to 4	PWR	CEA/EDF/Naval Group/ TechnicAtome	France	Conceptual design

MOBILE SMRs						
ACPR50S	60	1	Floating PWR	CGN	China	Under construction
KLT-40S	35	2	Floating PWR	OKBM Afrikantov	Russia	Commercial operation
GEN IV SMRs						
Xe-100	80	1 to 4	HTGR	X-energy LLC	United States	Conceptual design
ARC-100	100	1	LMFR	Advanced Reactor Concepts LLC	Canada	Conceptual design
KP-FHR	140	1	MSR	Kairos Power	United States	Pre-conceptual design
IMSR	190	1	MSR	Terrestrial Energy	Canada	Basic design
HTR-PM	210	2	HTGR	China Huaneng/CNEC/ Tsinghua University	China	Under construction
EM2	265	1	GMFR	General Atomics	United States	Conceptual design
Stable Salt Reactor	300	1	MSR	Moltex Energy	United Kingdom	Pre-conceptual design
Natrium	345	1	SFR	Terrapower/GE Hitachi	United States	Conceptual design
Westing-house Lead Fast Reactor	450	1	LMFR	Westinghouse	United States	Conceptual design
MMRs						
eVinci	0,2-5	1	Heat pipe reactor	Westinghouse	United States	Basic design
Aurora	2	1	LMFR	Oklo	United States	Licence application submitted to the US NRC
U-Battery	4	1	HTGR	Urenco and partners	United Kingdom	Basic design
MMR	> 5	1	HTGR	USNC	United States	Basic design

Tabla 19: Muestra representativa de diseños de SMR en desarrollo a nivel mundial (NUCLEAR ENERGY AGENCY, 2021).

DESIGN	TYPE	DESIGNERS	COUNTRY	STATUS
WATER COOLED SMALL MODULAR REACTORS (LAND BASED)				
CAREM	PWR	CNEA	Argentina	Under construction
ACP100	PWR	CNNC	China	Detailed Design
CANDU SMR	PHWR	Candu Energy Inc (SNC-Lavalin Group)	Canada	Conceptual Design
CAP200	PWR	SNERDI/SPIC	China	Conceptual Design
DHR400	LWR (pool type)	CNNC	China	Basic Design
HAPPY200	PWR	SPIC	China	Detailed Design
TEPLATOR™	HWR	UWB Pilsen & CIIRC CTU	Czech Republic	Conceptual Design
NUWARD	PWR	EDF, CEA, TA, Naval Group	France	Conceptual Design
IRIS	PWR	IRIS Consortium	Multiple Countries	Basic Design
DMS	BWR	Hitachi-GE Nuclear Energy	Japan	Basic Design
IMR	PWR	MHI	Japan	Conceptual Design
SMART	PWR	KAERI and K. A. CARE	Republic of Korea, and Saudi Arabia	Certified Design
RITM-200	PWR	JSC "Afrikantov OKBM"	Russian Federation	Under Development
UNITHERM	PWR	NIKIET	Russian Federation	Conceptual Design
VK-300	BWR	NIKIET	Russian Federation	Detailed Design
KARAT-45	BWR	NIKIET	Russian Federation	Conceptual Design
KARAT-100	BWR	NIKIET	Russian Federation	Conceptual Design
RUTA-70	PWR	NIKIET	Russian Federation	Conceptual Design
ELENA	PWR	National Research Centre "Kurchatov Institute"	Russian Federation	Conceptual Design
UK SMR	PWR	Rolls-Royce and Partners	United Kingdom	Conceptual Design

NuScale	PWR	NuScale Power Inc.	United States of America	Under Regulatory Review
BWRX-300	BWR	GE-Hitachi Nuclear Energy and Hitachi GE Nuclear Energy	United States of America, Japan	Pre-licensing
SMR-160	PWR	Holtec International	United States of America	Preliminary Design
W-SMR	PWR	Westinghouse Electric Company, LLC	United States of America	Conceptual Design
mPower	PWR	BWX Technologies, Inc	United States of America	Conceptual Design
WATER COOLED SMALL MODULAR REACTORS (MARINE BASED)				
KLT-40S	PWR in Floating NPP	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	In Operation
RITM-200M	PWR in FNPP	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	Under Development
ACPR50S	PWR in FNPP	CGNPC	China	Conceptual Design
ABV-6E	PWR in FNPP	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	Final design
VBER-300	PWR in FNPP	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	Licensing Stage
SHELF	PWR in Immersed NPP	NIKIET	Russian Federation	Detailed Design
HIGH TEMPERATURE GAS COOLED SMALL MODULAR REACTORS				
HTR-PM	HTGR	INET, Tsinghua University	China	Under Construction
StarCore	HTGR	StarCore Nuclear	Canada/UK/US	Pre-Conceptual Design
GTHTR300	HTGR	JAEA	Japan	Pre-licensing
GT-MHR	HTGR	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	Preliminary Design
MHR-T	HTGR	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	Conceptual Design
MHR-100	HTGR	JSC Afrikantov OKBM	Russian Federation	Conceptual Design
PBMR-400	HTGR	PBMR SOC Ltd	South Africa	Preliminary Design
A-HTR-100	HTGR	Eskom Holdings SOC Ltd.	South Africa	Conceptual Design

HTMR-100	HTGR	Steenkampskraal Thorium Limited	South Africa	Conceptual Design
Xe-100	HTGR	X-Energy LLC	United States of America	Basic Design
SC-HTGR	HTGR	Framatome, Inc.	United States of America	Conceptual Design
HTR-10	HTGR	INET, Tsinghua University	China	Operational
HTTR-30	HTGR	JAEA	Japan	Operational
RDE	HTGR	BATAN	Indonesia	Conceptual Design
FAST NEUTRON SPECTRUM SMALL MODULAR REACTORS				
BREST-OD-300	LMFR	NIKIET	Russian Federation	Detailed Design
ARC-100	Liquid Sodium	ARC Nuclear Canada, Inc.	Canada	Conceptual Design
4S	LMFR	Toshiba Corporation	Japan	Detailed Design
microURANUS	LBR	UNIST	Korea, Republic of	Pre-Conceptual Design
LFR-AS-200	LMFR	Hydromine Nuclear Energy	Luxembourg	Preliminary Design
LFR-TL-X	LMFR	Hydromine Nuclear Energy	Luxembourg	Conceptual Design
SVBR	LMFR	JSC AKME Engineering	Russian Federation	Detailed Design
SEALER	LMFR	LeadCold	Sweden	Conceptual Design
EM2	GMFR	General Atomics	United States of America	Conceptual Design
Westinghouse LFR	LMFR	Westinghouse Electric Company, LLC.	United States of America	Conceptual Design
SUPERSTAR	LMFR	Argonne National Laboratory	United States of America	Conceptual Design
MOLTEN SALT SMALL MODULAR REACTORS				
Integral MSR	MSR	Terrestrial Energy Inc.	Canada	Conceptual Design
smTMSR-400	MSR	SINAP, CAS	China	Pre-Conceptual Design
CA Waste Burner 0.2.5	MSR	Copenhagen Atomics	Denmark	Conceptual Design
ThorCon	MSR	ThorCon International	International Consortium	Basic Design

FUJI	MSR	International Thorium Molten-Salt Forum: ITMSF	Japan	Experimental Phase
Stable Salt Reactor - Wasteburner	MSR	Moltex Energy	United Kingdom / Canada	Conceptual Design
LFTR	MSR	Flibe Energy, Inc.	United States of America	Conceptual Design
KP-FHR	Pebble-bed salt cooled Reactor	KAIROS Power, LLC.	United States of America	Conceptual Design
Mk1 PB-FHR	FHR	University of California at Berkeley	United States of America	Pre-Conceptual Design
MCSFR	MSR	Elysium Industries	USA and Canada	Conceptual Design
MICRO MODULAR REACTORS				
Energy Well	FHTR	Centrum výzkumu Řež	Czech Republic	Pre-Conceptual Design
MoveluX	Heat Pipe	Toshiba Corporation	Japan	Conceptual Design
U-Battery	HTGR	Urenco	United Kingdom	Conceptual Design
Aurora	FR	OKLO, Inc.	United States of America	Conceptual Design
Westinghouse eVinci	Heat Pipe	Westinghouse Electric Company, LLC.	United States of America	Under Development
MMR	HTGR	Ultra Safe Nuclear Corporation	United States of America	Preliminary Design

Tabla 20: Listado completo de SMRs considerados para la selección del reactor (ARIS, 2020).

NAME	COMPANY	REACTOR TYPE	FUEL	REFRIGERANT	MODERATOR	THERMAL OUTPUT	ELECTRICAL OUTPUT	ENRICHMENT	CONTROL	STATE
High Temperature Gas Cooled SMR										
GT-MHR	OKBM Afrikantov	Modular Helium REACTOR	Coated particle fuel in compacts, hexagonal prism graphite blocks	Helium	Graphite	600 MW	288 MW	14-18%	Control rods	Preliminary Design completed
MHR-T	OKBM Afrikantov	Modular Helium high temperature REACTOR	Coated particle fuel in compacts, hexagonal prism graphite blocks	Helium	Graphite	4x600 MW	4x205,5 MW	<20% LEU	Control rods	Conceptual design
MHR-100	OKBM Afrikantov	Modular Helium REACTOR	Hexagonal prism graphite blocks with coated particle fuel	Helium	Graphite	215 MW	25-87 MW	<20% LEU	Control rods	Conceptual design
Molten Salt SMR										
FUJI	International Thorium Molten Salt	Molten salt reactor	Molten salt with Th and U	Molten fluoride	Graphite	450 MW	200 MW	2,0% (0,24%U233 +12,0%Th)	Control rod, pump speed	Basic

smTMS R-400	SINAP	Molten salt reactor	-	LiF - BeF ₂ - ZrF ₄ - ThF ₄ - UF ₄ fuel salt	Graphite	400 MW	168 MW	19,75%	Control rods, Negative reactivity feedback, Online fuel addition, Draining off fuel salt	Pre- conceptual
Fast Neutron Spectrum SMR										
WLFR	Westinghouse Electric	Pool type, liquid metal cooled fast reactor	Oxide, with provision for transition to UN	Lead	Fast spectrum	950 MW	450 MW	19,75%	-	Conceptual design

Tabla 21: Tabla comparativa de los SMR que cumplen los requisitos
(ARIS, 2020).

A2.2. Bibliografía.

- 4e, giz, H2 lac y United Nations. (2021). *Preguntas y respuestas – Introducción a la industria del hidrógeno verde.*
- ACCIONA. (2024). *El mar como fuente de agua potable y sostenible para las islas.* Obtenido de <https://experience.acciona.com/es/agua/mar-fuente-agua-potable-sostenible-islas/>
- Afirma Financial Solutions. (2021). Obtenido de Hidrógeno verde 3 : <https://afs-services.com/2021/04/>
- Ahechu, A. A. (2022). Diseño y evaluación de electrolizadores basado en membrana de intercambio aniónico (AEM). *Universidad Pública de Navarra.*
- Anderson, R. R. (2023). ¿Qué es el e-fuel y por qué un combustible sintético será clave a partir de 2035? *El confidencial.*
- Aragón, E. D. (2023). Durante la COP28, Cepsa y C2X han anunciado el desarrollo en Huelva de la mayor planta de metanol verde de Europa. *H2 Hidrógeno VERDE.*
- ARIS. (2020). *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments.* Viena.
- Asiain, I. (11 de Marzo de 2023). *El Español.* Obtenido de https://www.elespanol.com/enclave-ods/historias/20230311/accidente-fukushima-radiografia-mayor-catastrofe-nuclear-siglo/747425542_0.html
- BBVA. (2023). *¿Qué son las energías renovables y por qué son importantes?* Obtenido de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-las-energias-renovables-y-por-que-son-importantes/>
- Brauns, J., & Turek, T. (2020). *Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review .* Obtenido de <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/2/248>
- Brey, J. (2022). LA ELECTRÓLISIS COMO UNA HERRAMIENTA CLAVE DE LA DESCARBONIZACIÓN DEL SIGLO XXI. *Economía Industrial.*
- Bunker Oil. (s.f.). *Our products.* Obtenido de <https://www.bunkeroil.no/en/category/fuel>
- Clemente, R., González Pellicer, P., & Chaparro, M. (2024). Nautilus, el submarino nuclear que superó los sueños de Jules Verne. *LA VANGUARDIA.*
- Consejo insular de aguas de Gran Canaria. (2023). *PLAN HIDROLÓGICO DE GRAN CANARIA: Ciclo de Planificación 2021-2027.*
- CRYOSPAIN. (2021). *¿Qué es el LH2? Usos y aplicaciones del hidrógeno líquido.* Obtenido de <https://cryospain.com/es/lh2-usos-aplicaciones-hidrogeno-liquido>
- CSIRO. (2022). *Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno.*

- Díaz, P., Petersen, C., & González, D. (2017). *Informe Parcial 2: Estimación de costos y análisis de rentabilidad del proyecto de implantación de una central nuclear en Chile*. Idom.
- eFuel alliance. (2022). *eFuels applications*. Obtenido de <https://www.efuel-alliance.eu/efuels/applications>
- El Liberal. (2021). *El gas natural cierra su semana más cara con una subida del 27,57%*. Obtenido de <https://theobjective.com/economia/2021-12-24/el-gas-natural-cierra-su-semana-mas-cara-con-una-subida-del-2757/>
- Elcacho, J. (2020). Qué son el e-metanol y el metanol verde y por qué pueden marcar el futuro de los buques de carga. *La Vanguardia*.
- energy institute. (2024). *Ship-based carbon capture demonstration pilot suggests capture rates up to 85% are achievable*. Obtenido de <https://knowledge.energyinst.org/new-energy-world/article?id=138606>
- Escrivá, A. (2024a). Producción de Hidrógeno a partir de agua. En *Hidrógeno como Vector Energético*. UPV.
- Escrivá, A. (2024b). Aplicaciones del hidrógeno. En *Hidrógeno como Vector Energético*. UPV.
- evcValuation. (2024). *Cost-to-Capacity Method: Applications and Considerations*. Obtenido de <https://evcvaluation.com/cost-to-capacity-method-applications-and-considerations/>
- Foote, E. N. (1856). Circunstancias que afectan el calor de los rayos del sol. *The American Journal of Science and Arts*, 377-382.
- Foro Nuclear. (s.f.). *Preguntas y respuestas: ¿Qué es el carbón y qué usos tiene?* Obtenido de <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-el-carbon-y-que-usos-tiene/>
- Franco, A., & Giovannin, C. (2023). Recent and Future Advances in Water Electrolysis for Green Hydrogen Generation: Critical Analysis and Perspectives. *MDPI*.
- good new energy. (2020). *¿Qué es el GNL y por qué es la única alternativa real para el transporte marítimo?* Obtenido de <https://goodnewenergy.enagas.es/sostenibles/que-es-el-gnl-y-por-que-es-la-unica-alternativa-real-para-el-transporte-maritimo/>
- H2 Hidrógeno VERDE. (s.f.). *PRECIO DEL HIDRÓGENO*. Obtenido de <https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/>
- Howard, G. (2024). X-Press Feeders launches green methanol feeder network. *SeatradeMaritime NEWS*.
- HyProvide™. (2019a). HyProvide™ A-Series: Efficient and scalable production of green hydrogen from renewable energy sources.
- HyProvide™. (b). *Technical Specs A-Series & X-Series*.

- HySTAT. (2021a). HySTAT® ALKALINE ELECTROLYZERS: HySTAT® - 100.
- HySTAT. (2021b). HySTAT® ALKALINE ELECTROLYZERS: HySTAT® - 10, HySTAT® - 15 and HySTAT® - 30.
- HySTAT. (2021c). *HySTAT® ALKALINE ELECTROLYZERS: HySTAT® - 70*.
- Ingersoll, D. T. (2016a). En *A brief history of small nuclear power (1950–2000)*. Woodhead Publishing.
- Ingersoll, D. T. (2016b). *The rise of current small modular reactors (2000–2015)*. Woodhead Publishing.
- INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION. (2021). Obtenido de Accounting for well-to-wake carbon dioxide equivalent emissions in maritime transportation climate policies : <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Well-to-wake-co2-mar2021-2.pdf>
- International Labour Organization. (2018). *METANOL - Alcohol metílico - Carbinol*. Obtenido de https://chemicalsafety.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=es&p_card_id=0057&p_version=2
- International Renewable Energy Agency. (2022). *Hydrogen*. Obtenido de <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>
- International Transport Forum y Corporate Partnership Board Report. (2023). *The Potential of E-fuels to Decarbonise Ships and Aircraft*.
- IRENA. (2020). *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION: SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL*.
- IRENA. (2023). *Water for hydrogen production*.
- Jiménez, M. (2024). Puertos españoles 2023: Los “MÁS”. *Diario del puerto*.
- Krámnik, I. (23 de Enero de 2014). *Comunidad Submarina Latinoamericana*. Obtenido de <https://www.elsnorkel.com/2014/01/1954uss-nautilus-nueva-dimension-de-la.html>
- Kuckshinrichs, W., Ketelaer, T., & Christian Koj, J. (2017). Economic Analysis of Improved Alkaline Water Electrolysis. *frontiers*.
- Linklater, D. (2023). Porsche eFuel: how it wants to save the car you're already driving (even if it's not a Porsche). *DRIVEN CAR GUIDE*.
- Llorente, I. (2024). Garray acogerá en el PEMA una planta de producción de metanol verde promovida por un grupo francés. *HERALDO-DIARIO DE SORIA*. Obtenido de Garray acogerá en el PEMA una planta de producción de metanol verde promovida por un grupo francés: <https://www.heraldodiariodesoria.es/soria/240716/174320/garray-acogera-pema-planta-produccion-metanol-verde-promovida-grupo-frances.html>

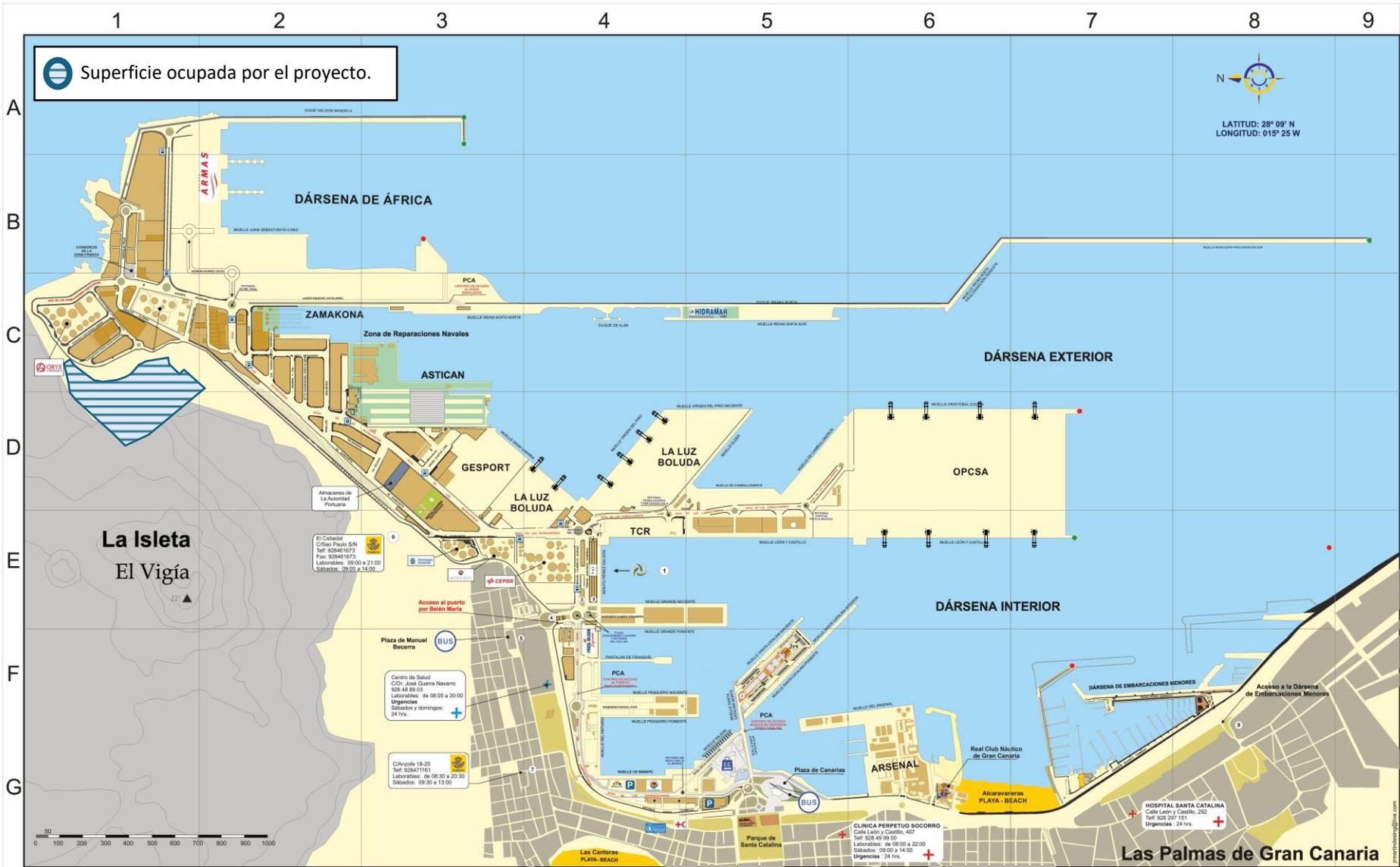
- MAN. (2023). Methanol as marine fuel Scalable energy transition with MAN B&W ME-LGIM.
- McPhy. (2020). Obtenido de McLyzer: Produce your hydrogen on-site, on demand, according to your specifications:
https://www.hannovermesse.de/apollo/hannover_messe_2024/obs/Binary/A1334270/1334270_04473362.pdf
- Methanex Corporation. (2024). *Pricing*. Obtenido de <https://www.methanex.com/about-methanol/pricing/>
- NUCLEAR ENERGY AGENCY. (2021). Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities.
- Nuevo, D. (2023). *Electrolizador de hidrógeno: qué es y cómo funciona*. Obtenido de <https://www.tecpa.es/electrolizador-de-hidrogeno/>
- Nuevo, D. (2024). *Los electrolizadores de hidrógeno: qué son, tipos y empresas*. Obtenido de <https://eshidrogeno.com/electrolizadores-hidrogeno/>
- OBSERVATORIO DE LOS SERVICIOS PORTUARIOS y Shipping Business Consultants. (2020). *ESTUDIO DE LAS NECESIDADES E IMPLICACIONES DE LA DETERMINACIÓN DEL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE A BUQUES COMO SERVICIO PORTUARIO CONFORME A LO ESTABLECIDO EN EL REGLAMENTO UE 2017/352*. Obtenido de https://observatorio.puertos.es/DOC_PUBLICOS/Estudio%20de%20las%20implicaciones%20de%20la%20determinaci%C3%B3n%20del%20suministro%20de%20combustible%20a%20buques%20como%20servicio%20portuario.pdf
- ONU. (1991). *Conservación de energía en las industrias mecánicas forestales*. Obtenido de FAO - Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación: <https://www.fao.org/4/T0269S/T0269S14.htm>
- ONU. (s.f.). *Causas y efectos del cambio climático*. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change>
- Organismo Internacional de Energía Atómica. (2020). *Westinghouse Lead Fast Reactor (Westinghouse Electric Company LLC, United States of America)*.
- Organización de las Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Portal Jardín. (s.f.). *pixabay: Imagen de Torres, Alta tensión y Electricidad*. Obtenido de <https://pixabay.com/es/photos/torres-alta-tensi%C3%B3n-electricidad-1173395/>
- Portella, A. F. (2022). *E-Metanol: El biocombustible del presente y del futuro*. Obtenido de <https://www.nexteducacion.com/noticias/e-metanol-el-biocombustible-del-presente-y-del-futuro/>
- Puerto de las Palmas. (2019). Obtenido de <https://www.palmasport.es/wp-content/uploads/2019/04/PLANOS-Puerto-de-Las-Palmas.pdf>

- Retuerto, M. (2021). *IDEA GREEN*. Obtenido de Descubre los tipos de electrolizadores que existen actualmente, cómo funcionan y sus principales características.: <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>
- Roca, J. A. (2023). *El déficit de gas natural de América Latina crecerá mientras la producción de nuevos recursos siga siendo un reto*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/el-deficit-de-gas-natural-de-america-latina-crecera-mientras-la-produccion-de-nuevos-recursos-siga-siendo-un-reto/>
- Roca, R. (2023). Los residuos nucleares reciclados pueden proporcionar energía limpia a Europa durante 1.000 años. *El periódico de la energía*.
- Rodríguez, H. (2022). *¿Cuánto sabes sobre energía nuclear?* Obtenido de https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/cuanto-sabes-sobre-energia-nuclear_19006
- RTVE. (17 de Julio de 2023). *Eunice Newton Foote, la meteoróloga que anticipó la ciencia climática*. Obtenido de <https://www.rtve.es/noticias/20230717/eunice-newton-foote-pionera-meteorologia-co2/2452213.shtml>
- Slome, S. (2024). *Making money out of thin air: Valorizing the oxygen byproduct of green hydrogen production*. Obtenido de NexanTECA: <https://www.nexanteca.com/blog/202401/making-money-out-thin-air-valorizing-oxygen-byproduct-green-hydrogen-production>
- Su, C., Wei, H., Wang, Z., Ayed, H., Mouldi, A., & Akbar Shayesteh, A. (2022). Economic accounting and high-tech strategy for sustainable production: A case study of methanol production from CO₂ hydrogenation. *ELSEVIER*.
- Tecnicas Reunidas. (2023). *Técnicas Reunidas inicia la ingeniería para una planta de producción de e-metanol con hidrógeno verde en Almería*. Obtenido de <https://www.tecnicasreunidas.es/es/tecnicas-reunidas-inicia-la-ingenieria-para-una-planta-de-produccion-de-e-metanol-con-hidrogeno-verde-en-almeria/>
- Teräsvirta, A., Syri, S., & Hiltunen, P. (2020). Small Nuclear Reactor—Nordic District Heating. *energies*.
- The Engineering Toolbox. (s.f.). *Ammonia - Properties at Gas-Liquid Equilibrium Conditions*. Obtenido de https://www.engineeringtoolbox.com/ammonia-gas-liquid-equilibrium-condition-properties-temperature-pressure-boiling-curve-d_2013.html
- The Planet App. (2020). *¿Qué son las emisiones de CO₂ y CO₂ equivalente?* Obtenido de <https://theplanetapp.com/que-son-las-emisiones-de-co2/>
- Thyssenkrupp Nucera . (2023). *Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production*. Obtenido de https://thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2023/11/thyssenkrupp-nucera_green-hydrogen_brochure_web.pdf
- Toshiba Corporation and Central Research Institute of Electric Power Industry . (2013). *Super-Safe, Small and Simple Reacto*. Japón.

- Unión de Científicos Conscientes. (2021). *Causas de las sequías: ¿Cuál es la conexión con el cambio climático?*. Obtenido de <https://es.ucsusa.org/recursos/la-conexion-entre-las-sequias-y-el-cambio-climatico>
- user4436526. (s.f.). *FREEPIK: CH4 metano fórmula química estructura química 3D ilustración 3D*. Obtenido de https://www.freepik.es/fotos-premium/ch4-metano-formula-quimica-estructura-quimica-3d-ilustracion-3d_44908217.htm
- Vilela, A. (12 de 07 de 2022). El metanol avanza en el transporte marítimo, mientras nuevos estudios destacan los peligros del amoníaco en el mar. *H2 BUSINESS NEWS*.
- Wang, D., Khalatov, A., Shi-Ju, E., Donyk, T., & Shikhabutinova, O. (2023). Thermodynamics of GT-MHR-250 modular nuclear plant with helium reactor and gas turbine based on the complex Brayton cycle. *Thermal Science and Engineering Progress*.
- World Nuclear Association. (16 de Febrero de 2024). *Nuclear fuel cycle: Small Nuclear Power Reactors*. Obtenido de <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors#GTMHR>
- World Nuclear News. (04 de Octubre de 2022). *Westinghouse and Ansaldo Nucleare collaborate on next-gen LFR nuclear plant*. Obtenido de <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Westinghouse-and-Ansaldo-Nucleare-collaborate-on-n>
- Yusuf, O. (Septiembre de 2023). *Aprovechar la energía nucleoelectrica para la desalación con el fin de asegurar los recursos de agua dulce*. Obtenido de Organismo Internacional de Energía Atómica: <https://www.iaea.org/es/bulletin/aprovechar-la-energia-nucleoelectrica-para-la-desalacion-con-el-fin-de-asegurar-los-recursos-de-agua-dulce>

ANEXO III:

Plano del puerto.



© José Ramón Martín



- Autoridad Portuaria de Las Palmas 1
- Centro de salud / First Aid
- Hospital / Hospital
- Policía / Police 1, 5, 9
- Guardia Civil / Customs 2, 4, 8
- Aduanas y Agencia Tributaria 3
- Correos / Post office 6, 7
- BUSES 10

OFICINA PRINCIPAL
928 214 400
 08:00 h. - 15:00 h.

EMERGENCIAS PORTUARIAS
900 214 444 24h
SOS 24h
112

LAS PALMAS PORTS
 The leader in the Mid-Atlantic

ADOLFO ALONSO	C-1	JAVIER ESQUIVEL ASTELARRA	C-2-C-3	VALVANERA	D-2-D-3
ANDRÉS PERDOMO	C-1-C-2	GUILLEMO SINTES	C-3	YEOWARD LINE	D-3
ANTONIO ARMAS CURBELO	G-4-G-5	JOAQUÍN BLANCO TORRENT	G-7-F-8-F-8		
AVDA. DE LOS CONSIGNATARIOS	F-4-G-4	LA VELOCÉ	D-3		
AVDA. DE LOS CAMBULONEROS	E-4-D-5	MIGUEL CURBELO ESPINO	E-4		
AVDA. DE LAS PETROLIFERAS	C-2-D-2-3-E-3-4	MK PAVILARD	E-4		
BLANDY BROTHERS	C-2	OPDR	C-2		
CIA. NAVIERA PAQUET	F-4	OTTO THORSEN - FRED OLSEN	C-2-D-2		
CIA. TRASATLANTICA ESPAÑOLA	C-2	PEDRO PÉREZ ABRANTE	F-7-F-8		
CONSIGNATARIO PEDRO SUÁREZ SAAVEDRA	C-1	PERIODISTA JOSÉ FERRERA JIMÉNEZ	C-1		
CRUZ ROJA	G-4	PINILLOS IZQUIERDO	C-2-D-2		
EL GUICHETE	D-3-E-3	PIERO BANCHIO	C-2		
GERMÁN SUÁREZ CALVO	C-2-B-2-C1	PRÁCTICO MANUEL GONZÁLEZ QUEVEDO	C-1		
HABALD FLICK	B-1	ROSA DELIA GONZÁLEZ GIL	G-5-F-5		
IBARRA Y CIA.	C-2	ROYAL MAIL LINE	F-4		
INGENIERO RAMÓN IRIBARRÉN	E-4	TOMÁS QUEVEDO RAMÍREZ	E-4		
INGENIERO RAFAEL PICO	F-4	UNIÓN CASTLE LINE	D-3		

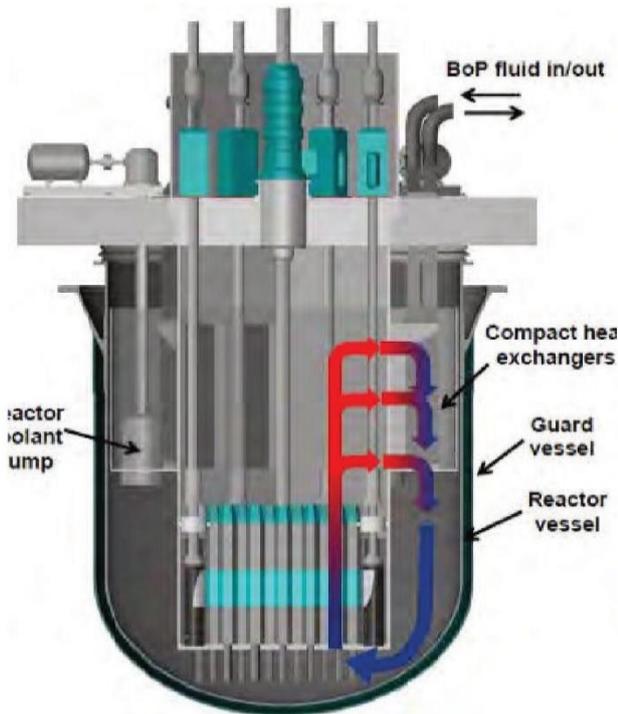
ANEXO IV:

Fichas técnicas.



Westinghouse Lead Fast Reactor (Westinghouse Electric Company, USA)

All content included in this section has been provided by and is reproduced with permission of Westinghouse Electric Company LLC, USA.



MAJOR TECHNICAL PARAMETERS

Parameter	Value
Technology developer, country of origin	Westinghouse Electric Company, LLC, U.S.A.
Reactor type	Pool-type, liquid metal cooled fast reactor
Coolant/moderator	Lead / fast-spectrum
Thermal/electrical capacity, MW(t)/MW(e)	950 / >450 (Net)
Primary circulation	Forced circulation
NSSS Operating Pressure (primary/secondary), MPa	Nearly atmospheric
Core Inlet/Outlet Coolant Temperature (°C)	420 / 600 (or higher, pending materials demonstration)
Fuel type/assembly array	Oxide, with provision for transition to UN
Fuel enrichment (%)	≤ 19.75%
Core Discharge Burnup (GWd/ton)	≥ 100
Refuelling Cycle (full power years)	≥ 24
Approach to safety systems	Passive: IAEA passive safety category B goal
Design life (years)	60 components, 100 structures
RPV height/diameter (m)	Approx. 8.0 / 7.5
Seismic Design (SSE)	Isolation of primary systems
Distinguishing features	High pressure containment not required; compact configuration with hybrid microchannel heat exchangers; non-reactor based load follow
Design status	Conceptual design

1. Introduction

The Westinghouse lead fast reactor (LFR) is a medium-output, modular plant harnessing a lead-cooled, fast spectrum core operating at high temperatures in a pool configuration reactor. High temperature operation and unique configuration of the compact reactor vessel (RV) and guard vessel (GV) present an opportunity for automatically actuated passive cooling without the need for instrumentation and control signals or moving parts. The simplicity of its safety systems, high-efficiency supercritical CO₂ (sCO₂) balance of plant (BOP), compact reactor building, absence of high-pressure containment, streamlined modular construction, and integrated non-reactor-based load following capability results in unparalleled economic potential, allowing the Westinghouse LFR to supply clean energy in the challenging market conditions.

2. Target Application

The Westinghouse LFR is designed to be a versatile plant, with baseload electricity production and load levelling as the primary design focus, but with the capability to fulfill a range of non-electric applications such as process heat, desalination, and hydrogen production needs according to market demand. Its output is sufficiently small to integrate lower-capacity grids while also being substantial enough to be used in standard baseload plant applications. High temperatures permit extremely high BOP efficiencies and use for many process heat applications. Furthermore, a lower cost per MW(e) permits further electrical boosting of process temperatures while still being competitive at any temperature. Similarly, high temperature and BOP efficiency, combined with projected low plant cost, permit the use of hybrid heat/electricity methods providing the potential for cost-effective hydrogen generation.

Integrated thermal energy storage using low-cost materials, coupled to standard BOP equipment, allows for non-reactor-based load follow to complement non-dispatchable energy forms while maximizing energy production. These capabilities could allow for the increased use of renewable technologies, making nuclear power and renewables complementary. The proposed sCO₂ power cycle is air-cooled and has high turbine outlet temperatures allowing for an expanded plant siting options and applications, including combined heat and electricity in captive markets.

The use of a fast-spectrum core also permits a wide variety of fuelling options and strategies. These range from once-through high-burnup cores, breed/burn extended life cores, MOX-fuelling for most effective plutonium utilization, and actinide burning closed cycle applications, to satisfy market demand, customer preference, and nuclear energy policy in the country of deployment.

3. Main Design Features

(a) Design Philosophy

The Westinghouse LFR was designed to harness the outstanding safety, neutronic, and thermal characteristics of molten lead coolant to simplify safety, reduce overall plant size, and maximize the BOP efficiency. This, when coupled to advanced fast-spectrum fuel cycles and non-reactor based load follow, drives towards the ultimate goals of being economically competitive against any competing energy form in free markets while maintaining mission flexibility to customers worldwide.

(b) Primary Heat Exchangers

Located in the reactor vessel pool and integrated into the core barrel internal structure are six hybrid microchannel primary heat exchangers (PHEs) to transfer heat to the secondary side working fluid; sCO₂ at 250-300 bar of pressure. With no welds in the main body, very small CO₂ channels within diffusion bonded plates, and sCO₂ headers located outside of the RV, a robust structure capable of maintaining extreme pressure differentials is created. When combined with the lack of exothermic reaction between primary lead coolant and BOP fluids, these elements allow PHE's placement directly into the RV pool with limited risk of a significant RV pressurization event, eliminating the need for an intermediate heat transport loop present in other advanced reactor technologies, resulting in a more cost competitive plant.

(c) Reactor Core

The core employs a conventional configuration, featuring solid fuel in cylindrical cladding. Various options are being investigated for the commercial fleet, including uranium nitride, while considering higher technology readiness oxide fuels (UO₂ and MOX) for the nearer-term prototype plant. An average discharge burnup of approximately 100 MW.D/kgHM is envisaged in the prototype plant, which employs a 15-15Ti-type austenitic steel cladding, such as D9, with an increase in burnup and operational temperature in the follow-on commercial plant following the adoption of higher-temperature and more irradiation resistant materials as they become available for use. The core design uses U₂₃₅ fuel with enrichment <20% while maintaining the option to burn Pu-containing fuel.

(d) Reactor Coolant System

The Westinghouse LFR features a novel reactor design configuration utilizing high power density hybrid microchannel heat exchangers (MCHE) integral to the upper part of the core barrel. The compactness of the MCHE design reduces the overall height and volume of the RV. This arrangement allows the reactor coolant pump (RCP) impellers to be placed in the lower temperature coolant discharging from the MCHEs, reducing service temperature of the rotating components and related material design challenges. The figure above depicts the primary coolant flow path. After exiting from the MCHE, primary coolant at cold pool temperature flows through the RCPs and is sent to the core, where it is heated and discharged to the upper plenum. The primary coolant is then allowed to flow radially through the MCHE and return to the RCP inlet plenum. The configuration also ensures the entire RV is in contact with lower temperature coolant, easing material requirements for this component.

(e) Balance of Plant

While supercritical water remains a high-technology-readiness, high-performance option for the LFR, a significant advantage can be captured using sCO₂. The sCO₂ offers significant efficiency and size benefits. At 600°C, efficiency is expected to surpass 48% Net, with 700°C variants capable of efficiency in the mid 50% range. Not only is sCO₂ efficient, but the associated turbomachinery size is much smaller, allowing for reduced building and foundation sizes, reducing the overall plant cost. Additionally, the characteristics of the sCO₂ cycle being developed for this application are such that air-cooling is not only possible, but preferable. The cycle being proposed delivers exceptional efficiency, reduced building volume, competitive capital cost economics, and significantly reduced water usage.

(f) Non-Reactor Load Levelling

Westinghouse is currently developing thermal energy storage systems capable of providing load-levelling for thermal power plants. The Westinghouse LFR is designed to accommodate such systems, recognizing the important role in fulfilling needs of future and diverse energy markets. The storage system maximizes

economic advantage by being integrated with the same turbine and generator as would be used for power generation, managing supply fluctuations produced by renewable sources by storing heat energy when electricity demand is low and selling produced electricity from that stored heat when it is high, all while maintaining the reactor core at full-power. For supercritical water systems, this is accomplished through manipulation of feedwater and turbine extraction flows to either increase or decrease the mass flow through the turbine. For sCO₂, the abilities of CO₂ to work in a heat cycle are harnessed, allowing storing of energy at lower temperatures as compared to those intended for use within the cycle. Manipulation of existing process flows within the sCO₂ power conversion cycle is used to store and deliver this heat, and ultimately electrical power. For both cycles, the storage of heat is in a modular assembly of low-cost, high-performance concrete plates. The combination of these technologies shows promise in providing a simplified solution which incorporates nuclear base-load, low-cost renewable energy, and variable-output grid support into a single, economic package.

The same systems and components used in the energy storage system appear capable to be integrated with solar-thermal boosting, with the potential to reduce the amount of necessary storage while marginally increasing the plant's effective size. As much of the equipment necessary is already employed by the plant and energy storage, the additional marginal cost of the collectors also appears to be economical.

4. Safety Features

The Westinghouse LFR harnesses the inherent favourable safety characteristics of the lead coolant to simplify the reactor design and lower plant cost while allowing for the highest level of safety.

(a) Robust, Inherently Safe Design Characteristics

The following characteristics of the design enhance its safety inherently:

- Thermophysical properties of lead, including its high boiling point (1745°C); atmospheric pressure operation; lack of violent chemical reaction with water, air, and sCO₂; ability to retain some key fission products; shielding capability; high thermal conductivity; and, when combined with a pool-type primary system configuration, high thermal inertia
- Lead's excellent neutronic properties for operation in fast neutron spectrum allows the fuel rod lattice to be opened relative to sodium fast reactors, resulting in a minimum neutronic penalty while providing a significant enhancement in natural circulation capability during accidents, due to the associated reduction in core pressure drop
- Integral, pool-type configuration of the primary system eliminates primary line break, thus eliminating loss of coolant concerns by design
- Favorable reactivity feedback typical of liquid metal fast reactors
- Robust, microchannel hybrid PHE reduces chance of secondary break and substantially reduces its severity; and
- Underground placement of components important to safety.

(b) Passive Heat Removal

The LFR harnesses its high temperature capability in order to use radiation heat transfer between the RV and GV to remove reactor core decay heat during a safety event. The GV is submerged in a pool of water sufficient to remove heat from the reactor through boiling long enough to ultimately transition to natural circulation air-cooling of the RV through a Reactor Vessel Air Cooling System (RVACS). The system is designed such that parasitic losses during normal plant operation are not significant, but a relatively minor increase in RV wall temperature is sufficient to increase heat loss to match core decay heat, as radiation heat transfer is a function of temperature to the 4th power.

(c) Pressurization Events

In addition to not having any source of credible RV pressurization events originating from the BOP, no BOP plenums, piping, or headers will be located within the primary containment, thus removing the potential for large leaks in nuclear-related areas. The limiting credible break size is reduced to the heat exchanger microchannels in the diffusion bonded block of the PHE. While small in terms of leak size, the pressures resulting from a microchannel break become substantial over time and still require mitigation. Due to the target of IAEA Passive Safety Category B, no isolation valves are credited for use in PHE leaks (although non-safety isolation valves will be present). Instead, filtered venting of the leaked BOP fluid is envisioned. The cleanliness of the BOP fluid prior to break, as well as the low quantity of radionuclides expected to be entrained in the escaping gas, enables the application of this solution to eliminate the need for a high-pressure containment and prevents a large buildup of stored energy.

(d) Reactivity Transients

A reliable, diverse, redundant reactivity control and shutdown system will ensure protection from this class of events.

5. Instrumentation and Control Systems

A design goal for the development of the Westinghouse LFR's plant safety systems is to not rely on signals from the instrumentation and control (I&C) system. As a result, most components, systems, and software used to control the plant will be commercial grade. To support anticipated licensing requirements, a reduced number of "safety-grade" systems will be incorporated, such as post-accident monitoring.

6. Plant Layout Arrangement

As previously-noted, the Westinghouse LFR design results in a compact nuclear system. The GV and RV will be suspended from a seismically-isolated platform into a safety pool. The safety pool into which the GV is submerged will reside in the lower levels of the plant. All of these areas, as well as an area located above the reactor platform, will be located underground. At grade elevation will be an impact shield sufficient to provide protection from external threats. No nuclear-related systems will be located above grade and all components and systems with safety significance (outside of the safety pool itself) will be placed on the isolated platform, thus truly providing a 'nuclear island.'

The use of an sCO₂ system on the LFR reduces the size of rotating BOP components significantly and eliminates the need for a large condenser to be located in the turbine building, below the turbine. Recuperators, being large masses of stainless steel, will be located outside at grade. Similarly, the air-cooled condensers will also be located in the yard. This arrangement results in a compact nuclear/turbine island with significant, large-component erection performed outside of the plant, allowing for more parallel construction activities and reduced construction duration.

7. Design and Licensing Status (Design and Testing Status)

Westinghouse has established an international team of partners dedicated to successfully delivering a high performance commercially viable plant. Harnessing the respective competencies and talents of all organizations, multiple parallel efforts are under way. A number of test facilities are currently being used or planned to be built in order to quantify and test the unique behaviors and properties of lead coolant, material compatibility, and new safety-related phenomena.

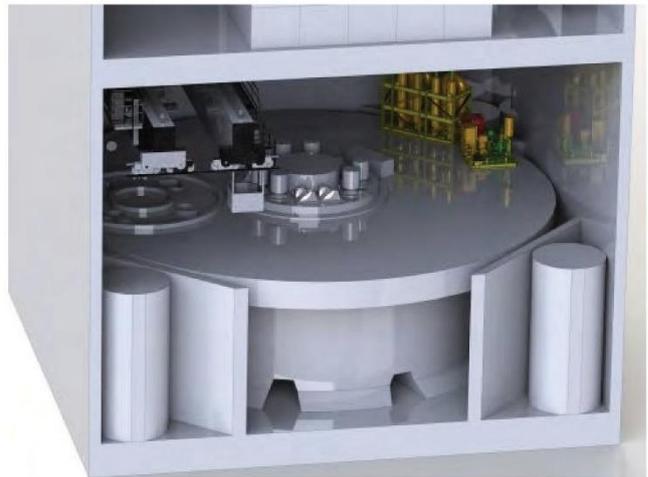
8. Development Milestones

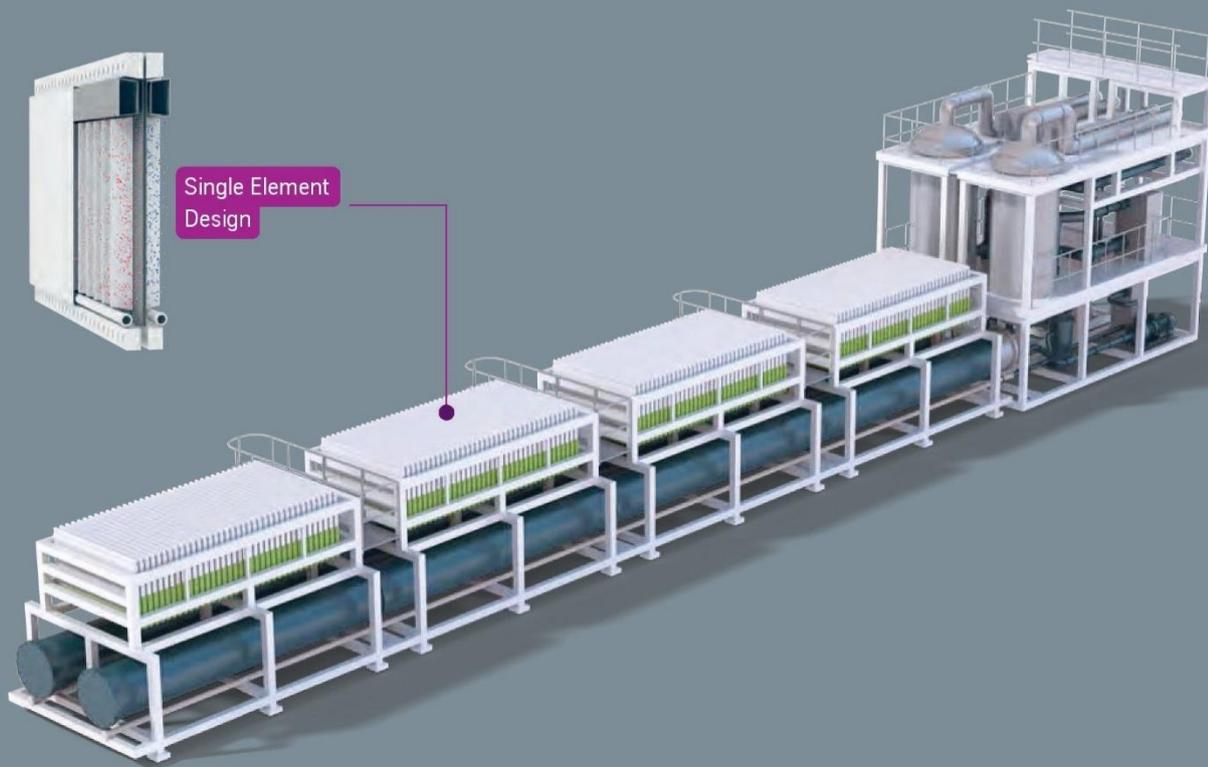
Achieving a plant with the number of innovative features as described herein is a considerable step forward for the commercial nuclear power industry. As a result, a staged approach is planned to demonstrate key aspects of the design while additional testing is performed to validate further enhancements to the plant performance. The LFR targets operation by 2030 for a ≤ 300 MW(e) prototype that will demonstrate basic feasibility during an initial phase of operation. As operational experience is gained and higher-performance materials are qualified, subsequently, a higher output ~ 450 -510 MW(e) first of a kind (FOAK) plant representative of the commercial fleet will be licensed and deployed.

Lower operating temperatures are envisioned for the prototype plant to allow demonstration of key features of the plant at temperatures for which relatively conventional materials have already been extensively tested in liquid lead, e.g. SS316; thereby reducing the design and licensing risks of the prototype plant. Meanwhile, testing of more advanced materials, and subsequently of individual components at higher temperatures, will be performed in a controlled environment to qualify them for use in evolved designs.

By adopting compact heat exchangers and supercritical water or CO₂ secondary fluid, it is anticipated that the reactor vessel for the FOAK plant will be essentially the same as that used for the prototype plant. The primary heat exchangers in the prototype LFR are anticipated to utilize supercritical water on the secondary side. When a sCO₂ power conversion package and higher operating temperatures are adopted, an increase in plant efficiency of approximately 10% will be realized. Other components are being designed with scalability in mind from the start, such that a minimal amount of re-design and re-licensing efforts are necessary for the transition from the prototype to the FOAK.

While the FOAK LFR will achieve ultimate economic potential thanks to its further performance enhancements, the fundamental advantages of lead as a coolant, as well as innovative design solutions adopted by Westinghouse, give confidence that the prototype reactor's design will be competitive in many markets. LFR serves to answer the call of future energy markets, allowing a multitude of missions, fuel cycles, and operating strategies to be adopted in various locations and nations around the world.





scalum[®]

Key features & benefits

- Modular, skid mounted design
- Proven and highly durable cell design based on long-term technology experience
- Low power consumption
- Higher current density allows more compact footprint
- Fast dynamics suitable to renewable power sources
- Fully automated operation is possible
- Mass production & supply chain at gigawatt scale
- Safety | Single-element monitoring
- Leading total cost of ownership (TCO)

scalum[®] 20 MW Unit

Design capacity H ₂	4000 Nm ³ /h
Power consumption (DC) at start up	4.5 kWh/Nm ³
Water (demineralized) consumption	<1l/Nm ³ H ₂
Standard operation window	10% - 100%
H ₂ product quality at electrolyzer outlet	> 99.9% purity (dry basis)
H ₂ product quality after treatment (optional)	as required by customer, up to 99.999%
H ₂ product pressure at electrolyzer outlet	~300 mbar

All figures above are to be understood as „expected values“ and may vary depending on operating conditions.

Enabling green transformation

Alkaline Water Electrolysis (AWE) technology delivers the two vital components: speed and scale. Based on proven quality, safety, reliability, and the passion to innovate we set a benchmark: scalum[®]

scalum[®] marks a significant milestone in our unique, long time development path. We combine about 300 high-efficiency cells into one powerful unit with a system capacity of 20MW. scalum[®] is designed as a standardized modular solution that can be easily interconnected and scaled up unit by unit to match highest demands. scalum[®] becomes the key to ramping up our production capacity and shaping the new era of clean energy – fast.

An Efficient and Highly Scalable Module Concept to Match Market Requirements



Highly scalable to gigawatt (GW) plant size



scalum[®] 20 MW electrolyzer unit

- Quality & Longevity | proven cell design with high durability
- High Performance | long-term technology experience
- Design certified | by TÜV Rheinland to meet requirements of chapter 4 of ISO 22734:2019
- Service | global service network



Single-element

- Each cell is isolatable
- Repairable at single-cell level without having to replace entire stacks
- During cell refurbishment, plant operation can continue with all electrolyzers running
- Single element monitoring promotes safety

Alcohol metílico
Carbinol

CAS: 67-56-1
Nº ONU: 1230
CE: 200-659-6

	PELIGROS	PREVENCIÓN	LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO Y EXPLOSIÓN	Altamente inflamable. Las mezclas vapor/aire son explosivas. Riesgo de incendio y explosión en contacto con sustancias incompatibles. Ver Notas.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar. NO poner en contacto con sustancias incompatibles. Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular. Utilícense herramientas manuales no generadoras de chispas.	Usar agua pulverizada, polvo, espuma resistente al alcohol, dióxido de carbono. En caso de incendio: mantener fríos los bidones y demás instalaciones rociando con agua.

¡EVITAR LA FORMACIÓN DE NIEBLAS DEL PRODUCTO!

	SÍNTOMAS	PREVENCIÓN	PRIMEROS AUXILIOS
Inhalación	Tos. Vértigo. Dolor de cabeza. Debilidad. Alteraciones de la vista. Somnolencia. Jadeo. Convulsiones. Pérdida del conocimiento.	Usar ventilación. Usar extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Proporcionar asistencia médica.
Piel	Piel seca. Enrojecimiento.	Guantes de protección. Traje de protección.	Enjuagar la ropa contaminada con agua abundante (peligro de incendio). Proporcionar asistencia médica.
Ojos	Enrojecimiento. Dolor. Visión borrosa.	Utilizar pantalla facial o protección ocular en combinación con protección respiratoria.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
Ingestión	Dolor abdominal. Además ver Inhalación.	No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo. Lavarse las manos antes de comer.	NO provocar el vómito. Dar a beber uno o dos vasos de agua. Proporcionar asistencia médica inmediatamente.

DERRAMES Y FUGAS	CLASIFICACIÓN Y ETIQUETADO
¡Evacuar la zona de peligro! ¡Consultar a un experto! Eliminar toda fuente de ignición. Ventilar. Protección personal: traje de protección completo incluyendo equipo autónomo de respiración. NO verterlo en el alcantarillado. Recoger, en la medida de lo posible, el líquido que se derrama y el ya derramado en recipientes tapados. Absorber el líquido residual en arena o absorbente inerte. Eliminar el residuo con agua abundante. Almacenar y eliminar el residuo conforme a la normativa local.	<p>Conforme a los criterios del GHS de la ONU</p> <div style="text-align: center;">  <p>PELIGRO</p> </div> <p>Líquido y vapores muy inflamables Tóxico en caso de ingestión Nocivo si se inhala Provoca daños en el sistema nervioso central</p> <p>Transporte Clasificación ONU Clase de Peligro ONU: 3; Peligro Secundario ONU: 6.1; Grupo de Embalaje/Envase ONU: II</p>
ALMACENAMIENTO	
Separado de materiales incompatibles. Fresco. A prueba de incendio. Mantener en lugar bien ventilado.	
ENVASADO	



Organización Internacional del Trabajo



Organización Mundial de la Salud

La información original ha sido preparada en inglés por un grupo internacional de expertos en nombre de la OIT y la OMS, con la asistencia financiera de la Comisión Europea.
© OIT y OMS 2018



European Commission

INFORMACIÓN FÍSICO-QUÍMICA

Estado físico; aspecto

LÍQUIDO INCOLORO DE OLOR CARACTERÍSTICO.

Peligros físicos

El vapor se mezcla bien con el aire, formándose fácilmente mezclas explosivas.

Peligros químicos

Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, ácidos y agentes reductores. Esto genera peligro de incendio y explosión.

Fórmula: CH₄O / CH₃OH

Masa molecular: 32.0

Punto de ebullición: 65°C

Punto de fusión: -98°C

Densidad relativa (agua = 1): 0.79

Solubilidad en agua: miscible

Presión de vapor, kPa a 20°C: 12.9

Densidad relativa de vapor (aire = 1): 1.1

Densidad relativa de la mezcla vapor/aire a 20°C (aire = 1): 1.01

Punto de inflamación: 9°C c.c.

Temperatura de autoignición: 440°C

Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 6-50

Coefficiente de reparto octanol/agua como log Pow: -0.74

Viscosidad: 0.544 mPa a 25°C

EXPOSICIÓN Y EFECTOS SOBRE LA SALUD

Vías de exposición

La sustancia se puede absorber por inhalación, a través de la piel y por ingestión.

Efectos de exposición de corta duración

La sustancia irrita los ojos, la piel y el tracto respiratorio. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central. Esto puede dar lugar a pérdida del conocimiento. La exposición podría causar ceguera y la muerte. Los efectos pueden aparecer de forma no inmediata. Se recomienda vigilancia médica.

Riesgo de inhalación

Por evaporación de esta sustancia a 20°C se puede alcanzar bastante rápidamente una concentración nociva en el aire.

Efectos de exposición prolongada o repetida

El contacto prolongado o repetido con la piel puede producir dermatitis. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central. Esto puede dar lugar a dolores de cabeza persistentes y alteraciones de la visión.

LÍMITES DE EXPOSICIÓN LABORAL

TLV: 200 ppm como TWA; 250 ppm como STEL; (piel); BEI establecido.

EU-OEL: 260 mg/m³, 200 ppm como TWA; (piel).

MAK: 130 mg/m³, 100 ppm; categoría de limitación de pico: II(2); absorción dérmica (H); riesgo para el embarazo: grupo C

MEDIO AMBIENTE

Evitar su liberación al medio ambiente en circunstancias distintas al uso normal.

NOTAS

Arde con llama azulada.

Está indicado un examen médico periódico dependiendo del grado de exposición.

En caso de envenenamiento con esta sustancia es necesario realizar un tratamiento específico; así como disponer de los medios adecuados junto a las instrucciones correspondientes.

INFORMACIÓN ADICIONAL

- Límites de exposición profesional (INSST 2021):

VLA-ED: 200 ppm; 266 mg/m³

Notas: vía dérmica; esta sustancia tiene establecidas restricciones a la fabricación, la comercialización o el uso especificadas en el Reglamento REACH.

VLB: 15 mg/L en orina. Notas F, I.

- Nº de índice (clasificación y etiquetado armonizados conforme al Reglamento CLP de la UE): 603-001-00-X

- **Clasificación UE**