



ANÁLISIS WELL-TO-WHEEL DE HIDRÓGENO VERDE Y COMBUSTIBLES SINTÉTICOS PARA SISTEMAS DE MOVILIDAD

PROYECTO

presentado para optar
al Título de Máster en Innovación Tecnológica por

Javier García Arriaga

bajo la supervisión de

Tomás Gómez-Acebo Temes

Donostia-San Sebastián, marzo de 2024



Tecnun
Universidad
de Navarra

ESCUELA DE INGENIERÍA
INGENIARITZA ESKOLA
SCHOOL OF ENGINEERING



Tecnun Universidad de Navarra

Proyecto Fin de Máster

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

**ANÁLISIS WELL-TO-WHEEL DE HIDRÓGENO VERDE Y
COMBUSTIBLES SINTÉTICOS PARA SISTEMAS DE MOVILIDAD**

El alumno: Javier Garcia Arriaga
Madrid, marzo de 2024

INDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	9
1.1	Hidrógeno verde	9
1.2	Hidrógeno verde en un mundo electrificado	9
1.3	Combustibles derivados del hidrógeno verde	10
1.4	Hidrógeno verde y combustibles sintéticos en sistemas de movilidad	11
2	ESTADO DEL ARTE	13
2.1	Fuentes de energía renovable	13
2.1.1	Energía solar fotovoltaica	13
2.1.2	Energía eólica	14
2.1.3	Energía eólica marina	15
2.2	Procesos de electrólisis	16
2.2.1	Electrolizador alcalino	18
2.2.2	Electrolizador PEM	20
2.2.3	Electrolizador SOEC	21
2.3	Captura de dióxido de carbono	22
2.4	Procesos de síntesis	24
2.4.1	Metanización	25
2.4.2	Conversión vía metanol	25
2.4.3	Síntesis de Fischer-Tropsch	27
2.4.4	Síntesis de Haber-Bosch	28
2.5	Transporte y distribución	29
2.6	Sistemas de movilidad	31
2.6.1	Aviación	32
2.6.2	Transportes marítimos	33
2.6.3	Vehículos terrestres	34
3	AVANCES Y COSTES FUTUROS	35
3.1	Alcance y objetivos	35
3.2	Electricidad renovable	36
3.3	Hidrogeno verde	40
3.4	Dióxido de carbono reutilizado	47
3.5	Combustibles sintéticos	49
3.6	Costes Well-to-Tank	52

4	ANÁLISIS WELL-TO-WHEEL DE LOS SISTEMAS DE MOVILIDAD	63
4.1	Aviación.....	63
4.2	Naval	69
4.3	Vehículos pesados	74
4.4	Vehículos ligeros.....	76
5	CONCLUSIONES	81
6	PRESUPUESTO	83
6.1	Presupuesto de inmovilizado	83
6.2	Presupuesto de material fungible.....	83
6.3	Presupuesto de equipamiento.....	84
6.4	Presupuesto de software	84
6.5	Presupuesto de mano de obra	84
6.6	Resumen del presupuesto.....	85
7	BIBLIOGRAFÍA	87

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Factores en la reducción del LCOE de la energía solar fotovoltaica. [1]	14
Figura 2. Evolución del coste total instalado, factor de capacidad y LCOE para la energía eólica terrestre. [1]	15
Figura 3. Evolución del coste total instalado, factor de capacidad y LCOE para la energía eólica marina. [1]	16
Figura 4. Diagrama de los distintos niveles de un electrolizador. [2]	17
Figura 5. Estructura de un electrolizador alcalino.[2]	19
Figura 6. Desglose del coste total de un electrolizador alcalino de 1MW. [2].....	20
Figura 7. Estructura de un electrolizador PEM. [2]	20
Figura 8. Desglose del coste total de un electrolizador PEM de 1MW. [2].....	21
Figura 9. Estructura de un electrolizador SOEC. [2]	22
Figura 10. Diagrama de la captura de CO ₂ para almacenamiento o utilización. [3]	23
Figura 11. Coste de las tecnologías sostenibles de captura de dióxido de carbono.....	24
Figura 12. Consumo de energía para producir 1MJ de metano sintético. [6]	25
Figura 13. Consumo de energía para producir 1MJ de metanol sintético. [6]	27
Figura 14. Consumo de energía para producir 1MJ de gasolina sintética. [6]	27
Figura 15. Consumo de energía para producir 1MJ de diesel sintético. [6].....	28
Figura 16. Consumo de energía para producir 1MJ de amoniaco sintético. [6]	29
Figura 17. Variación del coste de transporte de hidrógeno según la distancia para diferentes opciones. [7].....	30
Figura 18. Velocidad media del viento en el mundo.....	38
Figura 19. Irradiación normal directa en el mundo	38
Figura 20. Coste del hidrógeno a partir de sistemas híbridos solar fotovoltaica y eólica terrestre en el largo plazo.	39
Figura 21. boxplot de la variación de LCOE con el paso de los años para las distintas fuentes de energía renovable	40
Figura 22. Reducción de coste potencial basado en la tasa de aprendizaje según el escenario y el año [2]	41
Figura 23. Capacidad de despliegue de electrolizadores necesaria para cumplir diferentes objetivos de capacidad instalada [2].....	42
Figura 24. LCOH según tecnología de electrolizador con el paso de los años	44
Figura 25. Evolución del LCOH con el paso de los años para las distintas fuentes de energía renovable	45
Figura 26. Desglose porcentual del LCOH según diferentes contextos	46
Figura 27. Evolución del coste de CO ₂ con el paso de los años según la tecnología CDR	49
Figura 28. Reducción del coste de producción de los diferentes combustibles en €/GJ hasta 2050	51
Figura 29. Reducción del coste Well-to-Tank de los combustibles en €/GJ hasta 2050 según la fuente de energía renovable.....	51
Figura 30. Reducción del coste Well-to-Tank de los combustibles en €/GJ hasta 2050 según el combustible sintético	53
Figura 31. Desglose del coste Well-to-Tank de los percentiles 25 y 75 de cada e-fuel para los años 2030 y 2050	54

Figura 32. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad.....	55
Figura 33. Gráfica de dispersión de los datos de electrolizador según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad	55
Figura 34. Gráfica de dispersión de los datos de energía renovable según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad	56
Figura 35. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el coste Well-to-Tank y el coste de electrolisis	56
Figura 36. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el coste Well-to-Tank y el coste de síntesis.....	57
Figura 37. Gráfica de dispersión de los datos de energía renovable según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad	57
Figura 38. Varianza explicada acumulada y varianza explicada por componente para el set de datos del proyecto	58
Figura 39. Coeficientes y su relevancia en la CP1 y la CP2	59
Figura 41. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el CP1 y el CP2	60
Figura 42. Gráfica de dispersión de los datos según el CP1 y CP2 clusterizados (izq.) y por horas de funcionamiento (der.)	60
Figura 43. Varios análisis de la gráfica de dispersión de los datos según el CP1 y CP3	61
Figura 44. Costes operativos (sin combustible) según categoría, combustible y generación	65
Figura 45. Coste Well-to-Wheel de las aeronaves de menor tamaño según el combustible	66
Figura 46. Coste Well-to-Wheel de las aeronaves de mayor tamaño según el combustible	67
Figura 47. Consumo de combustible según categoría de aeronave, generación y combustible.....	68
Figura 48. Coste operativo de una aeronave según categoría de aeronave, generación y combustible.....	69
Figura 49. Eficiencia Well-to-Wheel de los barcos de menor tamaño según el combustible.....	70
Figura 50. Coste Well-to-Wheel de los barcos de menor tamaño según el combustible	72
Figura 51. Coste Well-to-Wheel de los barcos de mayor tamaño según el combustible	73
Figura 52. Coste del vehículo pesado según el tipo de tecnología de tren motriz	74
Figura 53. Consumo del vehículo pesado según el tipo de tecnología de tren motriz	75
Figura 54. Coste Well-to-Wheel de un vehículo pesado según el combustible utilizado	76
Figura 55. Coste del vehículo ligero según el tipo de tren motriz.....	77
Figura 56. Consumo de un vehículo ligero según el tren motriz.....	78
Figura 57. Coste Well-to-Wheel de un vehículo ligero según el combustible utilizado	78

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Reducción de CAPEX en €/kW de las tecnologías renovables según el escenario [11]	37
Tabla 2. Horas de funcionamiento por país y tecnología renovable [1] [6].....	39
Tabla 3. Aproximación de datos de la gráfica de la figura x.....	42
Tabla 4. Aproximación de datos de la gráfica de la figura x.....	43
Tabla 5. Capacidad acumulada de electrolizadores por escenario y año	43
Tabla 6. Reducción de CAPEX de los electrolizadores por escenario y año respecto a actualidad .	43
Tabla 7. CAPEX de los electrolizadores en el escenario de referencia según la tecnología.....	44
Tabla 8. Datos tecno-económicos del almacenamiento de hidrógeno según el combustible sintético a producir	47
Tabla 9. Datos tecno-económicos de la captura de CO2 según el combustible sintético. WACC del 8%. Vida útil de 25 años. OPEX de la captura del CO ₂ de 2,5% del CAPEX. [6]	48
Tabla 10. Reducción del CAPEX según escenario y año respecto a la actualidad	49
Tabla 11. Datos tecno-económicos de la síntesis según el combustible sintético a producir	50
Tabla 12. Datos tecno-económicos de la distribución mediante barco según el combustible sintético.....	52
Tabla 13. Datos tecno-económicos de la distribución mediante camión según el combustible sintético.....	53
Tabla 14. Códigos identificadores de los e-fuels y electrolizadores correspondientes a las siguientes figuras.....	59
Tabla 15. Fecha de entrada al mercado de las próximas generaciones de aeronave según su categoría [10]	64
Tabla 16. Diferencia de combustible quemado de las próximas generaciones respecto a la actual según categoría [10].....	64
Tabla 17. Diferencia de OWE en toneladas de las próximas generaciones respecto a la actual según categoría [10].....	65
Tabla 18. Horas de vuelo y OWE según la categoría de la aeronave [10].....	68
Tabla 19. Coste de los componentes del motor según el combustible para los barcos de menor y mayor tamaño.....	70
Tabla 20. Coste del almacenamiento de cada combustible según la categoría de barco	71
Tabla 21. Presupuesto inmovilizado material	83
Tabla 22. Presupuesto fungibles	83
Tabla 23. Presupuesto equipamiento	84
Tabla 24. Presupuesto de software.....	84
Tabla 25. Presupuesto mano de obra	84
Tabla 26. Presupuesto total del proyecto	85

RESUMEN

Este proyecto se ha realizado con el objetivo de tener una visión de la situación futura del hidrógeno verde y los combustibles sintéticos en sistemas de movilidad, más concretamente en la aviación, en el sector naval y en los vehículos terrestres, estos últimos divididos en vehículo ligero y vehículo pesado. Los sistemas de aviación y naval también se dividen en categorías para abarcar las diferentes opciones de dichos sectores. Para hacer el análisis no es suficiente con analizar los sistemas de movilidad, de hecho, estos solo son el apartado final de un proceso que va desde la generación de energía renovable, pasando por el proceso de electrólisis, el cual genera el hidrógeno verde, y pasando por un proceso de síntesis entre el hidrógeno y dióxido de carbono capturado con el que se logran distintos tipos de combustibles sintéticos. Todo este proceso, añadiendo la distribución del combustible, formar parte del llamado análisis Well-to-Tank, mientras que lo relacionado a los sistemas de movilidad consiste en el análisis Tank-to-Wheel. Solapando ambos análisis, se denomina a toda la elaboración como un análisis Well-to-Wheel.

El análisis Well-to-Wheel permite hacer una comparación entre los diferentes combustibles sintéticos y el hidrógeno verde con relación a costes económicos y de eficiencia energética. Los costes de la electricidad renovable dependerán de la ubicación y de la tecnología renovable (solar fotovoltaica, parque híbrido entre solar y eólica o eólica marina). Los costes y eficiencia del proceso de electrólisis los marcarán el propio coste de la electricidad, necesaria para el proceso, y la tecnología del electrolizador, analizando los electrolizadores alcalino, PEM y SOEC. En cuanto a lo relacionado a la síntesis dependerá del propio proceso, diferenciado según el combustible que se desee producir, el coste de la captura del CO₂ y todo lo heredado del proceso de electrólisis. Los costes y eficiencia de distribución dependen de las propiedades del combustible.

En los sistemas de movilidad se hace un análisis comparativo entre las opciones viables o potencialmente viables de cada sistema, descartando las opciones que se consideran que no se pueden implantar. Todo este proceso analítico se hace en base a escenarios encontrados en la literatura. Unos escenarios son más optimistas que otros, por ello, los resultados obtenidos tratan de estimaciones, mostrando todo el abanico de posibilidades y en ningún momento queriendo realizar una predicción, manteniendo siempre como objetivo el ya mencionado de tener una visión de la posible situación futura de este mercado.

ABSTRACT

This project has been carried out with the aim of gaining insight into the future prospects of green hydrogen and synthetic fuels in mobility systems, specifically in aviation, naval, and land vehicles, the latter being divided into light and heavy vehicles. Aviation and naval systems are also categorized to different options within these sectors. To conduct the analysis, it is not sufficient to only examine mobility systems; in fact, these are just the final stage of a process that begins with renewable energy generation, followed by the electrolysis process, which produces green hydrogen, and then a synthesis process between hydrogen and captured carbon dioxide to produce various types of synthetic fuels. This entire process, including fuel distribution, is part of what is known as Well-to-Tank analysis, while the aspect related to mobility systems is referred to as Tank-to-Wheel analysis. By overlapping both analyses, the entire process is termed Well-to-Wheel analysis.

Well-to-Wheel analysis enables a comparison between different synthetic fuels and green hydrogen in terms of economic costs and energy efficiency. The costs of renewable electricity will depend on location and renewable technology (such as photovoltaic solar, hybrid solar-wind, or offshore wind). The costs and efficiency of the electrolysis process are determined by the electricity cost required for the process and the electrolyser technology, which includes analysis of alkaline, PEM, and SOEC electrolysers. Regarding synthesis, costs and efficiency will vary depending on the specific process for producing the desired fuel, the cost of CO₂ capture, and other factors inherited from the electrolysis process. Distribution costs and efficiency depend on fuel properties.

In mobility systems, a comparative analysis is conducted among viable or potentially viable options for each system, while options considered infeasible are discarded. This analytical process is based on scenarios found in literature. Some scenarios are more optimistic than others; therefore, the results obtained are estimations, presenting a range of possibilities without attempting to make predictions, always maintaining the objective of gaining insight into the possible future situation of this market.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Hidrógeno verde

La transición hacia una economía sostenible y libre de carbono ha adquirido una importancia crucial. La emergencia climática no es una situación que se haya generado en los últimos años, lleva lustros siendo un asunto muy discutido. Sin embargo, la reciente crisis, primero debido a la pandemia provocada por el COVID-19 y, en segundo lugar, a la invasión rusa de territorio ucraniano, ha acelerado la necesidad de encontrar e invertir en soluciones capaces de reducir la dependencia actual de los combustibles fósiles y, por ende, de los países exportadores de estos.

En este contexto, el hidrógeno verde se presenta como una piedra angular para abordar los desafíos ambientales y energéticos. Hidrógeno verde se refiere a la producción de hidrógeno a través de fuentes de energía renovable, como la solar y eólica, utilizando un proceso llamado electrólisis, en el cual el agua se descompone en oxígeno e hidrógeno mediante electricidad generada sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta forma limpia de hidrógeno se presenta como una alternativa esencial, no solo al hidrógeno convencional derivado de combustibles fósiles, sino también como una de las opciones más viables para reemplazar a las propias fuentes de energía tradicionales. Llegados a este punto, es importante recalcar que el hidrógeno verde no es una fuente de energía. Para definirlo de manera correcta se utiliza el concepto de vector energético. De esta manera, se hace referencia a que el hidrógeno por sí mismo es un portador o transportador de energía y no, como ya se ha mencionado, una fuente primaria.

Uno de los aspectos más destacados del hidrógeno es la transversalidad que posee. Con aplicaciones potenciales en sectores clave como la industria, el transporte y uso en vivienda, el hidrógeno verde no solo ofrece una solución viable para reducir las emisiones de carbono, sino que también proporciona flexibilidad al sistema energético al permitir el almacenamiento y transporte eficiente de energía renovable. A pesar de los desafíos tecnológicos y económicos, el desarrollo del hidrógeno verde se perfila como un paso crucial hacia un futuro más sostenible. Para ello, se debe expandir la infraestructura existente de manera exponencial y se debe hacer una optimización de costos para que llegue a ser competitivo. Presumiblemente, mediante economía de escala se podrán completar ambos objetivos de manera simultánea, debido al supuesto de que una mayor cantidad de infraestructura y de producción de hidrógeno, es decir, de oferta, provocará un abaratamiento del hidrógeno.

1.2 Hidrógeno verde en un mundo electrificado

En un mundo cada vez más electrificado, el hidrógeno verde emerge como un actor clave en la transformación hacia un sistema energético sostenible. Aunque la electrificación directa es una tendencia dominante, y con razón, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el hidrógeno verde se posiciona estratégicamente para abordar desafíos específicos y fortalecer la resiliencia del sistema. Es, por tanto, importante no considerar la electrificación y el uso de hidrógeno verde como competencia directa para ser la solución a la crisis climática. El hidrógeno verde actuará como complemento, siendo aplicado en situaciones en las que la electrificación directa sea demasiado compleja.

En primer lugar, el hidrógeno verde puede ayudar a abordar la variabilidad inherente a las fuentes renovables, al actuar como un medio de almacenamiento eficiente. Su capacidad para acumular energía durante períodos de excedente y liberarla cuando la demanda es alta contribuye a mitigar la intermitencia y la estacionalidad, proporcionando estabilidad al suministro eléctrico. Sin embargo, la reconversión a electricidad agranda el precio de manera notable. Esto obliga a buscar otras vías para contrarrestar la variabilidad de las fuentes renovables en los casos de electrificación directa, siendo el almacenamiento directo de la electricidad la opción más obvia, aunque también con necesidad de que se hagan grandes progresos en las tecnologías existentes.

En segundo lugar, el hidrógeno verde desempeña un papel esencial en sectores difíciles de electrificar directamente, como la industria pesada y el transporte de larga distancia. Con su alta densidad energética y versatilidad de aplicaciones, el hidrógeno se convierte en una alternativa valiosa para impulsar procesos industriales intensivos en energía, reduciendo así la dependencia de combustibles fósiles.

La transversalidad es otro aspecto clave. El hidrógeno verde facilita la conexión entre diferentes sectores energéticos, permitiendo almacenar energía, la movilidad sostenible y el suministro de calor para procesos industriales, entre otros. Esta versatilidad contribuye a la creación de un sistema energético más eficiente.

Finalmente, el hidrógeno verde fomenta la descentralización y diversificación de la producción de energía, mejorando la resiliencia del sistema energético frente a eventos adversos, como los vividos en los últimos años. Al reducir la dependencia de grandes infraestructuras centralizadas, se promueve un enfoque más flexible y adaptable a las necesidades cambiantes de la demanda energética. Este aspecto es especialmente atractivo para entidades como la Unión Europea y los países que la constituyen. Las subidas de precios en combustible y electricidad han evidenciado la carencia de soluciones de los países de la UE ante eventos inesperados, mostrando la necesidad de investigar e invertir, de manera urgente, en tecnologías capaces de revertir la situación actual.

1.3 Combustibles derivados del hidrógeno verde

Los combustibles sintéticos, o e-Fuels, se producen a través de la captura de dióxido de carbono (CO₂) directamente del aire o de fuentes industriales, y del hidrógeno verde generado mediante la electricidad fuentes renovables. Posteriormente, el hidrógeno se combina con el CO₂ para producir hidrocarburos, similares a los utilizados hoy en día. Estos combustibles son considerados como limpios debido a que el CO₂ que expulsan es igual al capturado para producirlos y, por tanto, la emisión neta es nula.

Una de las ventajas clave de los combustibles sintéticos radica en su capacidad para integrarse con la infraestructura y tecnologías existentes, dado que comparten propiedades similares con los combustibles fósiles. Los e-Fuels se pueden utilizar en los motores de combustión interna actuales y en la infraestructura de almacenamiento y distribución existente, lo que facilita su adopción a gran escala sin necesidad de realizar modificaciones significativas.

Además, ofrecen una solución a los sectores difíciles de electrificar, como la aviación y el transporte pesado de larga distancia, donde las baterías eléctricas pueden no ser prácticas debido a restricciones de peso y autonomía, y en los que el hidrógeno verde puede ser una opción no viable

por no cumplir los requerimientos técnicos o por necesitar de una investigación y un desarrollo demasiado costosos y complejos.

Al proporcionar una alternativa libre de carbono a los combustibles convencionales, los combustibles sintéticos tienen el potencial de desempeñar un papel crucial en la descarbonización. Sin embargo, es importante tener en cuenta los desafíos asociados con los e-Fuels, similares a los que enfrenta el hidrógeno verde, como la eficiencia del proceso de producción y el costo.

1.4 Hidrógeno verde y combustibles sintéticos en sistemas de movilidad

Uno de los sectores fundamentales para lograr la transformación energética hacia las cero emisiones netas es el sector del transporte. En este último siglo la propulsión por motor eléctrico ha logrado un gran avance, y se postula como la solución idónea para muchos sistemas de movilidad. Para automóviles ligeros, motocicletas, trenes, autobuses municipales entre otros, la electrificación directa es la mejor opción, por su alta eficiencia y bajo coste. El único contrapunto que se encuentra para estos casos es si el sistema eléctrico es capaz de soportar una flota tan grande de vehículos eléctricos. Por tanto, en un futuro sostenible es probable que una parte de los automóviles ligeros deban ser propulsados por hidrógeno o combustible sintético.

Los vehículos pesados y los vehículos de larga distancia tienen más complicaciones para que se desarrolle un sistema completamente eléctrico que los propulse. Hay dos aspectos que apoyan este argumento. El primero es la baja autonomía, lo que provoca que para una misma distancia se hagan más paradas de recarga que, añadido al mayor tiempo de cada recarga con respecto a las otras soluciones, conlleva una peor optimización del tiempo. El segundo de los aspectos es el de la baja densidad energética de las baterías

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Fuentes de energía renovable

Las fuentes de energía renovable ya son una realidad latente en el sector energético, cumpliendo con la sostenibilidad que se busca para combatir el cambio climático y siendo cada vez más competitivas en el aspecto económico. La década pasada supuso un avance realmente importante en tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica, tanto en tierra como marina, reduciéndose el coste nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) en un 85%, 56% y 48% respectivamente [1].

Esta tendencia positiva posiciona a las fuentes renovables como una alternativa competitiva a las fuentes fósiles, tanto es así que poco a poco se van convirtiendo en tecnologías incluso más baratas. Los costes totales de instalación, los gastos de operación y mantenimiento (O&M), así como el coste nivelado de la electricidad (LCOE), han decrecido gracias a las economías de escala, la mayor competitividad y la consolidación del sector.

El papel que van a jugar las fuentes renovables en el sistema energético futuro va a ser fundamental. La electricidad barata y sostenible que se va a producir con estas tecnologías va a ser un pilar sobre el que se va a apoyar tanto el sistema eléctrico como otras tecnologías del sistema energético requeridas en ámbitos donde la electrificación directa es inviable. En este contexto, para que el hidrógeno verde y sus combustibles derivados puedan llegar a ser opciones económicamente competitivas, es necesario que el coste de energías renovables se siga abaratando y, más importante aún, que se instalen parques independientes para la generación de hidrógeno suficiente para cubrir la demanda futura. Si se quieren eliminar las fuentes fósiles, con generar hidrógeno a través de la electricidad sobrante del sistema no va a ser suficiente.

2.1.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es sin duda la tecnología de mayor progreso de la década pasada, con una caída en el LCOE de 0,35 €/kWh a 0,052 €/kWh[1] (la reducción del 85% previamente mencionada). Esta reducción del coste de electricidad fotovoltaica viene dada principalmente por la reducción del coste total de instalación (de 4310 €/kW a 804 €/kW [1]) y, en menor medida, el crecimiento de factor de capacidad y la reducción de costes de operación y mantenimiento (O&M). Los factores claves para que se haya reducido el coste total de instalación han sido la optimización de los procesos de manufactura, costes laborales menores y, sobre todo, la mejora de la eficiencia del módulo.

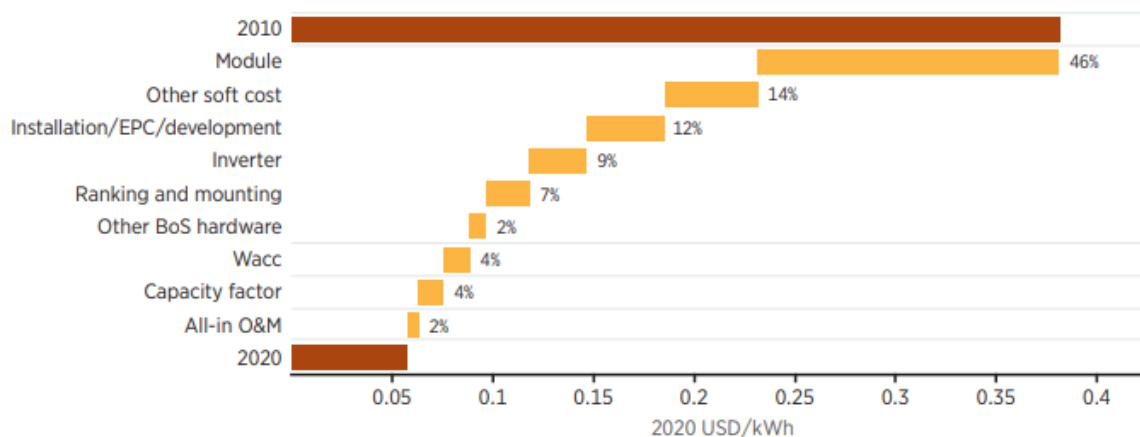


Figura 1. Factores en la reducción del LCOE de la energía solar fotovoltaica. [1]

La eficiencia promedio de los módulos cristalinos ha experimentado un importante aumento, pasando del 14.7% en 2010 al 20% en 2020 [1]. Este incremento se atribuye a un cambio en el mercado hacia productos monocristalinos más eficientes, así como a la adopción de la arquitectura de emisor pasivado y celda posterior (PERC, por sus siglas en inglés), que se convirtió en la tecnología líder en módulos. Se espera que la eficiencia de los módulos PERC siga creciendo y alcance alrededor del 22% en los próximos años [1].

En lo que respecta a la arquitectura de la celda más allá de PERC, hay dos enfoques principales para aumentar las eficiencias: reduciendo las pérdidas en los contactos o trasladando la metalización a la parte trasera de la celda para disminuir la sombra en el lado. Estos progresos continuarán impulsando la competitividad de la tecnología fotovoltaica solar.

Más allá de las mejoras en eficiencia, los avances tecnológicos recientes han contribuido a aumentar la potencia de salida. El uso de células divididas a la mitad, múltiples barras colectoras y métodos de empaque de células de alta densidad, han contribuido a dicho aumento.

El avance de la tecnología bifacial es un impulsor clave para la competitividad de la energía fotovoltaica solar, debido a su mayor potencial respecto a la tecnología monofacial en rendimiento por vatio. Las celdas bifaciales permiten la entrada de luz desde la parte frontal y trasera, y se emplean comúnmente en módulos bifaciales, donde la lámina trasera opaca se sustituye por vidrio. Los módulos bifaciales se utilizan más en plantas con seguimiento de un solo eje, y su ventaja en rendimiento energético amplía la competitividad en un rango más amplio de latitudes.

2.1.2 Energía eólica

La tecnología de las turbinas eólicas ha experimentado un notable progreso. Ya a comienzos de la década pasada el LCOE de esta tecnología era cercano al de las fuentes tradicionales, debido a su mayor madurez en comparación con otras fuentes renovables. Esto implica que el margen de mejora que había era menor, lo cual explica que la reducción no haya sido tan pronunciada. Sin embargo, la bajada de coste de electricidad de 0,081 €/kWh a 0,036 €/kWh [1] lo sitúa junto a la energía solar fotovoltaica, como una de las tecnologías con más recorrido del mercado. Las reducciones en los costes de O&M han sido muy importantes para reducir el LCOE. El factor de capacidad y el coste de capital también han tenido un impacto significativo.

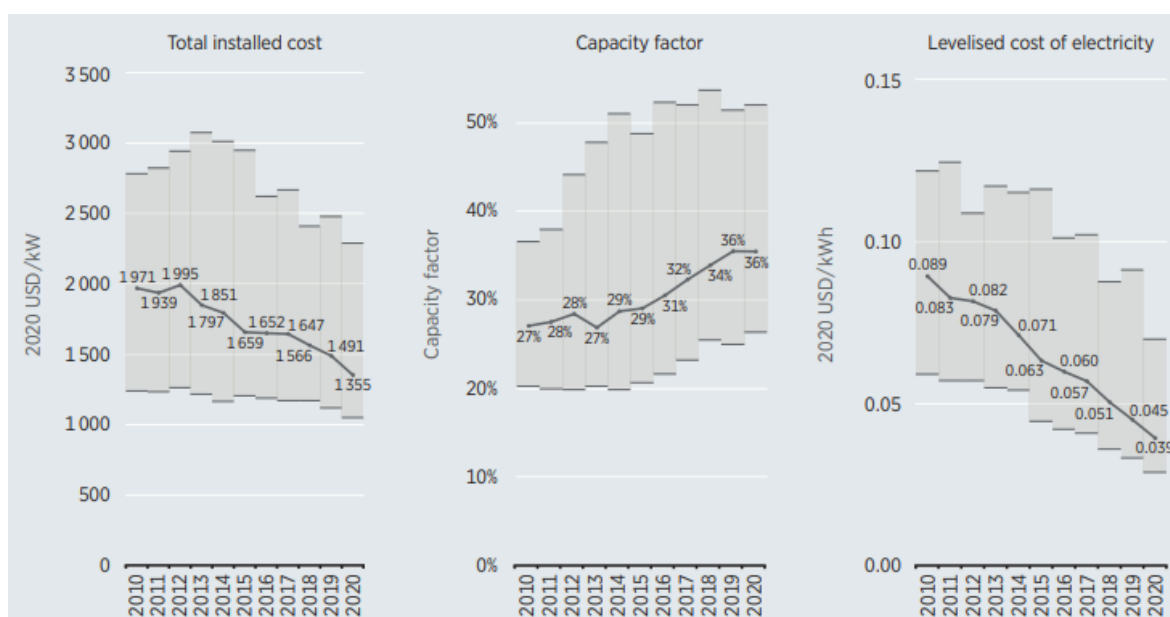


Figura 2. Evolución del coste total instalado, factor de capacidad y LCOE para la energía eólica terrestre. [1]

Turbinas más grandes y fiables, junto con alturas de buje y diámetros de rotor superiores, han logrado incrementar los factores de capacidad. Las alturas de buje más elevadas permiten acceder a velocidades del viento más altas. Esto resulta en factores de capacidad significativamente más altos, dado que la producción de energía aumenta de manera cúbica en función de la velocidad del viento. Por su parte, las turbinas con diámetros de rotor más grandes aumentan la captura de energía.

A esto se añade la amplia gama de productos que han ido diseñando los fabricantes, posibilitando la adaptación a las características de ubicaciones específicas (velocidades del viento, zonas propensas a turbulencias...). Los fabricantes también han optimizado el transporte de las turbinas, contribuyendo a una reducción de costes importante.

2.1.3 Energía eólica marina

La energía eólica marina es una tecnología relativamente nueva y en desarrollo en comparación con la solar fotovoltaica y la eólica en tierra. Actualmente, la energía eólica marina representa poco menos del 5% del despliegue global de energía eólica [1]. Por otro lado, en la última década el LCOE ha bajado de 0,15 €/kWh a 0,077 €/kWh [1]. Esta reducción de coste de electricidad es especialmente positiva teniendo en cuenta que hasta la segunda mitad de la década no se empezó a apreciar esta tendencia. A partir de 2010, los proyectos se ubicaron más lejos de la costa, en aguas más profundas y utilizaron tecnología más avanzada. Hasta que no hubo un incremento en mejoras tecnológicas, economías de escala y aumentos en la experiencia de desarrolladores y fabricantes de turbinas, no se lograron desbloquear las reducciones de costes.

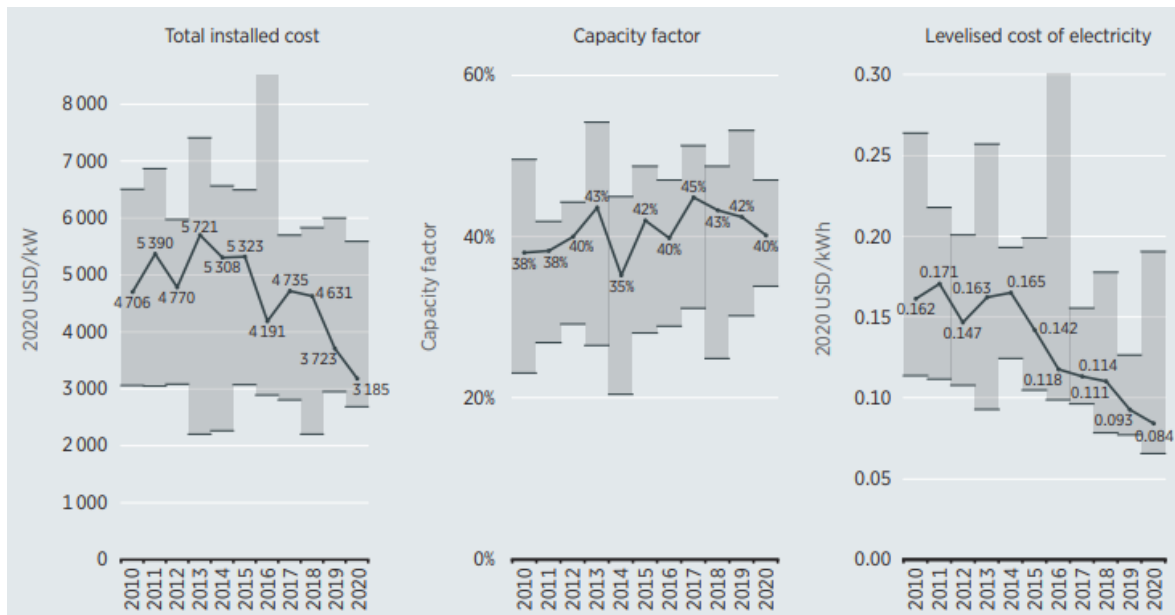


Figura 3. Evolución del coste total instalado, factor de capacidad y LCOE para la energía eólica marina. [1]

Los parques eólicos marinos deben lidiar con la instalación y el mantenimiento en entornos marinos adversos, lo que hace que estos proyectos sean más costosos y tengan plazos de ejecución significativamente más largos. La planificación y el desarrollo de proyectos necesarios para los parques eólicos marinos son más complejos que los de los proyectos eólicos en tierra. La construcción lo es aún más, lo que aumenta los costos totales de instalación. Dada su ubicación en el mar, estos proyectos también tienen costos más altos de conexión a la red y construcción.

La introducción de barcos especializados ha contribuido a la reducción de costos de operación y mantenimiento (O&M). La optimización a través del servicio de zonas de parques eólicos en lugar de parques individuales y la digitalización del sector también han desempeñado un papel importante en la mejora continua y la reducción de costos en toda la cadena de valor de la energía eólica marina.

En comparación con la energía eólica en tierra, los parques eólicos marinos presentan costes de instalación más altos debido a la instalación y operación de turbinas en entornos marinos. Aunque los costes de planificación, permisos y logística aumentan, la economía de escala ayuda a mitigar algunos de estos costos. Por otro lado, la energía eólica marina ofrece sus ventajas, como mayores factores de capacidad y una producción de viento más estable debido a velocidades de viento promedio más altas y reducción de turbulencias, lo que la hace muy valiosa para el sistema energético.

2.2 Procesos de electrólisis

Los electrolizadores de agua representan una parte fundamental del proceso de conversión al hidrógeno verde. Estos son dispositivos electroquímicos diseñados para descomponer moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de corriente eléctrica. La esencia del electrolizador es la celda, donde ocurre el proceso electroquímico. La celda se compone de dos electrodos: ánodo y cátodo. Estos están sumergidos en un electrolito líquido o adyacente a una membrana electrolítica sólida, que se encarga de un electrodo a otro las cargas químicas generadas.

Además, la celda incluye dos capas porosas de transporte los cuales facilitan el flujo de reactivos y la eliminación de productos. Por último, la celda también contiene placas bipolares que brindan soporte mecánico y gestionan el flujo.

Un electrolizador contiene múltiples celdas conectadas en serie, con elementos como separadores (material aislante entre electrodos opuestos), sellos, marcos (soporte mecánico) y placas finales (previniendo fugas y recolectando fluidos) [2]. Al conjunto de celdas se le llama stack. Para el proceso de electrólisis es necesario el balance de planta, integrando equipos para enfriamiento, procesamiento del hidrógeno, conversión de la entrada eléctrica, tratamiento del suministro de agua y salida de gas. La introducción de agua purificada se realiza mediante bombas de circulación o, alternativamente, por gravedad.

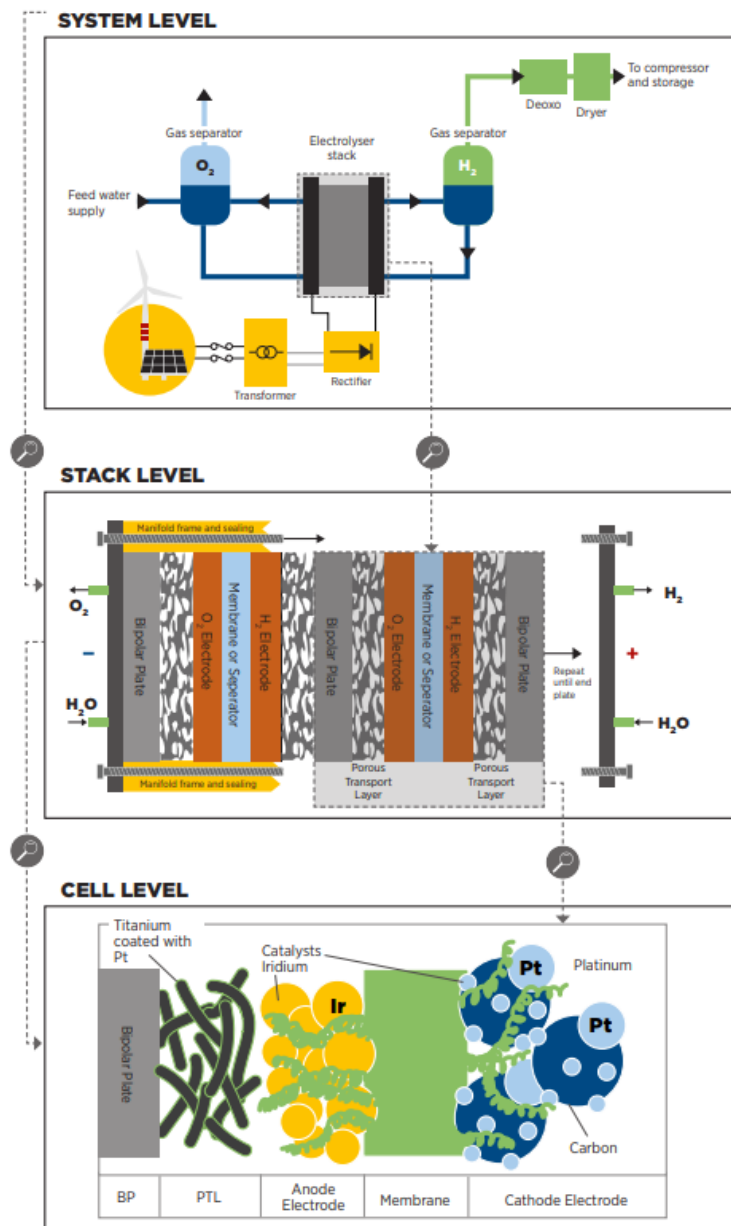


Figura 4. Diagrama de los distintos niveles de un electrolizador. [2]

En el proceso, el agua fluye a través de las placas bipolares y las capas porosas de transporte hasta llegar a los electrodos, donde se produce la división en oxígeno e hidrógeno. Iones (generalmente H⁺ u OH⁻) atraviesan una membrana electrolítica líquida o sólida [2]. Esta membrana o diafragma entre los electrodos no solo facilita la separación de gases producidos (hidrógeno y oxígeno) sino que también evita su mezcla.

La pureza del agua es esencial, y aunque los costes de purificación son bajos, las impurezas pueden afectar a la vida útil del electrolizador y, por ende, al coste del hidrógeno. A pesar de la eficiencia del proceso, se requieren grandes cantidades de agua, especialmente cuando se acopla el electrolizador con paneles solares. La producción de hidrógeno verde a gran escala tiene un impacto en la disponibilidad de agua, pero el uso de agua de mar desalinizada puede mitigar este impacto. La desalinización podría ser una opción clave, especialmente en regiones con escasez de agua. Aunque el agua necesaria para la producción de hidrógeno verde puede ser significativa, su comparación con el consumo global actual de agua sugiere que el impacto en la disponibilidad de agua es manejable. Además, la producción de hidrógeno verde puede contribuir al suministro de agua impulsando la implementación de instalaciones de desalinización multipropósito en regiones con escasez de agua.

Las estrategias de investigación y desarrollo (I+D) deben abordar cuatro dimensiones clave en la producción de hidrógeno: El aumento de la eficiencia a nivel de celda, stack y sistema para reducir los costes operativos; optimización de la corriente hacia el stack, directamente relacionada con la capacidad de producción de hidrógeno; mejora de la durabilidad, y reducción de los costes de inversión tanto en el stack como en el sistema. Estas dimensiones están interrelacionadas, y las mejoras en una pueden afectar negativamente a otra. Por ejemplo, una membrana más gruesa puede aumentar la vida útil, pero reducir la eficiencia debido a una mayor resistencia al transporte de cargas. Además, el uso de catalizadores más activos para mejorar la eficiencia puede comprometer la durabilidad, y la búsqueda de catalizadores sin materias primas críticas puede resultar en menor robustez.

Aunque el principio de la electrólisis del agua es sencillo, existen diversas tecnologías basadas en distintos aspectos fisicoquímicos y electroquímicos. Los electrolizadores se clasifican comúnmente en cuatro tecnologías principales, diferenciadas por el tipo de electrolito y la temperatura de operación. Las tecnologías de electrolizador alcalino y PEM (Polymer Electrolyte Membrane) ya se comercializan. Por su parte, la tecnología SOEC solo existe en escala de laboratorio, si bien presentan un gran potencial con vistas al futuro cercano. La tecnología AEM (Anion Exchange Membrane) también existe a escala de laboratorio, pero se encuentra en un punto de madurez mucho menor que la tecnología SOEC. Es por ello que hoy en día hay pocos datos publicados y es complicado hacer una estimación de cómo puede decrecer su coste y, por tanto, no se va a tener en cuenta en el transcurso de este proyecto.

2.2.1 Electrolizador alcalino

Los electrolizadores alcalinos tienen un diseño simple y son fáciles de fabricar, con áreas de electrodos de hasta 3 m². Utilizan KOH concentrado como electrolito, diafragmas robustos de ZrO₂, electrodos de acero inoxidable recubierto de níquel y operan con el ion hidroxilo OH⁻ [2]. Diseños avanzados actuales han reducido la brecha de rendimiento en comparación con la tecnología PEM. Sin embargo, se utilizan diafragmas más gruesos y se limitan el rango de potencia y presión para

prevenir la mezcla de gases, resultando en mayor resistencia y menor eficiencia. Los diseños alcalinos clásicos son conocidos por su fiabilidad y larga vida útil de más de 30 años [2].

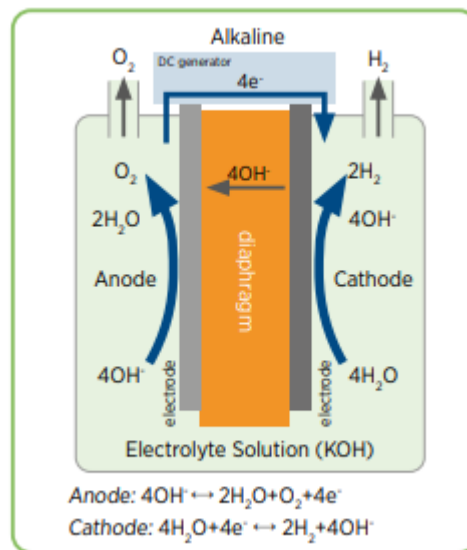


Figura 5. Estructura de un electrolizador alcalino.[2]

Esta tecnología de electrolizadores requiere de la recirculación del electrolito hacia y desde los componentes del stack, lo que crea una caída de presión. Esta caída de presión, aunque afecta a la eficiencia, suele ser inferior al 0.1% del consumo de energía [2]. Después de salir del stack, la solución alcalina se separa de los gases en separadores de gas-agua ubicados encima. El agua y el gas se separan, y el agua, que actúa como almacenamiento de búfer, regresa al stack. El sistema de gestión de agua regula el nivel de los separadores de gas. La operación a presión es posible en diseños con presiones de hasta 200 bares, pero requiere más resistencia en marcos de celda y materiales de balance de planta, impactando en el gasto de capital (CAPEX).

Para los electrolizadores alcalinos, el stack representa menos de la mitad (45%) del coste total del sistema de electrólisis. El balance de planta supone el 55% del coste total [2], siendo el suministro de energía lo más caro. Sin embargo, dicho suministro de energía también está situado como uno de los componentes con más potencial de abaratamiento del sistema.

Obviando la energía, la reducción de costes se centra especialmente en electrodos y diafragma, que representan más del 50% de los costes del stack [2]. La fabricación de estos es cara, por lo que es necesaria la optimización mediante aprendizaje práctico, automatización y economías de escala para reducir costes. Una estrategia que se plantea es la reingeniería completa, adoptando conceptos similares a PEM. Por otro lado, en este caso las placas bipolares contribuyen poco a los costes del stack debido a su diseño simple y a materiales económicos, algo que como se explicará posteriormente no es el caso para los electrolizadores PEM. Elementos de la planta como la circulación de agua y el procesamiento de hidrógeno también se prevé que se reduzcan, pero se observa un potencial limitado de reducción de costes en materiales.

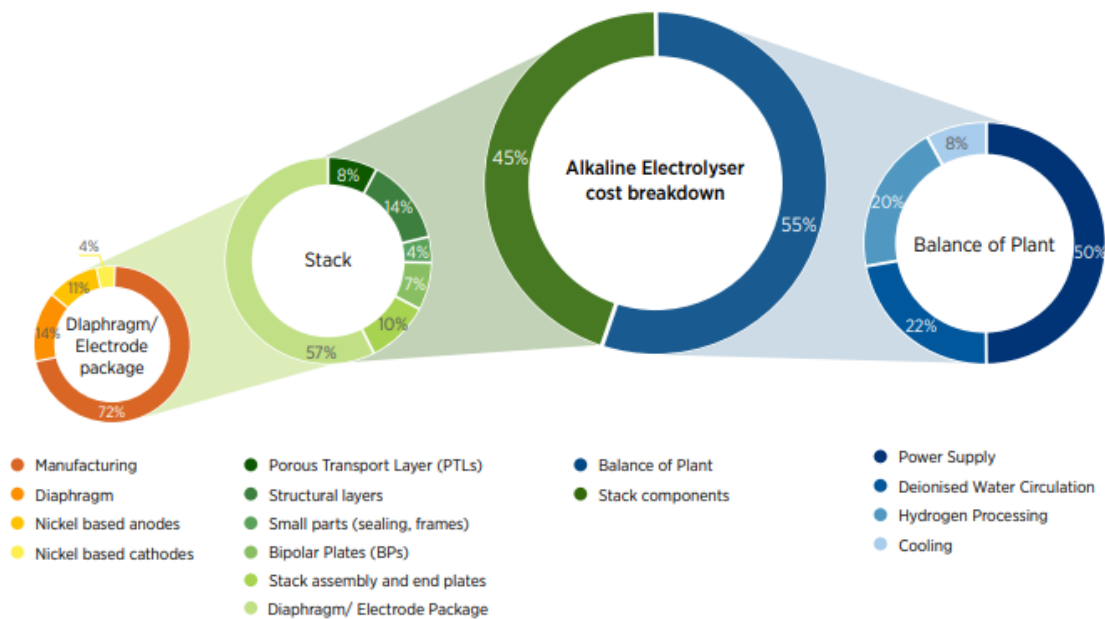


Figura 6. Desglose del coste total de un electrolizador alcalino de 1MW. [2]

2.2.2 Electrolizador PEM

Los electrolizadores PEM utilizan una membrana delgada de PFSA (ácido perfluorosulfónico por sus siglas en inglés) y electrodos con arquitectura avanzada para lograr eficiencias más altas. Pueden operar a presiones de hasta 70 bares y ofrecen un diseño compacto y simple [2]. Sin embargo, son sensibles a impurezas en el agua y pueden sufrir calcinación. Requieren materiales costosos como titanio y catalizadores de metales nobles, lo que los hace más caros que los electrolizadores alcalinos. Aunque las áreas de electrodos están aumentando, especialmente en conceptos futuros de unidades grandes, la fiabilidad y vida útil de los electrolizadores PEM a gran escala aún deben validarse.

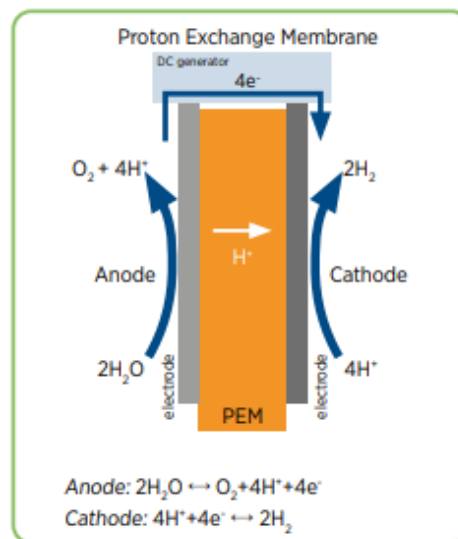


Figura 7. Estructura de un electrolizador PEM. [2]

Los sistemas PEM son más simples que los alcalinos, requiriendo bombas de circulación, intercambiadores de calor y control de presión solo en el lado del ánodo. En el lado del cátodo, se necesitan separador de gas, desoxigenación, secador de gas y compresor. Los electrolizadores PEM ofrecen más opciones de diseño, como presión atmosférica, diferencial o equilibrada, lo que reduce costes y complejidad. La operación a presión diferencial requiere una membrana más gruesa, disminuyendo la eficiencia. La operación a presión equilibrada implica que ánodo y cátodo funcionan a la misma presión, mientras que la operación atmosférica es constante [2].

En los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), El porcentaje de costes del sistema total es similar al de los electrolizadores alcalinos (45% stack y 55% balance de planta). Al igual que en los anteriores electrolizadores, el suministro de energía es tanto la mayor fracción del coste total como uno de los componentes con más potencial de abaratamiento.

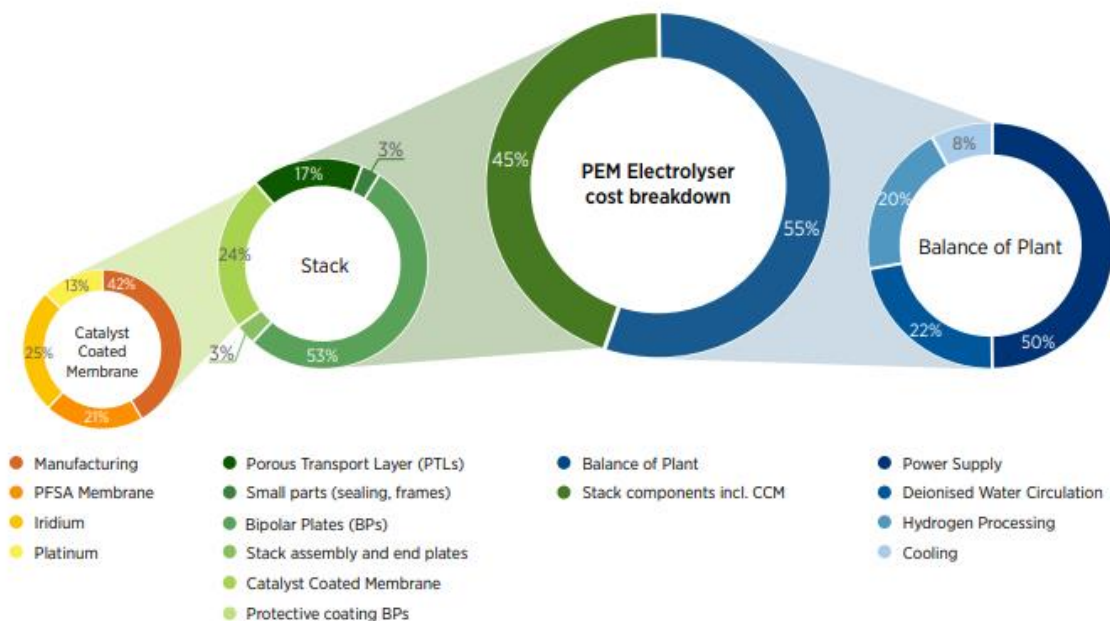


Figura 8. Desglose del coste total de un electrolizador PEM de 1MW. [2]

En este tipo de electrolizadores, las placas bipolares y la membrana recubierta de catalizador (CCM, por sus siglas en inglés) son componentes importantes de los stacks, con los primeros siendo un área prioritaria para innovación debido a su coste y necesidad de materiales avanzados. La investigación se centra en sustituir el titanio por materiales más económicos sin comprometer la funcionalidad. Aunque los metales raros en la CCM representan buena parte del coste, representan menos del 10% del sistema completo [2]. La innovación en el suministro de energía y las placas bipolares son áreas clave para reducción de costos, con otros componentes de la planta también ofreciendo oportunidades de ahorro.

2.2.3 Electrolizador SOEC

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) operan a altas temperaturas (700-850°C), permitiendo cinéticas favorables con electrodos de níquel económicos [2]. Reducen la demanda eléctrica y utilizan calor para separación, alcanzando eficiencias aparentes superiores al 100%. Tienen potencial para operar como celda de combustible y electrolizador, además de co-electrólisis de CO2

y agua para producir gas de síntesis. Sin embargo, presentan desafíos como la degradación rápida durante ciclos termoquímicos y problemas de sellado. Aunque actualmente se implementan a pequeña escala (kW), algunos proyectos de demostración alcanzan 1 MW [2].

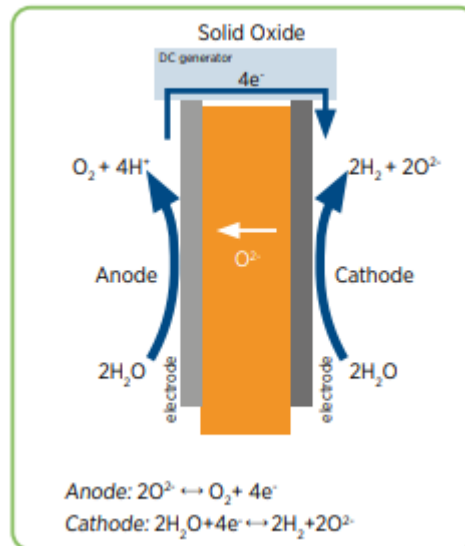


Figura 9. Estructura de un electrolizador SOEC. [2]

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) pueden acoplarse con tecnologías que generan calor para lograr una mayor eficiencia del sistema, ya que la electrólisis del agua se vuelve más endotérmica con el aumento de la temperatura [2]. Esto reduce rápidamente la demanda de energía gracias al calentamiento Joule de la celda, que luego se utiliza en la reacción de división del agua a altas temperaturas. La configuración típica del sistema incluye la posibilidad de utilizar fuentes de calor adicionales, como el calor residual de la industria o plantas de energía solar concentrada. Un acoplamiento importante y totalmente renovable es con la energía solar concentrada, que puede suministrar electricidad y calor al electrolizador SOEC.

2.3 Captura de dióxido de carbono

La captura de dióxido de carbono es una de las estrategias que más se están desarrollando para llegar al objetivo de cero emisiones netas. Se emplean diversas tecnologías, como soluciones basadas en la naturaleza, procesos naturales mejorados y enfoques tecnológicos. Entre ellos los que más potencial tienen son la captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) y la captura directa de aire y almacenamiento (DACs, por sus siglas en inglés). Con el objetivo de lograr mayor sostenibilidad, se está desarrollando la tecnología de CCS con bioenergía (BECCS) para lograr emisiones netas cero para 2050. En lo que concierne a este proyecto, el proceso de almacenamiento se omite, puesto que el objetivo en este caso no es retirar dióxido de carbono y almacenarlo para evitar su contaminación, sino que el dióxido de carbono capturado se reutiliza para la conversión de los combustibles sintéticos. Por tanto, a partir de ahora nos referiremos a las tecnologías como BECC y DAC. Es importante recalcar que el dióxido de carbono emitido por estos combustibles no se considera contaminante debido a que es el propio dióxido de carbono capturado previamente.

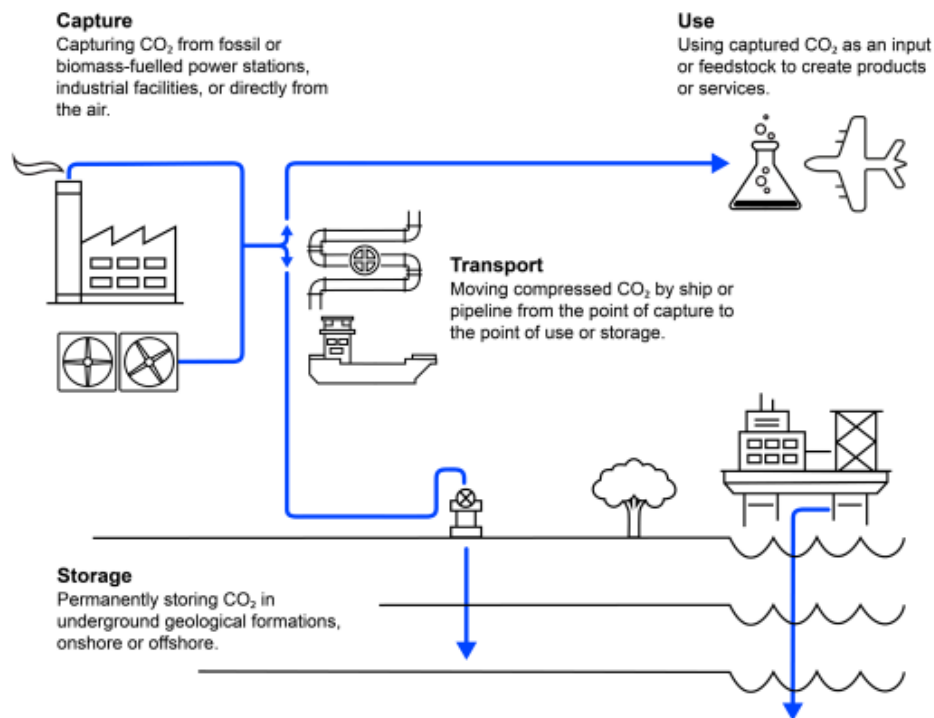
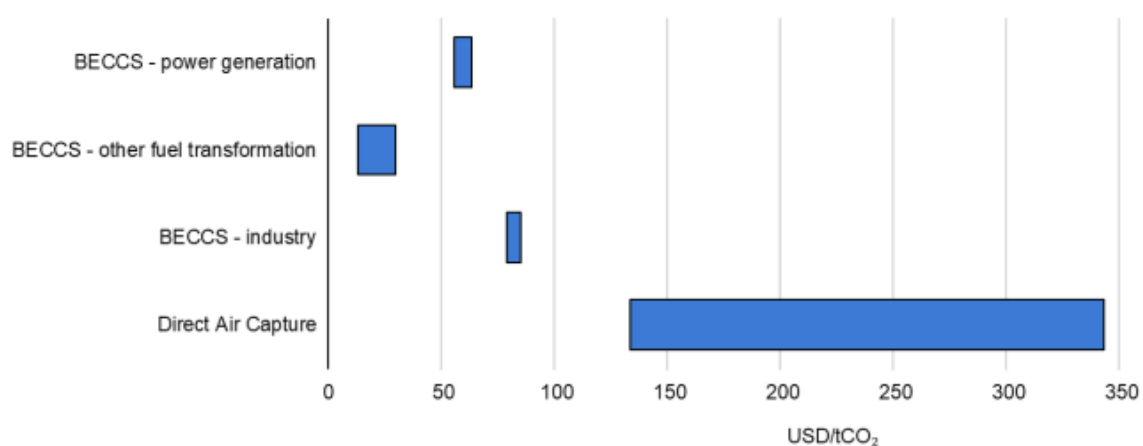


Figura 10. Diagrama de la captura de CO₂ para almacenamiento o utilización. [3]

BECC implica la captura de CO₂ proveniente de procesos que utilizan biomasa para producir energía o materiales. Esta tecnología se considera neutra en carbono si la biomasa se cultiva de manera sostenible y se quema como combustible. BECC es la tecnología más madura de captura de dióxido de carbono sostenible, puesto que tanto la producción de bioenergía como la captura de carbono han sido probados a escala comercial. Esto, unido a que tiene una concentración de CO₂ mayor que otras tecnologías, hace que hoy en día sea la opción más barata. La captura de los procesos de transformación de combustibles (bioetanol) o la gasificación de biomasa son actualmente las más económicas, con costes que oscilan entre 13,5 €/t de CO₂ y 27 €/tCO₂. La captura en la generación de energía basada en biomasa tiene un coste de alrededor de 54 €/t de CO₂ mientras que la BECCS aplicada a procesos industriales tiene un coste de captura de alrededor de 72 €/t de CO₂ [3]. Por otro lado, su principal desventaja es que su despliegue a gran escala se ve limitado por su dependencia a la disponibilidad de biomasa sostenible. Otro punto que preocupa es el terreno necesario para estas instalaciones.

Las tecnologías de captura directa de aire (DAC) extraen CO₂ directamente de la atmósfera. Actualmente, existen dos enfoques tecnológicos principales: el DAC sólido (S-DAC), que utiliza sorbentes sólidos para un proceso de adsorción/desorción, y el DAC líquido (L-DAC), que emplea soluciones químicas para capturar y liberar CO₂. S-DAC opera principalmente con electricidad, mientras que L-DAC generalmente requiere una fuente de calor, como el gas natural, para alcanzar temperaturas elevadas en el proceso. Por este motivo, al no requerir de una fuente contaminante, la tecnología que se va a tener en cuenta en este proyecto es S-DAC. La principal desventaja de la captura directa es la baja concentración de CO₂ en el aire, lo que hace que sea una tecnología intensiva en energía y costosa en comparación con otras opciones.

Por tanto, el éxito del DAC dependerá de avances tecnológicos para mejorar la eficiencia y reducir los costes. A esto hay que añadirle que esta tecnología no está demostrada a gran escala (1Mt de CO₂ al año), por lo que su posible coste varía en un rango amplio de estimaciones. El coste de captura mediante DAC para aplicaciones a gran escala oscila entre 100-1000 €/tCO₂ según la literatura [3], dependiendo de la tecnología de captura, costes de la electricidad, suposiciones financieras, configuración específica de la planta y si el CO₂ capturado se almacena o se utiliza. Precios bajos de electricidad pueden reducir los costes proyectados de captura mediante DAC a poco más del objetivo de la industria de 90 €/tCO₂.



Notes: CO₂ capture costs are based on the following assumptions: technical lifetime = 25 years; representative discount rate = 8%; the price of fuel = USD 7.50/GJ; the price of electricity = USD 6.7/GJ. BECCS applied to industrial processes is based on chemical absorption.

Sources: EASAC (2018), Fuss et al. (2018), Haszeldine et al. (2018), Keith et al. (2018), Realmonte et al. (2019).

Figura 11. Coste de las tecnologías sostenibles de captura de dióxido de carbono

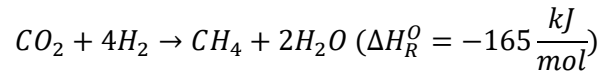
2.4 Procesos de síntesis

El proceso de síntesis es uno de los pasos fundamentales a la hora de producir e-fuels. Una vez obtenido hidrogeno verde mediante el proceso de electrolisis y habiendo capturado dióxido de carbono, el combustible sintético producido dependerá del proceso de síntesis que se lleve a cabo. Entre estos procesos de síntesis tenemos: la metanización para producir gas metano (CH₄), la producción de combustibles líquidos (diesel, gasolina...) vía metanol o el proceso Fischer-Tropsch y por último el proceso Haber-Bosch para producir amoníaco (NH₃). Como es lógico por su composición química, este último proceso no requiere de una previa captura de carbono, y en cambio utiliza nitrógeno.

Al igual que en las tecnologías anteriores, gracias a la fabricación de grandes plantas enfocadas en el propósito de producir combustibles sintéticos y, por ende, gracias a la economía de escala, se espera que con el paso de los años los costes se vayan reduciendo significativamente. Sin embargo, al ser tecnologías que ya son generalmente utilizadas para la producción de combustibles convencionales no se esperan reducciones tan grandes como en tecnologías como la electrolisis, ya que no se anticipan grandes avances tecnológicos.

2.4.1 Metanización

En el proceso de metanización, se genera metano a partir de dióxido de carbono e hidrógeno, junto con subproductos como agua y calor. El calor residual de la metanización puede aprovecharse para la captura de CO₂ atmosférico. El agua generada como subproducto puede utilizarse en la electrólisis del hidrógeno. La reacción química de la metanización es la siguiente:



Existen dos enfoques principales para la metanización: catalítica y biológica. La metanización catalítica ocurre a temperaturas de 300 a 550 °C, utilizando un catalizador de níquel [4]. La metanización biológica, en cambio, utiliza microorganismos suspendidos en una solución acuosa a temperaturas más bajas (30 a 70 °C) [4]. La metanización biológica tiene una eficiencia generalmente menor, debido principalmente a que está menos desarrollada; requiere reactores más grandes, y es adecuada para pequeñas plantas de producción. Por ello, cuando se hable de metanización, a partir de ahora la tecnología que se tendrá en cuenta es la catalítica.

Dependiendo de la literatura que se consulte la eficiencia de la metanización está entre 75% y 85%. La eficiencia en este proceso se asumirá del 81%, utilizando los datos de la figura inferior, donde se muestra la ruta de producción del metano sintético. Esta eficiencia no se prevé que vaya a aumentar puesto que esta tecnología está extensamente desarrollada. Otros datos relevantes son el CAPEX, de 769 €/kW; una vida útil de 30 años, y un OPEX del 4% del CAPEX [5]. Debido a que se espera una gran penetración de mercado y por economía de escala, el coste se irá reduciendo.

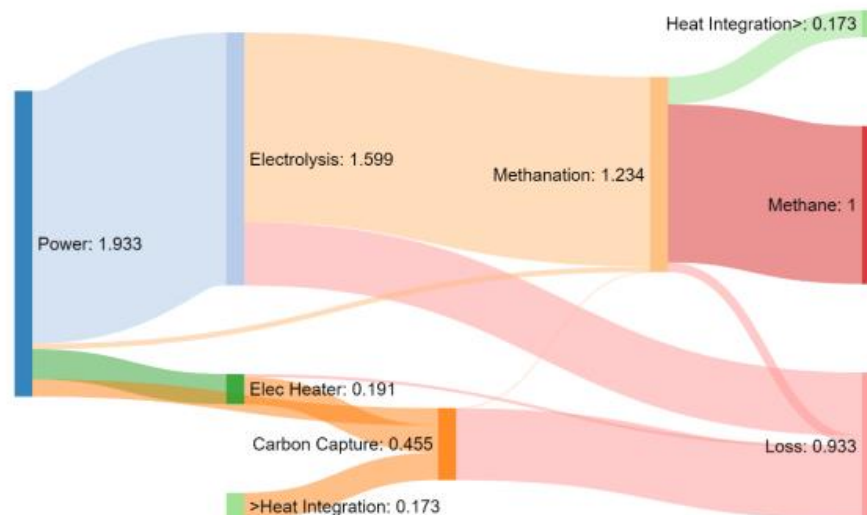
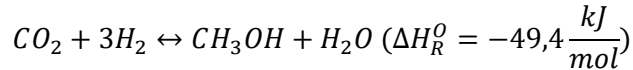
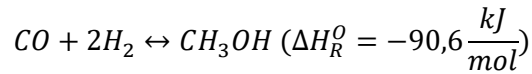


Figura 12. Consumo de energía para producir 1MJ de metano sintético. [6]

2.4.2 Conversión vía metanol

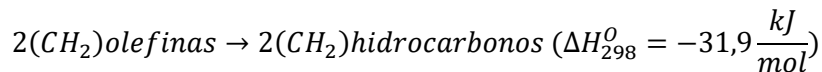
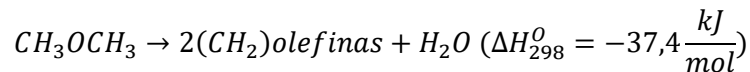
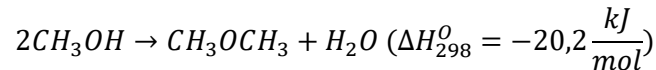
El metanol sintético puede ser producido para su uso directo o como un proceso intermedio para la producción de otros combustibles líquidos sintéticos. Se puede producir a partir de CO₂ en uno o dos pasos. En el último caso, el CO₂ se convierte en CO con la reacción inversa de gas de agua (RWGS, por sus siglas en inglés) seguido de la hidrogenación del CO en metanol. En un solo paso, estas dos reacciones ocurren simultáneamente con la síntesis directa de metanol. El producto

resultante mezcla metanol y agua, que luego debe destilarse. Las reacciones químicas son las siguientes:



La síntesis de metanol es un proceso comercialmente asentado. Estos procesos se pueden diferenciar según la presión, el tipo de reactor y los catalizadores utilizados. El proceso más común en la actualidad es la síntesis a baja presión, que opera a presiones entre 50 y 100 bares y temperaturas de 220 a 280 °C. Los catalizadores suelen estar compuestos por óxido de cobre u óxido de zinc [4].

Como se ha mencionado previamente, el metanol puede actuar también como proceso intermedio para producir combustibles líquidos sintéticos. Se deshidrata catalíticamente el metanol para obtener una mezcla de éter dimetílico (DME, por sus siglas en inglés), metanol y agua. El metanol y el DME se deshidratan para formar olefinas ligeras, que luego oligomerizan en olefinas superiores. El producto final es un combustible de octanaje ultra bajo en azufre y bajo en benceno [4]. Las reacciones que se producen son las siguientes:



La eficiencia de los procesos expuestos en este apartado se va a asumir de 82% para la conversión al metanol y del 78% para la conversión a combustibles líquidos sintéticos, aunque al igual que en la metanización tiene una pequeña variación dependiendo de la literatura que se consulte. En cuanto al CAPEX, es de 848 €/kW para el metanol y 1155 €/kW para los combustibles líquidos; la vida útil es de 25 años, y el OPEX es un 1,5% del CAPEX [5]. Al igual que con la metanización, se espera que los costes se reduzcan.

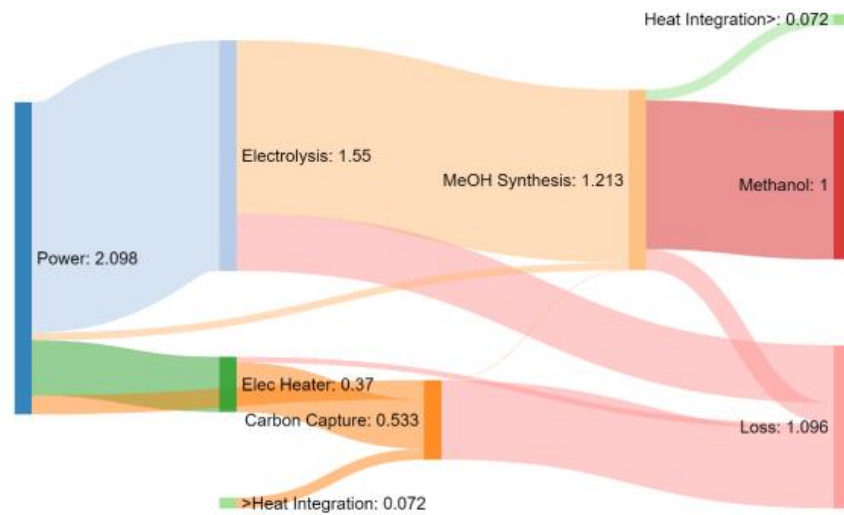


Figura 13. Consumo de energía para producir 1MJ de metanol sintético. [6]

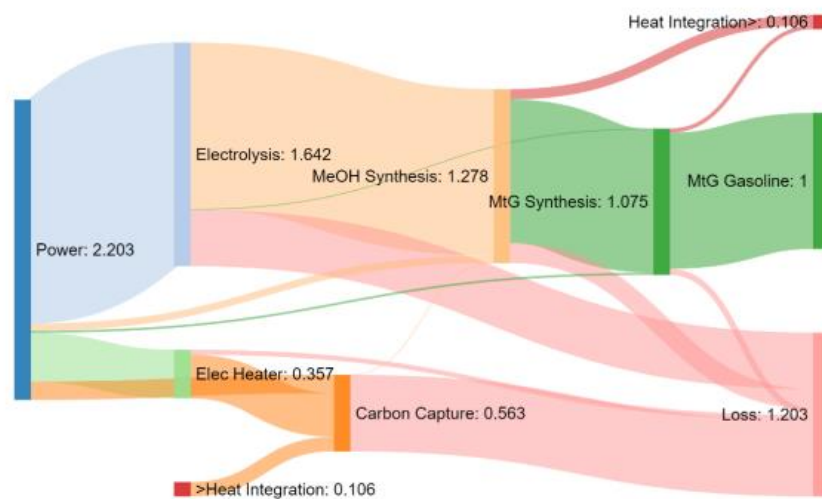
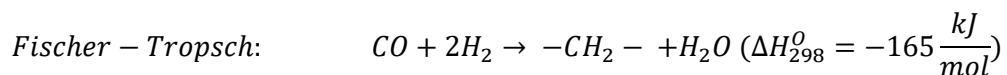
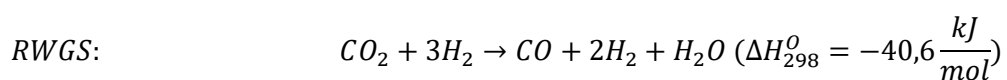


Figura 14. Consumo de energía para producir 1MJ de gasolina sintética. [6]

2.4.3 Síntesis de Fischer-Tropsch

El proceso Fischer-Tropsch es una tecnología establecida que utiliza monóxido de carbono e hidrógeno para producir combustibles líquidos sintéticos. El monóxido de carbono se obtiene a partir de dióxido de carbono mediante una reacción inversa de gas de agua (RWGS, por sus siglas en inglés). La síntesis de Fischer-Tropsch es una opción probada a gran escala para obtener combustibles sintéticos a partir de carbón o gas natural, y que es compatible también con hidrogeno [4]. De esta forma, las reacciones que se llevan a cabo en este proceso son las siguientes:



Aunque se conoce la RWGS, la conversión de CO₂ en CO aún no ha alcanzado un nivel industrial y requiere más investigación y desarrollo para su disponibilidad comercial. En cuanto a la reacción del proceso de Fischer-Tropsch, se produce agua al reducir el CO a un grupo CH₂ mediante la adición de hidrógeno. El producto crudo se mejora mediante hidrocrqueo de refinería para producir los combustible líquidos sintéticos finales.

La eficiencia en este proceso se asumirá del 66%, utilizando los datos obtenidos; el CAPEX hoy en día, de 810 €/kW; la vida útil de 30 años, y el OPEX del 4% del CAPEX [5].

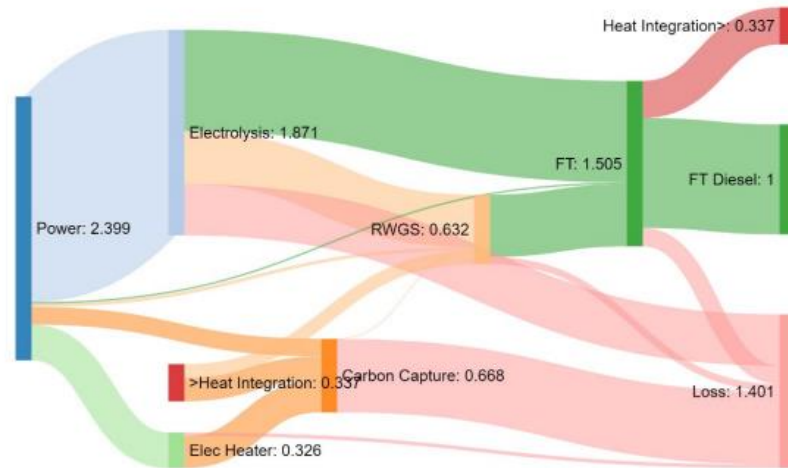
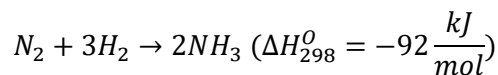


Figura 15. Consumo de energía para producir 1MJ de diesel sintético. [6]

2.4.4 Síntesis de Haber-Bosch

Mediante el proceso de Haber-Bosch, una reacción exotérmica que utiliza nitrógeno e hidrógeno bajo alta presión y temperatura con la ayuda de un catalizador, se consigue producir amoníaco. La reacción de este proceso es la siguiente:



El consumo estimado de energía para una planta que combina electrólisis con síntesis de amoníaco es de alrededor de 12 kWh/kg de NH₃. La separación criogénica del aire se utiliza para suministrar nitrógeno, y su consumo de electricidad varía en el rango de 0.6-1 kWh/kg de nitrógeno líquido producido [4]. Aunque las tecnologías individuales están disponibles, la combinación de electrólisis y síntesis de amoníaco aún no ha alcanzado la etapa comercial, y se anticipa cierta pérdida de integración de calor en tal configuración.

La eficiencia del proceso Haber-Bosch es aproximadamente del 86% asumiendo que el calor obtenido se utiliza [6]. Si lo que tenemos en cuenta es puramente la eficiencia de la conversión a amoníaco, esta es de aproximadamente 79%. Por otro lado, el CAPEX actualmente es de 837 €/kW, la vida útil es de 35 años y el OPEX un 1.5% del CAPEX [5].

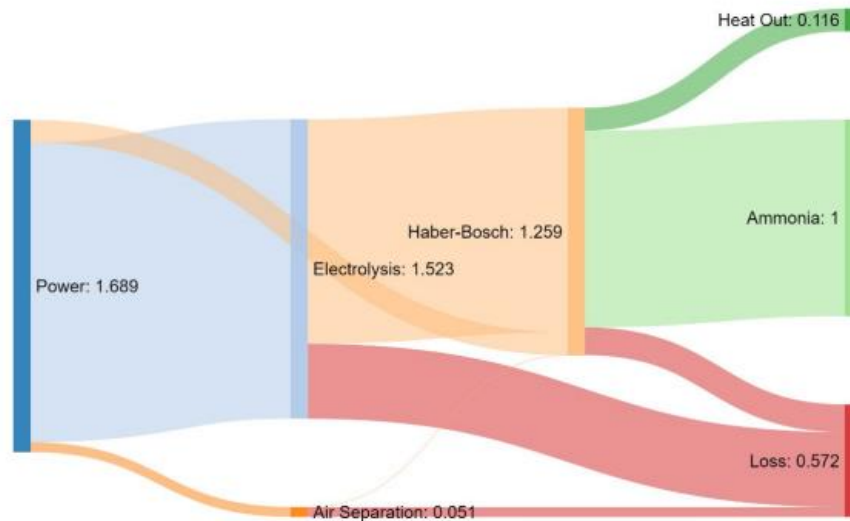


Figura 16. Consumo de energía para producir 1MJ de amoníaco sintético. [6]

2.5 Transporte y distribución

El transporte y distribución de energía tiene un peso importante en el sistema energético. La crisis provocada por la invasión rusa a territorio ucraniano expuso la dependencia de la UE del gas natural ruso. Esta situación, unido a que la producción interior de hidrógeno verde y sus combustibles derivados no está proyectado que pueda cubrir toda la demanda, subraya la importancia de la diversificación de países de los que importar dichos productos. De esta manera, en el caso de romper relaciones con uno de esos países, se podrá amortiguar más fácilmente el impacto y no tener la consecuencias vividas en la crisis reciente.

Teniendo claro que las importaciones van a ser imprescindibles, es vital que se instale la infraestructura necesaria para poder transportar hidrogeno y combustibles, tanto en el interior como desde el exterior. El transporte y distribución de dichos productos será vía ductos, barco o camión. Mientras sea posible el transporte por ductos, tanto el hidrógeno verde como el metano, al encontrarse en estado gaseoso, se transportan de dicha manera. El resto de productos mencionados en el apartado 2.5 al encontrarse en estado líquido se transportan mediante barco. El camión por su parte se utiliza para la distribución interior de corta distancia de todos los productos.

La implementación de una red de hidroductos se asemejaría a la infraestructura existente de gas natural, con diámetros de tuberías que varían entre 20 y 48 pulgadas y operación a presiones de 50 a 80 bares [7]. Sin embargo, el hidrógeno presenta desafíos específicos, como la posible fragilización del acero y la tendencia a fugas debido a su menor tamaño molecular. La readaptación de los ductos de gas natural para el hidrógeno es técnicamente factible, aunque requiere evaluaciones de integridad y modificaciones. La conversión de compresores existentes también se presenta como un desafío debido a las diferencias en las propiedades del hidrógeno.

Las tuberías más pequeñas tienen menores costes de capital unitarios, pero mayores costes por kg transportado. Las tuberías grandes y de alta presión, aunque más asequibles desde una perspectiva de coste nivelado, requieren mayores distancias de seguridad. Las tuberías readaptadas de 48 pulgadas son rentables al 25% de capacidad en el corto plazo, pero a medida que crezca la demanda

de hidrógeno, se necesitaría construir capacidad adicional [7]. Para nuevas tuberías de 36 pulgadas y 50 bar, así como tuberías nuevas y readaptadas de 20 pulgadas a 50 bar, operar a capacidad máxima es óptimo desde una perspectiva de coste nivelado, ya que el CAPEX del ducto es significativamente mayor que el OPEX del compresor por unidad de hidrógeno transportado [7].

Como ya se ha mencionado previamente el hidrógeno verde y el metano se transportará mediante ductos en la medida de lo posible. Sin embargo, cuando la distancia entre el país exportador y el país importado es demasiado larga o separado por un océano, este no es el caso. El coste del transporte por ducto incrementa mucho a medida que incrementa la distancia. Por su parte, el transporte marítimo, que es mucho más caro en distancias cortas, mantiene el coste relativamente constante a medida que incrementa la distancia en comparación con los ductos. Además, ofrece ventajas en términos de seguridad y flexibilidad de suministro. Los gasoductos pueden ser difíciles de construir en regiones políticamente inestables, y las rutas marítimas pueden modificarse para adaptarse. Para transportarse en barco el metano se licua al igual que se el gas natural licuado. Sin embargo, como se puede transportar el hidrógeno está todavía en debate, existiendo tres opciones: hidrógeno líquido, amoníaco y LOHC (Liquid organic hydrogen carriers).

FIGURE 34

Comparison of hydrogen transport options over various distances

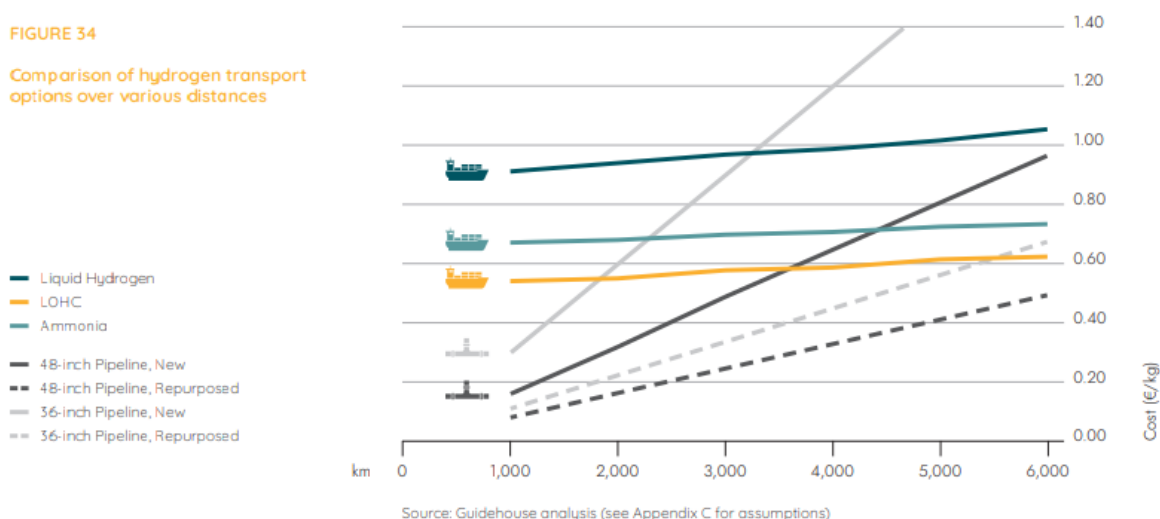


Figura 17. Variación del coste de transporte de hidrógeno según la distancia para diferentes opciones. [7]

Los tres métodos de transporte de hidrógeno incluyen la conversión del hidrógeno gaseoso en una forma líquida más densa en energía para facilitar el transporte. El hidrógeno líquido implica la licuefacción del hidrógeno, lo cual consume una parte sustancial de su energía, pero aumenta significativamente su densidad energética volumétrica. Los contenedores de almacenamiento y transporte para el hidrógeno líquido deben estar muy bien aislados para minimizar la cantidad que se evapora. Una parte del vaporizado se puede utilizar como combustible para el barco. El LOHC utiliza productos químicos orgánicos que reaccionan con el hidrógeno y pueden ser transportados por barco. El barco también debe tener un combustible de carbono neutral para propulsar el barco, ya que la carga no se puede utilizar como combustible sin producir emisiones de gases de efecto invernadero. El amoníaco se forma mediante la reacción del hidrógeno y el nitrógeno, tal y como se ha explicado en el apartado 2.5.4. Al igual que en el transporte de hidrógeno líquido, el amoníaco se puede utilizar como combustible para el barco. Sin embargo, la reconversión del amoníaco a nitrógeno e hidrógeno es relativamente ineficiente y aún no se ha demostrado a escala.

2.6 Sistemas de movilidad

El sector del transporte necesita reducir considerablemente sus emisiones de gases de efecto invernadero. Es responsable de aproximadamente el 24% de las emisiones globales de CO₂ [8]. Hoy en día todo tipo de transporte por carretera, de aviación y marítimo sigue dominado por los combustibles fósiles. Para cumplir el objetivo de cero emisiones netas es vital que este sector reduzca su dependencia a estos combustibles con una rapidez considerable. Para ello, existen cuatro posibles opciones: electricidad renovable con propulsión eléctrica a batería, hidrógeno renovable en celdas de combustible (FC) o en motores de combustión interna (ICE), combustibles sintéticos en FC o ICE, y uso de combustibles fósiles combinados con captura y almacenamiento de carbono o con eliminación de carbono mediante DAC. Esta última opción es muy poco probable que se aplique, dada su dependencia a combustibles fósiles, pero sigue siendo una posibilidad analizable en caso de que no se pueda llegar a una solución aceptable con ninguna de las tres opciones anteriores. De la misma forma, siempre que sea posible las soluciones de electrificación directa se antepondrán a las soluciones de hidrógeno y estas, a las soluciones con combustibles sintéticos, ya que lógicamente al ser derivaciones serán menos eficientes y más caras de producir

El principal atractivo de los combustibles sintéticos es, al igual que con las infraestructuras de producción, su compatibilidad con los vehículos, barcos y aviones existentes. Dadas las largas vidas útiles de las flotas de vehículos, barcos y aviones existentes el uso de combustibles sintéticos podría ser un elemento necesario para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte, mientras se investigan otras tecnologías que logren la viabilidad técnica y económica de la electrificación directa o de la integración de hidrógeno. Por otro lado, los principales inconvenientes son, como ya se ha mencionado, las bajas eficiencias de conversión debido a su largo proceso de producción y la menor eficiencia de los ICE respecto a los motores eléctricos, además de los altos costes de producción en comparación con los equivalentes fósiles y la electricidad renovable. Además, los avances recientes en la tecnología de vehículos eléctricos, tanto en términos de costes como de rendimiento de las baterías y el escepticismo de una parte de la población en relación con la sostenibilidad de los combustibles sintéticos, generan incertidumbre sobre la disponibilidad futura de estos.

Desde una perspectiva técnica, los combustibles sintéticos son de interés para todos los modos de transporte, al tener propiedades casi idénticas a sus homólogos fósiles, pero sobre todo son de especial interés en el transporte marítimo y aviación de media larga distancia, donde los combustibles, con alta densidad de energía, son difíciles de sustituir mediante la electrificación con baterías debido a la baja densidad de energía y al alto peso de las tecnologías de baterías existentes. Sin embargo, la electrificación podría descarbonizar la aviación de corta distancia (<1 000 km) y el transporte marítimo de corta distancia. Por otro lado, para los sistemas de movilidad por carretera, tecnologías como la electrificación están cada vez más desarrolladas y ofrecen un camino claro hacia la reducción de emisiones, aunque en los vehículos pesados y de largo recorrido existen dudas de que la electrificación directa pueda llegar a ser la mejor solución.

La solución intermedia se encuentra en el hidrógeno. El H₂ soluciona, hasta cierto punto, el problema de la densidad energética de la electrificación con baterías y también evita la emisión de dióxido de carbono, sin importar si este es capturado o no. A niveles de alta pureza, el hidrógeno puede ser utilizado en celdas de combustible para producir electricidad y proporcionar tracción mecánica a través de un motor eléctrico. Del mismo modo, los motores de combustión interna

pueden quemar hidrógeno, tanto puro como en una mezcla de doble combustible. El hidrógeno tiene algunas desventajas, como la densidad energética volumétrica relativamente baja, aunque se puede aumentar mediante licuación y almacenarlo criogénicamente a -252°C, lo que genera pérdidas de energía de aproximadamente el 30% y aumenta los costes significativamente [9]. Además, el hidrógeno requiere un manejo cuidadoso ya que con la tecnología utilizada actualmente se filtra a través de los materiales, haciéndolos quebradizos y propensos a fallos.

2.6.1 Aviación

En 2019, la industria global de la aviación consumió 363 mil millones de litros de combustible y emitió 914 Mt de CO₂, con la aviación de pasajeros representando el 92% de las emisiones. Si el crecimiento futuro de emisiones sigue la mitad de la tasa histórica, se espera un aumento del 50% para 2050 [10]. Esto contrasta con la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ para cumplir con los objetivos climáticos, como el Acuerdo de París. La IATA ha establecido objetivos de reducción de emisiones, con la ambición de alcanzar emisiones netas cero para 2050. Lograr tales reducciones requerirá una transformación radical en la aviación.

La aviación tiene requisitos tecnológicos y de seguridad más rigurosos que el resto de sistemas de movilidad. Los combustibles para aviación deben tener una alta densidad energética gravimétrica debido a la sensibilidad de los aviones al peso. Esto limita las opciones de combustibles sintéticos al e-queroseno y el hidrógeno. El queroseno sintético, también conocido como SAF (Sustainable Aviation Fuel), cumple con las especificaciones del combustible de aviación convencional y es compatible con la tecnología de aeronaves existente, mientras que el hidrógeno requiere de avances tecnológicos y grandes inversiones en infraestructura en los aeropuertos para su transporte y almacenamiento.

Los aviones de hidrógeno podrían reemplazar a los modelos convencionales y reducir el uso de combustible de aviación fósil en ciertos perfiles de misión, pero enfrentan desafíos tecnológicos importantes. El hidrógeno tiene una densidad energética gravimétrica tres veces mayor que el queroseno convencional. Esto significa que la aeronave tiene que llevar menos peso de combustible que el queroseno para hacer un determinado trayecto. Sin embargo, el peso de los tanques de almacenamiento reduce significativamente esta ventaja de peso. Además, el hidrógeno tiene una densidad energética volumétrica muy baja, solucionable mediante una licuación, logrando ser más alta que la del queroseno.

El problema, como ya hemos mencionado, es que a presión ambiente el hidrógeno se convierte en estado líquido a -252 °C. Esto requiere tanques criogénicos que son más grandes y pesados que los sistemas convencionales y, probablemente, se almacene en esferas o cilindros para minimizar la evaporación en gas y manteniendo el peso del tanque bajo. Esto significa que los tanques al estilo de queroseno en las alas no serán posibles, y los tanques estarán ubicados internamente en el fuselaje o externamente sobre el fuselaje.

El enfoque de investigación por tanto se encuentra en minimizar los volúmenes y pesos de los tanques, y en una ubicación de tanques adecuada. Las métricas utilizadas para comprender la contribución del tanque son la relación entre el peso del tanque y el peso del combustible o el peso del combustible en relación con el peso del combustible y del tanque.

El amoníaco no es considerado factible como combustible de aviación debido a sus emisiones de NO_x y los desafíos técnicos asociados.

2.6.2 Transportes marítimos

El transporte marítimo tiene un impacto significativo en el medio ambiente, la salud y el cambio climático. Los barcos han utilizado tradicionalmente combustibles relativamente económicos en forma de fuelóleo pesado o combustibles diésel con alto contenido de azufre, lo que hace que el paso a combustibles con cero emisiones de carbono sea más costoso desde una perspectiva económica. El principal cambio de combustible en el transporte marítimo ha sido la introducción de gas natural licuado (GNL) [11]. Sin embargo, esta introducción está impulsada principalmente por regulaciones más estrictas sobre el azufre, no por la descarbonización, y por los riesgos ambientales asociados con los derrames de los fuelóleos.

El GNL se ha utilizado en buques desde hace más de 50 años, pero su adopción se ha acelerado en los últimos años [11]. Sin embargo, no hay que olvidar que, aunque el GNL tenga un menor impacto que los combustibles de petróleo, sigue siendo un producto contaminante y dañino para el medioambiente ya que también emite carbono. De ahí nace la necesidad de explorar las opciones de biocombustibles, combustibles sintéticos y electricidad para reducir las emisiones en el transporte marítimo con el objetivo de acercarse a las cero emisiones netas dentro de este sector.

El uso de diferentes combustibles requerirá diferentes sistemas de propulsión (motores de combustión interna, celdas de combustible y sistemas eléctricos con batería) y sistemas de almacenamiento y suministro. Combustibles como el diésel sintético, metanol, metano sintético licuado y probablemente también hidrógeno y amoníaco pronto podrán ser quemados en diferentes tipos de motores duales. La ventaja que tienen el diésel y el metano es que se adecuan a las infraestructuras y tecnologías ya existentes, mientras que el metanol ya ha sido probado y es técnicamente factible. Otra opción en investigación, ajena a los combustibles, es la utilización de velas y viento como fuente principal de energía. Además, debido al espacio existente en los barcos de tamaño medio-grande, podría existir la posibilidad de aplicar captura de carbono a bordo.

Hay varias categorías diferentes de barcos con perfiles operativos diferentes que afectan a qué opciones de descarbonización son preferibles. Dentro de las dos categorías de transporte costero y fluvial, ya hay varios barcos eléctricos con batería en funcionamiento, mientras que para los barcos de alta mar que viajan largas distancias entre abastecimientos, las baterías no son una opción plausible. El hidrógeno, el amoníaco y el e-metanol son considerados como opciones prometedoras para reducir las emisiones en este tipo de transporte. El hidrógeno, como ya se ha mencionado puede producir electricidad en celdas de combustible y también quemarse en motores de combustión interna después de su conversión a líquido. Sin embargo, su baja densidad energética y los costes asociados con su almacenamiento y manipulación requieren de una importante investigación y desarrollo. El amoníaco, aunque tóxico, ofrece una densidad energética más alta que el hidrógeno líquido y puede utilizar tanques de almacenamiento similares a los utilizados hoy en día para el gas licuado de petróleo. Por otro lado, el uso de metanol como combustible requiere algunas modificaciones relativamente menores, debido a su mayor corrosividad respecto al diésel. También puede ser utilizado en una celda de combustible para producir electricidad, impulsando el barco a través de un motor eléctrico. Si se derrama accidentalmente en el mar es menos letal para la vida marina que la gasolina y el diésel. En general, estos combustibles representan opciones potenciales para ayudar a descarbonizar el transporte marítimo, aunque cada uno presenta desafíos únicos que deben abordarse para su implementación efectiva.

2.6.3 Vehículos terrestres

El transporte por carretera puede descarbonizarse con mucha más facilidad que el transporte marítimo o de aviación. Los vehículos eléctricos de batería (BEV) y los vehículos eléctricos de celda de combustible de hidrógeno (FCEV) han recibido considerable esfuerzo de investigación y desarrollo en la última década. En los años recientes los BEV han tenido un desarrollo muy positivo, experimentado un aumento constante en la producción y de las ventas. La mayoría de fabricantes de automóviles ya han sacado al mercado vehículos eléctricos, y planean un mayor desarrollo de las tecnologías de las baterías, reduciendo su peso y aumentando las autonomías. Por otro lado, FCEV han tenido dificultades para emerger a gran escala. Los camiones y las aplicaciones de servicio pesado son un desafío mayor debido a una mayor carga útil, infraestructura de carga y requisitos de autonomía.

Una transición de toda la industria a BEV se considera poco probable, puesto que seguramente la infraestructura de la red eléctrica no podría soportarlo. En ese contexto, los FCEV tienen la posibilidad de complementar a los coches eléctricos de baterías. Una industria completa de vehículos ligeros BEV y FCEV de hidrógeno requerirá una considerable inversión en puntos de carga para BEV y un sistema de distribución de H₂ y estaciones para FCEV. El uso de hidrógeno en ICE también es una posibilidad, pero no se considera en la misma medida que los FCEV por la menor eficiencia que eso conlleva. Los combustibles renovables sintéticos homólogos a los convencionales utilizados hoy en día (diésel y gasolina) también son una posibilidad ya que conllevan menores inversiones y desarrollos tecnológicos de los automóviles. Además, el metanol podría ser utilizado en motores de gasolina, motores con encendido de chispa (ICE SI), adoptando algunas ligeras modificaciones, mientras que el metano comprimido también podría llegar a utilizarse en motores de combustión. Por su parte, el diésel utiliza motores de encendido de por compresión (ICE CI).

3 AVANCES Y COSTES FUTUROS

Como se ha ido viendo a lo largo del apartado 2, el sector del hidrógeno verde y los combustibles sintéticos tiene un gran potencial de expansión y de reducción de costes, siendo una muy buena solución para eliminar el uso de los combustibles convencionales. Tanto el hidrogeno verde como los combustibles sintéticos todavía se encuentran en una etapa inicial, donde todavía se requiere de inversiones e I+D para llegar a un punto de madurez donde sean competitivos, sobre todo a nivel económico. El proceso de abaratamiento que están viviendo las energías renovables se sitúa como un ejemplo a seguir para el resto de tecnologías que entran en juego, como son la electrólisis, la captura de carbono y los procesos de síntesis.

3.1 Alcance y objetivos

Para el correcto análisis de los avances y costes futuros es imprescindible tener en cuenta el alcance del proyecto y los objetivos que se desean cumplir para poder extraer unas conclusiones provechosas. Para determinar el alcance hay que tener claro entre otras cosas el límite temporal que se quiere marcar, el territorio que se quiere abarcar y la profundidad con la que se quiere hacer el análisis. Los objetivos vienen marcados por el alcance.

El alcance de este proyecto es el siguiente:

- Para el análisis del proyecto se utiliza el método Well-to-Wheel, evaluando el coste y la eficiencia desde la fuente de energía renovable hasta después de ser utilizado por el sistema de movilidad. Al ser combustibles producidos a partir de electricidad renovable, las emisiones netas Well-to-Wheel se consideran nulas. En el apartado 3, se desarrollará un análisis Well-to-Tank, es decir, se analizará los avances y costes desde la generación de electricidad hasta la distribución de los combustibles sintéticos. Por su parte, en el apartado 4 se van a analizar los combustibles sintéticos en los sistemas de movilidad, lo que se llama un análisis Tank-to-Wheel. Ambos análisis conforman el método conocido como Well-to-Wheel.
- En consonancia con los objetivos globales de Net Zero by 2050, este proyecto se enfocará en analizar el progreso desde la actualidad hasta esa fecha, dividiendo este periodo en intervalos de 5 años. Se asumirá en la recolecta de datos que la actualidad es 2020 debido a que estamos dentro del lustro 2020-2025 y que dicha información obtenida es de fechas cercanas a ese año.
- El proyecto se realiza dentro del marco de la Unión Europea, de la que España es uno de los 27 miembros. La propia España por su potencial de generación de energía renovable se considerará país exportador. Por otro lado, siendo Centroeuropa (más en concreto Alemania) la región dentro de la UE con mayor proyección de demanda será considerada como la importadora de los productos. Se tendrán en cuenta regiones exteriores cercanas con gran potencial de producción de renovables como exportadores (Noruega, Norte de África y Oriente Medio).
- Los combustibles sintéticos que se tienen en cuenta en el análisis del proyecto son los siguientes: hidrógeno verde (H₂, o LH₂ para diferenciar el estado líquido del gaseoso al que

se encuentra en condiciones estándar), e-metano (CH₄), e-metanol (MeOH), e-gasolina (MTG, por las siglas del inglés Methanol-To-Gasoline), e-diésel (FTD, Fischer-Tropsch-To-Diesel), e-queroseno (MTK, Methanol-To-Kerosene; FTK, Fischer-Tropsch-To-Kerosene) y por último e-amoniaco (NH₃).

Los objetivos del proyecto son los siguientes:

- El proyecto no busca predecir de manera exacta en qué situación se van a encontrar el hidrogeno verde y los combustibles sintéticos en el futuro. El análisis se hará sobre tres escenarios: el de referencia, el optimista y el pesimista. De esta manera, se puede estimar sobre que rango de precios se encontrará cada tecnología. Dependiendo de las ayudas, el apoyo y la convicción con la que se desarrollen, el coste real futuro se acercará más al optimista o al pesimista y, por tanto, será más o menos competitivo en comparación con los combustibles convencionales.
- El proyecto tratará de comparar el hidrógeno verde y los distintos combustibles sintéticos evaluados. Este hecho no implica escoger la mejor opción y desechar el resto, sino exponer que ventajas y desventajas tiene cada una de las opciones para cada uno de los sistemas de movilidad.
- El análisis que se lleva a cabo en este proyecto busca sacar unas conclusiones a partir de los datos obtenidos en la literatura. Estos datos, aun siendo de fuentes muy fiables, son predicciones y estimaciones del futuro de tecnologías que todavía no están probadas a gran escala. Por ello, se desarrolla una base de datos automatizada en una hoja Excel y, de esta manera, a medida que se vayan obteniendo datos reales podrían sustituir a las estimaciones y así ir convergiendo dichas conclusiones.

3.2 Electricidad renovable

Como ya se ha visto en el apartado 2.1, las fuentes energéticas renovables ya son una realidad competitiva. Los costes se han visto reducidos de manera muy positiva incluso llegando a ser más barato que las fuentes convencionales en algunos casos. Sin embargo, se espera que estas tecnologías sigan abaratándose. Esta es una cuestión imprescindible para poder llegar a producirse hidrógeno verde y combustibles sintéticos que no tengan precios disparados.

El Escenario de Políticas Establecidas (STEPS, por sus siglas en inglés), será el escenario pesimista en el análisis de este proyecto; el Escenario de Compromisos Anunciados (APS, por sus siglas en inglés), escenario referencia; y el Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE), escenario optimista. STEPS refleja las políticas actuales, mientras que el APS asume que se cumplen a tiempo los compromisos y objetivos a largo plazo en materia de emisiones y acceso a la energía. El Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE), describe una ruta rentable para que el mundo logre emisiones netas cero a mediados de siglo en el sector energético, con el objetivo de mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de 1.5 °C para el año 2100.

Aunque las energías renovables ahora representan la fuente más económica de electricidad en la mayoría de los mercados, la velocidad de su expansión depende en gran medida de los responsables

de las políticas. En el escenario de Políticas Establecidas (STEPS), el crecimiento de la generación de energía renovable supera el aumento en la generación total hasta 2030 y 2050. En el escenario de Compromisos Anunciados (APS), la energía solar fotovoltaica y la eólica por sí solas superan incluso un mayor crecimiento de la demanda hasta 2030 y 2050. En el Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE), el crecimiento de las renovables es un 40% más rápido hasta 2030 y un 20% más rápido hasta 2050 que en el APS[12]. Todos los escenarios reducen la necesidad de combustibles fósiles, pero solo en el Escenario de Emisiones Netas para 2050 se descarboniza realmente rápido la generación de electricidad.

En el STEPS, se prevé una inversión promedio en el sector de alrededor de 1 billón de dólares anuales durante la próxima década, superando en más del 10% el período 2017-2021. Para 2050, la inversión anual se acercaría a 1.1 billones de dólares. En el APS, la inversión aumenta aproximadamente un 30%, alcanzando un promedio anual de 1.2 billones de dólares en la próxima década y 1.8 billones para 2050. En el NZE, las inversiones se elevan a 1.7 billones de dólares anuales en la próxima década. La inversión anual en renovables es de alrededor de 480 mil millones de dólares en STEPS y 630 mil millones en APS. En las siguientes tablas se muestra cómo se prevé que se reduzca el coste de capital de las tecnologías solar fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina.

Tecnología Renovable	CAPEX		CAPEX 2030	
	Actualidad	STEPS	APS	NZE
Solar fotovoltaica	737	482	464	428
Eólica terrestre	1447	1374	1356	1338
Eólica marina	2766	1820	1747	1638

Tecnología Renovable	CAPEX		CAPEX 2050	
	Actualidad	STEPS	APS	NZE
Solar fotovoltaica	737	373	328	309
Eólica terrestre	1447	1320	1283	1256
Eólica marina	2766	1365	1201	1128

Tabla 1. Reducción de CAPEX en €/kW de las tecnologías renovables según el escenario [12]

Igual de importante que las inversiones en las renovables y la reducción de sus costes de capital es conocer las ubicaciones ideales donde instalar los parques eólicos y solares. Para la energía eólica, la media de velocidad del viento representa una buena medida para entender que regiones tienen más potencial. Como se ve en la figura inferior, las mayores velocidades medias se registran en las costas, lo que demuestra porque poco a poco la energía eólica marina va cogiendo tanto protagonismo. Uno de los lugares con una gran velocidad media es el mar del norte y más en concreto la costa de Noruega. Además del mar del norte, tenemos sitios como el sur de Argentina y Chile, Alaska... como regiones costeras con velocidades medias muy altas. Sin embargo, no se tendrán en cuenta en este proyecto al estar muy alejado de Europa, ya que esto provoca que los costes de transporte sean demasiado altos como para ser una opción económicamente viable. En cuanto a eólica terrestre, se observa que el norte de África es una opción ideal al tener velocidades medias muy altas. Oriente Medio y el norte de Centroeuropa también son buenas opciones, mientras que España tiene algunas regiones con buen potencial.

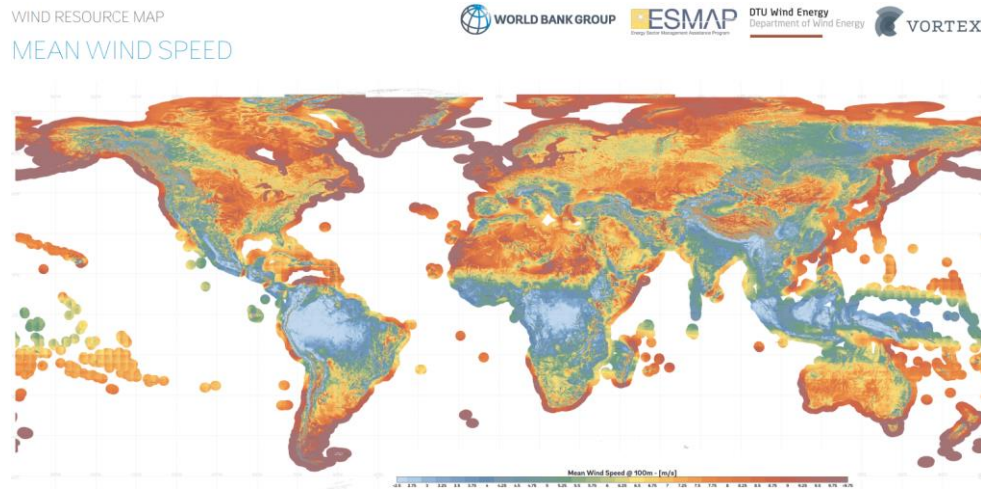


Figura 18. Velocidad media del viento en el mundo

Atendiendo a la energía solar, la irradiación normal directa es una de las medidas que muestra las ubicaciones con buen potencial para instalar parque de tecnología solar fotovoltaica. Como se observa en la siguiente figura, Chile, Sudáfrica y Australia son las regiones con mayor potencial. En el contexto de este proyecto, las regiones con mayor potencial y con viabilidad de importar a Europa son de nuevo el norte de África y Oriente Medio. Además, España también es uno de los países con condiciones excelentes para instalar parques de energía solar fotovoltaica.

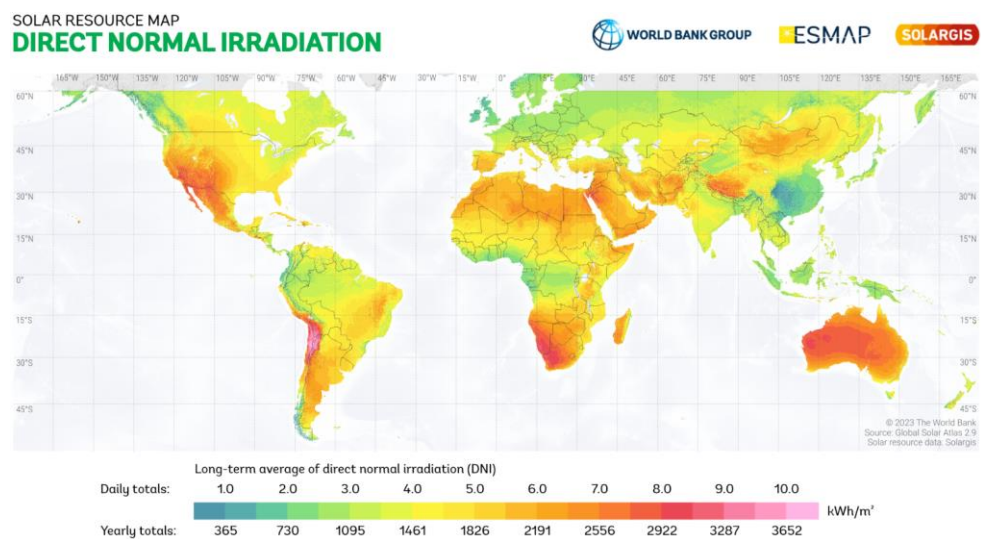


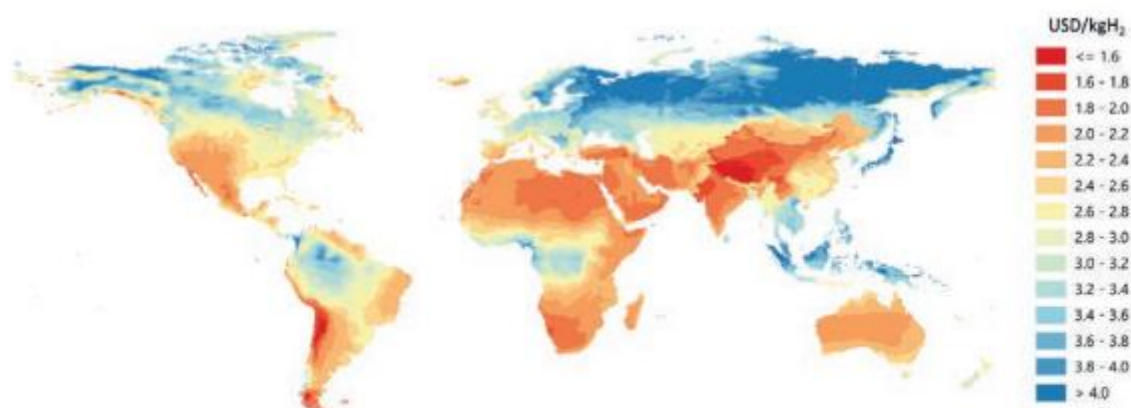
Figura 19. Irradiación normal directa en el mundo

Cuanto mejores sean las condiciones, más horas estarán en funcionamiento los parques de renovables. Al estar funcionando durante más horas y con condiciones adecuadas, se genera más electricidad, lo que rentabiliza más los parques y provoca que la electricidad sea más barata. Por ello, una opción interesante es complementar las tecnologías de solar fotovoltaica y eólica terrestre. Teniendo en cuenta, por ejemplo, que en el norte de África hay condiciones excelentes en ambos casos, los parques híbridos pueden generar hidrógeno verde barato en el futuro, como se muestra en la figura inferior. Se muestra tabla de las horas de funcionamiento supuestas para los distintos casos que se analizarán en este proyecto. Se supone que el solapamiento entre energía

solar fotovoltaica y energía eólica terrestre tiene un 5% de solapamiento y que para todos los casos las horas pueden oscilar entre unos valores.

País	Energía Renovable	Horas de funcionamiento		
		Optimista	Referencia	Pesimista
España	Solar	2145	2070	1970
	Solar + Eólica	5242	5121	4951
Norte África	Solar	2365	2300	2190
	Solar + Eólica	5743	5605	5406
Oriente Medio	Solar	2495	2400	2320
	Solar + Eólica	5491	5311	5149
Noruega	Eólica Marina	4555	4465	4380
Alemania	Solar + Eólica	4028	3914	3776

Tabla 2. Horas de funcionamiento por país y tecnología renovable [1] [6]



Notes: This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. Electrolyser CAPEX = USD 450/kW_w, efficiency (LHV) = 74%; solar PV CAPEX and onshore wind CAPEX = between USD 400–1 000/kW and USD 300–2 500/kW depending on the region; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on wind data from Rife et al. (2014), NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis and solar data from renewables.ninja (2019).

Figura 20. Coste del hidrógeno a partir de sistemas híbridos solar fotovoltaica y eólica terrestre en el largo plazo.

Para calcular el coste nivelado de la energía, en este caso de la electricidad, además del coste de capital y las horas de funcionamiento, hay que tener en cuenta la vida útil de la tecnología, el WACC y el coste de operación. Se considera una vida útil de 25 años y un WACC del 7,5% para todas las tecnologías [1]. El OPEX se considera de 1,5% del CAPEX para la energía solar, 2% para los sistemas híbridos y 3,2% para la energía eólica marina.

$$LCOE = \frac{(1 + WACC)^{vida\ útil} \times WACC}{(1 + WACC)^{vida\ útil} - 1} \times CAPEX + OPEX$$

Horas de funcionamiento

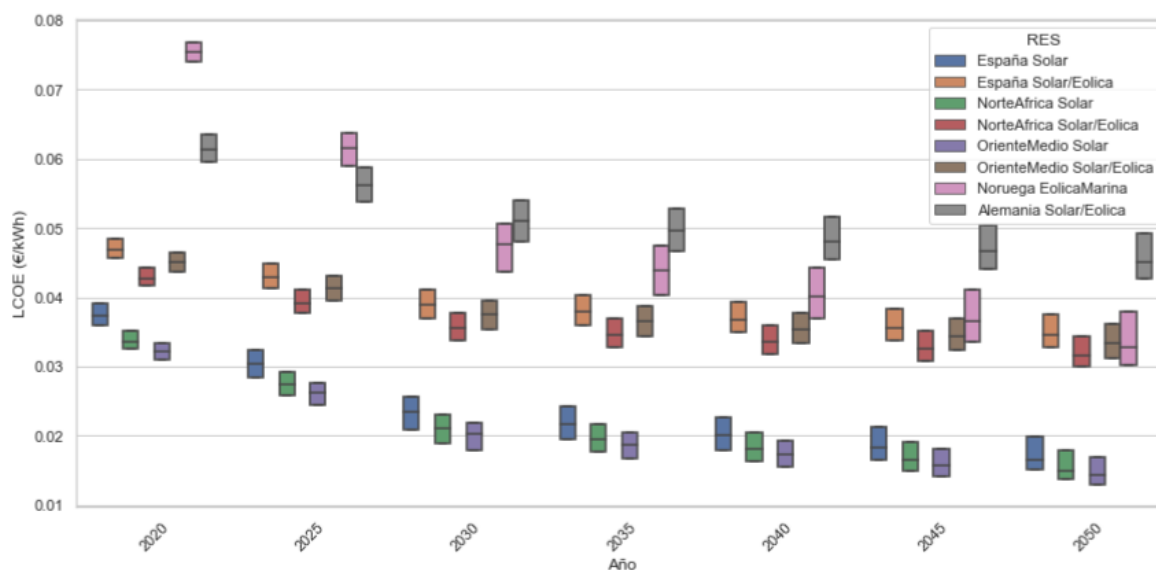


Figura 21. boxplot de la variación de LCOE con el paso de los años para las distintas fuentes de energía renovable

La gráfica muestra claramente que la opción más barata tanto actualmente como en el futuro es la energía solar fotovoltaica. A pesar de tener unas horas de funcionamiento muy inferiores a las otras dos opciones, el hecho de que el coste de inversión sea mucho menor provoca que en cuanto a precio de electricidad sea una opción bastante más barata. Oriente Medio puede generar la electricidad renovable más barata, siendo el precio en el norte de África muy similar y el precio en España tan solo un poco más caro. Como aspecto negativo de la energía solar fotovoltaica se encuentra las pocas horas de funcionamiento en comparación con un sistema híbrido o la energía eólica marina y, por tanto, su menor capacidad de producción. Entre estos dos sistemas mencionados, actualmente la tecnología eólica marina es mucho más cara que los sistemas híbridos, pero se espera que para 2050 pueda tener un precio similar a los sistemas híbridos en el norte de África, Oriente Medio y España. Además, se espera que la década de 2030 pueda superar al sistema híbrido en Alemania, haciéndolo interesante para este país puesto que podría tener la posibilidad de instalar parques en el mar báltico.

3.3 Hidrogeno verde

Con la reducción de costes que se está viviendo en la producción de electricidad renovable, ha emergido la posibilidad de poder generar hidrógeno verde barato. Sin embargo, tan solo con el abaratamiento de la electricidad no es suficiente para que el hidrogeno verde pueda competir con los combustibles fósiles. Las tecnologías de electrólisis todavía se encuentran en proceso de maduración, estando las tecnologías alcalina y PEM ya disponibles comercialmente y la tecnología SOEC aún en escala de laboratorio, por lo que es importante que existan políticas y estrategias de ayudas para poder reducir los costes de las propias plantas de electrólisis.

El aumento en la escala de fabricación de las plantas de electrólisis puede reducir significativamente sus costes específicos. Volúmenes de fabricación más grandes disminuyen los costes asociados a edificios, mejoran la utilización del equipo y optimizan el rendimiento del proceso. Al escalar de 10 MW/año a 1 GW/año, se logra una reducción del 70% en el coste de la pila [2]. La mayor reducción se encuentra en el ensamblaje de la pila, con un potencial de reducción del 90% al pasar de un

montaje manual a uno semiautomatizado y luego a uno completamente automatizado [2]. Esto se logra mediante la automatización en dos niveles: la celda y la pila. Para lograr estas reducciones de costes, se implementa la automatización y tecnologías avanzadas de revestimiento. En cuanto a los componentes que contienen materiales raros, la reducción de costes es menos pronunciada, con CCM y PTL alcanzando entre un 45%-55% de reducción de costos a una escala de 1 GW/año [2]. En el caso del balance de planta, la reducción de costos es menor que para la pila, alcanzando alrededor del 40% al aumentar la tasa de producción de 10 MW/año a 1 GW/año. Este cambio lleva al balance de planta a representar aproximadamente el 75% del coste total en una escala de 1 GW/año [2], siendo las mayores reducciones de costos en la circulación de agua desionizada y los sistemas de enfriamiento.

Además del aumento de la escala de fabricación, otro factor importante que lleva a reducciones de coste es la curva de aprendizaje. La curva de aprendizaje representa la disminución en el coste de producción al duplicarse la capacidad acumulativa de una tecnología específica gracias a la competencia del mercado y la economía de escala. Para la electrólisis del agua, el punto de partida para el aprendizaje se basa en la experiencia acumulativa de la producción de cloro-álcali debido a que comparten los mismos principios. Este enfoque de aprendizaje permite aprovechar los desarrollos en pilas de combustible y baterías. La tasa de aprendizaje estimada para electrolizadores y pilas de combustible generalmente se sitúa en un promedio del 18% [2], situándose en una posición parecida a la tecnología solar fotovoltaica. Esto demuestra el potencial de reducción de costes que tiene la electrólisis del agua.

Los tres escenarios que evalúan la reducción del coste de capital son: 1 TW de capacidad instalada para 2050, como el escenario pesimista; 2.5 TW como el escenario de referencia, y 5 TW como el escenario optimista. El escenario pesimista está basado en el Planned Energy Scenario de IRENA, mientras que el referencia se basa en el Transforming Energy Scenario y el optimista en el Deep Decarbonisation Scenario, este último alineado con el NZE. A diferencia de las estimaciones de coste de capital de las energías renovables, en el caso del coste de capital de electrólisis no se proporciona el precio de 2030 y 2050. Sin embargo, sí que existen rangos de valores en los que se espera que se sitúen. Además, las dos gráficas siguientes nos permiten sacar unos valores aproximados para cada escenario.

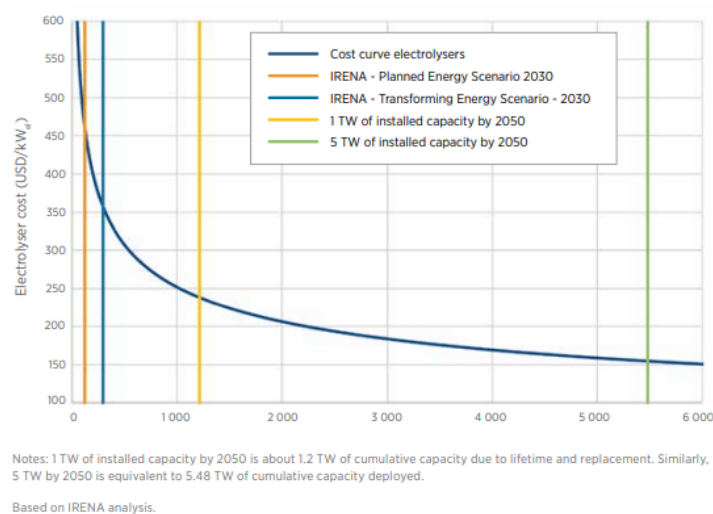
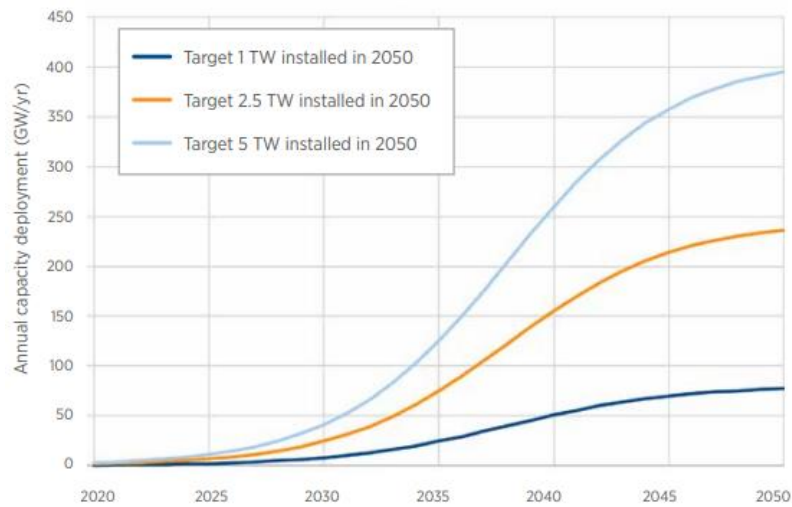


Figura 22. Reducción de coste potencial basado en la tasa de aprendizaje según el escenario y el año [2]



Based on IRENA analysis.

Figura 23. Capacidad de despliegue de electrolizadores necesaria para cumplir diferentes objetivos de capacidad instalada [2]

Es importante recalcar que la precisión exacta de los datos no es vital puesto que, como ya se ha mencionado, no se busca hacer una predicción de los costes futuros, sino una estimación de estos. Es por ello por lo que, ante la imposibilidad de obtener los datos exactos utilizados en el análisis de IRENA, se han aproximado las gráficas anteriores para obtener valores que se asemejen a los obtenidos en dicho análisis y, de esta manera, obtener valores que reflejen sus estimaciones. Lógicamente, se ha comprobado que el resultado de aproximar las gráficas lleva a obtener unos datos de la reducción del coste del electrolizador similares a los que se encuentran en la literatura analizada.

CAPEX Electrolizador (€/kW)	Capacidad acumulada (GW)	Reducción CAPEX (%)
750	2	0%
600	20	20%
550	50	27%
500	80	33%
450	120	40%
400	180	47%
350	300	53%
300	550	60%
250	1000	67%
200	2200	73%
150	6000	80%

Tabla 3. Aproximación de datos de la gráfica de la figura 22

Capacidad de despliegue anual (GW/año)			
Escenario	2025	2030	2035
Pesimista	1	15	40
Referencia	3	27.5	55
Optimista	25	47.5	140
Escenario	2040	2045	2050
Pesimista	55	77.5	85
Referencia	145	200	225
Optimista	270	375	395

Tabla 4. Aproximación de datos de la gráfica de la figura 23

Una vez aproximadas las dos gráficas, es necesario obtener la capacidad acumulada de cada escenario, y así obtener la reducción de coste de capital de cada 5 años. Para este proceso, lo primero es obtener la capacidad de despliegue anual de cada año desde 2020 hasta 2050. Al tener los datos de cada 5 años, se utiliza la regresión lineal para obtener un valor aproximado del despliegue anual de un año en concreto.

$$\frac{GW}{año} \text{ 2026 pesimista} = \frac{2026 - 2025}{2030 - 2025} (15 - 1) + 1 = 3,8 \frac{GW}{año}$$

Con la capacidad de despliegue anual se obtiene la capacidad acumulativa del 2020 al 2050 cada 5 años. Esta se compara con los datos aproximados de la gráfica de reducción del CAPEX y, mediante interpolación, se obtiene la reducción de cada año respecto al valor inicial de 750 €/kW según el escenario.

Capacidad acumulada (GW)			
Escenario	2025	2030	2035
Pesimista	5	52	202
Referencia	11	100	320
Optimista	77	270	785
Escenario	2040	2045	2050
Pesimista	447	790	1200
Referencia	865	1755	2830
Optimista	1875	3540	5475

Tabla 5. Capacidad acumulada de electrolizadores por escenario y año

Reducción de CAPEX Electrolizador (%)			
Escenario	2025	2030	2035
Pesimista	4%	27%	48%
Referencia	10%	37%	54%
Optimista	33%	52%	63%
Escenario	2040	2045	2050
Pesimista	57%	64%	68%
Referencia	65%	71%	74%
Optimista	72%	76%	79%

Tabla 6. Reducción de CAPEX de los electrolizadores por escenario y año respecto a actualidad

Para la estimación de la reducción del CAPEX se ha decidido enfocarse en la electrólisis de agua como una sola tecnología, aunque como ya se ha explicado existen varias con sus características diferentes entre ellas. Existen estudios que prevén una mayor tasa de aprendizaje en la tecnología PEM que en la tecnología de electrolizador alcalino, pero como el objetivo de este proyecto no es ahondar en este tema en concreto, se ha decidido no entrar en tanto detalle. A modo de ejemplo, en la tabla siguiente se muestra la estimación del coste de capital para la actualidad, en 2030 y en 2050 según el escenario de referencia.

CAPEX (€/kW) - Escenario de Referencia			
Electrolizador	Actualidad	2030	2050
Alcalino	910	577	233
PEM	1092	692	279
SOEC	2300	1457	588

Tabla 7. CAPEX de los electrolizadores en el escenario de referencia según la tecnología

Otro de los factores clave con relación al coste nivelado del hidrógeno (LCOH) es la eficiencia. En esta cuestión los electrolizadores alcalino y PEM tienen una eficiencia similar del 65% hoy en día. Sin embargo, la eficiencia de la tecnología alcalina se espera que se incremente hasta el 70%, mientras que se espera un mayor incremento en la tecnología PEM, llegando hasta el 80% de eficiencia. Por su parte la tecnología SOEC, aunque está en escala de laboratorio, se sitúa como el electrolizador más eficiente con una eficiencia del 80%, que además se estima que pueda llegar al 90%.

Al igual que a la hora de calcular el LCOE, en el caso del coste nivelado del hidrógeno también es necesario el WACC, la vida útil, el OPEX y las horas de funcionamiento. Para todos los casos el WACC es actualmente del 10%, estimando que se reduzca hasta el 6% para el año 2050. En cuanto a la vida útil y el OPEX, son de 30 años y 2% del CAPEX para PEM y electrólisis alcalina, mientras que para el SOEC es de 20 años y 5% del CAPEX. En cuanto a las horas de funcionamiento, se va a suponer en este proyecto que las horas de funcionamiento de las fuentes renovables son las limitantes, funcionando los electrolizadores las mismas horas.

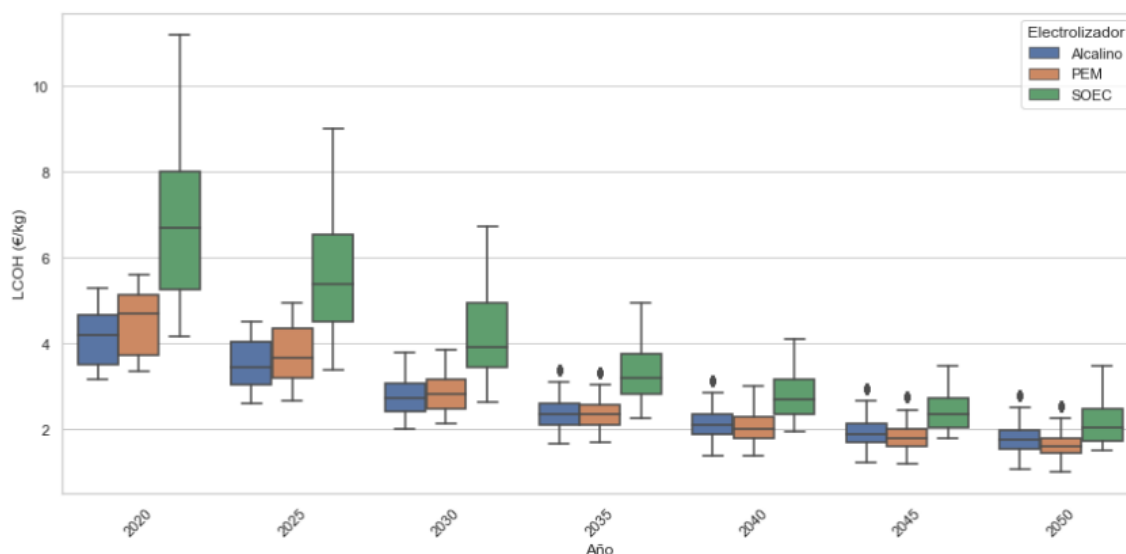


Figura 24. LCOH según tecnología de electrolizador con el paso de los años

Se observa en la gráfica que para el 2040 el promedio del precio del hidrógeno producido a través de PEM y tecnología alcalina ya va a ser cercano a 2 €/kg. Por su parte, los electrolizadores SOEC producirán hidrógeno a este precio en 2050, donde las otras dos tecnologías ya habrán bajado de 2 €/kg prácticamente en todos los escenarios y ubicaciones. Para PEM, solo Alemania en todos los escenarios y Noruega en el escenario pesimista supera dicho precio; para tecnología alcalina, a esos casos se les unen España y Oriente Medio en el escenario pesimista. Al estimarse que los electrolizadores PEM tendrán una mayor eficiencia que los electrolizadores alcalinos, poco a poco irán superándolos como la tecnología capaz de generar hidrógeno más barato. Sin embargo, las diferencias son tan pequeñas que no se puede asegurar que una tecnología vaya a ser más rentable que la otra.

Si bien se ha observado que un bajo coste de inversión en fuentes renovables implicaba un precio de electricidad barato, esto cambia en el caso del precio del hidrógeno. Al suponer que las horas de funcionamiento de los electrolizadores son dependientes de las horas de funcionamiento de la tecnologías de fuentes renovables, este factor cobra mucha más importancia. Es cierto que, en el caso de hacerse grandes progresos en el almacenamiento de electricidad, la dependencia de los electrolizadores a las horas de funcionamiento de las fuentes renovables se podría reducir, provocando un abaratamiento del hidrógeno mucho mayor para parques de paneles solares fotovoltaicos. Sin embargo, ni en este proyecto ni en la literatura estudiada se han tenido en cuenta tales posibles avances.

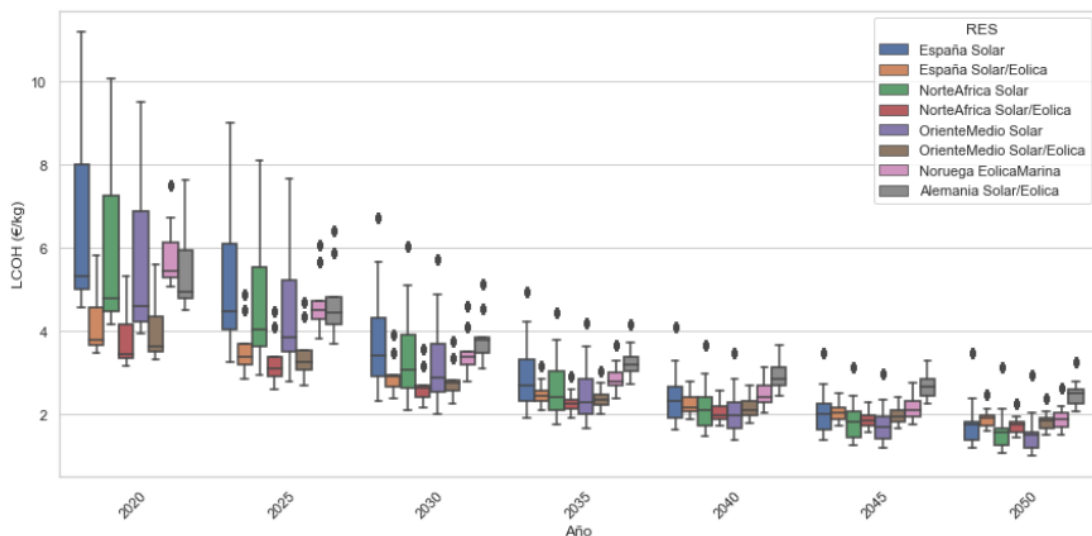


Figura 25. Evolución del LCOH con el paso de los años para las distintas fuentes de energía renovable

La gráfica muestra como en la actualidad y en las próximas décadas, los parques híbridos de solar y eólica producen el hidrógeno verde más barato, al ser las soluciones con más horas de funcionamiento. Para 2050, todo se va a equiparar más, pudiendo ser la alimentación con paneles solares la opción que produzca hidrógeno verde más barato. Tanto la tecnología solar como la eólica marina van a reducir notablemente los costes de inversión, mientras que la eólica terrestre va a tener una reducción más lenta, y se verá reflejado en el LCOE y consecuentemente en el LCOH. Sin embargo, las horas de funcionamiento también son un factor para tener en cuenta al determinar la capacidad productiva de cada solución, lo que posiciona a los parques híbridos como la solución más segura y estable, seguida por los aerogeneradores marinos.

Aunque generalmente se considera a la electricidad como el mayor coste en el proceso de electrólisis, esta es una afirmación un tanto simplista. Al fin y al cabo, la variación de costes de electricidad depende de la fuente de electricidad y la variación de costes de electrólisis depende del tipo de electrolizador, lo que provoca que el porcentaje del coste total que supone cada uno sea totalmente variable, como se observa en las distintas gráficas de la figura siguiente. Además, como ya se ha mencionado, menos horas de funcionamiento provocan que el coste de inversión sea un componente mayor del total del LCOH, totalmente visible en los porcentajes de coste de las gráficas, si comparamos los porcentajes de parque solar en España con parque híbrido en España. Para un electrolizador PEM (o un alcalino, que se asemeja bastante en costes) en la actualidad, si se alimenta por un parque solar fotovoltaico, el coste del electrolizador, teniendo en cuenta la inversión y el coste de operación, es mayor que el coste de electricidad. En caso de ser un parque híbrido, el coste de inversión se reduce ampliamente, provocando que la electricidad sea el coste mayor del LCOH. Para el caso del electrolizador SOEC, al ser una tecnología mucho más cara en la actualidad, el coste del electrolizador va a ser el componente más grande del LCOH en todos los casos. Sin embargo, algo que se puede sacar en común de todas las gráficas es que el abaratamiento de los electrolizadores se estima que va a ser mayor que el abaratamiento de la electricidad renovable, lo que sí que va a provocar que esta última sea el coste mayor en todos los casos. Esto tiene todo el sentido, puesto que los electrolizadores son una tecnología con mucho más margen de mejora, y por lo tanto con más capacidad de reducción de costes.

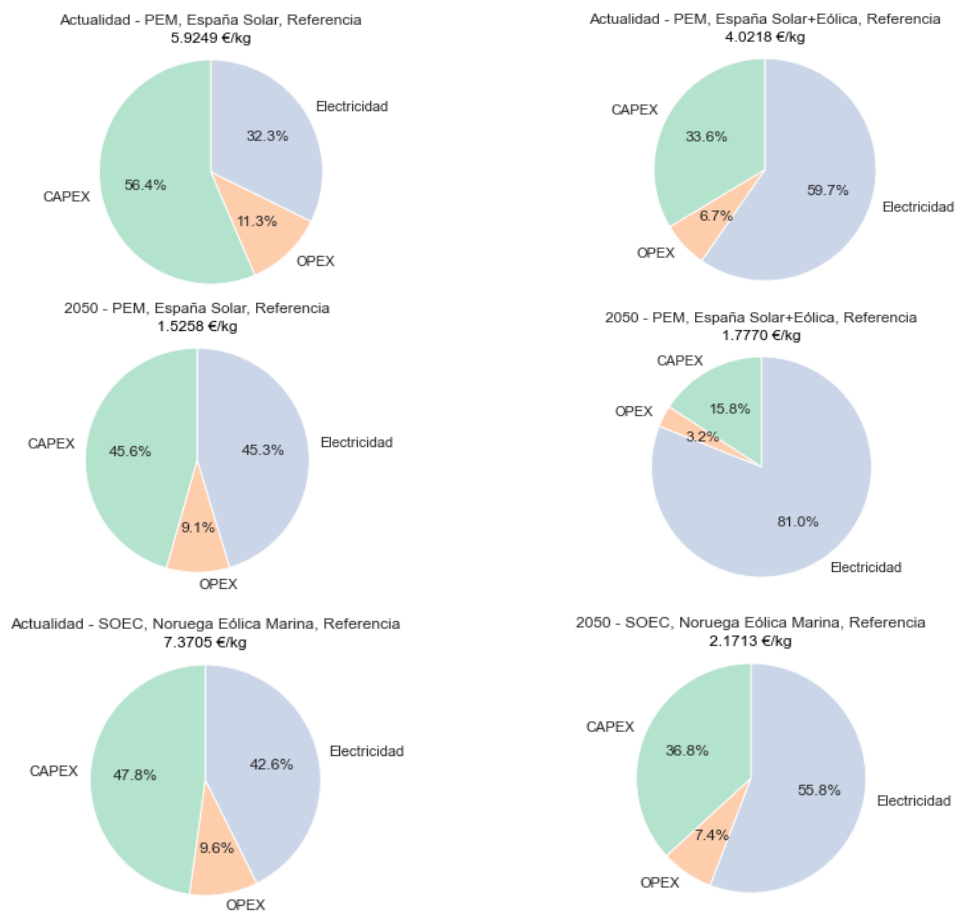


Figura 26. Desglose porcentual del LCOH según diferentes contextos

Una cuestión que no se ha elaborado como uno de los apartados clave es el almacenamiento de hidrógeno. Realmente el almacenamiento de hidrógeno debe ser clave si se quiere llegar a un mercado de hidrógeno verde a gran escala, donde la oferta pueda cubrir la demanda sin depender de las fluctuaciones inherentes a las energías renovables. Existen varias tecnologías de almacenamiento de H₂, algunas adecuadas para uso estacionario y otras para uso en transporte, con una variedad de características, ventajas y desventajas. Sin embargo, hacer un análisis de todos los tipos de almacenamiento que se están desarrollando complicaría demasiado el proyecto. Por ello, se va a asumir que el almacenamiento de hidrógeno se hará en tubos bajo tierra, típicamente utilizados para el almacenamiento de gas natural [6]. De esta manera, se amortiguarán las fluctuaciones de la electricidad renovable. Se va a asumir el uso de almacenamiento tanto si el hidrógeno verde es el producto final, como si se utiliza para producir algún combustible sintético. Dependiendo de cuál sea su uso, se necesitará un mayor o menor almacenamiento. Por ejemplo, las plantas de conversión al metanol son menos flexibles que las plantas de metanización [6], lo que significa que requieren de un mayor almacenamiento de hidrógeno verde para amortiguar fluctuaciones y ser eficientes. Para el almacenamiento del hidrógeno es necesario comprimirlo. La capacidad de carga del compresor y, por tanto, su coste de inversión, van a depender de la planta de síntesis, ya que para una misma cantidad de producción de diferentes combustibles sintéticos no se utiliza la misma cantidad de hidrógeno verde. Los datos se encuentran en la siguiente tabla.

e-Fuel	Capacidad de carga (Nm ³ /h)	Compresor CAPEX (millones de €)	Almacenamiento CAPEX (millones de €)
H ₂	456000	117	573
CH ₄	546000	141	41
MeOH	530000	136	665
MTG	561000	144	704
MTK	566000	146	711
FTD/FTK	640000	165	804
NH ₃	520000	134	19

Tabla 8. Datos tecno-económicos del almacenamiento de hidrógeno según el combustible sintético a producir

3.4 Dióxido de carbono reutilizado

La necesidad de reducir las emisiones que generan las industrias difíciles de electrificar ha obligado a buscar otras opciones más adaptadas que la electrificación directa. El hidrógeno verde es la principal solución en muchos contextos, pero en la mayoría de casos se necesita de investigación y nuevas infraestructuras que no se pueden implantar de la noche a la mañana. En este contexto, ha aparecido la oportunidad de capturar CO₂ para poder producir combustibles sintéticos que reemplacen a los combustibles convencionales generando emisiones netas nulas. Dichos combustibles tienen como ventaja respecto al hidrógeno que se adaptan a las infraestructuras existentes y que tienen características muy similares a sus combustibles convencionales análogos. Aun así, al ser derivados del hidrógeno verde y de la captura de CO₂, estos combustibles dependen del abaratamiento de la electricidad renovable, de las tecnologías de electrólisis y de las tecnologías de captura de carbono.

La captura y reutilización de dióxido de carbono es una parte menor del coste de los combustibles sintéticos en comparación con la electricidad y la electrólisis. No obstante, es importante que los

costes sean mínimos para poder producir combustibles sintéticos económicamente competitivos. El mayor problema de estas tecnologías, sin embargo, radica en la capacidad productiva. Por un lado, la escalabilidad de la tecnología BECC depende de la disponibilidad de la biomasa. Por otro lado, las instalaciones DAC actualmente son de pequeña escala (0.01Mt de CO₂/año mientras que se necesita 1Mt de CO₂/año para producir a gran escala).

Como ya se ha comentado en el apartado 2.3, actualmente BECC es mucho más barato que DAC. El hecho de que en BECC el CO₂ se capture de una fuente concentrada, mientras que el CO₂ en el aire está diluido, provoca que DAC requiera de más consumo de energía (1,04 MJ/kg de CO₂ para fuente concentrada, 7,2 MJ/kg de CO₂ para fuente diluida [6]). Además, el hecho de que BECC combine bioenergía y CCS, tecnologías más desarrolladas, también supone que su coste de inversión sea inferior. Por lo tanto, como la literatura analizada no se desarrolla tanto la reducción de costes de BECC, y al combinar tecnologías ya comercialmente maduras, se ha optado por simplificarlo y no estimar reducción de costes. Además, los costes de captura de CO₂ con BECC se obtienen con datos sobre costes de una fuente de CO₂ concentrada, la cual no es sostenible pero que se asemeja en concentración a lo que podría ser en BECC. Para garantizar que esta suposición es correcta se ha comprobado que el coste de captura de BECC concuerda con los mencionados en el apartado 2.3. El coste de inversión, en millones de euros, y la capacidad de suministro de CO₂ a la planta de síntesis va a depender del tipo de síntesis que sea, de la misma manera que se ha mencionado antes en el caso del almacenamiento de H₂. Los datos se encuentran en la siguiente tabla.

e-Fuel	Capacidad de carga (t/h)	Captura de CO ₂ CAPEX (millones de €)		Licuefacción & almacenamiento CAPEX (millones de €)
		BECC	DAC (Actualidad)	BECC-DAC
CH₄	296	120	702	44
MeOH	346	134	791	58
MTG	365	139	825	61
MTK	362	138	820	61
FTD/FTK	433	156	940	69

Tabla 9. Datos tecno-económicos de la captura de CO₂ según el combustible sintético. WACC del 8%. Vida útil de 25 años. OPEX de la captura del CO₂ de 2,5% del CAPEX. [6]

La captura directa de aire es fundamental en el NZE. En este escenario, en el año 2030, se capturan casi 90 Mt de CO₂/año mediante DAC, acelerándose significativamente para alcanzar 980 Mt de CO₂/año en 2050. En 2050, aproximadamente el 13% de todas las emisiones de CO₂ capturadas provienen de DAC, el 64% de las cuales se almacena, mientras que el 36% del CO₂ se utiliza en combinación con hidrógeno para producir combustibles sintéticos. La expansión de DAC en el Escenario de Emisiones Netas Cero implica que, en promedio, se agreguen 8 plantas de larga escala al año en esta década, 50 plantas al año durante la siguiente década y 40 plantas al año entre 2040 y 2050. Esta implementación dependerá de garantizar la competitividad en costes, así como de la disponibilidad de energía baja en carbono. Una velocidad de implementación de DAC en línea con el NZE implicaría una disminución sustancial en el CAPEX, hasta un 65% menor en 2030, y hasta 80% menor en 2050 en comparación con 2020. En un caso más pesimista el CAPEX se reduciría en un 49% para 2030 y en un 65% para 2050. En el Sustainable Development Scenario, escenario que marca el año 2070 como meta para llegar a emisiones netas cero, estima que se capturan 11 Mt de

CO₂/año en 2030 y 111Mt de CO₂/año en 2050 (lo que podría hacer reducir un 65% el CAPEX para este año). Por otro lado, tan solo hay 11 plantas de gran escala anunciadas para 2030, las cuales supondrían algo más de 5Mt de CO₂/año, 700 veces más que la capacidad de captura actual pero muy por debajo de lo requerido en el NZE. Por ello, observando que los proyectos planeados y el Sustainable Development Escenario están muy alejados del NZE, y que hasta 2050 no lograrían tener una capacidad de captura similar a la del NZE en 2030, se ha optado por hacer una reducción del coste de inversión proporcional a la mencionada en el NZE.

Reducción CAPEX DAC (%)			
Año	Pesimista	Referencia	Optimista
2030	35%	49%	65%
2050	49%	65%	80%

Tabla 10. Reducción del CAPEX según escenario y año respecto a la actualidad

Esta reducción del coste de capital que se estima para DAC lo acerca mucho al coste de capital de BECC para 2050. Sin embargo, la necesidad de más energía provoca que la previsión sea que el coste total de la captura del dióxido de carbono siga siendo mayor. No obstante, el objetivo de la tecnología DAC no debe de ser la similitud en costes, sino ser lo bastante barato como para que salga rentable la producción de combustible sintético con CO₂ proveniente de la captura con dicha tecnología. De esta forma, se podrá disponer de más dióxido de carbono capturado de forma sostenible y económico para satisfacer la demanda de combustibles sintéticos en el futuro, algo que, como ya se ha comentado, parece inviable solamente utilizando la tecnología BECC.

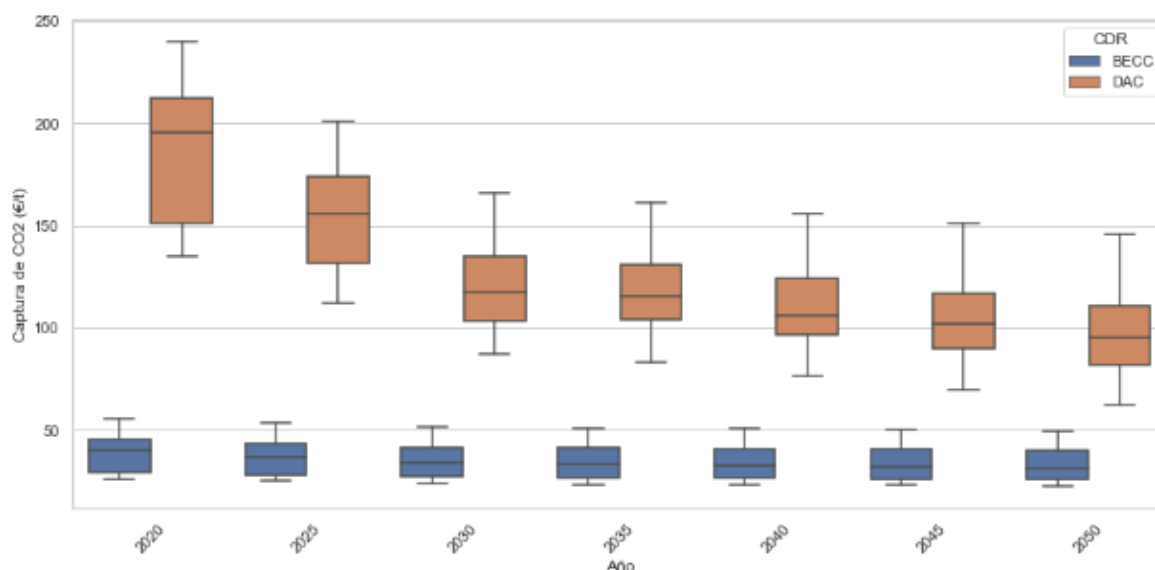


Figura 27. Evolución del coste de CO₂ con el paso de los años según la tecnología CDR

3.5 Combustibles sintéticos

Los combustibles sintéticos tienen una oportunidad de desarrollo muy interesante. Como ya se ha ido comentando a lo largo del proyecto, de las soluciones sostenibles, al ser la que más se asemeja en propiedades a los combustibles convencionales, es la que menos investigación y desarrollo requiere para la implantación de infraestructura o para su uso en sistemas de movilidad. Es en este sector, el del transporte, y más en concreto en aviones y barcos, donde más futuro pueden tener

estos combustibles. La dificultad de electrificar dichos transportes, sobre todo cuando se trata de los utilizados para larga distancia, los sitúa como una solución ideal al menos hasta que se desarrolle una solución disruptiva que permita que el hidrógeno sea viable. En general, en contextos donde se planea sustituir los combustibles convencionales por hidrógeno verde, los combustibles sintéticos pueden actuar como paso intermedio. Al igual que el hidrógeno no busca rivalizar con la electrificación, los combustibles sintéticos tampoco se desarrollan para dejar de lado el hidrógeno. Al fin y al cabo, todo forma parte del objetivo de reducción de emisiones hasta alcanzar las cero emisiones netas y, claro está, que mientras se desarrollan soluciones que permitan alcanzar dicho objetivo, es necesario ir reduciendo las emisiones lo máximo que permita la tecnología.

La base para la producción de combustibles sintéticos económicamente viables es el abaratamiento del hidrógeno verde y, por ende, la electricidad renovable barata. La producción del hidrógeno verde, con los costes que conllevan el suministro de electricidad y el proceso de electrólisis como tal, es gran parte del coste total de un combustible sintético. Los procesos de síntesis, al ser el último paso de todo el proceso, es un coste inferior. Al fin y al cabo, tanto la eficiencia de la electrólisis como la eficiencia de la síntesis va a repercutir en la cantidad de electricidad necesaria. Al igual que el resto de tecnologías analizadas, los procesos de síntesis se van a ver beneficiados por la economía de escala, reduciéndose el coste de capital. Sin embargo, al ser procesos ya desarrollados en la industria de la refinera, readaptados para producir combustibles sostenibles, no se prevé que vaya a haber desarrollos disruptivos que provoquen una bajada de costes de capital tan grande como en el caso de la electrólisis. De igual manera, no se espera una mejora en las eficiencias.

e-Fuel	Proceso de Síntesis CAPEX (€/kW)			Eficiencia (%)	Vida útil (años)	OPEX (% CAPEX)
	2020	2030	2050			
CH ₄	769	692	514	81%	30	4.0%
MeOH	848	684	467	82%	25	1.5%
MTG	1155	953	689	78%	25	1.5%
MTK	1155	953	689	78%	25	1.5%
FTD/FTK	810	692	514	66%	30	4.0%
NH ₃	837	684	472	79%	25	2.5%

Tabla 11. Datos tecno-económicos de la síntesis según el combustible sintético a producir

Además de estos procesos de síntesis, en el proyecto se incluye la conversión del hidrógeno de su estado gaseoso en condiciones estándar a estado líquido, con un coste de capital de 1350 €/kW [7]. De esta manera, ya se han obtenido todos los datos necesarios para conocer el coste de producción de todos los combustibles sintéticos, hidrógeno verde entre ellos. Lógicamente, al ser el resto de combustibles derivados del hidrógeno, todos van a tener un coste de producción más alto. Por otro lado, la reducción del coste de capital de la síntesis no parece tener un gran impacto. Si observamos las tendencias de bajada de costes de producción, todos los combustibles siguen la misma tendencia. Esto nos indica que la reducción de costes viene, como ya se ha mencionado en apartados anteriores, por las reducciones en costes de electricidad y electrólisis.

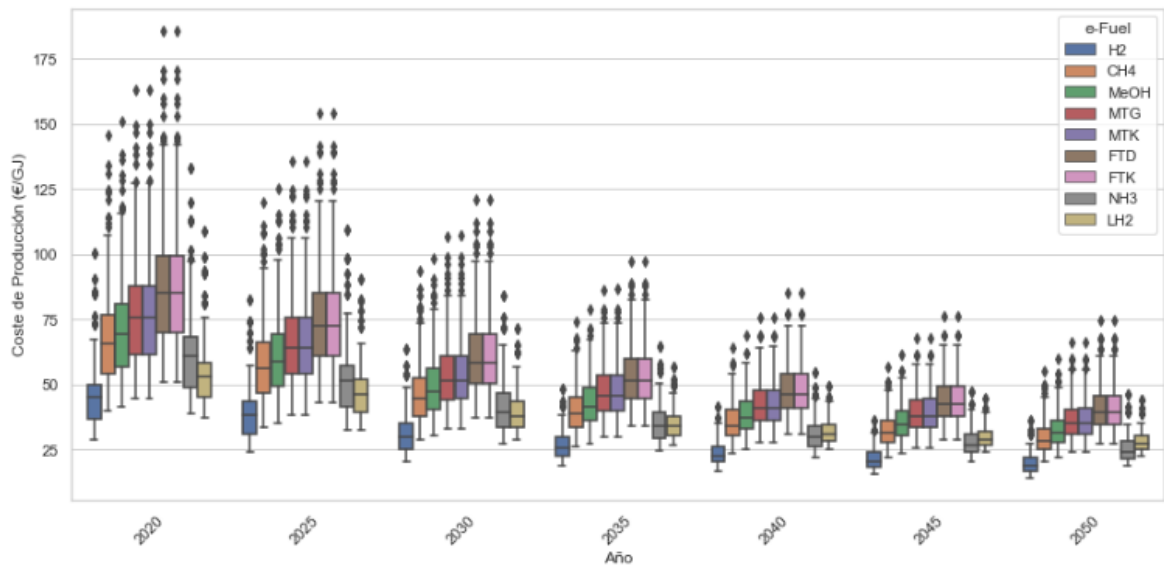


Figura 28. Reducción del coste de producción de los diferentes combustibles en €/GJ hasta 2050

Como ya se ha mencionado en el apartado 3.3, el coste de inversión de las tecnologías renovables va perdiendo importancia mientras que, por otro lado, las horas de funcionamiento se vuelven clave. En ese apartado se observaba que, sobre todo en la primera década, debido a que al ser todos los componentes más caros y estos depender de las horas de funcionamiento, estas horas tenían mucha relevancia. En el caso de los combustibles sintéticos, como la síntesis también depende de dichas horas de funcionamiento, se observa la misma tendencia. Esto deja claro que, sí el producto final no es la propia electricidad, es más conveniente utilizar un parque híbrido con altas horas de funcionamiento. Por otro lado, sí el producto final es electricidad, como se ha apreciado en el apartado 3.2, el coste de inversión de la tecnología tiene una mayor influencia que las horas de funcionamiento.

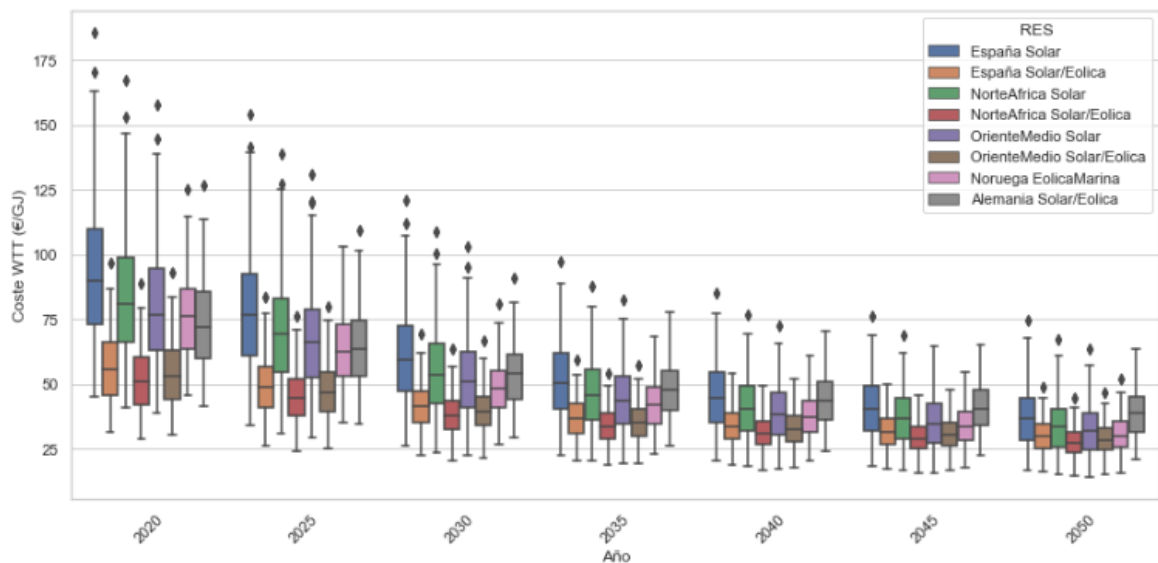


Figura 29. Reducción del coste Well-to-Tank de los combustibles en €/GJ hasta 2050 según la fuente de energía renovable

3.6 Costes Well-to-Tank

Para conocer el coste del Well-to-Tank, es decir, desde que se genera electricidad sostenible, hasta que se introduce en el tanque de un sistema de movilidad, falta por definir los costes de transporte y distribución de los combustibles. Como se ha explicado en el apartado 2.5, para los países analizados, al ser integrantes de la UE como España o vecinos cercanos como el resto, el transporte de hidrógeno y gas metano será mediante ductos, a excepción de Oriente Medio, donde habría necesidad de licuarlos para el transporte en barco. Para el resto de casos se transporta en barco a larga distancia y camión en corta. Tanto para los ductos como para los camiones, se va a suponer que se recorre un mínimo de 300 km desde el punto de producción hasta el punto donde el combustible se introduce en el sistema de movilidad.

El transporte de hidrógeno por ducto en tierra cuesta 0.11–0.21 € por kg de hidrógeno transportado a lo largo de 1000 km (3.3-6.3 € por MWh), con 0.15 € por kg (4.5 € por MWh) para el escenario con estimaciones de costes medianos. En caso de que el hidrógeno se transporte a través ductos submarinos los costes ascenderían a 0.17-0.32 € por kg de hidrógeno por 1,000 km [13]. En el caso de Oriente Medio, aunque el combustible final fuese hidrógeno gaseoso, se debería de convertir a estado líquido para ser transportado en barco y después volver a reconvertirlo a gas. El coste de reconversión sería de 273 €/kW [7].

El coste de transporte mediante barco implica una estimación que combina el coste de capital de un buque, los costes de operación del buque y las pérdidas de energía (generación de BOG) [14]. Se calculan los costes de capital basados en el coste del tanque por metro cúbico. Los costes operativos incluyen mano de obra, tarifas portuarias, mantenimiento, seguros y combustible. Se estima el combustible necesario para cada buque y se añaden los costes de pérdida de masa (BOG) durante el transporte [14]. El coste total de transporte se ajusta según la densidad del portador de energía.

El transporte mediante camión sigue unas premisas similares, ajustándose a la densidad del combustible. Es importante señalar en el caso de transporte por camión que se ha supuesto que en todos los casos se hará un trayecto de 300 km desde el punto donde se introduce el portador de energía en el camión hasta el punto donde va a ser utilizado, ya sea desde el puerto, la planta de producción o un ducto.

e-Fuel	Capacidad (kg)	CAPEX (millones de €)	OPEX (millones de €)	Precio BOG (€/GJ)
MeOH	126880000	120	23,4	16,3
MTG	119680000	120	23,4	16,3
MTK	120960000	120	23,4	16,3
FTD	124800000	120	23,4	16,3
FTK	120960000	120	23,4	16,3
NH3	121600000	162	24,3	28,2
LH2	11376000	216	19,3	12
LCH4	67696000	192	22,5	5,93

Tabla 12. Datos tecno-económicos de la distribución mediante barco según el combustible sintético

e-Fuel	Capacidad (kg)	CAPEX (€)	OPEX (€)
MeOH	28548	260800	66055
MTG	26928	260800	66055
MTK	27216	260800	66055
FTD	28080	260800	66055
FTK	27216	260800	66055
NH3	27360	300300	66055

Tabla 13. Datos tecno-económicos de la distribución mediante camión según el combustible sintético

De esta forma ya podemos conocer los costes Well-to-Tank de todas las combinaciones de tecnologías que hemos expuesto. En la siguiente figura se muestra la evolución del coste Well-to-Tank para cada combustible sintético. Si se compara esta figura con la gráfica del coste de producción, se puede observar que a grandes rasgos no varía. Las únicas diferencias notables las encontramos en el hidrógeno y en el metano, a los que los casos de conversión a líquido y reconversión a gas les afecta de manera importante.

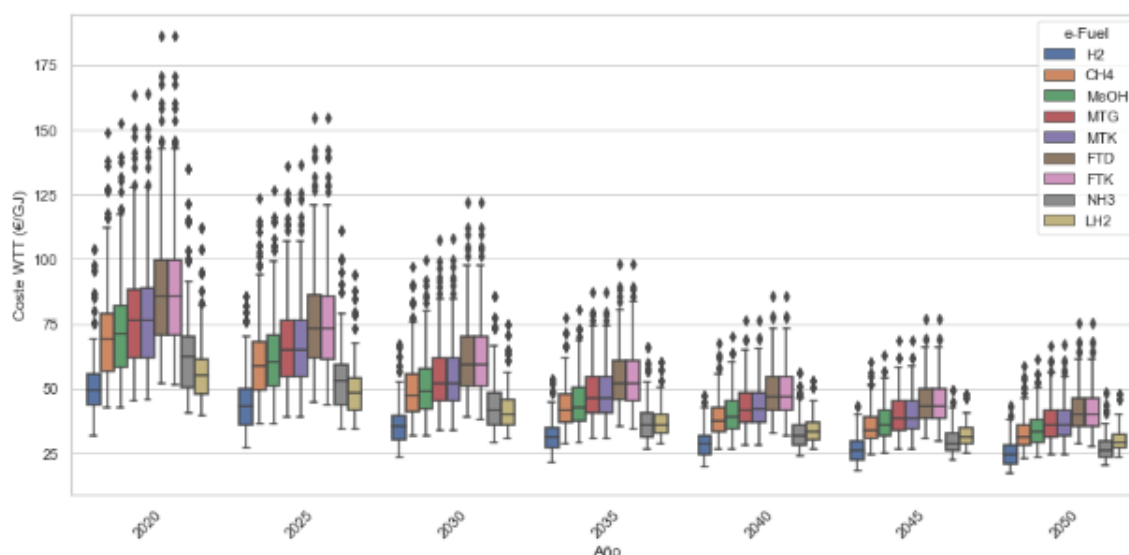


Figura 30. Reducción del coste Well-to-Tank de los combustibles en €/GJ hasta 2050 según el combustible sintético

La menor eficiencia del proceso de Fischer-Tropsch provoca que los combustibles producidos de esta manera siempre serán más caros que los producidos a partir del metanol. El metanol y el metano al ser procesos más eficientes son los combustibles derivados de la captura de carbono más baratos. Por su parte el amoníaco, que necesita nitrógeno en lugar de dióxido de carbono, es más barato que el resto de combustibles sintéticos. En términos de producción, como ya se ha mencionado, el hidrógeno verde es más barato que los combustibles sintéticos debido a que estos son derivados del propio hidrógeno.

Para poder desglosar el coste, se ha optado por mostrar el percentil 25 y percentil 75 en los años 2030 y 2050. De esta forma, analizamos la variación de costes sin tampoco escoger los valores extremos, que en algunos casos pueden ser aislados.

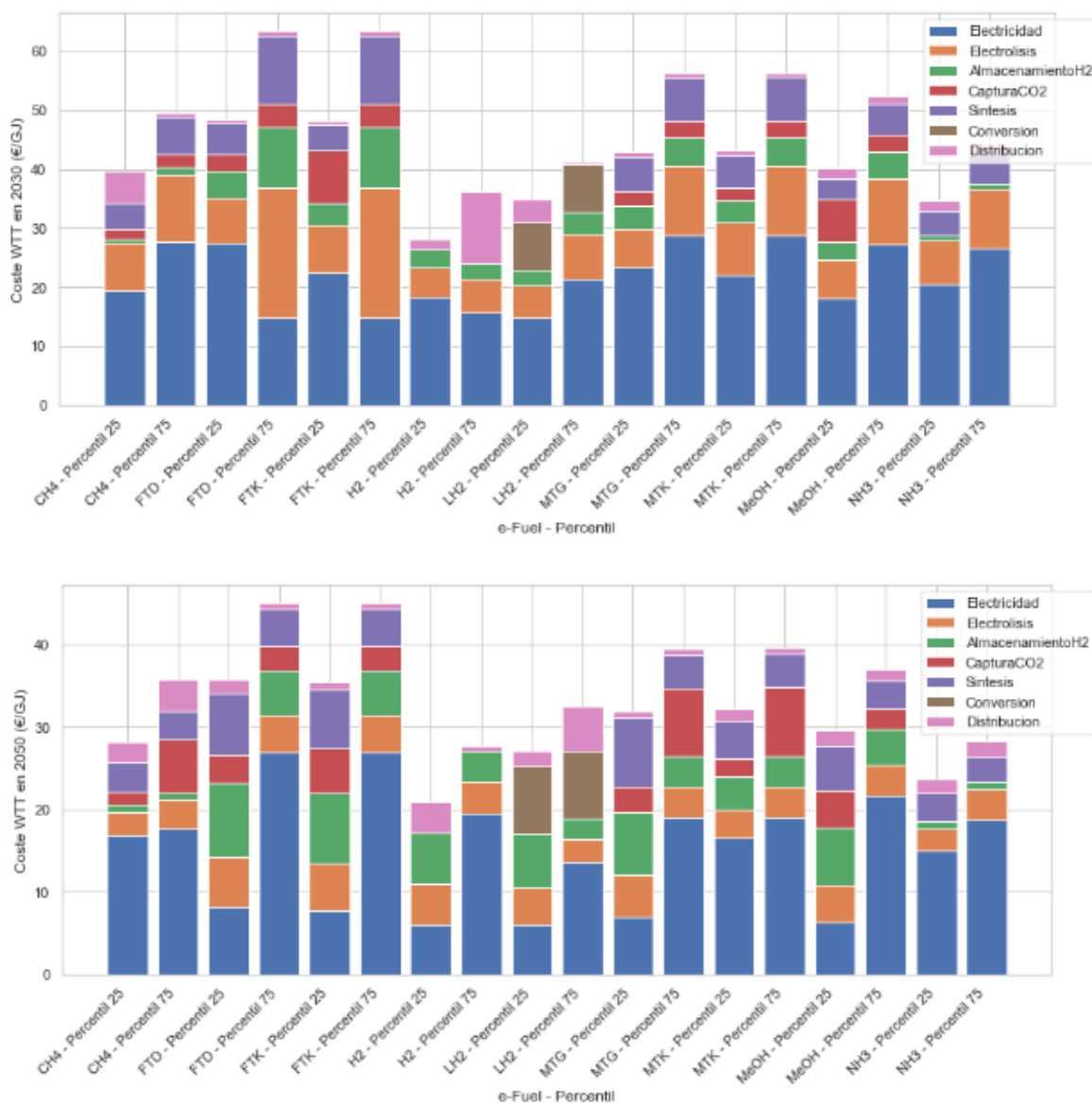


Figura 31. Desglose del coste Well-to-Tank de los percentiles 25 y 75 de cada e-fuel para los años 2030 y 2050

Observando las gráficas queda claro que la electricidad es de largo lo que más va a encarecer los precios de los combustibles sintéticos. También se aprecia que el coste de electrólisis será lo que más se reduzca, pasando de equiparse al coste de electricidad en algunos casos en 2030 a ser incluso más barato que el almacenamiento de hidrógeno y que la síntesis en ciertos casos en 2050. La captura de CO₂ y la distribución son porcentajes muy pequeños en la mayoría de casos, aunque con el abaratamiento del resto de componentes con el paso del tiempo, pueden ir cogiendo cada vez más relevancia.

Las columnas expuestas en las gráficas de la figura anterior realmente muestran casos concretos. Para tener una visión clara de todo el campo de datos es más correcto realizar gráficos de dispersión con los que poder analizar ciertos aspectos relevantes y poder dibujar conclusiones más genéricas. En el eje y de los gráficos de dispersión estará el coste Well-to-Tank, mientras que se varía el eje x con diferentes características que afectan a dicho coste, y la categorización de los valores de la

gráfica. Por ejemplo, la primera gráfica muestra la relación entre el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad. Si categorizamos los valores en combustibles sintéticos, se puede llegar a apreciar tres tendencias. La primera y más clara es la que contiene los valores más caros de coste Well-to-Tank a pesar de no tener los costes de electricidad más altos. Observamos también la tendencia intermedia y la tercera tendencia que, al contrario de la primera, tiene valores de electricidad altos que no disparan tanto el coste final. En las tres tendencias, se aprecia claramente que los valores más baratos son los valores de hidrógeno, seguidos de los de amoniaco e hidrógeno líquido.

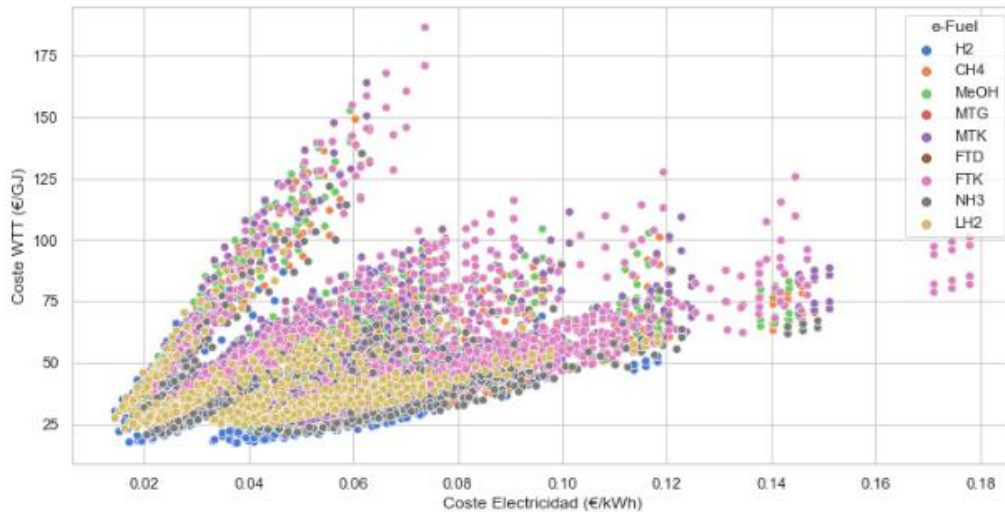


Figura 32. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad

Para poder entender estas tres tendencias cambiamos la categorización de los datos. Lógicamente, si los categorizamos por electrolizador podremos apreciar claramente diferencias, puesto que como ya hemos visto los electrolizadores SOEC son más caros que las tecnologías PEM y Alcalina. El otro factor que tiene impacto en estas tendencias es la tecnología renovable, siendo la tecnología solar fotovoltaica la que supone un encarecimiento del coste Well-to-Tank sin suponer los costes de electricidad más altos. Esto se debe a que, como ya hemos mencionado anteriormente, las horas de funcionamiento tienen un papel clave, al ser todo el proceso dependiente de dichas horas.

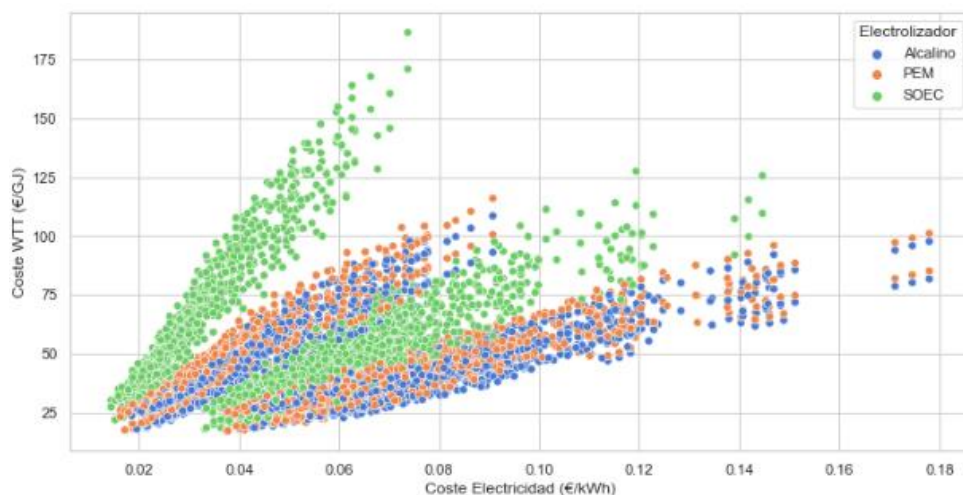


Figura 33. Gráfica de dispersión de los datos de electrolizador según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad

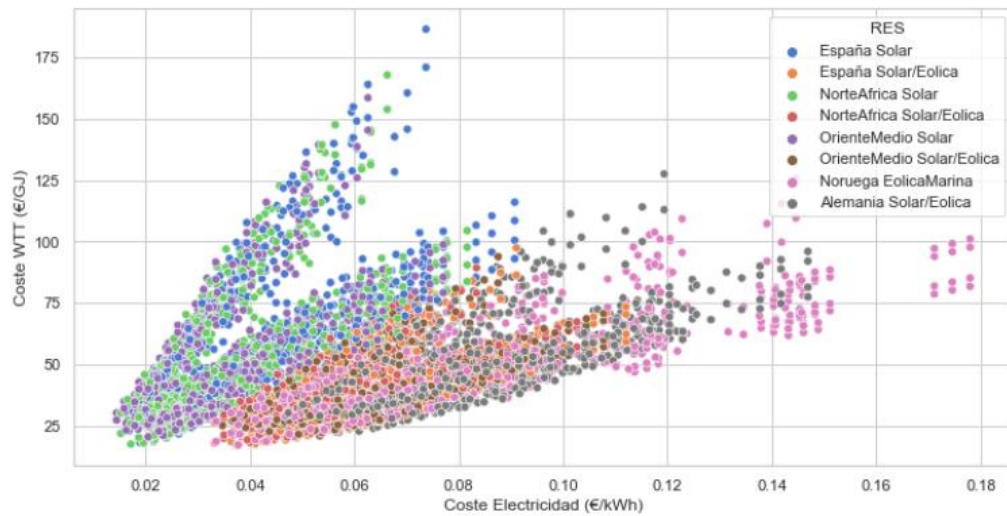


Figura 34. Gráfica de dispersión de los datos de energía renovable según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad

De esta manera podemos asegurar que, la tendencia de costes Well-to-Tank más caros sin costes de electricidad altos contiene a los datos de combustibles sintéticos generados a partir de energía solar fotovoltaica y electrolizador SOEC. En la tendencia intermedia se solapan ligeramente los combustibles producidos a partir de parques solares y tecnologías alcalina o PEM con los producido a partir de parques híbridos o de eólica marina y tecnología SOEC. Por último, la tendencia de costes Well-to-Tank más bajos contiene a los datos de parques híbridos o de eólica marina combinado con electrolizador PEM o Alcalino.

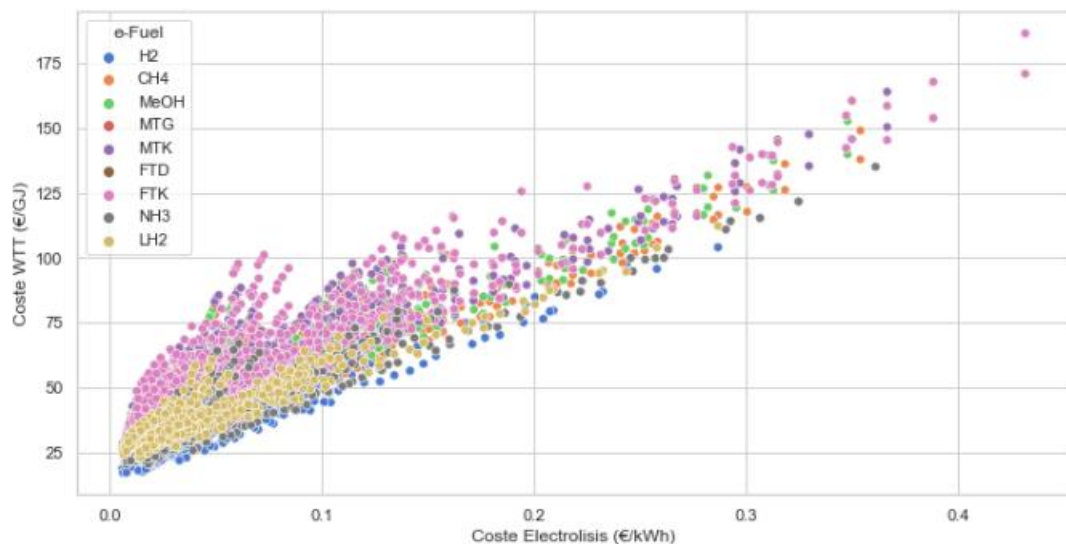


Figura 35. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el coste Well-to-Tank y el coste de electrólisis

Introduciendo en el eje y el coste de electrólisis, la gráfica de dispersión que obtenemos nos muestra la linealidad que existe con el coste de combustible, mostrando la importancia de que las tecnologías de electrólisis se abaraten. Como en el caso anterior, se aprecia la diferencia de coste de cada combustible, estando el hidrógeno e hidrógeno líquido por debajo del queroseno para un determinado coste de electrólisis.

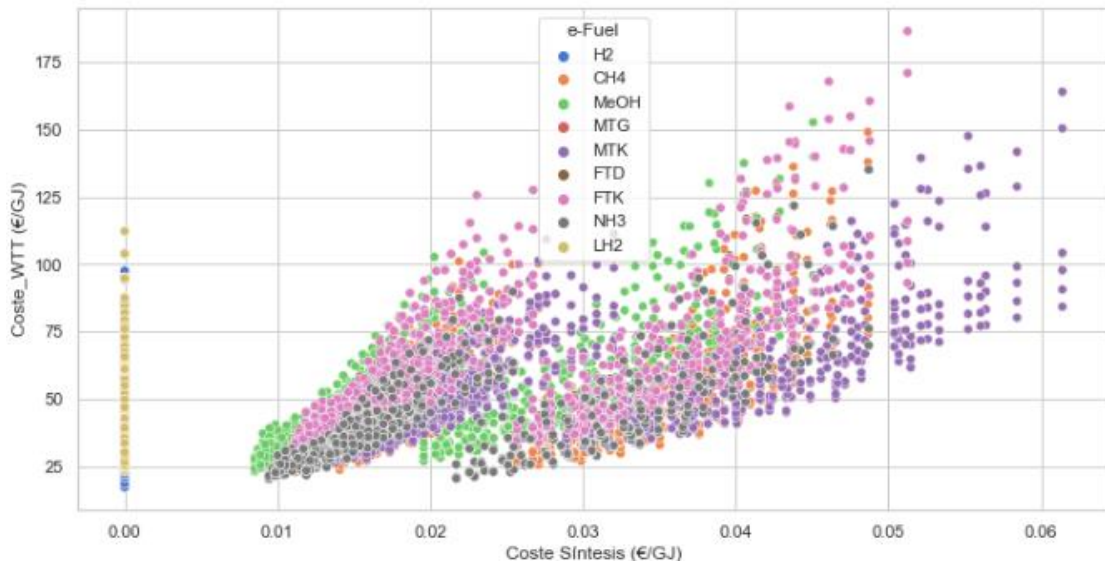


Figura 36. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el coste Well-to-Tank y el coste de síntesis

La relación entre el coste Well-to-Tank y el coste de síntesis, excluyendo el hidrógeno, sigue dos tendencias. Al igual que en el caso de electricidad, esto se debe al tipo de parque renovable, como es visible en la siguiente figura.

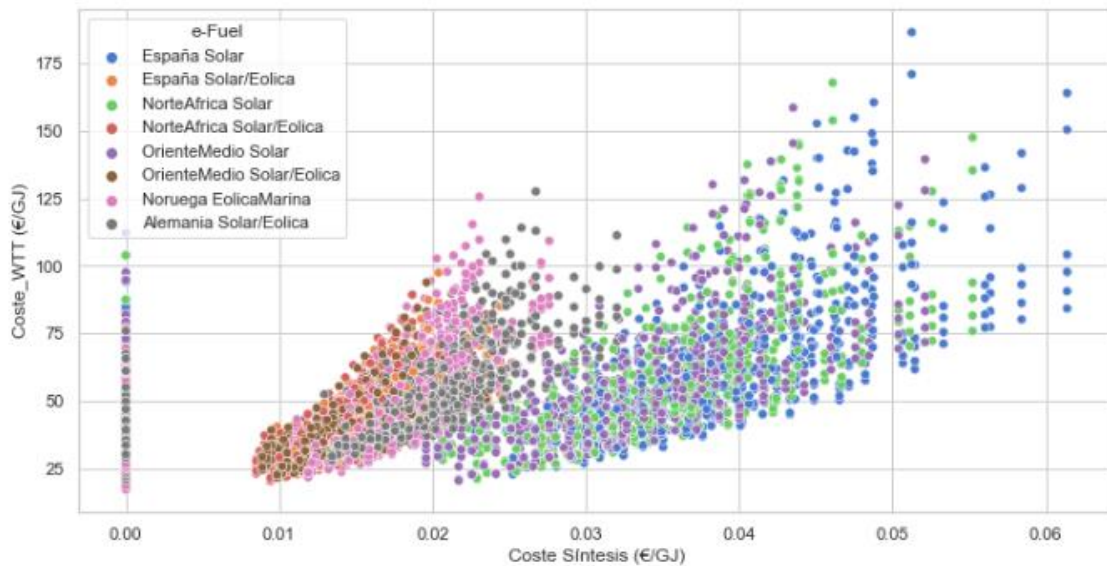


Figura 37. Gráfica de dispersión de los datos de energía renovable según el coste Well-to-Tank y el coste de electricidad

Continuando con la exploración de los datos, se realiza un análisis de componentes principales (PCA, por sus siglas en inglés). El PCA es una técnica de reducción de dimensionalidad. Su objetivo es transformar un conjunto de variables originales, las características que hemos ido exponiendo, en un nuevo conjunto de variables, llamadas componentes principales, que sean ortogonales entre sí y que capturen la mayor cantidad de variabilidad de los datos. En este caso, con ocho componentes principales se obtiene el 90 % de variabilidad de los datos: 25 % el componente principal 1, entre 15-20 % los CP2 y CP3, 10% el CP4 y el resto de componentes 5% o menos.

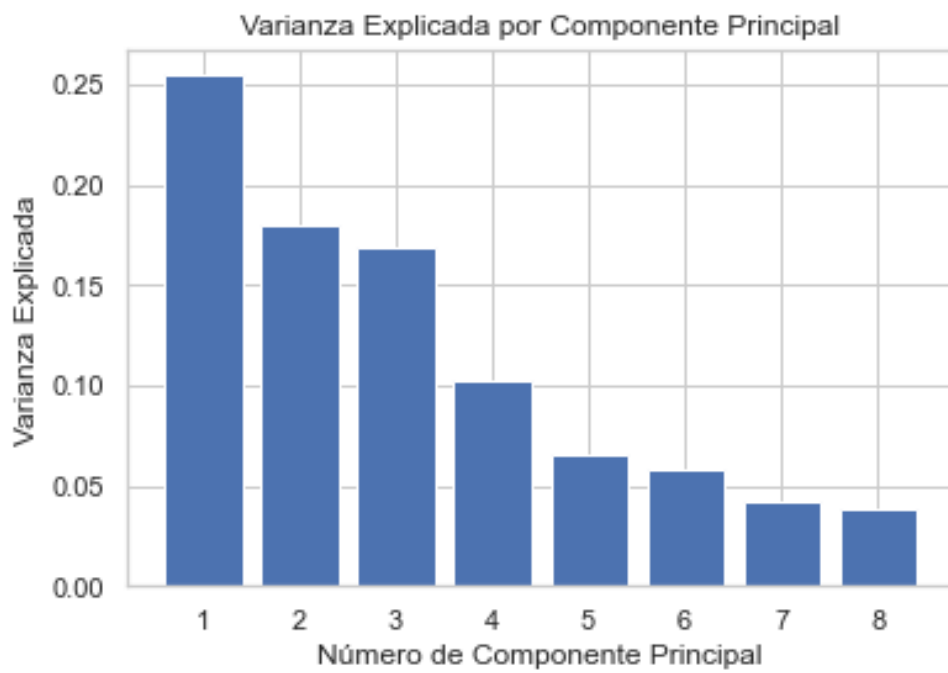
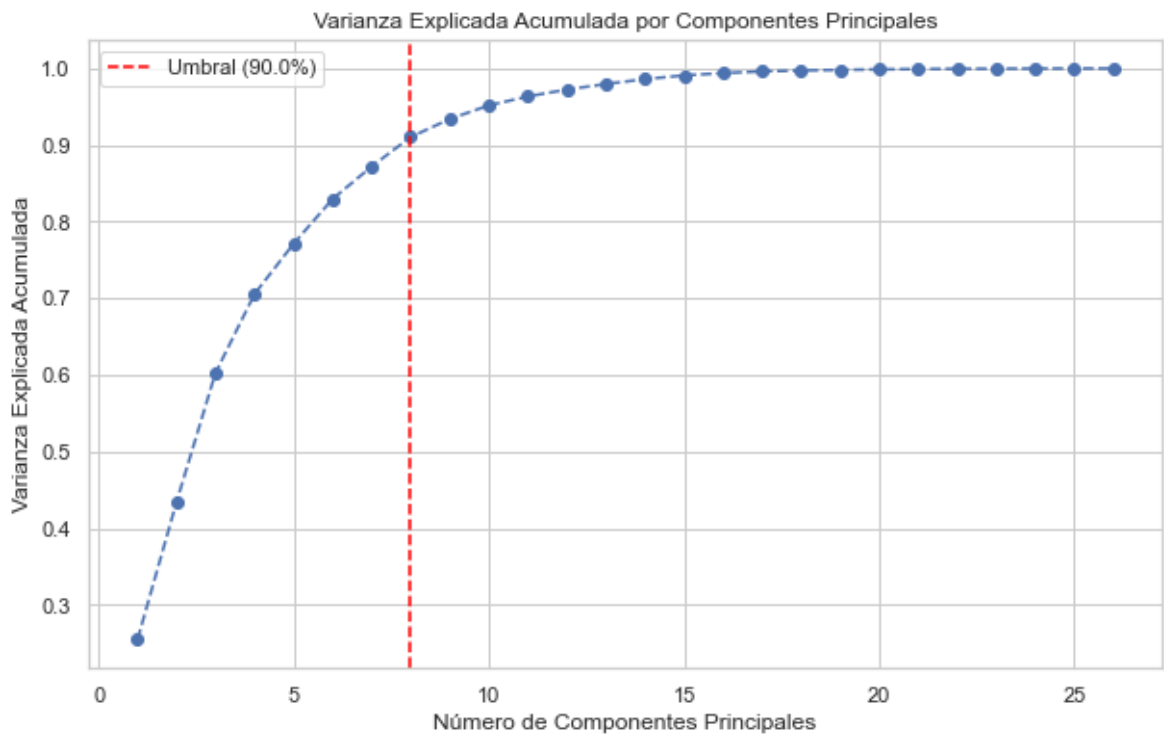


Figura 38. Varianza explicada acumulada y varianza explicada por componente para el set de datos del proyecto

Cada componente principal contiene coeficientes de las variables originales. De esta manera, si un coeficiente es alto dentro de un componente principal, significa que la variable original tiene mucha importancia dentro de esa componente principal. Como se observa en la figura siguiente, los coeficientes más grandes (en valor absoluto) de la componente principal 1 son: los relacionados a la síntesis, la distribución y la captura de dióxido de carbono. En la CP2 los coeficientes más importantes son: los relacionados a las fuentes de energía renovable, el LCOE y la electricidad. En la CP 3, aunque no se vea en la figura, los coeficientes más importantes son: los relacionados a la electrólisis y el LCOH. De esta forma se recoge todo lo que concierne a una tecnología dentro de una sola variable.

	Coeficiente_Componente1	Coeficiente_Componente2
e-Fuel	-0.033546	0.007645
País	0.000097	0.271186
RES	-0.014200	0.314117
Año	-0.108622	-0.171174
Electrolizador	0.034749	-0.042090
CDR	0.304055	-0.014089
Escenario	0.012490	0.016017
RES_Horas	-0.059560	0.332146
RES_CAPEX	-0.010165	0.432780
LCOE	0.037550	0.433845
Electrolisis_Vida	-0.037918	0.040718
Electrolisis_CAPEX	0.109365	0.101019
Electrolisis_Eficiencia	-0.010759	-0.109027
LCOH	0.129133	0.111059
Sintesis_Vida	0.353576	0.000973
Sintesis_CAPEX	0.364147	0.042933
Sintesis_Eficiencia	-0.345248	0.004613
Electricidad	0.136176	0.400888
Electrolisis	0.168975	-0.077724
AlmacenamientoH2	0.122755	-0.274755
CapturaCO2	0.288544	0.008975
Sintesis	0.330351	-0.168571
Conversion	-0.271301	0.003519
Distribucion	-0.201554	-0.040443
Distribucion_Eficiencia	0.334983	-0.005069

Figura 39. Coeficientes y su relevancia en la CP1 y la CP2

Para este proceso, se han tenido que indexar todos los valores, es decir, los datos tipo texto se han convertido en tipo numérico. Se muestran los valores que tendrán los combustibles y los electrolizadores:

Código	E-fuel	Código	Electrolizador
1	H2	1	Alcalino
2	CH4	2	PEM
3	MeOH	3	SOEC
4	MTG		
5	MTK		
6	FTD		
7	FTK		
8	NH3		
9	LH2		

Tabla 14. Códigos identificadores de los e-fuels y electrolizadores correspondientes a las siguientes figuras

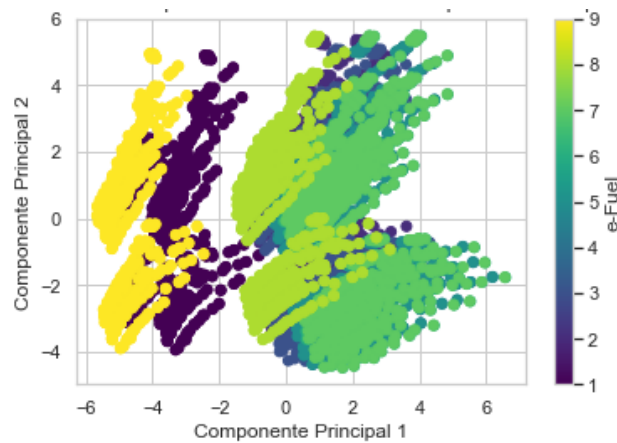


Figura 40. Gráfica de dispersión de los datos de e-fuel según el CP1 y el CP2

Recordando que la CP1 engloba a las características relacionadas con la síntesis, tiene todo el sentido que la variación en esta indique las diferencias en combustibles sintéticos. Lógicamente, el hidrógeno líquido y el hidrógeno en estado gas se diferencian notablemente de los demás al no tener que pasar por el proceso de síntesis. El amoníaco, verde clarito, al tener un proceso de síntesis se agrupa bastante con el resto de combustibles sintéticos, pero, al no necesitar captura de CO₂, se ve algo diferenciado del resto. De hecho, si utilizamos un método de agrupación en clústeres y agrupamos en tres grupos, el modelo agrupa como se observa en la siguiente figura.

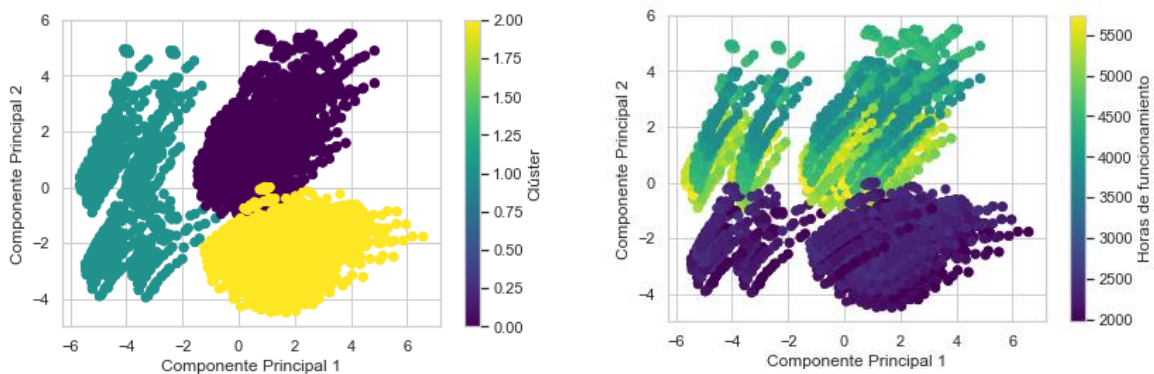


Figura 41. Gráfica de dispersión de los datos según el CP1 y CP2 clusterizados (izq.) y por horas de funcionamiento (der.)

Los datos de hidrógeno se agrupan por un lado, mientras que los datos de los combustible sintéticos se distribuyen en relación con la CP2, es decir, según las características que engloban a la electricidad, poniéndose como ejemplo las horas de funcionamiento en la gráfica a la derecha de la figura. Esto demuestra, una vez más, la importancia vital de la electricidad.

Si sustituimos la CP2 por la CP3, es decir, escogemos la componente principal que engloba las características de la electrólisis, se observa una gráfica similar, con la separación clara del hidrógeno. Sin embargo, los otros dos grupos están más solapados. Esto se debe a que tienen menos similitudes los casos de altas horas de funcionamiento y los casos de menos horas de funcionamiento, que los casos de electrolizador alcalino o PEM y electrolizador SOEC. Si se opta por incrementar los clústeres a cuatro, ya se observa el agrupamiento en tecnologías de electrólisis, agrupándose por un lado combustibles sintéticos producidos por SOEC y por otro lado PEM y electrolizador alcalino.

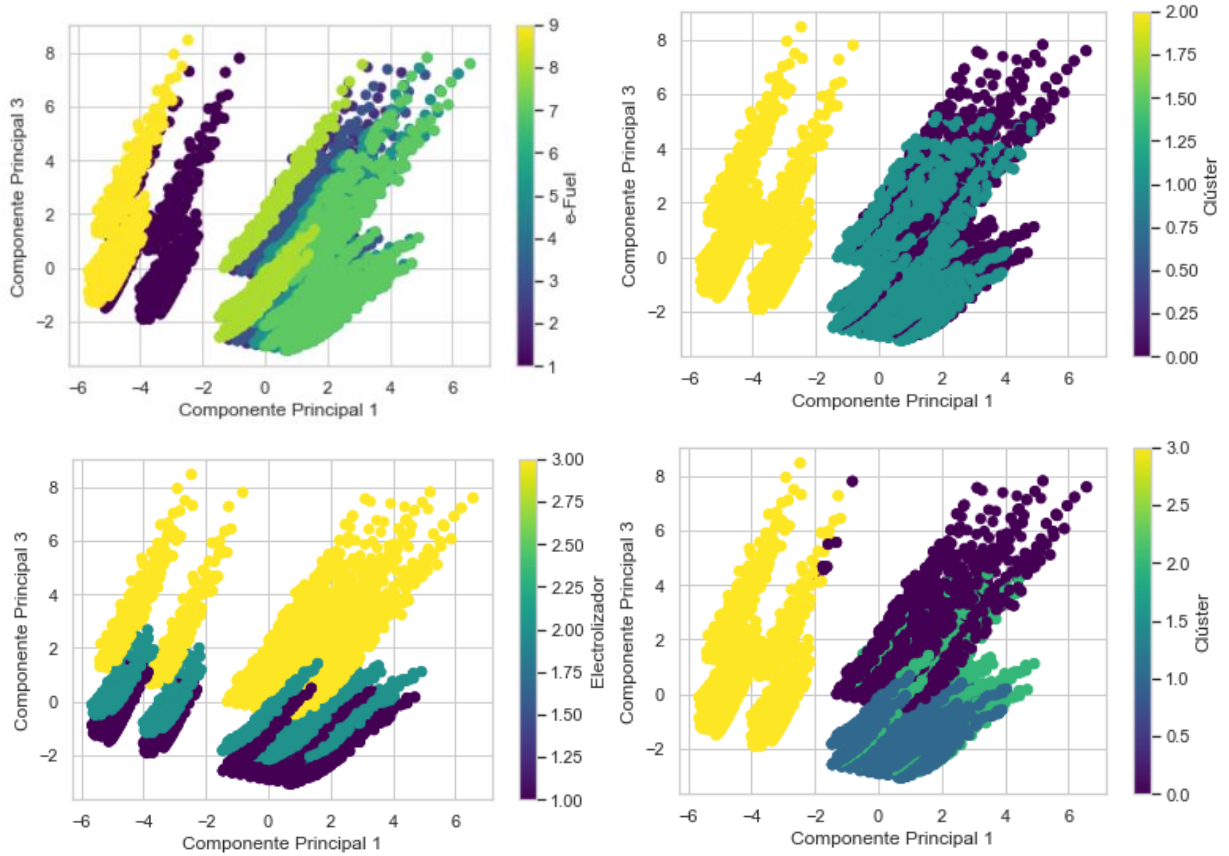


Figura 42. Varios análisis de la gráfica de dispersión de los datos según el CP1 y CP3

4 ANÁLISIS WELL-TO-WHEEL DE LOS SISTEMAS DE MOVILIDAD

En este proyecto el principal enfoque es analizar la viabilidad económica del hidrógeno verde y los combustibles sintéticos. Aunque estén en un segundo plano, hay otros factores que tienen una gran importancia a la hora de hacer una comparación. Estos factores quedan fuera del alcance del análisis cuantitativo, pero es importante tenerlos en mente. Al igual que en la producción y distribución de los combustibles sintéticos y el hidrógeno se ha mencionado la necesidad de nueva infraestructura para el hidrógeno, mientras que los combustibles se adaptan a la ya existente, es importante mencionar que ocurre lo mismo en los sistemas de movilidad. Añadido a esto, hay que tener en cuenta la relevancia de la densidad de energética, la densidad gravimétrica y la densidad volumétrica para la viabilidad de ciertos combustibles según el sistema que se analice. En conclusión, el análisis se enfocará en la comparación económica de las diferentes opciones existente para cada sistema, pero se hará las menciones correspondientes a la viabilidad de cada tecnología.

4.1 Aviación

El proceso de decisión de las aerolíneas para adquirir nuevas aeronaves implica comparar el rendimiento financiero entre los nuevos diseños y la flota existente, ya que las nuevas aeronaves pueden tener un rendimiento incierto en términos de servicio comercial y procedimientos de mantenimiento. Por ello, los fabricantes de aeronaves agrupan tecnologías mejoradas que ofrezcan beneficios significativos en costes operativos en su conjunto [10]. Sin embargo, el desarrollo de nuevas aeronaves es un proceso largo y costoso, y las innovaciones pueden tardar décadas en tener un impacto significativo en el mercado.

Existen tres factores clave que afectan al rendimiento de las aeronaves: la eficiencia aerodinámica, el consumo específico de combustible del motor y el peso vacío (OWE, por sus siglas en inglés) de la aeronave [10]. Para reducir el consumo de combustible de las aeronaves se pueden desarrollar tecnologías estructurales, de motores y de combustibles, así como mejorar la gestión del tráfico aéreo y técnicas operativas. Dependiendo de las características operacionales del avión, ciertas estrategias tienen un efecto significativo o un efecto mínimo. Por ello, se analizan 4 categorías de aviones diferentes: Regional, corta distancia, media distancia y larga distancia. En la próxima generación de aeronaves se espera una reducción similar en el consumo de combustible en todos los tipos de aviones. Sin embargo, en la generación posterior, las mejoras en eficiencia energética variarán entre las aeronaves más pequeñas y las más grandes [10]. La fecha de entrada en servicio de las aeronaves de medio y largo alcance será 5 años más tarde con respecto a las aeronaves regionales y de corto alcance. Esto permite a los fabricantes equilibrar mejor sus requerimientos de capital y recursos a lo largo del tiempo.

La expansión de la aviación con hidrógeno, por su parte, presenta desafíos adicionales, incluyendo la necesidad de infraestructura aeroportuaria adaptada, incertidumbres sobre el mantenimiento de las nuevas aeronaves y limitaciones en la capacidad de producción. Se estima que, aunque las aeronaves de hidrógeno entren en servicio a partir de 2035, su adopción se limitará a aproximadamente un tercio de la flota global para 2050, incluso si son competitivas en costes, ya que se requeriría el retiro temprano de aeronaves existentes [10]. Mientras se espera que la fecha de entrada en servicio de la próxima generación evolutiva de aeronaves sea en 2030, es poco probable que las aeronaves de hidrógeno líquido estén disponibles antes de 2035.

e-Fuel	Generación N+1			Generación N+2	
	2030	2035	2040	2045	2050
e-Queroseno	Regional	Medio Alcance		Regional	Medio Alcance
	Corto Alcance	Largo Alcance		Corto Alcance	Largo Alcance
LH2		Regional	Medio Alcance		Regional
		Corto Alcance	Largo Alcance		Corto Alcance

Tabla 15. Fecha de entrada al mercado de las próximas generaciones de aeronave según su categoría [10]

Entre las mejoras de la próxima generación evolutiva de aeronaves se encuentran las siguientes: alas con alto ratio de aspecto, es decir, alas más delgadas vistas desde arriba que reducen el arrastre, pero aumentan el peso para así soportar los momentos flectores mayores; turbofán de ultra alto bypass (UHBR, por sus siglas en inglés) para mejorar la eficiencia del motor; y materiales compuestos al 50% de los componentes del avión. Para la generación posterior se espera que los materiales estén aplicados al 100% de componentes y que el ratio de aspecto sea aún más alto para las aeronaves de medio y largo alcance. Además, se introducirán las alas integradas en estas mismas aeronaves, con objetivo de eliminar las ineficiencias del fuselaje convencional, el cual produce arrastre, pero muy poca sustentación [10]. Esto provoca que las mejoras en ahorro de combustible, gracias a la reducción del peso vacío y a la reducción de combustible quemado, sea bastante mayor en las aeronaves de tamaño más grande.

Si tenemos en cuenta que dichas aeronaves son de hidrógeno, las diferencias con respecto a la generación actual son negativas, es decir, van a quemar más combustible y van a ser más pesadas. Esto se debe principalmente al peso adicional de los tanques de hidrógeno y las limitaciones mencionadas en el apartado 2.6.1.

Diferencia de combustible quemado respecto generación N (%)		
e-Queroseno		
Segmento de mercado	N+1	N+2
Regional	-28.6%	-35.5%
Corto alcance	-30.4%	-38.3%
Medio alcance	-23.6%	-57.0%
Largo alcance	-25.7%	-52.5%
LH2		
Segmento de mercado	N+1	N+2
Regional	9.6%	9.8%
Corto alcance	25.2%	30.5%
Medio alcance	5.4%	-
Largo alcance	14.1%	-

Tabla 16. Diferencia de combustible quemado de las próximas generaciones respecto a la actual según categoría [10]

Diferencia de OWE respecto generación N (t)			
e-Queroseno			
Segmento de mercado	N+1	N+2	
Regional	0,5	-0,3	
Corto alcance	0,08	-2	
Medio alcance	0,4	-28	
Largo alcance	0,9	-41	
LH2			
Segmento de mercado	N+1	N+2	
Regional	19	18	
Corto alcance	25	23	
Medio alcance	84	-	
Largo alcance	152	-	

Tabla 17. Diferencia de OWE en toneladas de las próximas generaciones respecto a la actual según categoría [10]

Para las aerolíneas, a la hora de determinar si un paquete de mejoras es rentable, son de particular interés los costes operativos directos (DOC, por sus siglas en inglés), que consisten en la tripulación, combustible, mantenimiento, propiedad y otros gastos. Dado que el principal objetivo del proyecto es analizar los combustibles, a partir de ahora separaremos DOC, como el resto de costes, y el coste de combustible. Como es lógico, la diferencia de combustible quemado va a afectar al coste del propio combustible en una misión, mientras que al DOC le afecta la diferencia de OWE.

Los costes de propiedad incluyen los costes de producción de la aeronave, coste de los materiales como la fibra de carbono y los costes de motor entre otras cosas. El coste de propiedad está relacionado con el peso vacío de la aeronave. Cuanto mayor peso vacío, mayor es el coste de propiedad. Esto implica que el coste de propiedad de las aeronaves de hidrógeno será mayor que el de las aeronaves convencionales, principalmente por los tanques. Los otros costes operativos directos ya mencionados, se estiman como prácticamente el doble que el coste de propiedad. En la figura inferior se puede observar que la diferencia de coste entre una aeronave convencional y una aeronave de hidrógeno se espera que sea muy grande, con mayor diferencia cuanto más grande sea la aeronave.

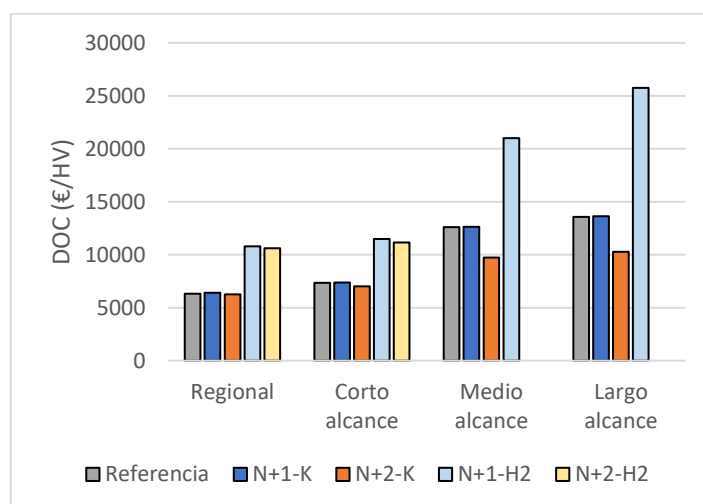


Figura 43. Costes operativos (sin combustible) según categoría, combustible y generación

El coste de producción de combustible, como se ha visto en el apartado 3, es más barato para el hidrógeno que para el queroseno sintético, debido a que el segundo deriva del primero. Sin embargo, si lo que se tiene en cuenta es el coste Well-to-Wheel, es decir, de todo el proceso hasta ser utilizado por la aeronave, este ya no es el caso. Al ser aeronaves más pesadas, será necesario quemar más combustible para una determinada misión.

Como se observa en las figuras inferiores, el consumo de hidrógeno es más caro que el consumo de queroseno sintético en todos los casos. Las aeronaves de corto alcance son las que tienen diferencia más grande. Esto se debe a que, por un lado, tiene mayor peso que las aeronaves regionales y, por otro lado, al ser los trayectos inferiores a los de medio y largo alcance, el incremento de consumo va a ser mayor. Esto se debe a que el peso influye en el consumo a la hora de despegar y, lógicamente, cuanto más corto sea el trayecto más influencia tiene el consumo en el despegue. En las aeronaves de tamaño grande, como se ha mencionado previamente, la segunda generación de mejoras no se llega a implementar en el 2050 para las aeronaves propulsadas por hidrógeno. Por esa razón se observa que en ese año la diferencia entre queroseno sintético e hidrógeno se acrecienta. Por otro lado, incluso en 2050 se estima que el queroseno convencional sea más barato, pero poco a poco van asemejándose en precio.

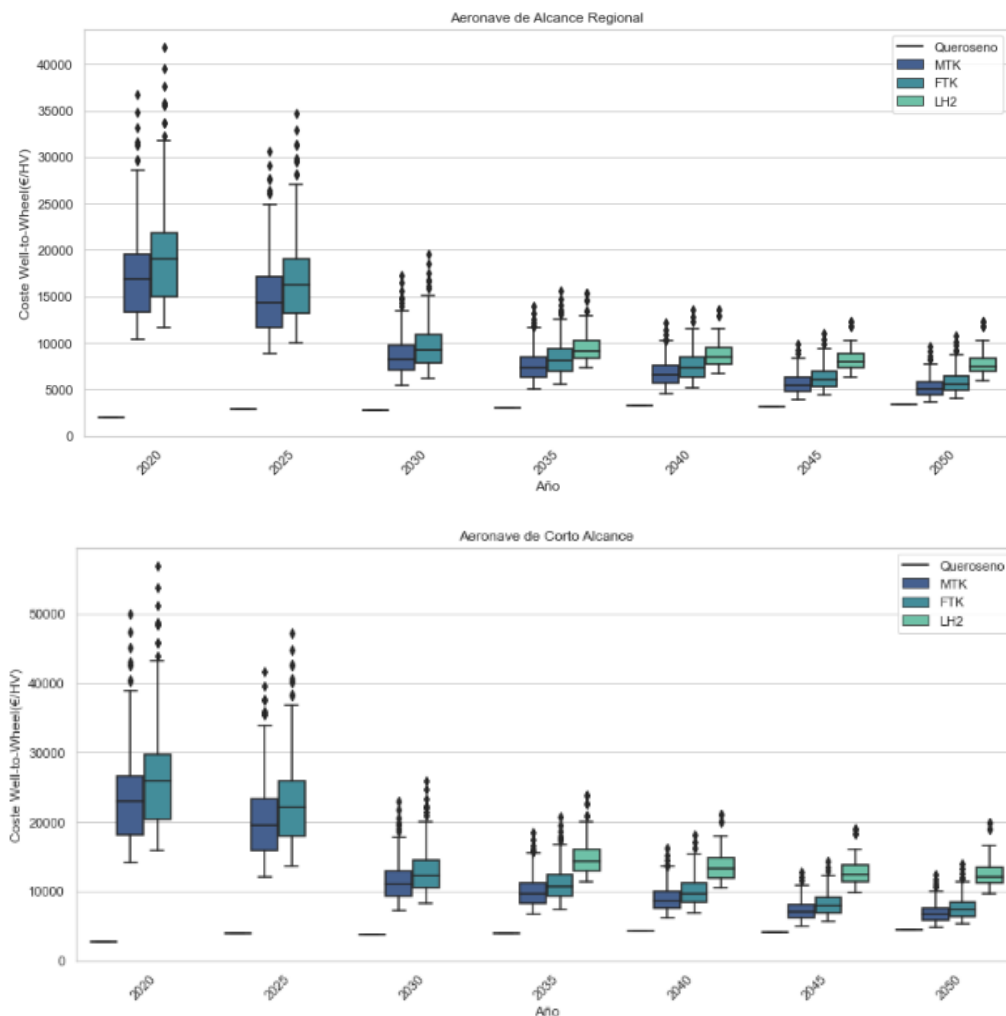


Figura 44. Coste Well-to-Wheel de las aeronaves de menor tamaño según el combustible

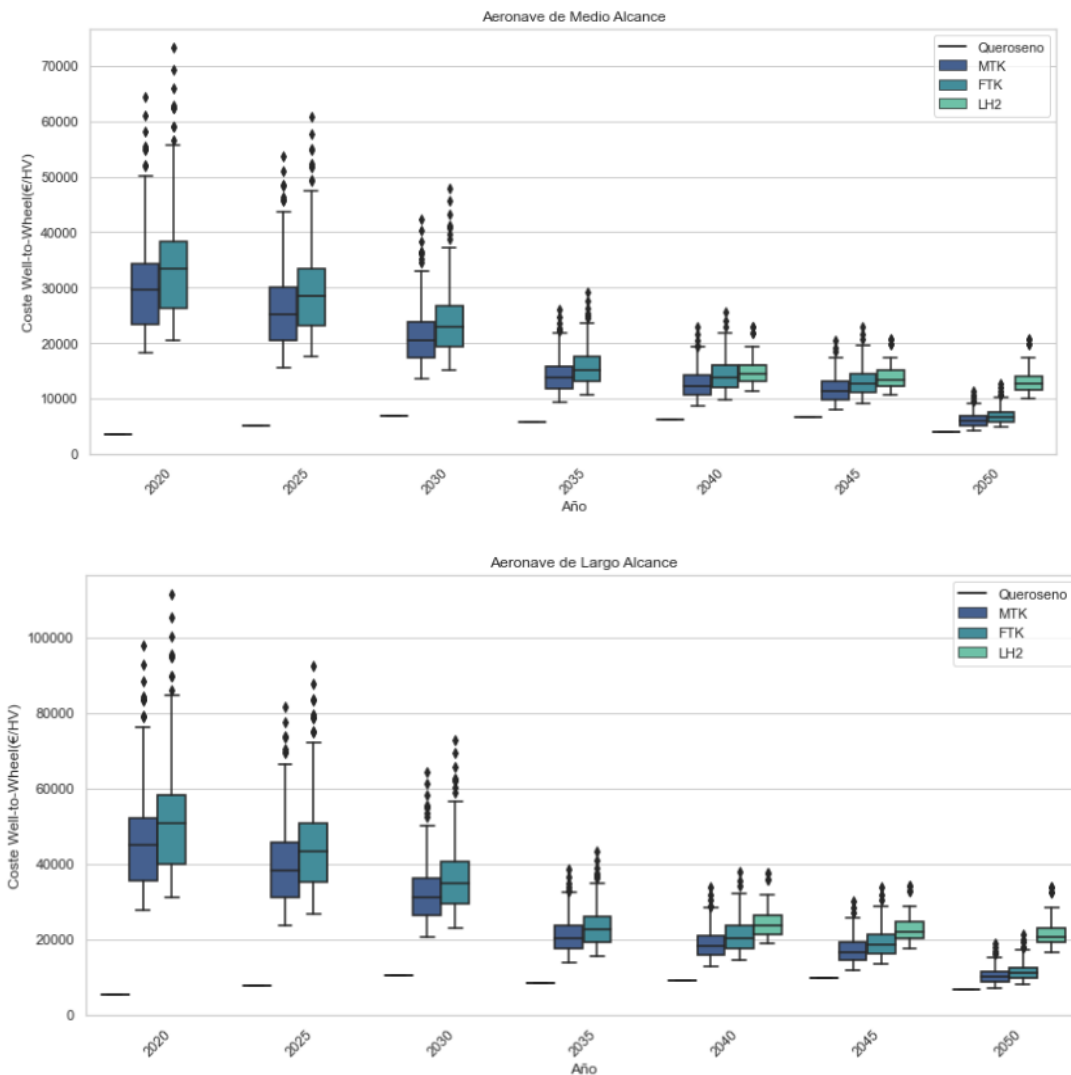


Figura 45. Coste Well-to-Wheel de las aeronaves de mayor tamaño según el combustible

Visualizando la tabla y figura inferiores podemos entender mejor porque el consumo de hidrógeno se adapta mejor a unas categorías que a otras. Realmente las cuatro categorías se podrían agrupar en dos. Por un lado, estarían las aeronaves pequeñas, es decir, las aeronaves regionales y de corto alcance. Las otras dos categorías conformarían las aeronaves de tamaño grande. Como se ha mencionado, las aeronaves grandes pueden paliar ligeramente el peso añadido por los tanques de hidrógeno gracias a que tienen un mayor número de horas de vuelo a velocidad de crucero, es decir, tiene una mayor relevancia en el coste de combustible las horas de vuelo que el peso del avión. Sin embargo, la diferencia de horas entre una aeronave regional y una de corto alcance o entre una de alcance medio o largo alcance no es diferencial. Es por ello, que aquí entra en juego la diferencia de peso. El incremento de peso de las aeronaves de corto alcance y largo alcance respecto a las aeronaves regionales y de medio alcance respectivamente, provoca que haya un mayor consumo por hora para realizar las misiones. Lógicamente esto significa que es necesario llevar más combustible. Para aeronaves de queroseno, el peso del tanque no tiene la relevancia que tiene en las aeronaves de hidrógeno. Por esta razón, cuanto mayor sea el peso del tanque mayor va a ser la diferencia de consumo necesario para realizar la misión.

Segmento de mercado	Horas de vuelo	OWE (t)
Regional	1	28
Corta distancia	2	43
Media distancia	6	125
Larga distancia	8	169

Tabla 18. Horas de vuelo y OWE según la categoría de la aeronave [10]

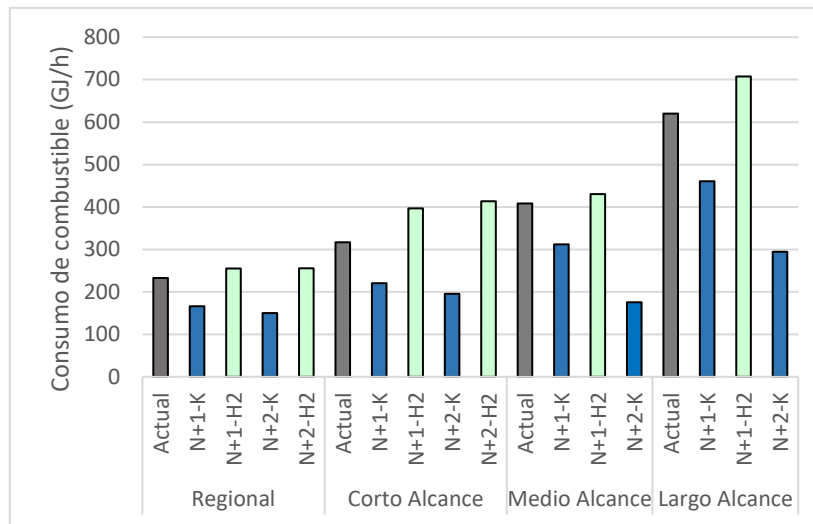


Figura 46. Consumo de combustible según categoría de aeronave, generación y combustible

Si integramos los costes del consumo y los DOC, apreciamos de forma clara la dificultad del hidrógeno para ser competitivo en este tipo de transporte. Las aeronaves de gran tamaño son las que más facilidad tienen para paliar el incremento de consumo de hidrógeno respecto a queroseno, pero a su vez son los aviones que más diferencia de coste tienen en cuanto a propiedad, mantenimiento, etc. Las aeronaves de hidrógeno de alcance regional son las que menos diferencia de coste tienen respecto al uso de queroseno sintético en términos absolutos, pero con una diferencia de hasta 5000 €/HV (Horas de Vuelo). En términos porcentuales, las aeronaves regionales y las de medio alcance son las que menos diferencia de coste tienen, con un aumento de algo más del 30% respecto al uso del queroseno sintético.

Atendiendo exclusivamente al queroseno sintético las estimaciones son más positivas. Las mejoras que se estima que se implementen para la próxima generación conseguirían que se equipare el coste operativo con los actuales utilizando queroseno convencional. Lógicamente, si se utilizase dicho queroseno en las próximas generaciones los costes se reducirían más, pero el hecho de que con queroseno sintético se puedan equiparar a los actuales podría significar que las aerolíneas no se postulen en contra de regulaciones en el uso de combustibles en aviación.

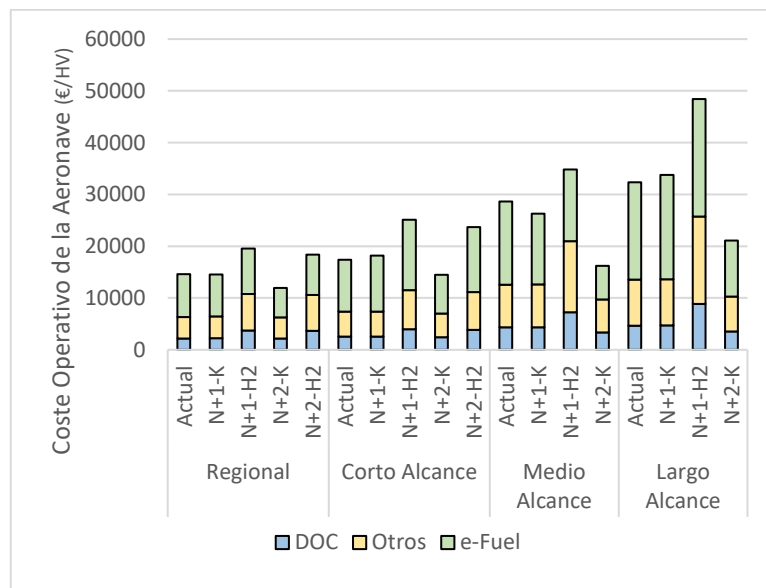


Figura 47. Coste operativo de una aeronave según categoría de aeronave, generación y combustible

4.2 Naval

Al igual que en la aviación, agrupar la variedad de embarcaciones en 4 categorías puede ser adecuado para ejecutar el análisis. Las cuatro categorías son las siguientes: Grandes ferris, carguero, granelero y portacontenedores. Estos últimos son los responsables de la mayor parte de las emisiones de CO₂ entre las cuatro clases de buques. Cada categoría de buque se asigna a sistemas de propulsión compatibles. Mientras que los grandes ferris pueden utilizar motores de combustión interna (ICE), celdas de combustible (FC) y baterías eléctricas (BE), los otros tipos de buques solo pueden operar con ICE y FC. Como se ha mencionado, las baterías eléctricas tienen baja densidad de masa y volumen, lo que las hace poco prácticas para barcos en alta mar.

Atendiendo a los motores de combustión interna, los motores de cuatro tiempos son comunes en los ferris y carguero, los barcos más numerosos. Por otro lado, los motores de dos tiempos son predominantes en los graneleros y los portacontenedores (los sistemas navales de altamar), dada su mayor eficiencia en términos de combustible (45% en vez de 40%). Se asume que todos los motores operan al 75% de su capacidad máxima continua [15]. Para el uso de hidrógeno, las celdas de combustible son una alternativa a los motores de combustión interna, convirtiendo el combustible en energía eléctrica a través de una reacción química. Se estima que se necesitarán sistemas de almacenamiento de baterías junto con las FC para aumentar su robustez. La eficiencia de las celdas de combustible en barcos es mayor a la eficiencia de los motores de combustión con una eficiencia del 55% [15]. El metano, por su parte, también puede ser utilizado en celdas de combustible.

En la siguiente figura se puede apreciar la importancia de la eficiencia de los sistemas de movilidad en la eficiencia Well-to-Wheel, siendo el hidrógeno y el metano las opciones más eficientes energéticamente. Sobre todo, se aprecia por la diferencia del metano y el metanol, los cuales tienen una eficiencia similar en todo su proceso. También se observa lo que conlleva licuar el hidrógeno debido primero, a la ineficiencia de este proceso y segundo, a la ya mencionada menor eficiencia de los motores de combustión respecto a las celdas de combustible.

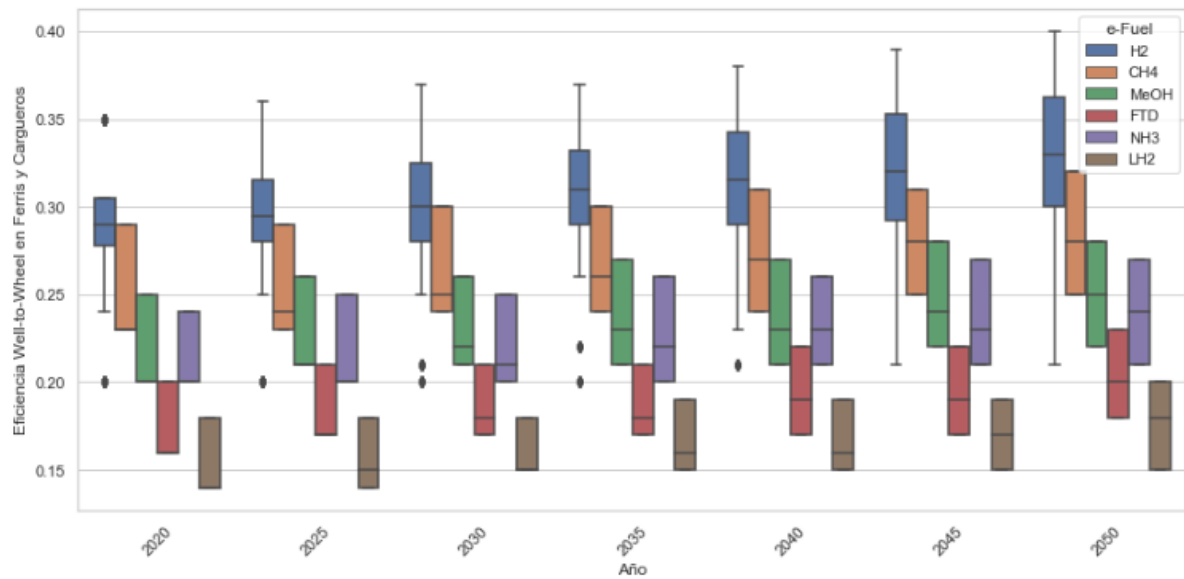


Figura 48. Eficiencia Well-to-Wheel de los barcos de menor tamaño según el combustible

Por otro lado, actualmente los componentes de un motor con pila de combustible son bastante más altos, aunque esta diferencia se reducirá en el futuro debido al mayor potencial de reducción de una tecnología más innovadora como la celda de combustible con respecto a un ICE, tecnologías más que maduras. Aun así, no se prevé que el coste se acerque demasiado a no ser que haya un avance tecnológico disruptivo. Como se muestra en la tabla, el coste de los componentes de un motor de pila de combustible supone cuatro veces el de un motor diésel o de metanol, los más baratos seguidos de los ICE de amoníaco y los ICE de hidrógeno líquido.

e-Fuel - Motor	Componentes del motor (€/kW) – Actualidad	
	Ferri y Carguero	Granelero y Portacontenedores
H2 - FC	1065	1065
CH4 - FC	1065	1065
MeOH - ICE	265	505
FTD - ICE	240	460
NH3 - ICE	370	600
LH2 - ICE	470	700

Tabla 19. Coste de los componentes del motor según el combustible para los barcos de menor y mayor tamaño [15]

Actualmente, los buques repostan en tanques generalmente sobredimensionados, permitiéndoles la flexibilidad de repostar según el precio en los diversos puertos a lo largo de las rutas. Sin embargo, cuando otros combustibles reemplacen al gasóleo marítimo, algunas de las rutinas de repostaje y almacenamiento del combustible pueden cambiar, sobre todo porque todos los combustibles que puedan reemplazar al gasóleo marítimo tienen densidades volumétricas significativamente más bajas [15]. Aun así, dado que muchos de los tanques de almacenamiento a bordo de los buques ya están sobredimensionados, la reducción de la densidad volumétrica no siempre será un problema. A esto se le añade lo espaciosos que son los buques, pudiendo eliminar espacio de cargamento para adaptarse al almacenamiento del combustible, aunque de esta forma se perdería eficiencia económica. Los costes de almacenamiento serían los siguientes:

e-Fuel	Almacenamiento a bordo (€/kWh)	
	Ferry	Carguero, Granelero y Portacontenedores
H2	1,71	1,29
CH4	0,94	0,72
MeOH	0,14	0,12
FTD	0,09	0,07
NH3	0,29	0,23
LH2	1	0,8

Tabla 20. Coste del almacenamiento de cada combustible según la categoría de barco [15]

La tabla muestra que el hidrógeno gaseoso tiene unos costes muy altos de almacenamiento, al igual que el metano, al ser también gas en estado natural. Por su parte, el hidrógeno líquido también es caro de almacenar, como ya se ha ido mencionando a lo largo del proyecto. Los combustibles líquidos (metanol, diésel y amoníaco) tiene una gran ventaja en cuanto a costes de almacenamiento.

De esta forma, el abanico de opciones en el sector naval está muy abierto. Por un lado, el uso de hidrógeno verde y las pilas de combustible es la opción más eficiente y barata en términos de consumo energético, el componente que más impacto tiene en el coste total, sobre todo en los barcos de mayor tamaño que incurren en mayor consumo. Sin embargo, el coste de los componentes de las celdas de combustible y el coste de almacenamiento de hidrógeno son muy elevados. Más importante aún, la viabilidad técnica de pilas de combustible de gran tamaño y del almacenamiento de tanta cantidad de hidrógeno gaseoso es un desafío complicado.

El diésel sintético es el más barato en cuanto a costes de componentes del motor y almacenamiento, debido a sus propiedades y al conocimiento que se tiene de él como combustible, pero su gran ineficiencia y el coste de producción alto lo hacen muy poco viable para ser la opción a futuro. El metano sintético, por su parte, tiene pocas ventajas, ya que al usarse en celdas de combustible tiene una buena eficiencia, pero es más caro de producir que el hidrógeno. Además, la ventaja que tiene en cuanto a costes de almacenamiento respecto al hidrógeno no es suficiente como para considerarse mejor opción, debido al bajo porcentaje del coste total que representa el almacenamiento. El caso del metanol y el amoníaco sintético es muy interesante, ya que no son los más destacados en ninguno de los tres aspectos que se han analizado. Aun así, como su eficiencia Well-to-Wheel es bastante buena y al acercarse al diésel en términos de costes del motor y costes de almacenamiento, se postulan como las opciones con mejores condiciones económicas.

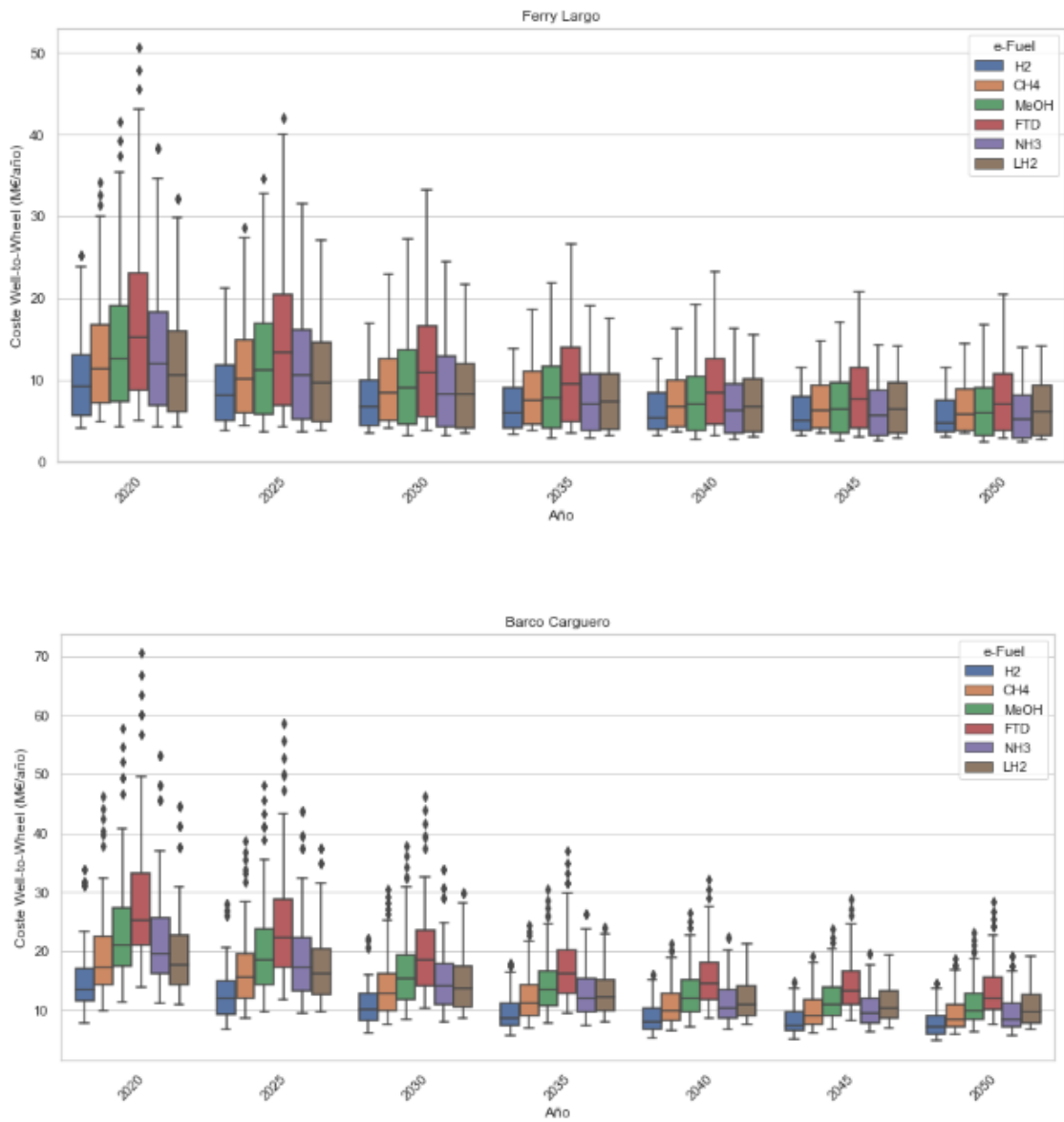


Figura 49. Coste Well-to-Wheel de los barcos de menor tamaño según el combustible

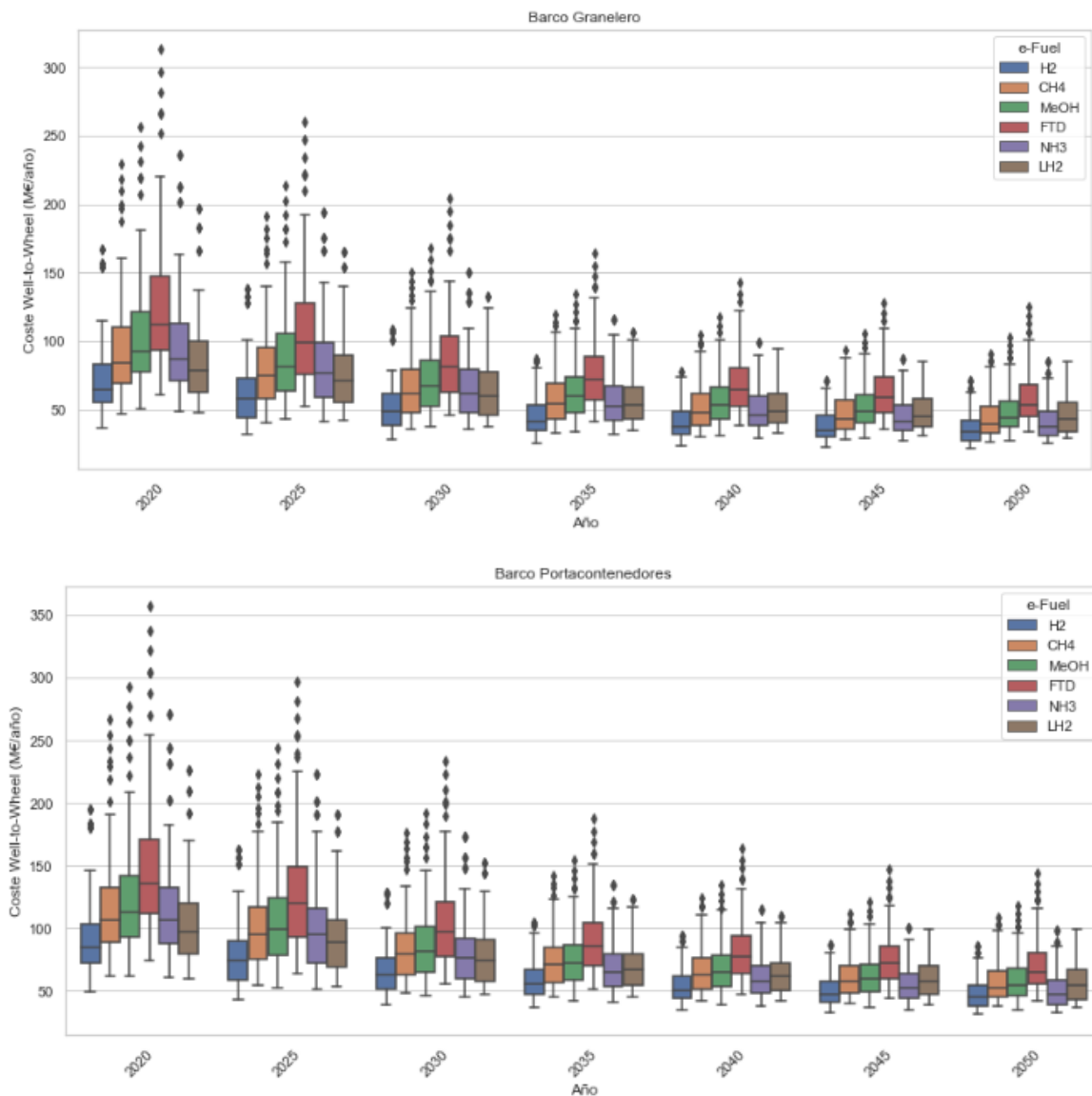


Figura 50. Coste Well-to-Wheel de los barcos de mayor tamaño según el combustible

En las figuras superiores podemos observar como generalmente el hidrógeno es la opción más barata por lo previamente comentando. Paradójicamente, las diferencias son mayores en los primeros años, cuando la tecnología de celdas de combustible está menos desarrollada. Esto se debe a que la diferencia en los costes de producción entre combustibles sintéticos e hidrógeno va a ir convergiendo. Otro punto que resaltar es que la categoría de barco donde más clara se ve la ventaja es en el barco carguero. Esto se debe a ser el sistema naval con menor capacidad de propulsión de los cuatro y, por tanto, el que tiene menos coste de componentes de motor. Hay que recordar que es en el coste de componentes de motor donde las celdas de combustible son bastante más caras que los motores de combustión interna. En los barcos de mayor tamaño, es decir, los que utilizan motores de 2 tiempos, el amoniaco va poco a poco acercándose al coste del hidrógeno, siendo una opción muy interesante para barcos graneleros y portacontenedores, recordando que la introducción de la tecnología de celdas de combustibles en barcos con tanta capacidad de propulsión puede ser menos viable debido a la penalización que tienen en cuanto a

autonomía. Los ferris grandes son la categoría en la que menor diferencia de costes hay entre las diferentes opciones. Esto hace de este tipo de barcos la mejor opción para introducir barcos con diferentes combustibles como pruebas piloto y de esta forma hacer la comparativa de rendimiento de las diferentes opciones. Aun así, debido a la viabilidad del hidrógeno en este tipo de barcos, debería de ser la tecnología con más presencia en este sector.

4.3 Vehículos pesados

Dentro de la categoría de vehículos pesados es posible hacer una división entre los vehículos de tamaño medio, como pueden ser las furgonetas, y los vehículos pesados, siendo los camiones de largo transporte el ejemplo más claro. También entran dentro de esta categoría los tractores, los autobuses, etc. En este apartado el análisis se centra en los camiones de largo transporte.

A pesar de existir siete configuraciones principales de tren motriz [16], cuatro de ellas son configuraciones híbridas que, por simpleza y por su menor potencial respecto a las otras tres configuraciones, no van a ser analizadas. De esta manera analizaremos las siguientes configuraciones: Convencional, consistente de un motor de combustión y con el diésel sintético, metanol o metano líquido como posibles opciones de emisiones netas cero; FCEV, consistente de una celda de combustible de hidrógeno la cual alimenta a un motor eléctrico; y por último BEV, consistente de una batería eléctrica la cual alimenta al motor eléctrico.

El futuro de los motores de combustión interna en los vehículos terrestres pasa por mejorar su eficiencia, muy deficitaria en comparación con los motores eléctricos. Dicha mejora en eficiencia va a conllevar una subida en el coste del motor. En cuanto al motor eléctrico, al ser una tecnología más reciente, va a tener tanto una mejora en su eficiencia como una reducción en el coste del motor. Además, se espera una reducción de peso de las baterías mejorando el consumo de los BEV. Por su parte, las celdas de combustible vivirán el proceso de madurez de la tecnología que les permita una mejora de eficiencia y una reducción de costes como la experimentada en los BEV. Por último, el uso de materiales ligeros, como los plásticos reforzados de fibra, también contribuirá a la reducción de consumo, aunque aumentará el coste de la estructura. Con todas estas estimaciones, se espera que el coste de los vehículos pesados sea similar para todas las tecnologías en 2050.

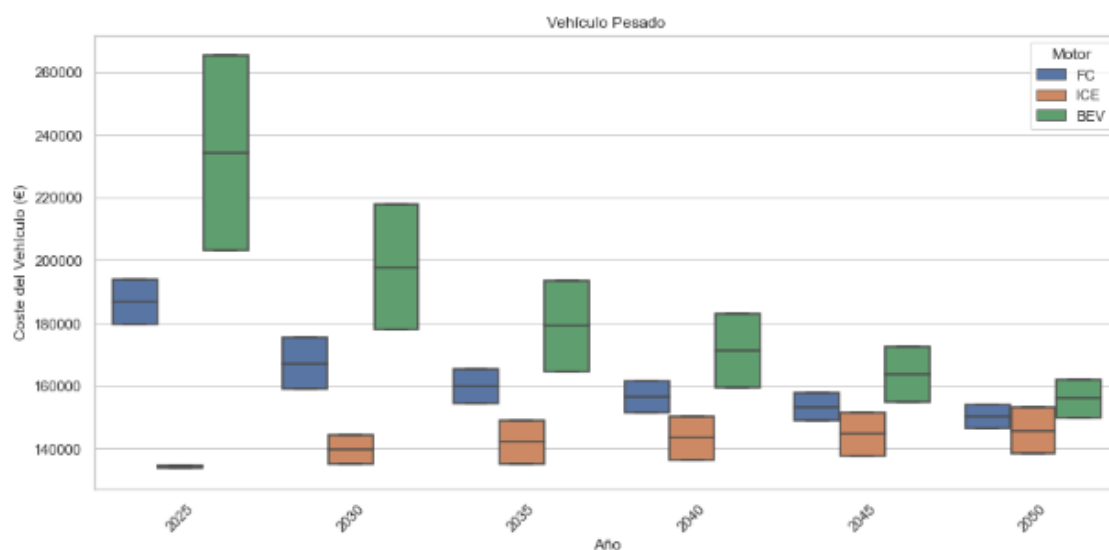


Figura 51. Coste del vehículo pesado según el tipo de tecnología de tren motriz [16]

Si tenemos en cuenta que el coste de los vehículos se va a ir equiparando mientras que la diferencia consumo entre los camiones convencionales y eléctricos, como se observa en la siguiente figura, va a seguir siendo bastante grande en favor de los vehículos eléctricos, no hay duda de la mejor solución en términos económicos. La eficiencia del vehículo eléctrico, añadido a que las baterías cada vez van a ser más ligeras, va a provocar que la diferencia en consumo se mantenga bastante amplia con respecto a los motores de combustión. Los vehículos de celdas de combustible están en un término medio, pero como se observa en la gráfica irán poco a poco desmarcándose de los motores de combustión en términos de consumo.

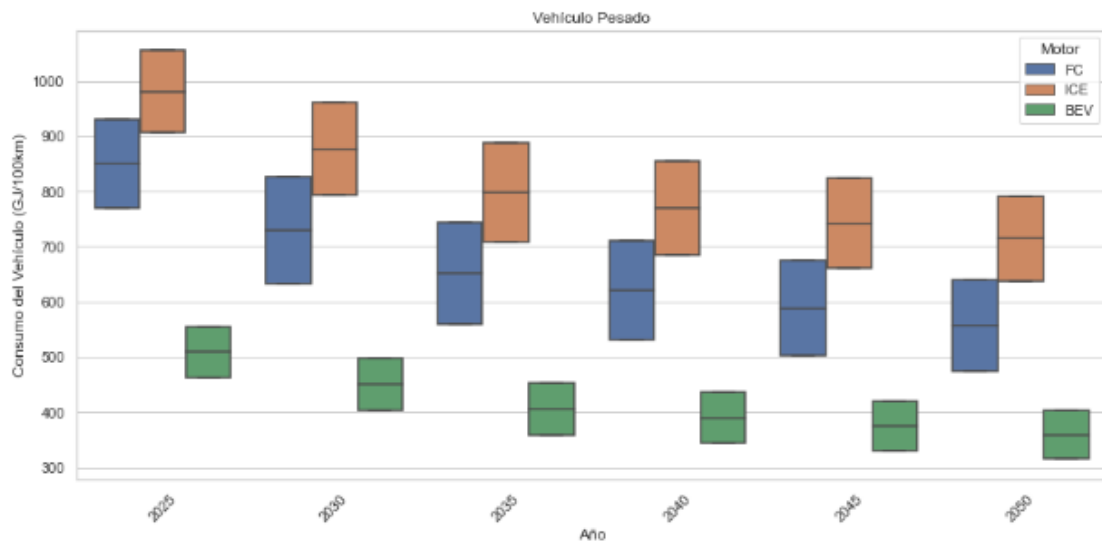


Figura 52. Consumo del vehículo pesado según el tipo de tecnología de tren motriz [16]

Con la situación expuesta, podemos observar como en el próximo lustro se espera que los camiones eléctricos tengan un coste Well-to-Wheel similar a los camiones convencionales con diésel fósil. A partir de ahí, los BEV se convertirán en los vehículos pesados más baratos. Los camiones de hidrógeno se estima que tengan un coste algo inferior a los convencionales propulsados por combustibles sintéticos. De esta manera, no será hasta 2035-2040 cuando este tipo de camiones se sitúe en un coste Well-to-Wheel similar al camión de diésel fósil, mientras que los camiones propulsados por metanol o metano tendrán un coste similar al camión de diésel convencional en 2050. El diésel sintético por su parte tiene un coste algo superior al metano y el metanol, aunque tiene como ventaja que sus propiedades son casi idénticas al diésel convencional por lo que no haría falta hacer ni una modificación al motor.

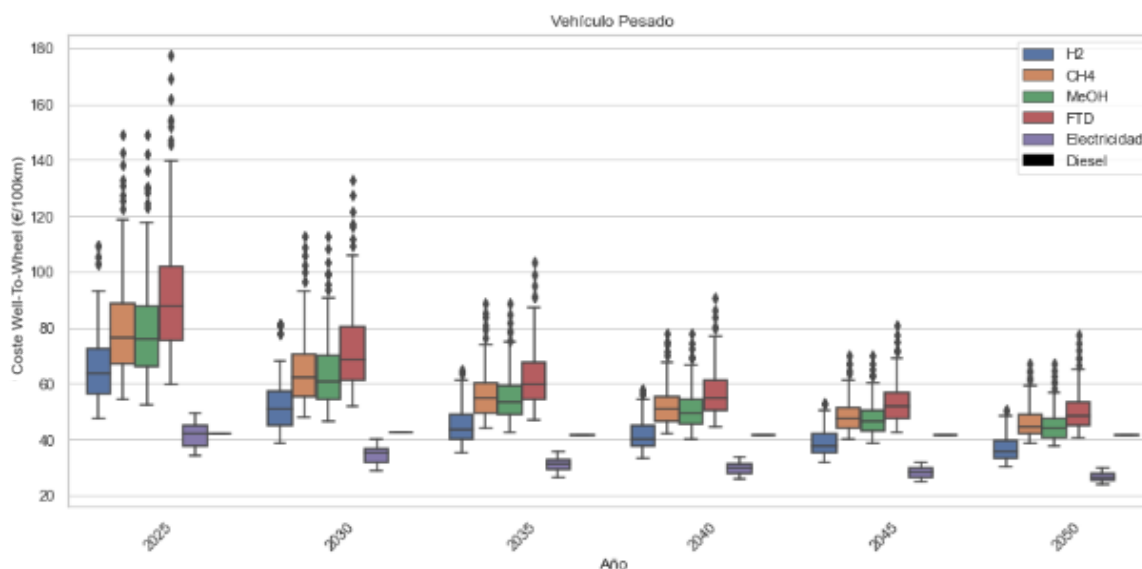


Figura 53. Coste Well-to-Wheel de un vehículo pesado según el combustible utilizado

A pesar de que, como acabamos de ver, económicamente los camiones completamente electrificados serían la opción más barata se considera que a medio plazo no será una opción plausible, a no ser que en los próximos años aparezca una mejora disruptiva. El problema, como ya se ha comentado, es la baja densidad energética de las baterías, lo que implica una menor autonomía y, por ende, un mayor número de paradas para una distancia determinada. Además, dichas paradas son más larga debido al mayor tiempo de recarga de las baterías en comparación con los vehículos de pila de combustible o los vehículos convencionales. En caso de que pudiese ser viable el uso de BEV en camiones de larga distancia, aunque no se determine cuantitativamente en el proyecto, implicaría un mayor coste del transportista que habría que analizar hasta qué punto afecta. Por ello, existe la opción de construir catenarias para que operen dichos camiones, pero esto conllevaría una gran inversión en infraestructura.

La opción del hidrógeno si parece que sea técnicamente viable para vehículos pesados, ya que sus prestaciones son más cercanas a las del vehículo convencional a la par de ser más eficiente energéticamente. Tiene una menor autonomía y un mayor tiempo de recarga que los vehículos convencionales, pero se considera que las diferencias no son tan diferenciales como para no considerarse viable. Sin embargo, actualmente no existe infraestructura y se debería de hacer una gran inversión.

4.4 Vehículos ligeros

En el mercado de los vehículos ligeros existe una gran variedad de clases y gamas. Para la simpleza del proyecto se va a tomar como vehículo ligero al automóvil estándar de tamaño y clase media. Al igual que en el caso de los vehículos pesados, las tecnologías híbridas no se van a analizar. En los vehículos ligeros las opciones son algo más variadas que en los vehículos pesados en cuanto a unidades de potencia. Las opciones que se van a analizar son las siguientes: Motores de combustión interna de encendido de chispa (ICE SI Turbo), que funcionarán con gasolina o metanol; Motores de combustión interna de encendido por compresión (ICE CI) para el diesel; motores de combustión interna de gas natural comprimido en el caso del metano sintético; y al igual que en los vehículos pesados también existe la opción de BEV y FCEV.

El análisis que se realiza para los vehículos ligeros no difiere mucho del ya expuesto para los vehículos pesados, pero como se va a demostrar, las conclusiones son mucho más evidentes. Esto se debe a una variedad de razones. La primera de ellas se puede ver en la gráfica inferior. A diferencia de los camiones, donde los BEV todavía tienen un coste del vehículo muy por encima del convencional, en el caso de los vehículos ligeros se esperan que en los próximos 5 años se sitúe en un coste similar a los coches de gasolina y más baratos que los automóviles diésel o los de gas natural comprimido, principalmente porque el coste de los automóviles convencionales debido al coste de los materiales avanzados que serán utilizados para reducir el peso del vehículo y, por ende, el consumo. Además, para la próxima década se espera que el BEV se vuelva el coche más barato en términos de coste de vehículo por esta misma razón, ya que la reducción de peso permitirá reducir el tamaño de las baterías, lo que supondrá un ahorro mayor que el gasto implícito al uso de materiales compuestos ligeros. Los FCEV, mucho más recientes que los coches eléctricos, sigue en un coste alto de vehículo, pero se espera que para el tramo de 2035 pueda igualar al coche diésel y 5 años más tarde al de gasolina gracias a la economía de escala. A partir de ahí, es de esperar que se convierta en la segunda tecnología en cuanto a coste de vehículo barato a medida que se vaya teniendo más presencia en el mercado automovilístico.

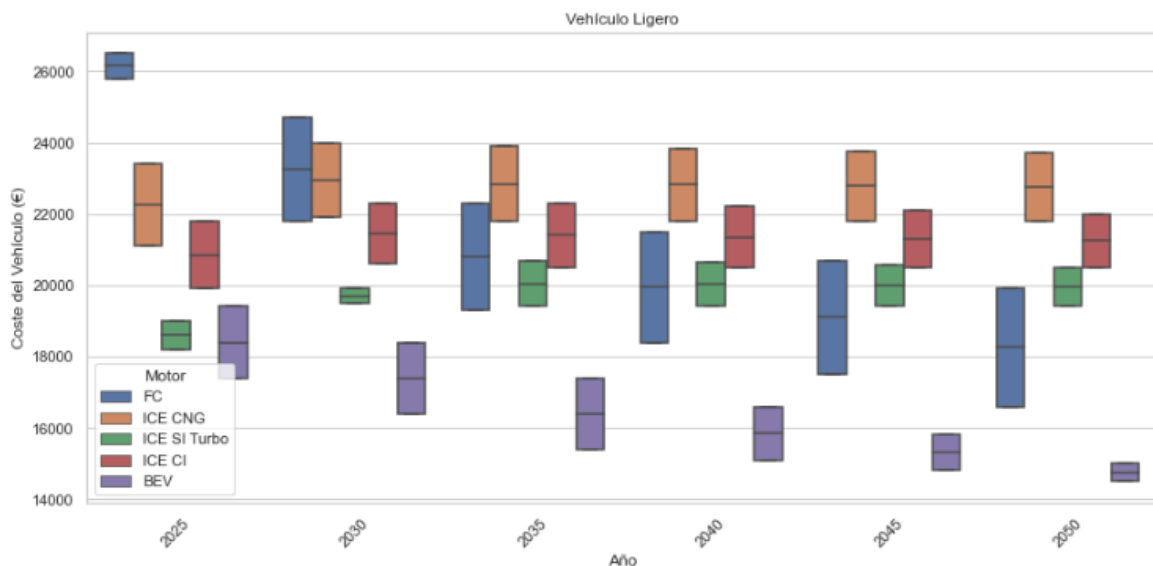


Figura 54. Coste del vehículo ligero según el tipo de tren motriz [16]

En cuanto al consumo de energía, tanto los BEV como los FCEV la reducirán en menor medida en comparación con los automóviles de combustión, puesto que, al ser tecnologías con una alta eficiencia, sus mejoras futuras se van a centrar principalmente en la reducción del coste previamente expuesto. En este contexto, las tres tecnologías de motor de combustión reducirán su consumo intentando alcanzar la competitividad con los coches de motor eléctrico, provocando que los vehículos convencionales consuman entre un 40% y un 55% menos de combustible para el año 2050 en comparación con la actualidad [16], pero manteniéndose a niveles bastante mayores de consumo comparado con las otras tecnologías. Aunque como se ha mencionado, la reducción de consumo para los vehículos eléctricos será menor, los coches de hidrógeno podrían llegar a reducir el consumo hasta en un 35% [16], mientras que los BEV podrían llegar a una reducción del 20% respecto a la actualidad.

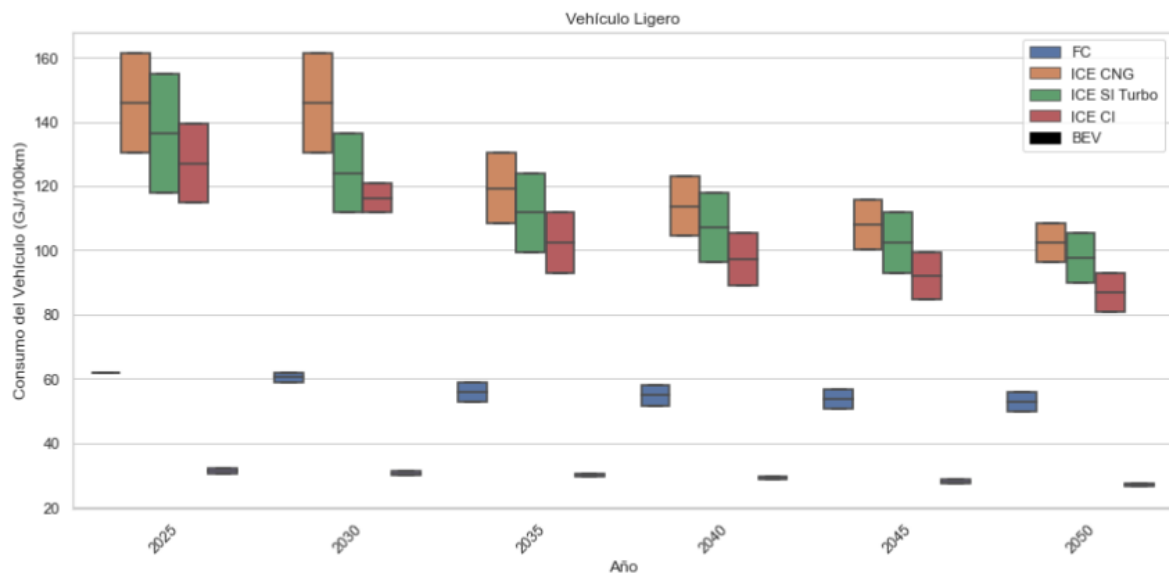


Figura 55. Consumo de un vehículo ligero según el tren motriz [16]

Estas diferencias tanto en coste del automóvil como en eficiencia del vehículo, unido a que los costes de producción de electricidad serán los más baratos, seguidos del hidrógeno, muestran claramente que la opción más evidente en los vehículos ligeros deben ser los coches de batería. Sin embargo, los vehículos de hidrógeno cada vez se van a ir acercando más en coste final a los coches eléctricos, siendo más rentables que los combustibles convencionales alrededor de 2035-2040, pero evidentemente sin llegar a ser tan baratos como los coches de batería. En cuanto a los combustibles sintéticos analizados en este caso, no se espera que vayan a competir económicamente con las tecnologías de motor eléctrico.

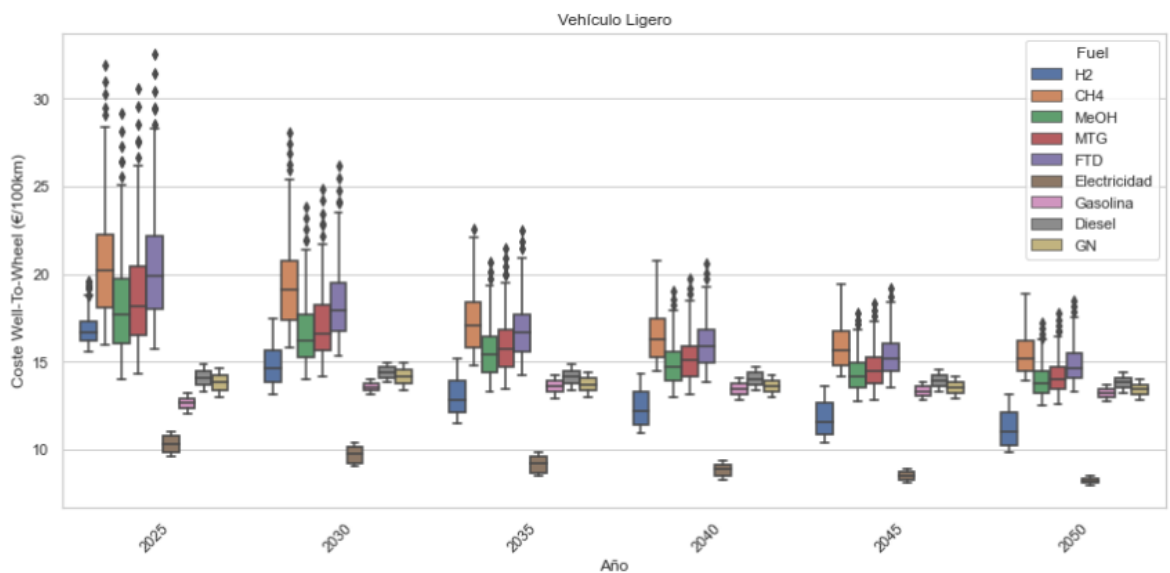


Figura 56. Coste Well-to-Wheel de un vehículo ligero según el combustible utilizado

Así como en los vehículos pesados la viabilidad técnica de las tecnologías eléctricas se puede poner en entredicho, los coches eléctricos ya son una realidad. Observando que el coste Well-to-Wheel

de un automóvil propulsado por combustible sintético se va a mantener durante los 25 años en alrededor del doble que el coste del vehículo de batería eléctrica es de esperar que los coches de combustión vayan reduciéndose a medida que se vaya reduciendo el uso de combustibles convencionales. Este hecho podría coincidir con la introducción al mercado mainstream del vehículo de hidrógeno, el que a pesar de ser más caro tendrá unas prestaciones más similares a un coche de combustión que un coche de batería. Esto puede provocar que un segmento del mercado tenga preferencia por el coche de hidrógeno, ya que estarán dispuestos a pagar un precio más caro para entre otras cosas, tener una mayor autonomía o un menor tiempo de recarga. Añadido a esto, una cantidad considerable de automóviles no “dormirán” en garajes por lo que el acceso a electricidad será más reducido.

5 CONCLUSIONES

En el proceso de ejecución de este proyecto se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- La mejora de la electricidad renovable, en sus aspectos económicos y de eficiencia, es el factor que más afecta al hidrógeno verde y los combustibles sintéticos. Es decir, para que el hidrógeno verde y los combustibles sintéticos tengan relevancia en el mercado es necesario que la electricidad renovable se abarate hasta el punto de que sea la fuente de energía más barata con claridad.
- El crecimiento del mercado de electrólisis también es vital, existiendo una clara linealidad entre la reducción del coste de electrólisis y el coste Well-to-Tank de los combustibles analizados.
- Sin haber tenido en cuenta una mejora importante del almacenamiento de electricidad y de hidrógeno que pudiese reducir la dependencia a las horas de funcionamiento, este factor tiene una importancia vital. A medida que el proceso de producción se alarga, las horas de funcionamiento van teniendo un mayor impacto que el LCOE. Es por ello que, si el producto final es la propia electricidad, la mejor solución es la energía solar fotovoltaica, mientras que si el producto final es un combustible sintético los parques híbridos o eólicos offshore son más adecuados.
- En eficiencia energética el hidrógeno verde en estado gaseoso será más adecuado que los combustibles sintéticos. Esto se debe principalmente a que los últimos se derivan del primero, perdiendo eficiencia en el proceso de síntesis. Pero, además, los sistemas de movilidad propulsados hidrógeno gas lo harán mediante celdas de combustibles y motor eléctrico, opción más eficiente que los motores de combustión. En caso de optar por hidrógeno líquido, como se analiza en las aeronaves, el hidrógeno ya no es necesariamente más eficiente, puesto que el proceso de conversión obtiene pérdidas de hasta un 30% y la eficiencia de dichas aeronaves es inferior a las aeronaves propulsadas por queroseno sintético. Además, el hidrógeno no emite CO₂ mientras que los combustibles sintéticos (exceptuando el amoníaco que emite nitrógeno), aunque netamente sea cero, si que emiten dióxido de carbono.
- Debido a la alta ineficiencia tanto energética como en costes de la licuación del hidrógeno y su posterior reconversión, es necesario hacer una buena red de hidroductos para la distribución del hidrógeno verde. Las importaciones de países donde se prevé una

producción barata, pero sin posibilidad de conectar una red de ductos con Europa debería estar más enfocada a combustibles sintéticos, donde el coste de distribución es menor.

- En cuanto adecuación a los sistemas de movilidad, las diferencias son claras entre sistemas. Para la aviación, aunque el uso de hidrógeno líquido pueda llegar a ser técnicamente viable, entre la mayor ineficiencia y el mayor coste respecto al queroseno sintético, todo hace pensar que esta última opción sea la que se deba adoptar en aviación. En el sector naval es donde más similitud existe entre los precios de las soluciones analizadas. Mientras sea posible integrar las celdas de combustibles, el hidrógeno será la mejor opción debido a su mayor eficiencia energética. El amoniaco se postula como la segunda mejor opción debido a la mayor eficiencia respecto al resto de combustibles que funcionan en motores de combustión interna. Para los vehículos pesados, mientras la tecnología lo permita la mejor opción será la electrificación directa, aunque parece que las pilas de hidrógeno se adecuan más a este tipo de sistemas. En el caso de los vehículos ligeros no hay duda en que los coches eléctricos son la mejor opción, y nada hace pensar que en el futuro los coches de combustión vayan desapareciendo, con el automóvil de hidrógeno como la opción a escoger si se antepone la autonomía y el menor tiempo de recarga al coste total del vehículo.

6 PRESUPUESTO

A continuación, se detalla el presupuesto correspondiente al desarrollo del proyecto. Se encuentra dividido en varias partidas.

- Inmovilizado material: Se detallan todos componentes fabricados o comprados a terceros que se han utilizado durante la realización del proyecto.
- Material fungible (consumible): Se detallan todos los fungibles consumidos durante la realización del proyecto.
- Equipamiento: Se incluye todo el gasto por uso de máquinas. Para calcular estos gastos se tiene en cuenta el coste medio de amortización y el tiempo de uso de dicho equipamiento durante el proyecto.
- Software: En él, se incluye todo el software utilizado y necesario para el desarrollo del proyecto. Se tiene en cuenta el coste de amortización de las licencias.
- Mano de obra: Esta partida corresponde a los costes necesarios de los recursos humanos involucrados en cada una de las fases del proyecto.

6.1 Presupuesto de inmovilizado

Cantidad	Referencia	Descripción	Precio (€)	
			Unitario	Total
-	-	-	-	-
Total inmovilizado				0

Tabla 21. Presupuesto inmovilizado material

6.2 Presupuesto de material fungible

Cantidad	Referencia	Descripción	Precio (€)	
			Unitario	Total
-	-	-	-	-
Total fungibles				0

Tabla 22. Presupuesto fungibles

6.3 Presupuesto de equipamiento

Equipamiento	Cota adquisición (€)	Tiempo amortización (años)	Cuota amortización mensual (€)	Tiempo de uso (mes)	Amortización (€)
Ordenador	500	4	10,42	6	62,5
Total equipamiento					62,5

Tabla 23. Presupuesto equipamiento

6.4 Presupuesto de software

Software	Cota adquisición (€)	Tiempo amortización (años)	Cuota amortización mensual (€)	Tiempo de uso (mes)	Amortización (€)
Windows 10	260	4	5,41	6	32,46
Total software					32,46

Tabla 24. Presupuesto de software

6.5 Presupuesto de mano de obra

Tarea	Duración (horas)	Precio (€)	
		Unitario	Total
Alumno	300	3,12	936
Supervisor	300	50	15000
Total mano obra			15936

Tabla 25. Presupuesto mano de obra

6.6 Resumen del presupuesto

Se presenta a continuación el presupuesto global del proyecto, el cual asciende a veintinueve mil novecientos treinta y cuatro euros y cuarenta y cuatro céntimos.

Partida	Importe (€)	
	Parcial	Acumulado
Inmovilizado	0	0
Fungibles	0	0
Equipamiento	62,5	132,5
Software	32,46	68,8
Mano de obra	15936	26100,98
Costes indirectos (10%)		2610
Total sin IVA		28912,28
Total con IVA		29934,44

Tabla 26. Presupuesto total del proyecto

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] IRENA. Renewable Power Generation Costs 2020. 2021.
- [2] IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5° C Climate Goal. 2020.
- [3] IEA. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage: CCUS in clean energy transitions. 2020.
- [4] Concawe. Role of e-fuels in the European transport system - Literature review. 2020.
- [5] IEA. IEA G20 Hydrogen report: Assumptions. 2020.
- [6] Concawe & Aramco. E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050. 2022.
- [7] EHB. Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. 2021.
- [8] Brynolf S, Hansson J, Anderson JE, Skov IR, Wallington TJ, Grahn M, et al. Review of electrofuel feasibility - Prospects for road, ocean, and air transport. *Progress in Energy* 2022;4. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac8097>.
- [9] International Transport Forum. The Potential of E-fuels to Decarbonise Ships and Aircraft. 2023.
- [10] Concawe. Aviation: technologies and fuels to support climate ambitions towards 2050. 2023.
- [11] Anders J. Comparison of Alternative Marine Fuels 2019.
- [12] IEA. World Energy Outlook 2022. 2022.
- [13] EHB. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. 2022.
- [14] Al-Breiki M, Bicer Y. Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon. *Energy Reports* 2020;6:1897–909. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.07.013>.
- [15] Korberg AD, Brynolf S, Grahn M, Skov IR. Techno-economic assessment of advanced fuels and propulsion systems in future fossil-free ships. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2021;142. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110861>.
- [16] Argonne National Laboratory. A Detailed Vehicle Modeling & Simulation Study Quantifying Energy Consumption and Cost Reduction of Advanced Vehicle Technologies Through 2050. 2021.