Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Análisis económico de la descarbonización energética en el sistema de Fuerteventura-Lanzarote mediante la integración de hidrógeno y renovables

Autor: Alejandro Novoa Moreno
Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Análisis económico de la descarbonización energética en el sistema de Fuerteventura-Lanzarote mediante la integración de hidrógeno y renovables

Autor:
Alejandro Novoa Moreno

Tutor:
Juan Manuel Roldán Fernández

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Carrera: Análisis económico de la descarbonización energética en el sistema de Fuerteventura-Lanzarote mediante la integración de hidrógeno y renovables

Autor: Alejandro Novoa Moreno

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

El Trabajo Fin de Grado no sólo pone fin a la formación universitaria, sino también a una época que marca la vida de cualquier estudiante, en la que ha habido momentos difíciles, pero igualmente satisfactorios. La Escuela cambia las prioridades de aquel que entra, pues durante los siguientes 4 años, como mínimo, uno se ve rodeado de nuevos estímulos, una nueva ciudad y amistades. Echando la vista atrás, los buenos recuerdos son los que permanecen en la memoria, por lo que quisiera mostrar mi agradecimiento a todas aquellas personas que he conocido en el grado, formando un grupo unido y que en los momentos difíciles servía para obtener el apoyo necesario entre nosotros. Los nombres de los integrantes de esta unidad, por suerte, son demasiados para mencionar en este apartado. Por supuesto, la consecución del título y en general, cada paso tomado, sería imposible sin mi familia, cuyo sustento emocional y también económico ha sido y es vital en el pasado, presente y futuro, pues ellos fueron los que sacrificaron su tiempo y metas para darme la oportunidad de adquirir una formación con la que poder asegurarme un futuro.

Por último, no quería olvidar mencionar la labor de aquellos profesores de la Escuela comprometidos con la enseñanza a los alumnos, entre los cuales incluyo a mi tutor Juan Manuel Roldán. Profesores que dedican un esfuerzo en tratar que los estudiantes entendamos sus lecciones de manera clara y a su vez no han olvidado la forma de ser que se tiene desde la perspectiva del alumno. La parte más importante de una asignatura, sin importar el contenido de ésta, es la persona que la instruye, la cual puede causar que la ames u odies.

Resumen

Desde los últimos años, las medidas tomadas en Europa, que han repercutido también a España, han fomentado el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles para conseguir la deseada transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono. Con estas medidas se ha querido dejar atrás la dependencia histórica de estos países en materias primas como petróleo, gas natural y carbón, que liberan grandes cantidades de contaminantes tras su combustión. La integración de energías renovables, como la solar o la eólica, ha producido un descenso en el coste de la energía, sin embargo, presenta desafíos como la intermitencia en la producción y la necesidad de desarrollar sistemas eficientes y seguros de almacenamiento. En este contexto, en los últimos años el hidrógeno verde se ha perfilado como una tecnología clave para lograr los objetivos propuestos, aunque actualmente su elevado coste y la falta de infraestructura la hace poco rentable. A pesar de ello, la constante inversión y el impulso ejercido por los estados europeos puede situar la tecnología como un gran complemento a las energías renovables. En este trabajo se ha revisado el estado actual de la tecnología de hidrógeno y se ha estudiado su implantación en un sistema insular aislado de una parte del territorio español correspondiente a las islas de Lanzarote y Fuerteventura, ubicadas en el archipiélago canario. A partir de los datos de la generación y la demanda de este conjunto eléctrico, se ha elaborado un modelo utilizando programas como EnergyPlan y Excel mediante el cual se analizará la viabilidad económica de añadir a la generación sistemas basados en hidrógeno. De esta manera, se pretende dar un contexto económico de la situación actual de tal tecnología y a su vez también realizar estimaciones sobre el posible abaratamiento de esta en un futuro, pudiendo convertirse en una pieza clave en la descarbonización de la generación eléctrica en Europa.

Abstract

In recent years, measures taken in Europe, which have also had an impact on Spain, have encouraged the development of sustainable energy systems to achieve the desired transition to a low-carbon economy. These measures have sought to leave behind the historical dependence of these countries on raw materials such as oil, natural gas and coal, which release large amounts of pollutants after combustion. The integration of renewable energies, such as solar or wind, has produced a decrease in the cost of energy, however, it presents challenges such as intermittent production and the need to develop efficient and safe storage systems. In this context, in recent years green hydrogen has emerged as a key technology to achieve the proposed objectives, although today its high cost and lack of infrastructure make it unprofitable. Despite this, the constant investment and drive exerted by European states can position the technology as a great complement to renewable energies. This paper has reviewed the current state of hydrogen technology and studied its implementation in an isolated island system in a part of the Spanish territory corresponding to the islands of Lanzarote and Fuerteventura, located in the Canary Islands. Based on the data on the generation and demand of this electrical system, a model has been developed using programs such as EnergyPlan and Excel through which the economic viability of adding hydrogen-based systems to the generation will be analyzed. In this way, it is intended to provide an economic context of the current situation of such technology and also make estimates on the possible reduction in the cost of this technology in the future, which could become a key piece in the decarbonization of electricity generation in Europe.

... -translation by google-

Índice

Agradecimientos **ix**

Resumen **xi**

Abstract **xiii**

Índice **xiv**

Índice de Tablas **xvi**

Índice de Figuras **xvii**

1 Introducción **11**
1.1 Objetivo *13*
1.2 Alcance del proyecto *14*

2 Estado del arte del Hidrógeno **15**
2.1 Hidrógeno como elemento químico *15*
2.2 Producción de H_2 *15*
2.2.1 Métodos más comunes de obtención de hidrógeno 17
2.2.2 Electrólisis 17
2.2.3 Pila de combustible 19
2.2.4 Almacenamiento de hidrógeno 20
2.2.5 Equipos necesarios para la producción de hidrógeno verde 21

3 Sistema eléctrico español **22**
3.1 Sistema eléctrico Fuerteventura - Lanzarote *24*

4 Definición del Sistema **28**
4.1 EnergyPlan *29*
4.1.1 Definición de la demanda 30
4.1.2 Definición de la generación 30
4.1.3 Vías de Uso del exceso de energía 31
4.2 Limitaciones y simplificaciones del modelo *32*

5 Justificación de costes **34**
5.1 Coste del combustible *34*
5.2 Inversión en fotovoltaica y eólica *34*
5.3 Inversión en hidrógeno *35*
5.4 Tasa de descuento *36*

6 Análisis de resultados en la actualidad **37**
6.1 Índice de utilización de la energía renovable *39*
6.2 Ahorro de combustible *40*
6.3 Emisiones evitadas *41*
6.4 Inversión en nuevas tecnologías: Eólica, fotovoltaica e hidrógeno *42*

7 Escenario 2050 **45**
7.1 Coste del combustible en 2050 *46*
7.2 Coste del hidrógeno en 2050 *46*
7.3 Resultados del escenario 2050 *46*

8. Conclusiones **49**

Anexos **50**
Anexo A: Caso Base *51*
Anexo B. Caso 1: Aumento del 25 % *52*
Anexo C. Caso 2: Aumento del 50 % *53*
Anexo D. Caso 3: Aumento del 75 % *54*
Anexo E. Caso 4: Aumento del 100 % *55*
Anexo F. Caso 5: Aumento del 125 % *56*
Anexo G. Caso 6: Aumento del 150 % *57*
Anexo H. Caso 7: Aumento del 175 % *58*
Anexo I. Caso 8: Aumento del 200 % *59*
Anexo J. Caso 9: Aumento del 225 % *60*
Anexo K. Caso 10: Aumento del 250 % *61*

Referencias **62**

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Porcentaje del aumento de potencia renovable en cada simulación 13
Tabla 2: Valores característicos de las distintas tecnologías de electrólisis más comunes [4] 19
Tabla 3: Resumen de las plantas de generación eléctrica en Lanzarote y Fuerteventura [15] 25
Tabla 4: Resumen de las simulaciones que se van a realizar 28
Tabla 5: Potencias instaladas simuladas para cada caso 37
Tabla 6: Valores económicos de los distintos casos 38
Tabla 7: REU (%) para cada caso analizado 39
Tabla 8: Valores de las emisiones en cada caso. 41
Tabla 9: Previsión del modelo energético de Fuerteventura y Lanzarote 45
Tabla 10: Valores de la simulación del modelo para el año 2050 47
Tabla 11: Resumen de resultados anexo A 51
Tabla 12: Resumen de resultados anexo B 52
Tabla 13: Resumen de resultados anexo C 53
Tabla 14: Resumen de resultados anexo D 54
Tabla 15: Resumen de resultados anexo E 55
Tabla 16: Resumen de resultados anexo F 56
Tabla 17: Resumen de resultados anexo G 57
Tabla 18: Resumen de resultados anexo H 58
Tabla 19: Resumen de resultados anexo I 59
Tabla 20: Resumen de resultados anexo J 60
Tabla 21: Resumen de resultados anexo K 61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de las emisiones de CO2 en el mundo [1] 12
Figura 2: Predicción de la generación eléctrica entre 2015 y 2050 [2] 12
Figura 3: Evolución de la demanda de Hidrógeno puro a nivel mundial según el sector [4] 16
Figura 4: Métodos de obtención de H_2 más comunes [5] 16
Figura 5: Esquema del intercambio protónico en una pila PEM [7] 17
Figura 6: Potencia instalada de electrolizadores según tecnología [5] 18
Figura 7: Curva característica de una pila PEM y sus pérdidas asociadas [8] 20
Figura 8: Gráfica de la presión frente a la densidad del H_2[10] 20
Figura 9: Esquema general de los equipos necesarios más comunes para la electrólisis del agua[11] 21
Figura 10: Distribución de la generación de electricidad española en el 2023 [12] 22
Figura 11: Evolución de la participación de renovables en el sistema eléctrico español [12] 22
Figura 12: Países europeos con mayor presencia de renovables en su sistema eléctrico [12] 23
Figura 13: Evolución de la potencia eólica y fotovoltaica en las islas Lanzarote y Fuerteventura [13] 24
Figura 14: Distribución eólica en las islas Fuerteventura Y Lanzarote [17] 26
Figura 15: Distribución de la generación eléctrica en Lanzarote y Fuerteventura [17] 27
Figura 16: Esquema del sistema objeto de estudio 29
Figura 17: Pantalla principal de EnergyPlan 30
Figura 18: Pestaña Supply del programa EnergyPlan 31
Figura 19: Caminos seleccionables para el exceso de energía en el programa EnergyPlan 31
Figura 20: Procedimiento seguido para el modelo de Excel para un día tipo 33
Figura 21: Precio del gas natural en España según el consumo de combustible para el año 2023 [18] 34
Figura 22: Evolución del VAN entre las diferentes situaciones 39
Figura 23: Evolución del ahorro de combustible según los casos estudiados 41
Figura 24: Evolución del coste y ahorro de las emisiones 42
Figura 25: Inversión económica en energía eólica y fotovoltaica 43
Figura 26: Inversión en hidrógeno en los diferentes casos 43
Figura 27: Situaciones económica para el año 2050 48
Figura 28: Esquema de la generación anexo A 51
Figura 29: Esquema de la generación anexo B 52
Figura 30: Esquema de la generación anexo C 53
Figura 31: Esquema de la generación anexo D 54
Figura 32: Esquema de la generación anexo E 55
Figura 33: Esquema de la generación anexo F 56
Figura 34: Esquema de la generación anexo G 57

Figura 35: Esquema de la generación anexo H 58
Figura 36: Esquema de la generación anexo I 59
Figura 37: Esquema de la generación anexo J 60
Figura 38: Esquema de la generación anexo K 61

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años ha habido un cambio de paradigma en la forma de pensar respecto al estilo de vida que mantiene la sociedad. Los estudios científicos determinan, cada vez con más determinación, que el régimen de vida que se sigue es insostenible y puede provocar consecuencias irreversibles en el planeta. Con la revolución industrial, surgió un modelo de producción que se sostenía gracias a la abundancia de recursos energéticos y su sobreexplotación. El carbón fue la fuente de energía predominante de aquella época, siendo cada vez menos importante y cediendo su paso al petróleo y al gas natural, que a partir del siglo XX se han convertido en la piedra angular del desarrollo industrial y energético a nivel global. Las consecuencias de la explotación y el agotamiento de los recursos fósiles han pasado inadvertidas durante un largo periodo. Por otro lado, la contaminación ocasionada por los gases que se generan al quemar los combustibles, su repercusión en el ecosistema del planeta, el efecto invernadero, la escasez de recursos o el incremento de la temperatura terrestre son los principales motivos que han impulsado la concienciación ambiental y nuevos debates como la sostenibilidad del planeta han llegado con el inicio del nuevo siglo.

Desde entonces, la concienciación sobre el cuidado del planeta ha crecido, lo que ha llevado a muchos países a buscar e implementar nuevas alternativas a la producción de energía con el objetivo de disminuir las emisiones de carbono y demás sustancias contaminantes a la atmósfera. La investigación e inversión en innovaciones tecnológicas provocó la irrupción de las energías renovables, instalaciones capaces de generar energía a partir de recursos naturales como el viento o el Sol entre otros, y mediante la fomentación de estas tecnologías han evolucionado hasta ser competitivas actualmente. Han sido los países de la Unión Europea los que han tomado la iniciativa sobre la búsqueda de un nuevo modelo energético basado en las energías renovables mediante medidas de ahorro y eficiencia energética que permita la independencia de energía fósil, marcándose los países miembros como objetivo la descarbonización total del sistema llegando a las cero emisiones netas de carbono para el año 2050.

Dentro de esa ruta energética para 2050, la reducción progresiva de las emisiones de carbono es uno de sus principales objetivos, que como se puede ver en la Figura 1, sigue una tendencia creciente a medida que avanzan los años y es la principal causante de los problemas previamente mencionados. Para alcanzarlo, es necesaria una diversificación de la generación de energía, mostrada en la Figura 2, que compara la aportación de las diferentes tecnologías en la generación eléctrica europea entre el año 2015 y la previsión para el 2050, dónde se busca un mayor equilibrio del mix energético del continente y reducir las dependencias en una tecnología concreta, proporcionando mayor seguridad en el abastecimiento de energía. La principal característica de las energías renovables es su capacidad de producción de energía sin la emisión de contaminantes que sí produce la generación convencional, sin embargo, las renovables están sujetas a la existencia de recurso natural, provocando intermitencia en la generación, pues hay días en los que puede no haber producción renovable debido a la ausencia de Sol o viento, pero de igual manera es necesario cubrir la demanda eléctrica. Esto ha provocado que las nuevas vías de investigación se hayan centrado en encontrar un método de almacenamiento de energía que permita cubrir esa demanda cuando las renovables no generan la suficiente energía, sin embargo, aún no se ha encontrado una opción extrapolable a larga escala que sea viable económicamente.

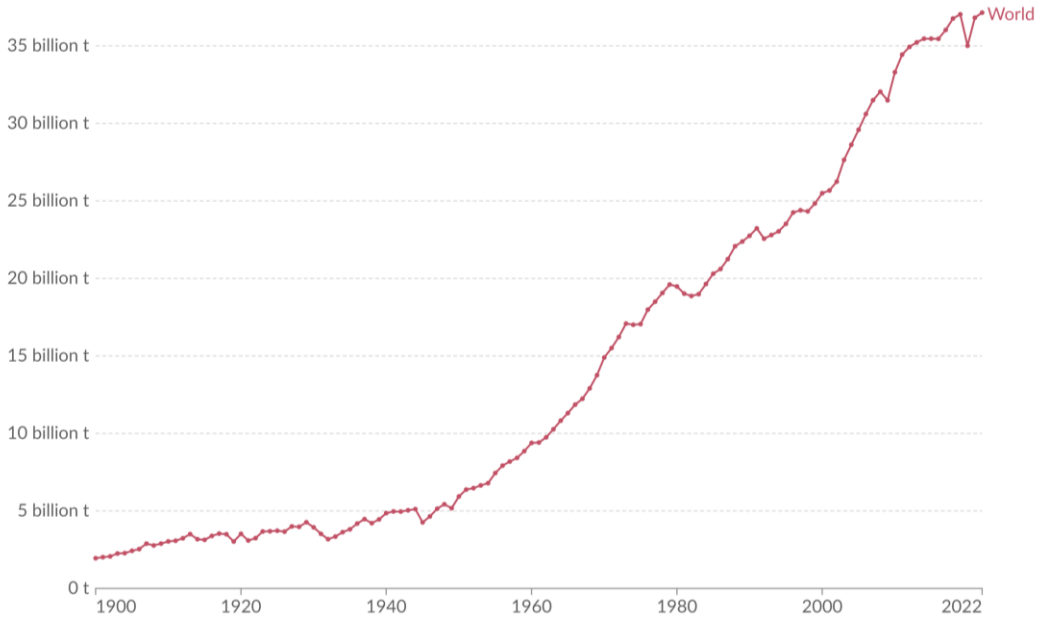

Figura 1: Evolución de las emisiones de CO2 en el mundo [1]

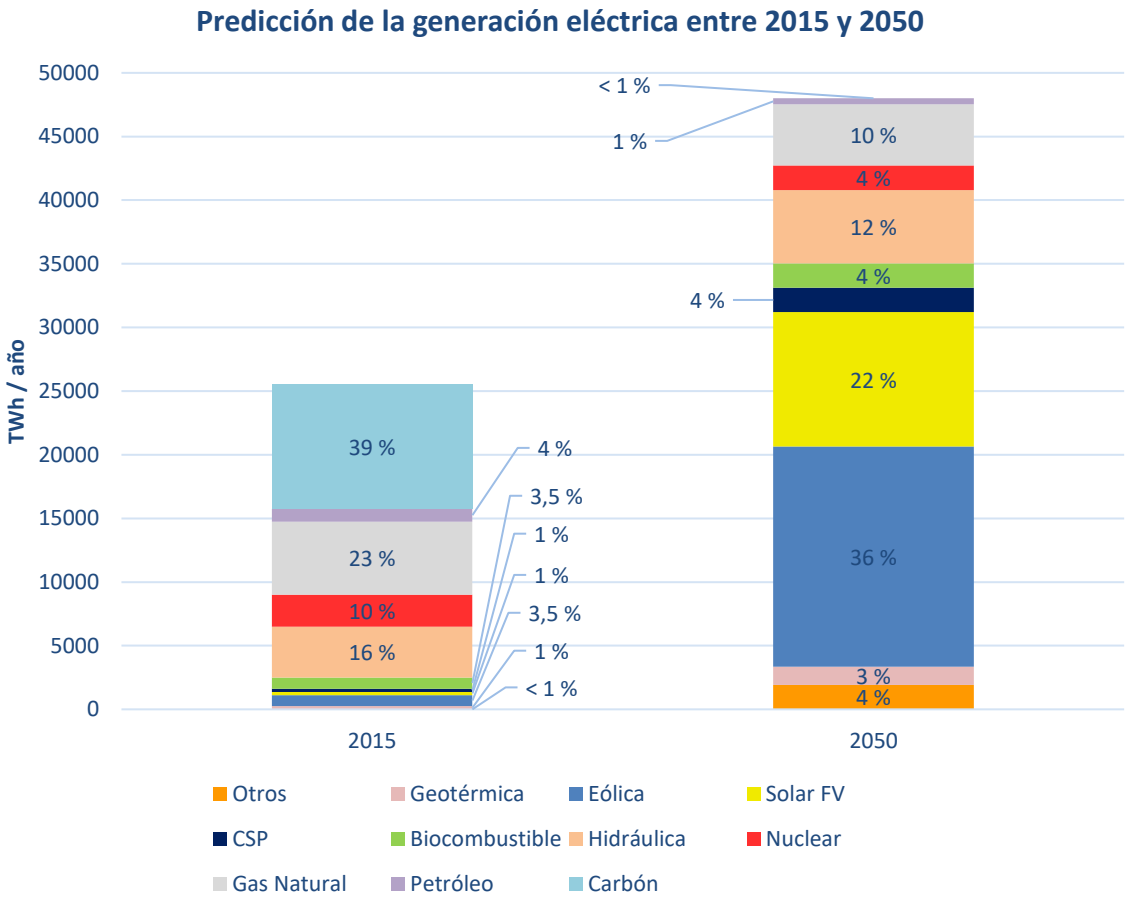

Figura 2: Predicción de la generación eléctrica entre 2015 y 2050 [2]

1.1 Objetivo

Europa está en constante búsqueda de sistemas sostenibles que permitan minorizar los efectos negativos que rodean a la generación renovable para así permitir la independencia de los combustibles fósiles y cumplir sus objetivos ambientales. Existen múltiples vías de desarrollo que se están llevando a cabo como la investigación acerca de los biocombustibles o las distintas vías de almacenamiento de energía. El presente proyecto se va a centrar en las tecnologías de hidrógeno verde, es decir, el hidrógeno producido a partir de energías renovables, como alternativa de almacenamiento, además de dar explicación sobre en qué consiste esta tecnología, su producción actual y su situación en el mercado.

Cualquier sistema eléctrico está compuesto por dos elementos principales, la demanda y la generación de energía. Para que el sistema sea estable, en todo momento la producción de energía debe de ser igual a la demanda, pues en caso de que no lo sea se producirían excesos de energía cuando se produzca más energía de la que se demanda, o por el otro lado habría falta de abastecimiento cuando la demanda no sea cubierta completamente por la generación. Una de las ventajas de los combustibles fósiles es su rápida disponibilidad, que permite balancear el sistema de manera sencilla, pudiendo aumentar o reducir la producción de energía según sea necesario y ajustarse de manera eficaz a la demanda.

Sin embargo, la tendencia europea es llevar a cabo una descarbonización progresiva de sus sistemas energéticos, siendo necesarios nuevos métodos que permitan a los sistemas eléctricos tener un balance entre la demanda y la generación sin la intervención de los combustibles fósiles para realizar esa tarea. Para ello, este trabajo plantea una alternativa a ese modelo energético mediante la participación de una tecnología aún en desarrollo como son los sistemas de producción de energía a través de hidrógeno. En los siguientes apartados se estudiará la viabilidad económica de aumentar la participación renovable en un sistema eléctrico existente con una alta dependencia de los combustibles fósiles, dándole prioridad a la energía proveniente de fuentes renovables y disminuyendo así la producción de energía en plantas térmicas convencionales que utilizan hidrocarburos para la generación. Durante los periodos en los que la generación renovable supere la demanda, se utilizaría la energía excedente para producir hidrógeno mediante electrolizadores de hidrógeno para su posterior almacenamiento. A su vez, cuando la escasez de recursos naturales no permita satisfacer la demanda eléctrica, el hidrógeno previamente producido y almacenado serviría para abastecer la energía necesaria hasta alcanzar la demanda.

Para realizar el análisis económico se recurrirá a uno de los sistemas eléctricos insulares existentes en España, en concreto, el conjunto eléctrico formado por las islas Fuerteventura y Lanzarote, que comparten sistema, debido a que el estudio de una red pequeña es más sencillo y al tratarse islas pequeñas y próximas experimentan los mismos fenómenos meteorológicos, siendo más homogénea la producción renovable. Además, los datos de generación y demanda anuales de ambas islas son accesibles en la página de Red Eléctrica Española.

Una vez definido la demanda del sistema Fuerteventura-Lanzarote y la potencia instalada de generación de energía en la isla, se llevarán a cabo 10 simulaciones en las que se aumentará las potencias instaladas renovables mientras que se mantiene la potencia instalada térmica. En cada simulación, la presencia renovable dentro de la generación energética en el sistema se aumentará un 25 % respecto a la anterior. Se irá aumentando ese porcentaje hasta el estudio del décimo caso, donde el aumento de la participación renovable en el sistema con respecto a la situación actual será del 250 %, dando resultado a un sistema con una alta contribución de energía renovable a medida que baja su dependencia de combustibles fósiles. La progresión que seguirá el estudio es la mostrada en la Tabla 1.

Tabla 1: Porcentaje del aumento de potencia renovable en cada simulación

	Aumento sobre la potencia renovable actual del sistema
Simulación 1	25 %
Simulación 2	50 %
Simulación 3	75 %

Simulación 4	100 %
Simulación 5	125 %
Simulación 6	150 %
Simulación 7	175 %
Simulación 8	200 %
Simulación 9	225 %
Simulación 10	250 %

En este caso particular de las islas Lanzarote y Fuerteventura, la generación eléctrica únicamente cuenta con dos fuentes de producción renovable, la energía eólica y la fotovoltaica. En cada simulación al tener mayor presencia las fuentes de origen renovable, la producción renovable será cada vez mayor y el consumo de combustible fósil disminuirá, pudiendo realizar un análisis de cada simulación, que serán comparados en los últimos apartados.

De esta manera, se conseguirá analizar un método alternativo al uso de combustibles fósiles, ayudando a la descarbonización. Al tener tanto la demanda como la generación una localización parecida se puede reducir en gran medida las pérdidas en el transporte de energía debido a que la manera más eficiente de consumir energía es en el mismo sitio dónde se ha generado. Esta metodología, a pesar de analizar los datos para el contexto de ambas islas, pretende tener un alcance mayor, pudiendo ser extrapolado a otros sistemas energéticos o redes futuras.

1.2 Alcance del proyecto

El trabajo se va a centrar en cuatro métodos de producción de energía principales, los cuales son la generación en centrales térmicas, energía solar, eólica y los sistemas de hidrógeno, que abarcan desde su producción mediante electrólisis hasta su posterior conversión en electricidad en las pilas de combustible. Dentro del estudio, existen múltiples cuestiones que influyen a la hora de realizar el análisis, sin embargo, este proyecto únicamente se centrará en desarrollar comparaciones económicas de la implementación del sistema. Se dejarán fuera de la dimensión del proyecto los factores técnicos acerca del mantenimiento, seguridad y degradación de los equipos, así como el control y operación del sistema.

A pesar de que en el estudio se aumente la potencia instalada de fuentes renovables, no será objeto del proyecto la localización en las islas de las plantas adicionales ya que, dependiendo de la ubicación, pueden existir afecciones que imposibiliten la implementación de plantas de generación. El análisis económico que se realizará estará basado en el CAPEX (Capital Expenditure) de cada tecnología mencionada, que son los gastos en capital que crean beneficios en una inversión. Posteriormente se estudiará la viabilidad mediante el Valor Actual Neto (VAN), el cual es un indicador financiero que evalúa la rentabilidad de una inversión. Cuando es positivo se prevé que el proyecto generará beneficios, mientras que si es negativo, no se recuperará la inversión inicial en los años establecidos.

Antes de empezar con la descripción del sistema energético objeto de estudio, el siguiente apartado describe el estado del arte de las tecnologías de hidrógeno. En dicho apartado se abarcará brevemente la historia de la producción de hidrógeno, los métodos actuales de producción de H_2 verde y los equipos necesarios para la producción tanto de electricidad como de hidrógeno.

2 ESTADO DEL ARTE DEL HIDRÓGENO

En los últimos años, parece haber emergido una tecnología que se postula como una parte clave de la energía sostenible y que puede convertirse en la solución para la producción de electricidad, los sistemas de hidrógeno. Sin embargo, su implementación técnica y económica no está exenta de incertidumbres. Sus características físicas lo hacen una sustancia complicada de operar con ella, sumado a que la tecnología aún está en constante estudio y evolución, provocan que a día de hoy no parezca viable económicamente. Sin embargo, la apuesta por él es grande, existe una constante inversión de empresas y países, hace que el alcance de esta tecnología en un futuro sea una incertidumbre

2.1 Hidrógeno como elemento químico

El H_2 es un elemento que bajo condiciones ambientales encuentra el equilibrio como gas diatómico H_2. Sin embargo, resulta muy inusual encontrarlo en dicho estado, pues no está presente de manera natural en el planeta, pero sí se halla unido a otros elementos formando compuestos, siendo la fuente accesible más clara y abundante el agua.

El hidrógeno como elemento tiene unas características físicas que muestran una gran compatibilidad para su aplicación como posible combustible. Tiene un PCI de 120 MJ/kg, siendo el valor más alto posible en un combustible distanciándose de otros como la gasolina (43.89 MJ/kg) o el metano CH_4 (50 MJ/kg), además de una gran densidad energética.

A pesar de sus favorables características en el ámbito térmico, esta sustancia es la más ligera de la tabla periódica, de número atómico 1, teniendo una densidad es estado gaseoso de 0.0899 kg/m^3 y en estado líquido de 70.8 kg/m^3. Estos valores son un problema para su almacenamiento debido a que, por su baja densidad, necesitaríamos un depósito de mucho volumen, lo que perjudicaría su almacenamiento a gran escala. Existen alternativas de almacenamiento como la condensación de hidrógeno para así aumentar su densidad, sin embargo, su temperatura de condensación es de 23 K (-249ºC). Estos valores sólo podrían ser alcanzados en entornos muy controlados y con una gran capacidad de monitorización de las propiedades del H_2.

Uno de los parámetros más significativos acerca de este elemento es la peligrosidad al confinar mucha cantidad de esta en un volumen, pues en presencia de oxígeno daría lugar a explosiones. El hidrógeno tiene dos límites de explosión, uno inferior del 4 % (en volumen) y el superior de 75 %. Esto significa qué si se tiene hidrógeno en un recinto con una composición volumétrica menor al 4 % de H_2 y el resto de aire, no hay peligro de explosión pues la cantidad de hidrógeno no es suficiente, y por el otro lado si el porcentaje es del 75 %, no habría suficiente oxígeno para que se produzca la explosión. [3]

Como se puede observar, el hidrógeno es una sustancia que desde un punto de vista físico presenta unas características envidiables, sin embargo, sus difíciles condiciones de operación y su alta inflamabilidad pueden suponer una barrera a la hora de asentar esta nueva tecnología dentro del futuro mix energético español y europeo.

2.2 Producción de H_2

A pesar de que el uso de hidrógeno como fuente de energía ha surgido en los últimos años, históricamente se ha utilizado para la producción de amoniaco, muy importante en la obtención de fertilizantes mediante el proceso Haber – Bosch, en el que reacciona el hidrógeno con el nitrógeno para producir amoniaco (NH_3). Su otro tratamiento industrial más común es en el refino de petróleo, donde en los procesos de hidrocraqueo o hidrotratamiento, se emplea H_2 para romper los enlaces de los hidrocarburos. También actúa como reactivo en la producción de metanol, el cual cuenta con diversas aplicaciones en la industria petroquímica. La Figura 3 muestra como en los últimos años ha habido un aumento de la demanda de hidrógeno puro en la industria siendo esta en el año 2018 de 70 millones de toneladas al año (MtH_2/año).

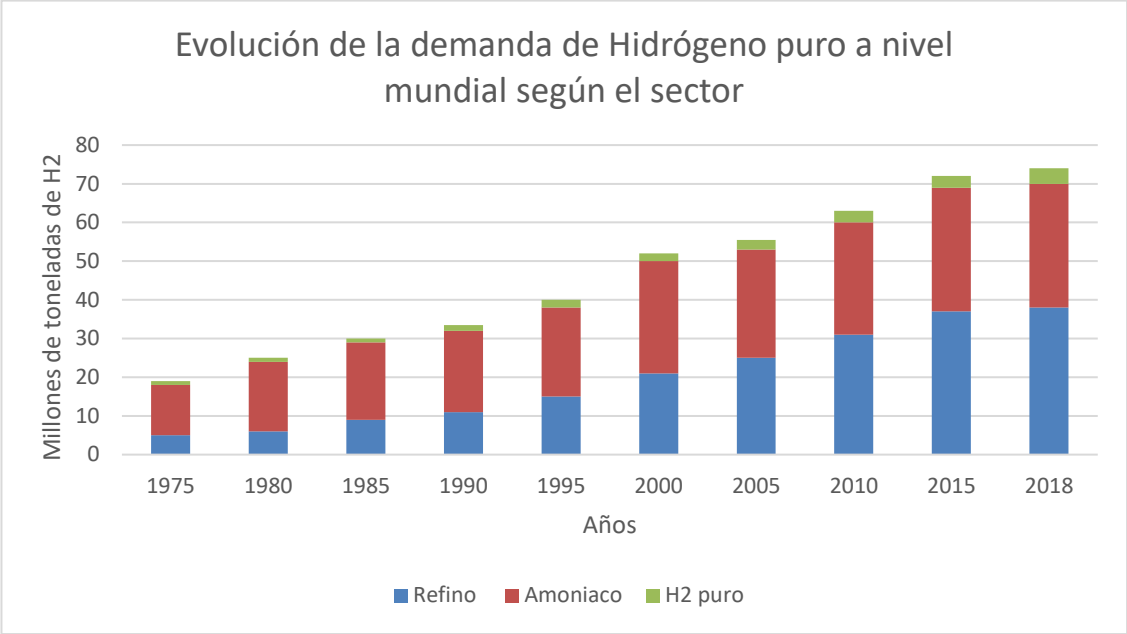

Figura 3: Evolución de la demanda de Hidrógeno puro a nivel mundial según el sector [4]

Según las previsiones, en el futuro cercano la demanda de hidrógeno va a verse aumentada debido a las grandes inversiones que se están realizando sobre esta tecnología, sin embargo, los intereses pasan por descarbonizar la producción de hidrógeno. El H_2 obtenido viene del proceso de reformado (Steam Reforming), en el que se utilizan combustibles fósiles (en su mayoría gas natural). De esta forma en 2021 la producción total de hidrógeno fue de 94 MtH_2, lo que derivó en que la obtención de hidrógeno puro provocó unas emisiones de 900 toneladas de CO_2 ($MtCO_2$). Dentro de los distintos métodos de producción, el principal es el reformado a partir de gas natural sin captadores de CO_2, y en un porcentaje marginal se encuentra la producción de H_2 con electricidad (0.04%). En pleno movimiento por la descarbonización de la sociedad, estos resultados suponen un obstáculo para ese futuro. [5]

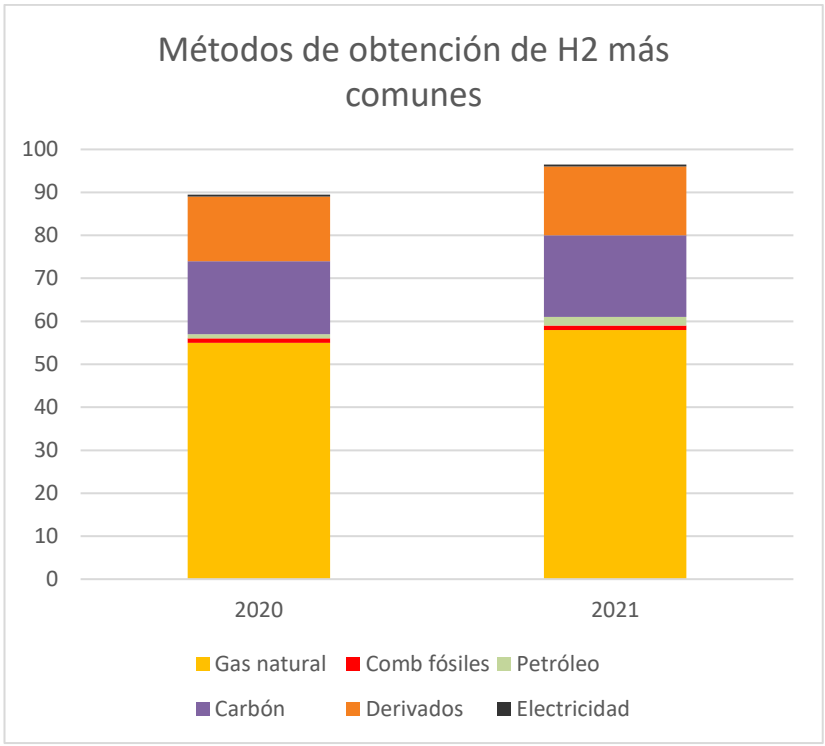

Figura 4: Métodos de obtención de H_2 más comunes [5]

2.2.1 Métodos más comunes de obtención de hidrógeno

Existen múltiples vías para la obtención de hidrógeno. Como se ha mencionado, la manera más extendida es a partir del reformado de vapor (generalmente gas natural, aunque también son comunes el carbón, el etanol o el metanol). Cuando el combustible es el gas natural se le conoce como SRM (natural gas steam reforming). El metano (CH_4) y el vapor de agua reaccionan endotérmicamente para producir H_2 y CO.

Con el objetivo de incrementar la eficiencia del proceso han surgido nuevas formas de producción como el reformado autotérmico (ATR) o el de oxidación parcial (POX) pero actualmente tienen un peso menor en la industria del hidrógeno.

En el ámbito de las emisiones, el reformado de gas natural genera 8 kg CO_2 / kg H_2, lo que ha puesto el foco en la necesidad de reducir esa cantidad. Para ello, existen sistemas de captación de CO_2 (CCUS), que permiten la reducción de emisiones hasta un 90%. Sin embargo, esta alternativa no está extendida en la industria, pues aumentaría los costes alrededor de 110 USD por tonelada de CO_2 emitida. [6]

2.2.2 Electrólisis

La electrólisis del agua es un proceso en el cual se utiliza electricidad para dividir el agua (H_2O) en hidrógeno y oxígeno. Cuando esa energía necesaria viniese de fuentes renovables como fotovoltaica o eólica, se considera que el hidrógeno es verde pues carece de emisiones de CO_2 durante su desarrollo.

Para producir H_2 mediante electrólisis hay muchos métodos emergentes, pero la mayoría permanecen en desarrollo, sin embargo, hay dos tecnologías más maduras que sí llegan a ser más viables hoy en día, los electrolizadores PEM y los alcalinos.

El modo de operación de ambos es el mismo, cambiando los elementos que los componen. Los alcalinos son los más abundantes ya que es la tecnología que lleva más tiempo en la industria y tienen los costes más bajos. Por otra parte, los PEM se caracterizan por una mayor eficiencia a pesar de que los costes son mayores. Se prevé que los electrolizadores PEM (Proton Exchange Membrane) abaraten sus costes y puedan abarcar la mayoría de la producción de H_2 por electrólisis.

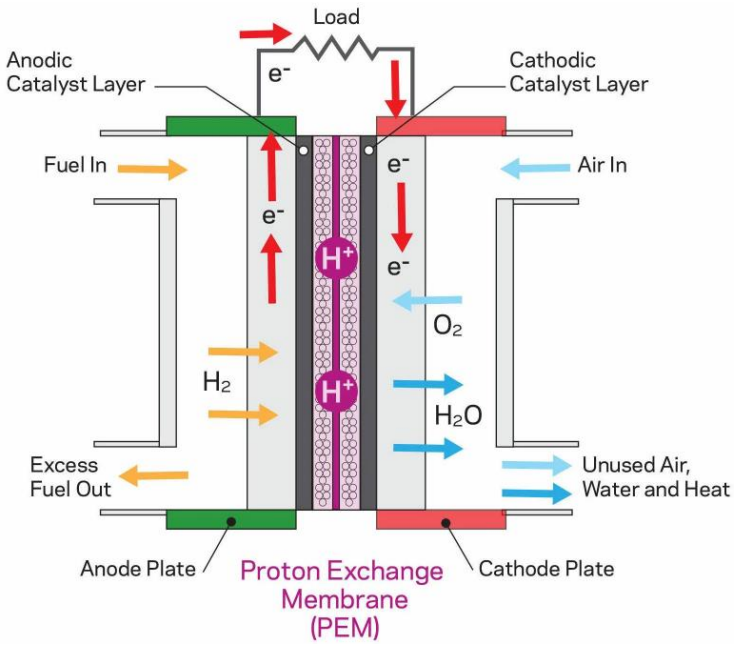

Figura 5: Esquema del intercambio protónico en una pila PEM [7]

En ambos casos, la pila consta de dos electrodos, un ánodo y un cátodo separados por una membrana. Para las PEM, el cátodo se alimenta con agua, y al alimentar la pila con corriente continua, se produce una reacción oxidación que da lugar a una transferencia de protones H^+ por la membrana, dando como resultado hidrógeno

puro en la parte del ánodo. En el caso de los alcalinos el proceso es igual, pero utilizando materiales distintos, y con una membrana de intercambio de electrones OH^-. Los altos costes de fabricación de los componentes de las PEM y la fiabilidad de las alcalinas han hecho que éstas sean las más abundantes actualmente en el mercado.

$$\text{Reacción ánodo:} \quad H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$$

$$\text{Reacción cátodo:} \quad \frac{1}{2} O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$$

$$\text{Reacción completa:} \quad H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow 2\,H_2O$$

Como se puede observar en la en la Figura 6 se puede ver la evolución mundial de potencia instalada en electrolizadores con un aumento significativo en el pasado año 2023. De igual manera, el número de electrolizadores alcalinos fue aproximadamente el doble que el de electrolizadores PEM, sin embargo, como consecuencia de la fuerte inversión en el sector, esta diferencia va a tender a disminuir en los próximos años. También existen otro tipo de electrolizadores que a pesar de que actualmente siguen en desarrollo, se prevé una pronta incorporación en el mercado, como es el caso de los SOEC (electrolizadores de óxido sólido) y los AEM (electrolizadores de intercambio de aniones), los cuales se ven representados en la figura en la columna "Otros".

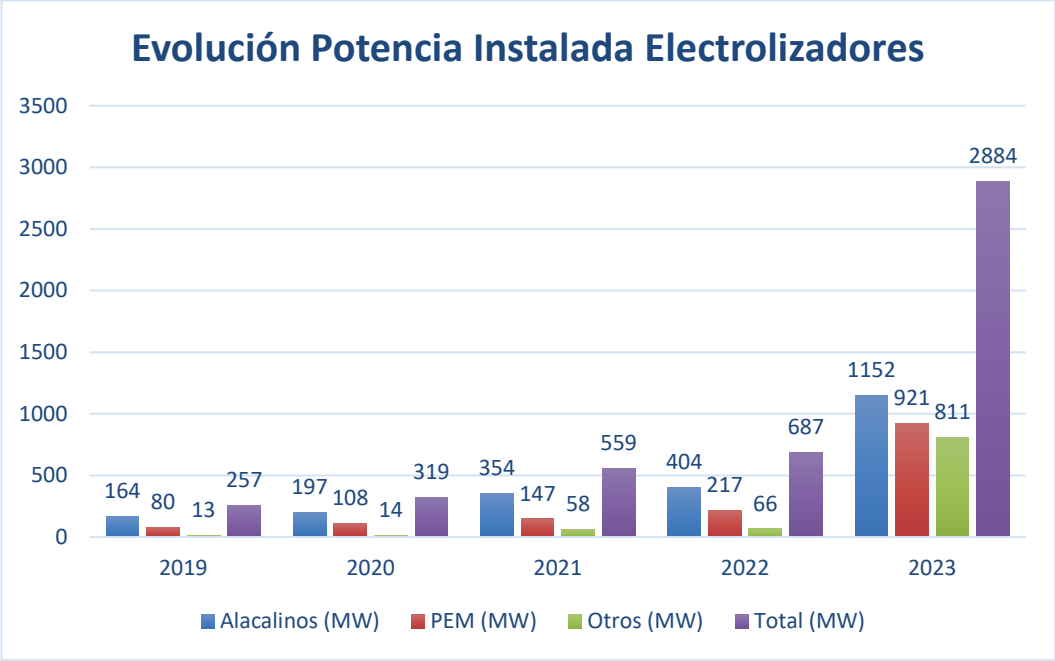

Figura 6: Potencia instalada de electrolizadores según tecnología [5]

En cuanto a los costes, en la Tabla 2 se muestra el CAPEX (USD/kWe) de las distintas tecnologías, así como valores de eficiencia, presión y temperatura a la que operan los electrolizadores y su vida útil, haciendo una estimación de la evolución de estos valores a lo largo de los años.

Tabla 2: Valores característicos de las distintas tecnologías de electrólisis más comunes [4]

	Alcalinos			PEM			Óxido Sólido		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia (%)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión (bar)	1-30			30-80			1		
Tª operación (ºC)	60-80			50-80			650-1000		
Vida útil del stack (nº de horas)	60000 - 90000	90000 - 100000	100000 - 150000	30000 - 90000	60000 - 90000	100000 - 150000	10000 - 30000	40000 - 60000	75000 - 100000
CAPEX (USD/kW)	500 - 1400	400 - 850	200 - 750	1100 - 1800	650 - 1500	200 - 900	2800 - 5600	800 - 2800	500 - 1000

Por otro lado, el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables (eólica, fotovoltaica) tiene un precio muy superior al marcado por los de proveniencia fósil, siendo incluso 6 o 7 veces más caro. Esta brecha según las estimaciones va a seguir una tendencia a acortarse. La disminución de estos costes de producción y un aumento de la rentabilidad de los proyectos promete terminar vinculando la producción de hidrógeno con las energías renovables, pudiendo así conseguir una vía limpia para la obtención de este combustible que está llamado a ser una pieza fundamental en la producción energética mundial.

2.2.3 Pila de combustible

Para la producción de electricidad a partir de hidrógeno, se utilizan las pilas de combustible. Consta de 2 electrodos porosos separados por un electrolito. El H_2 pasa a través del ánodo y el oxidante (aire u O_2) lo hace a través del cátodo. En el ánodo el combustible se descompone en iones y electrones. Los iones circulan a través del electrolito hacia el cátodo y los electrones lo hacen a través de un circuito externo que alimentan. Cada celda proporciona una potencia y todas juntas se apilan formando un stack.

La pila de combustible tiene un techo ideal por la termodinámica en cuanto al voltaje que es capaz de producir, el cual se corresponde a 1,23V. Respecto a las pérdidas existen tres tipos. Las pérdidas de activación son las debidas a los reactivos químicos en los electrodos. Las óhmicas son las provocadas por la resistencia en electrodos y electrolito. Por último, las pérdidas por concentración son debidas a la velocidad de reacción de la pila. Estas ineficiencias no tienen una región específica dónde aparecen o dejan de aparecer, sino que ocurren las tres de manera simultánea, sin embargo, depende de la densidad de corriente y del voltaje, en la zona de funcionamiento tendrán predominancia unas pérdidas antes que otras.

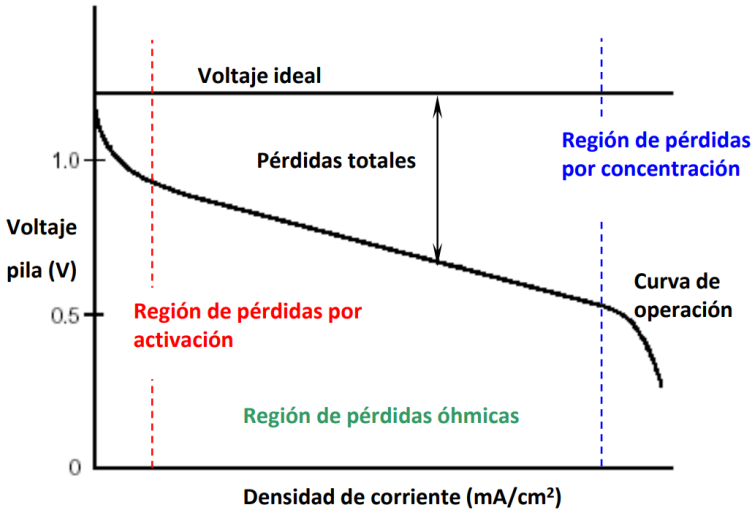

Figura 7: Curva característica de una pila PEM y sus pérdidas asociadas [8]

2.2.4 Almacenamiento de hidrógeno

A pesar de la creciente importancia que está teniendo el hidrógeno en la industria, su futuro está ligado a que la tecnología pueda alcanzar una viabilidad económica favorable, y una de las cuestiones que más incertidumbre crea es su almacenaje. Al tener una densidad muy baja, se necesitaría un gran volumen para contener cada kg de gas. Además de esto, su ligereza hace que sea muy difícil de confinar sin que existan fugas. Otro factor que afecta a su almacenamiento es que, debido a su alta volatibilidad, el combustible debe de estar siempre separado del comburente (aire) para así eliminar la posibilidad de explosión. Debido a esta problemática se han desarrollado diferentes métodos de almacenamiento, siendo el más extendido actualmente el almacenamiento gaseoso de hidrógeno comprimido. El principal objetivo de la compresión del hidrógeno es poder confinarlo en un menor volumen, disminuyendo así la cantidad de material necesario y también aumentando su versatilidad para fines que necesiten bajo peso, como la automoción. El gran problema de este tipo de almacenaje es que el 20% de la energía contenida en el hidrógeno se gasta en el proceso de compresión. Los depósitos están en continuo desarrollo, actualmente el más común es el almacenamiento a 200 bares, aunque para determinados fines, los depósitos pueden llegar hasta 700 bares. [9]

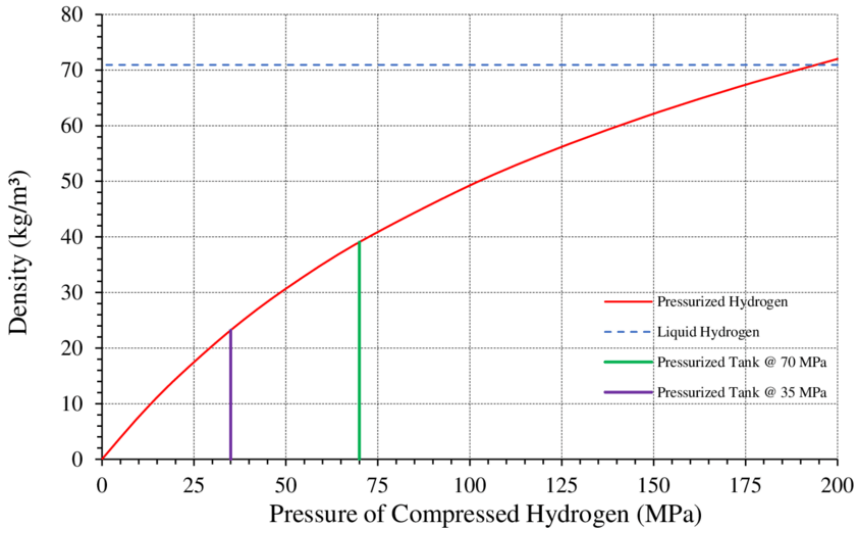

Figura 8: Gráfica de la presión frente a la densidad del H_2 [10]

2.2.5 Equipos necesarios para la producción de hidrógeno verde

La producción de hidrógeno mediante electrólisis necesita más elementos para su funcionamiento a parte del electrolizador en sí. A todo ese consumo auxiliar que abarca lo externo al electrolizador se le llama Balance of Plant (BoP). Este concepto abarca diferentes elementos y consumos dependiendo del tipo de electrolizador y electrólisis, pues según la finalidad del hidrógeno, debe tener determinadas características. A continuación, se realizará una descripción general de elementos básicos más comunes.

El tratamiento de agua es una parte importante de este concepto, ya que el agua antes de entrar en el electrolizador se le retire el oxígeno mediante separadores de gases y se desmineraliza con intercambios iónicos. Aparte de todos estos elementos que consumen energía, dentro del BoP también entran las bombas necesarias para la circulación del agua.

En el sistema se pueden encontrar intercambiadores de calor que sirven tanto para enfriar como para condensar o calentar las diferentes corrientes. También se incluyen en el BoP los compresores utilizados para el hidrógeno, y el sistema de secado que elimina la humedad del producto. Los equipos de control y medición de parámetros, así como los dispositivos de transformación de electricidad son incluidos también en el consumo de BoP. Todos los elementos previamente mencionados, no producen hidrógeno en sí, pero son complementarios al electrolizador e imprescindibles para el mantenimiento, la operación y la vida útil del electrolizador.

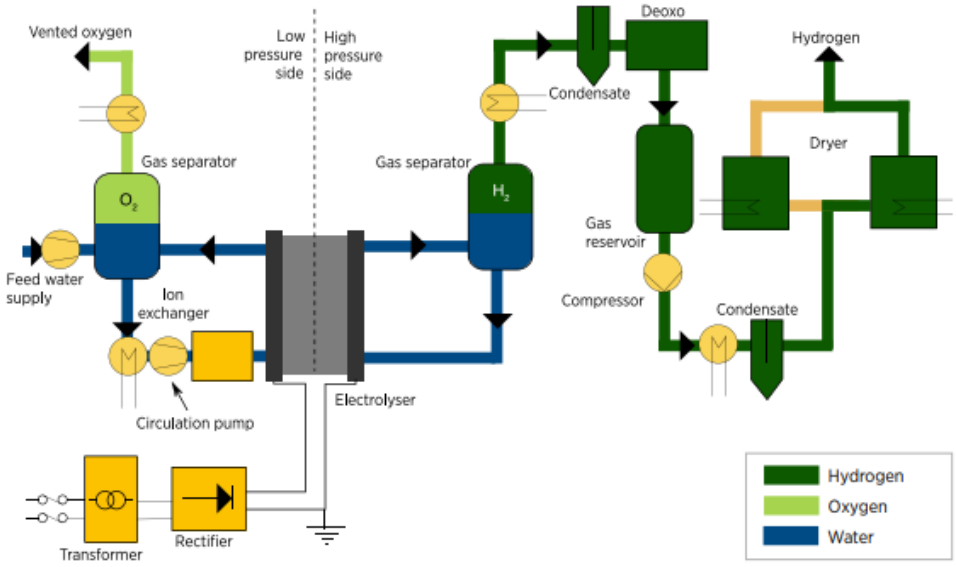

Figura 9: Esquema general de los equipos necesarios más comunes para la electrólisis del agua[11]

Debido a que el sistema eléctrico que será estudiado está localizado en dos islas del archipiélago canario, durante el tercer apartado se describirá con brevedad cómo está constituido tanto el sistema español como el canario. Ambos sistemas tienen características distintas, siendo diferente en cada uno la integración de las energías renovables, por lo que el siguiente apartado pretende poner en contexto la situación actual de ambos conjuntos eléctricos.

3 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

España está totalmente interconectado entre sí mediante la misma red de conexión eléctrica a excepción de los territorios insulares y las ciudades de Ceuta y Melilla. Su generación de energía eléctrica cuenta con una gran variedad de fuentes de producción, haciendo que la red española cuente con gran fiabilidad para el abastecimiento. Además, el sistema tiene conexiones con Francia, Marruecos, Andorra y Portugal, con los que se producen intercambios de energía. Debido a sus características geográficas y climáticas, la situación española en el plano renovable es muy favorable lo que la convierte en uno de los lugares más desarrollados en el terreno de las energías limpias.

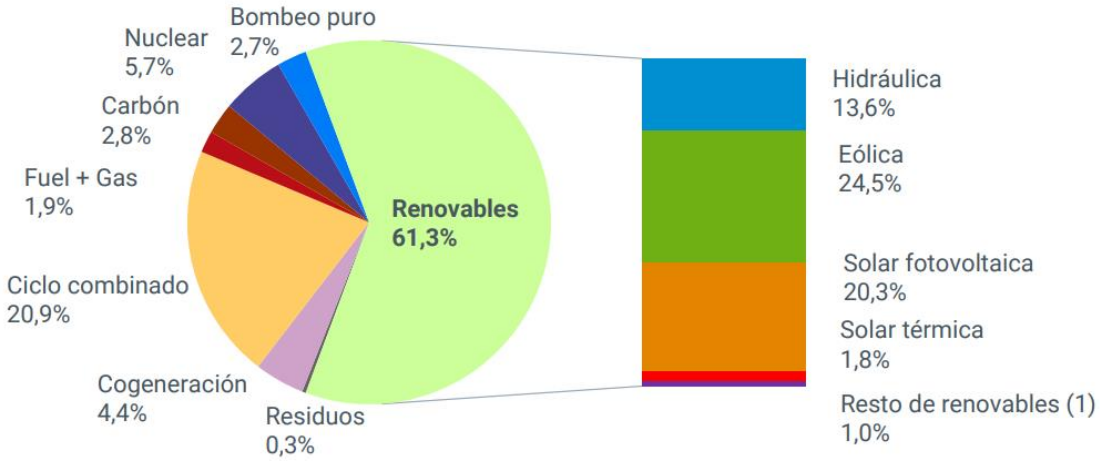

Figura 10: Distribución de la generación de electricidad española en el 2023 [12]

España combina un gran número de horas de sol, siendo más acentuado en la zona sur, con localizaciones de predominancia de fuertes vientos, como la costa de Cádiz o las cordilleras del norte. Estas características han provocado que en el año 2023 la potencia instalada fuese de 77.039 MW de fuentes renovables, produciendo el 50.3% de la generación total del país. Dentro de las renovables, la eólica es la que cuenta con mayor potencia instalada, siendo el 24.5 % de la parte renovable, sin embargo, como se puede observar en la Figura 11, la energía solar fotovoltaica aumenta su potencia instalada anualmente de manera significativa, mientras el resto aumenta de manera más gradual, por lo que, siguiendo esta tendencia, en los próximos años la fotovoltaica será la fuente renovable de mayor potencia instalada. El resto la conforman plantas de generación de tipo ciclo combinado, acompañado de las de energía nuclear, carbón y gas natural en menor medida. [12]

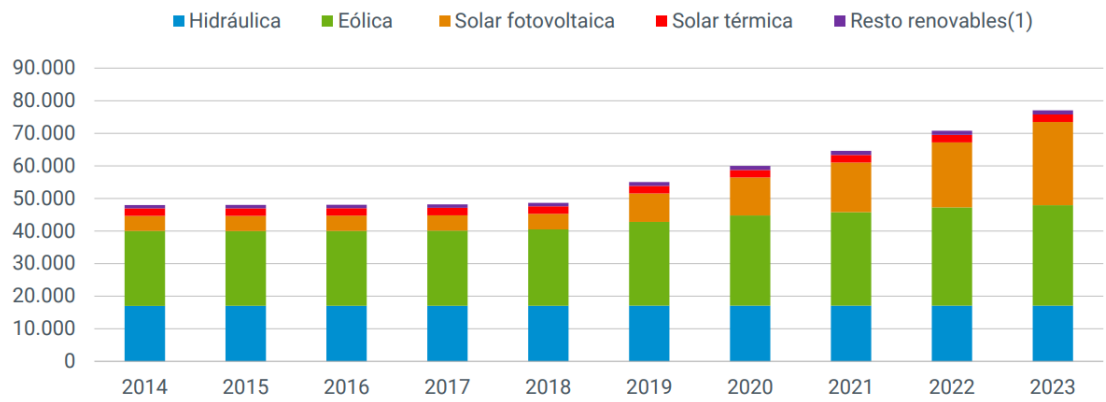

Figura 11: Evolución de la participación de renovables en el sistema eléctrico español [12]

Además, España es puntera en producción renovable en el ámbito europeo. Como indica en la Figura 12, España es el segundo país de Europa con mayor potencia renovable, sólo superado por Alemania y en números parecidos con Francia, Italia o Noruega. En concreto, en la generación eólica y solar fotovoltaica, también es el segundo país europeo de mayor potencia en cada respectiva tecnología, superado nuevamente por Alemania en ambos casos. Como se puede observar, la evolución de España respecto a la generación renovable es muy positiva, pudiendo convertirse en el mayor productor de energía limpia de Europa debido a su particular situación geográfica. Las grandes características de cara a la generación renovable en España puede ser un factor fundamental para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, ya que para que estos puedan realizarse es necesario tener una gran capacidad de producción renovable.

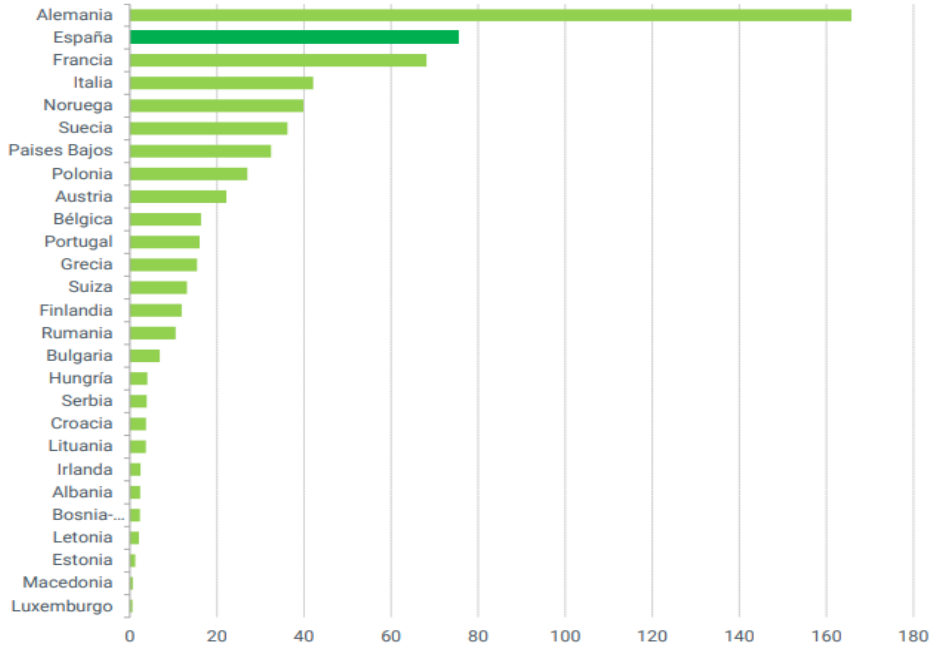

Figura 12: Países europeos con mayor presencia de renovables en su sistema eléctrico [12]

Para el caso particular del sistema objeto de estudio, que corresponde con las islas de Fuerteventura y Lanzarote, un sistema de almacenamiento y pila de hidrógeno combinado con fuentes de energía renovable es estratégico por varias razones. Proporciona independencia energética al reducir la importación de combustibles fósiles, lo cual es crucial para las islas. Además, permite aprovechar mejor los recursos renovables locales, como la energía solar y eólica, que son intermitentes. El hidrógeno actúa como un medio de almacenamiento de energía, capturando el exceso de producción renovable cuando la demanda es baja y liberándola cuando la demanda es alta o las condiciones climáticas no son favorables para la generación de energía. Esto mejora la estabilidad y fiabilidad del suministro energético insular. Contribuye significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, apoyando los objetivos ambientales y la lucha contra el cambio climático. La diversificación energética es otro beneficio, ya que el hidrógeno puede ser utilizado no solo para generar electricidad, sino también en transporte e industria, ofreciendo flexibilidad. Además, fomenta la innovación y el desarrollo tecnológico, posicionando a la región como líder en energías renovables y tecnologías sostenibles.

A largo plazo, aunque la inversión inicial es alta, los costos operativos y de mantenimiento son menores comparados con los sistemas basados en combustibles fósiles, resultando en beneficios económicos. Por último, aumenta la resiliencia ante desastres naturales, ya que un sistema energético basado en renovables y almacenamiento de hidrógeno es menos vulnerable a interrupciones en el suministro de combustibles. En resumen, un sistema de almacenamiento y pila de hidrógeno combinado con renovables ofrece independencia, estabilidad, sostenibilidad, flexibilidad, innovación y resiliencia, haciendo que sea una solución energética atractiva y sostenible para los sistemas insulares. Sin embargo, es importante considerar también los desafíos,

como la infraestructura necesaria y la aceptación social de nuevas tecnologías.

3.1 Sistema eléctrico Fuerteventura - Lanzarote

El sistema objeto de estudio está compuesto por las islas de Fuerteventura y Lanzarote, pertenecientes al archipiélago de las Islas Canarias ubicado en el Océano Atlántico frente a las costas africanas. A diferencia de la península, que está interconectada eléctricamente, los sistemas insulares canarios se encuentran aislados debido a la lejanía con el territorio peninsular. Estas condiciones conceden a las islas unas características diferentes al resto de España, siendo una de las comunidades con menor presencia renovable a pesar de sus características geográficas. Esto se debe a que, al ser sistemas aislados, necesitan de generación en plantas térmicas para la estabilidad de la red, ya que, en un territorio tan pequeño, la intermitencia de las energías renovables puede provocar que la red en las ocasiones que no cuente con recurso renovable se vuelva inestable. También el estar las islas separadas por agua dificulta la interconexión entre las mismas, pues serían necesarios pasar grandes extensiones de cableado eléctrico marítimo, de gran coste y difícil mantenimiento. La evolución de las energías renovables en ambas islas es mostrada en la Figura 13, donde se puede observar un aumento considerable de la potencia instalada renovable durante los años 2018 y 2019 [13].

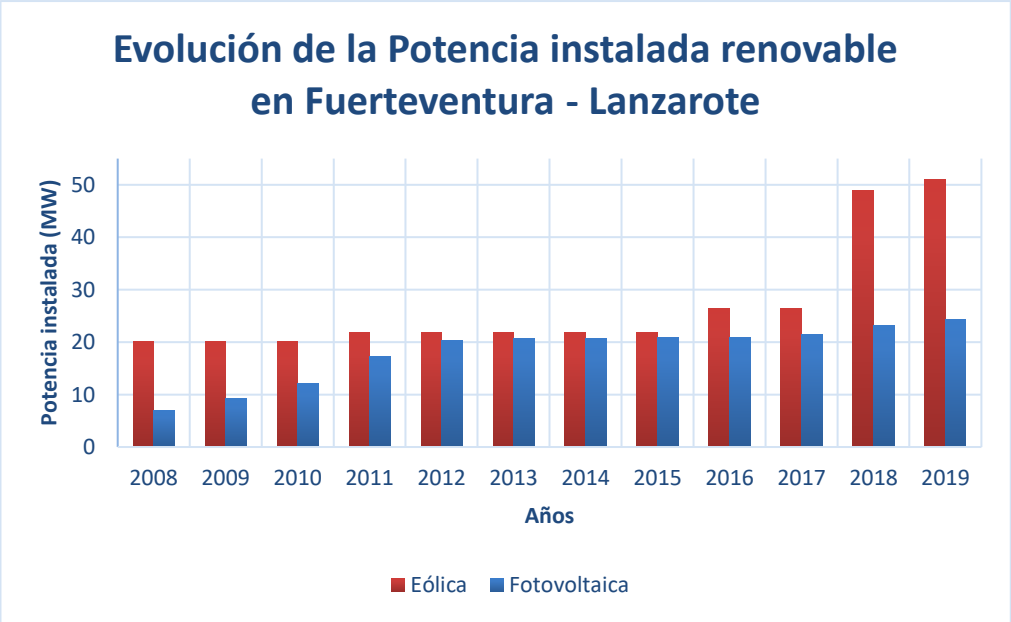

Figura 13: Evolución de la potencia eólica y fotovoltaica en las islas Lanzarote y Fuerteventura [13]

En el caso particular de Fuerteventura y Lanzarote, ambas islas sí están conectadas entre sí formando un sistema aislado del resto. Una línea subterránea de 66 kV y otra de 110 kV proyectada para su construcción, actúan de puente eléctrico entre ambos territorios [14]. En cuanto a la generación de energía en las islas, el sistema cuenta con una fuerte presencia no renovable, lo que puede deberse al difícil balance consumo demanda que da un sistema con una alta integración de energías de origen renovable, y también lo hace una red menos fiable debido a que el sistema a mantener es más pequeño, pues puede haber una mayor variabilidad de consumos y un menor abanico de generadores de energía. La demanda es mayoritariamente cubierta con generación de energía térmica en plantas de producción de potencia, ya que cuentan con dos grandes centrales, la de Las Salinas ubicada en Fuerteventura y la central de Punta Grande, en Lanzarote. Cada central, cuenta con un determinado número de generadores eléctricos de dos tecnologías distintas, motores de combustión interna alternativos tipo Diesel y turbinas de gas. En la Tabla 3 se detallan los valores dichos generadores.

Tabla 3: Resumen de las plantas de generación eléctrica en Lanzarote y Fuerteventura [15]

Nombre	Ubicación	Tecnología	Potencia Neta (MW)	Potencia Bruta (MW)
Punta Grande 1, 2, 3	Lanzarote	Diésel	17,47	22,56
Punta Grande 4, 5	Lanzarote	Diésel	25,7	31
Punta Grande 6	Lanzarote	Diésel	20,51	24
Punta Grande 7, 8	Lanzarote	Diésel	34,4	36,8
Punta Grande 9, 10	Lanzarote	Diésel	35,2	37
Punta Grande 11	Lanzarote	Diésel	17,6	18,4
Punta Grande 12	Lanzarote	Turbina Gas	19,6	25
Punta Grande 13	Lanzarote	Turbina Gas	32,24	37,5
Las Salinas 1, 2	Fuerteventura	Diésel	7,64	8,64
Las Salinas 3	Fuerteventura	Diésel	4,11	5,04
Las Salinas 4, 5	Fuerteventura	Diésel	12,42	15,04
Las Salinas 6	Fuerteventura	Diésel	20,51	24
Las Salinas 7, 8, 9	Fuerteventura	Diésel	51,6	55,2
Las Salinas 10	Fuerteventura	Turbina Gas	21,85	25
Las Salinas 11	Fuerteventura	Turbina Gas	29,4	37,5
Las Salinas 12	Fuerteventura	Turbina Gas	11,7	16,6
Suma			361,95	419,28

La potencia térmica instalada total, teniendo en cuenta ambas tecnologías de producción de potencia, es de 419,28 MW brutos y 363,95 MW netos. Como se verá en la Figura 15, los grupos Diesel tienen un mayor peso en la generación, sin embargo, para facilitar el análisis con el programa EnergyPlan, la generación térmica se tomará en cuenta como única, teniendo un rendimiento medio de 86,8 %, el cual será aportado al programa para obtener los cálculos.

$$\eta = \frac{Potencia\ Neta}{Potencia\ Bruta} = \frac{363{,}95}{419{,}28} \cdot 100 = 86{,}8\ \%$$

El resto de la energía viene suministrada por fuentes renovables. Dentro del territorio español, las islas Canarias no cuentan con una gran presencia renovable. El sistema económico canario depende del atractivo paisajístico

con el que cuentan. Esto provoca que la población canaria cuente con una actitud de protección frente a las grandes construcciones, dificultando en gran medida la integración en el sistema eléctrico de fuentes renovables, y provocando que sean la sexta comunidad que menos potencia renovable aporta al conjunto nacional. Tanto Fuerteventura como Lanzarote presentan 9 parques eólicos distribuidos por todo el territorio que suman una potencia instalada de 88,8 MW, cuyas ubicaciones son mostradas en a Figura 14. La otra fuente verde es la fotovoltaica, que pese a ser una tecnología plenamente asentada en la península, en el conjunto de estas islas no cuentan con una aportación al sistema eléctrico notable, lo cual se debe a que no hay plantas fotovoltaicas de gran potencia, y su presencia se reduce únicamente a pequeñas instalaciones de baja potencia, dando lugar a una potencia instalada de 28,1 MW. [16]

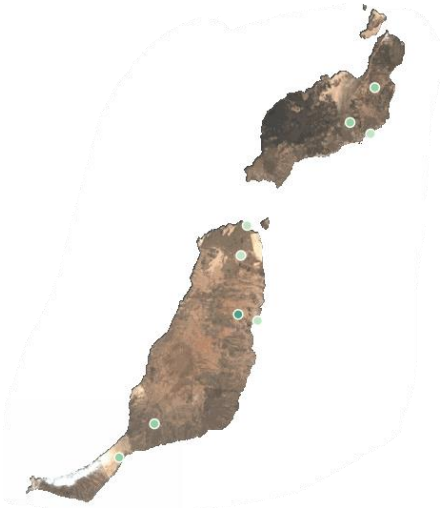

Figura 14: Distribución eólica en las islas Fuerteventura Y Lanzarote [17]

Para aportar contexto acerca de la contribución de cada tipo de tecnología de producción de potencia, en la Figura 15 se puede observar que la generación térmica convencional abastece la demanda del conjunto insular en gran proporción respecto al resto, siendo un 82% de la demanda suministrada por los motores Diesel y 5 % por Turbinas de Gas. La energía eólica, con un 11% de aportación, sería la segunda tecnología que más produce, y por ultima la fotovoltaica, con un 2% del total. [17]

Una vez descrito el sistema actual, el propósito del trabajo generar 10 casos en los que se aumenta en cada uno la potencia instalada de las fuentes renovables (energía eólica y fotovoltaica) para así reducir la generación térmica convencional. Además, también se añadirá la tecnología del hidrógeno, que servirá como almacenamiento y un método de balancear el sistema frente a la ausencia de recurso solar o eólico. El siguiente apartado detalla el sistema que se va a estudiar y el uso de la herramienta EnergyPlan para obtener los resultados finales.

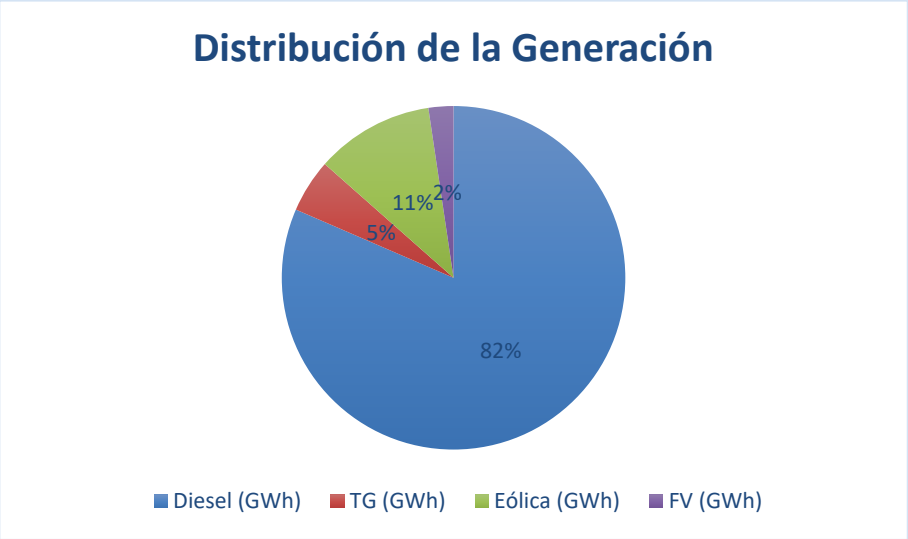

Figura 15: Distribución de la generación eléctrica en Lanzarote y Fuerteventura [17]

4 DEFINICIÓN DEL SISTEMA

El presente trabajo pretende definir un modelo energético sostenible a partir de un caso base real, que será el formado por las islas canarias de Lanzarote y Fuerteventura. Dentro del mismo existen, como en todo sistema energético, una demanda de electricidad compuesta por los distintos consumidores dentro de dichos territorios insulares y una generación de energía encargada del abastecimiento de dicha demanda. Como se comentó con anterioridad, se partirá de la situación actual de ambas islas como punto de partida del estudio, formando el caso base. Posteriormente, este caso se modificará con la ayuda del programa EnergyPlan para aumentar la participación de fuentes renovables en el sistema, generando 10 situaciones adicionales, en las que en cada una se habrá aumentado un 25 % la participación renovable respecto a la anterior.

Primero, para definir el caso base, es necesario concretar cual es la demanda, la generación y ambos perfiles a lo largo de un año. Respecto a la demanda de electricidad, su valor total a lo largo del año 2023 fue de 1,57 TWh según los datos proporcionados por Red Eléctrica Española. Para abastecer esta demanda, las islas presentan una infraestructura de generación de energía aislada del resto de territorios, por lo que no puede importar ni exportar la energía. Dicha generación está compuesta tanto por tecnología renovable como fuentes de generación energética convencional, que produce energía eléctrica como consecuencia de la combustión de hidrocarburos. Para ese año 2023, la generación renovable estaba formada por 28,1 MW de energía fotovoltaica y 88,8 MW de eólica. Como se mencionó en los primeros apartados, durante el trabajo se va a aumentar la potencia instalada renovable, formando 10 situaciones económicas distintas. En cada situación económica, se pretende aumentar la presencia renovable en el sistema eléctrico un 25 %, presentando la disposición de la Tabla 4.

Tabla 4: Resumen de las simulaciones que se van a realizar

Casos	Potencia Fotovoltaica (MW)	Potencia Eólica (MW)
Situación Base	28,1	88,8
Situación 1: Aumento del 25 %	35,125	111
Situación 2: Aumento del 50 %	42,15	133,2
Situación 3: Aumento del 75 %	49,175	155,4
Situación 4: Aumento del 100 %	56,2	177,6
Situación 5: Aumento del 125 %	63,225	199,8
Situación 6: Aumento del 150 %	70,25	222
Situación 7: Aumento del 175 %	77,275	244,2
Situación 8: Aumento del 200 %	84,3	266,2
Situación 9: Aumento del 225 %	91,325	288,6
Situación 10: Aumento del 250 %	98,35	310,8

Para completar el sistema eléctrico, Fuerteventura y Lanzarote cuentan con centrales de producción de potencia distribuidas por ambos territorios. Esta generación convencional, a día de hoy sigue siendo fundamental para garantizar el balance entre generación y demanda, ya que, en estas centrales se utiliza combustibles derivados

de hidrocarburos para obtener energía térmica, que luego será aprovechada por distintas tecnologías como pudieran ser centrales de vapor, de turbina de gas o ciclo combinado. Al tener una rápida disponibilidad del combustible, la combinación de las plantas convencionales con las renovables soluciona el problema de intermitencia característico de la generación libre de carbono. En el caso del conjunto de las islas, la potencia instalada térmica consta de múltiples cuerpos de turbina de gas y motores diésel. En total, como se muestra en la Tabla 3, el total de la potencia térmica es de 419,28 MW brutos y 363,95 MW netos de potencia combinada entre gas y diésel. En la Figura 15, los grupos Diesel tienen un mayor peso en la generación, sin embargo, para facilitar el análisis con el programa EnergyPlan, la generación térmica se tomará en cuenta como única, teniendo un rendimiento medio de 86,8%. Esta potencia térmica, permanecerá constante a lo largo de los casos, sin embargo, su aportación energética irá quedando relegada a un plano secundario. Al haber más capacidad renovable a medida que avanzan los casos, el programa EnergyPlan hace uso de la energía térmica durante la simulación únicamente cuando falta energía renovable para abastecer la totalidad de la demanda. Esto hace que la dependencia de los combustibles fósiles, vaya desapareciendo progresivamente.

$$\eta = \frac{Potencia\ Neta}{Potencia\ Bruta} = \frac{363{,}95}{419{,}28} \cdot 100 = 86{,}8\ \%$$

Además, se añadirá de una infraestructura de producción de energía a partir de hidrógeno. Esta constará de un electrolizador que producirá hidrógeno cuando haya excedente de energía renovable, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y, por último, una pila de combustible que produce energía eléctrica a partir de hidrógeno. Cabe mencionar que estos dispositivos funcionan en corriente continua, mientras que la red es de corriente alterna, por lo que para operar serían necesarios inversores y convertidores de potencia, que al tener un carácter técnico y no económico quedan fuera del estudio. En la Figura 16 se puede observar un esquema del sistema energético final.

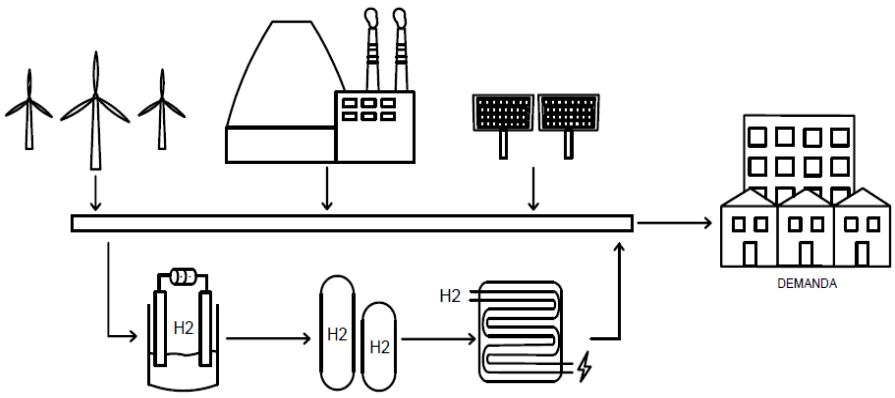

Figura 16: Esquema del sistema objeto de estudio

Una vez que se ha presentado la situación base de la que se parte y la evolución que se va a seguir en las simulaciones, en el siguiente apartado se va a presentar el programa con el que se han realizado. También, se pretende detallar las funcionalidades que se han tenido en cuenta a la hora de definir el sistema en el software y las adaptaciones que han sido necesarias para poder adecuarse con la idea del proyecto.

4.1 EnergyPlan

El software EnergyPlan es un programa informático de análisis de sistemas energéticos que realiza simulaciones horarias de sectores eléctricos, térmicos e industriales. Ha sido desarrollado por el Grupo de Investigación en Planificación Energética Sostenible de la Universidad de Aalborg en Dinamarca. En la Figura 17, se puede ver la pantalla principal del programa. Para definir el sistema se dispone de una pestaña que permite elegir los

distintos tipos de datos que van a formar parte de este.

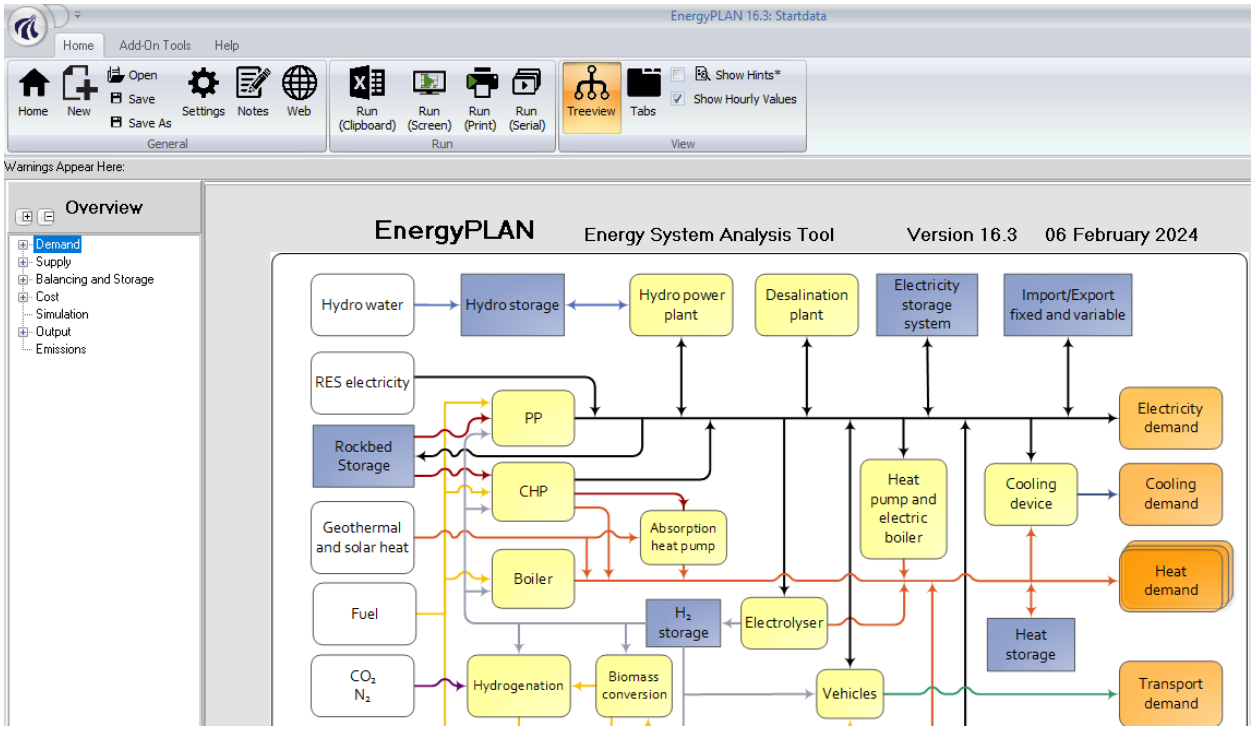

Figura 17: Pantalla principal de EnergyPlan

4.1.1 Definición de la demanda

Dentro de la pestaña "Overview" encontramos un panel de herramientas en los que se distinguen los apartados más importantes para la definición del sistema. Para establecer la demanda de energía, en la pestaña "Demand" se necesitan proporcionar dos tipos de datos. Es necesario definir la demanda total anual del sistema, que en el caso del que es objeto de estudio, tiene un valor de 1,57 TWh. Además, se necesita determinar mediante un archivo de texto cual es el perfil de esta demanda mediante valores anuales y horarios por unidad. Una vez estos dos puntos se han establecido, el programa ya tiene definida su demanda.

4.1.2 Definición de la generación

Como ha sido mencionado, la generación de las islas está formada por tres tipos de tecnologías que se deben definir en el software: la energía eólica, la fotovoltaica y las centrales térmicas de producción de energía. En la pestaña "Supply" mostrada en la Figura 18 se observan todos los tipos de generación que EnergyPlan contempla. Para la central térmica, en el apartado de "Central Power Production" se da la posibilidad de definir una potencia neta del conjunto de centrales su rendimiento. La potencia térmica bruta total de las islas es de 419,28 MWb y está formada tanto por turbinas de gas como por motores diésel. Debido a que EnergyPlan únicamente permite definir una planta térmica de potencia eléctrica, ambas centrales del sistema se toman como única, con un rendimiento del 86,8 %. Dentro del apartado de "Fuel distribution" puede diferenciarse qué tipo de combustible se simula con las plantas térmicas, utilizándose en el caso del proyecto el gas natural como combustible principal. En el apartado "Variable Renewable Electricity" al igual que pasaba con la demanda, únicamente hay que definir un valor de potencia instalada y un archivo de texto de valores anuales por unidad. En el caso base, los valores de potencia instalada para la eólica y la fotovoltaica eran de 88,8 y 28,1 MW respectivamente, aunque con los diferentes casos, estas magnitudes irán aumentando su valor. A su vez, también es necesario determinar el perfil horario anual de generación de ambas tecnologías, el cual se realiza también en un archivo de texto con los valores por unidad.

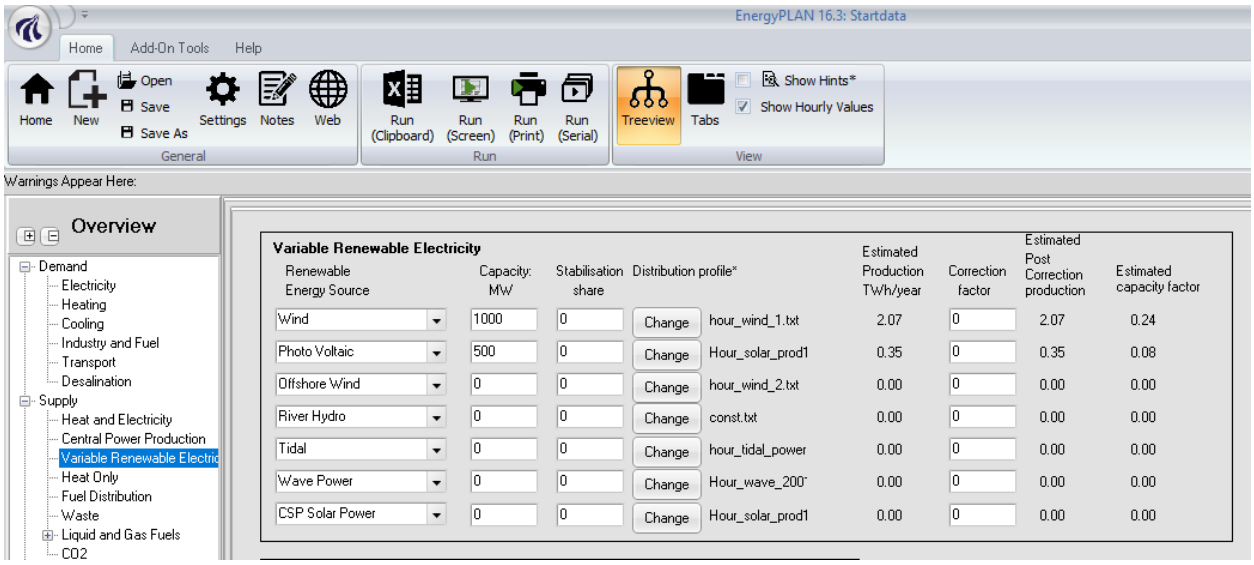

Figura 18: Pestaña Supply del programa EnergyPlan

4.1.3 Vías de Uso del exceso de energía

Para terminar de acotar el sistema, en el apartado "Balancing and Storage" el programa da diferentes posibilidades que puede realizar en la simulación en el caso de que la producción renovable supere la demanda, generando un exceso de energía en el sistema. Una de esas vías, en concreto la número, le indica al programa que durante los excesos de energía produzca hidrógeno mediante electrólisis con un determinado rendimiento del electrolizador. De esta manera, cuando se haga la simulación, cuando exista excedente de energía renovable el programa automáticamente balanceará el sistema produciendo hidrógeno. Cuando ocurra el caso contrario y no haya suficiente energía renovable para cubrir la demanda, EnergyPlan utilizará esa reserva de hidrógeno para producir energía mediante electrólisis.

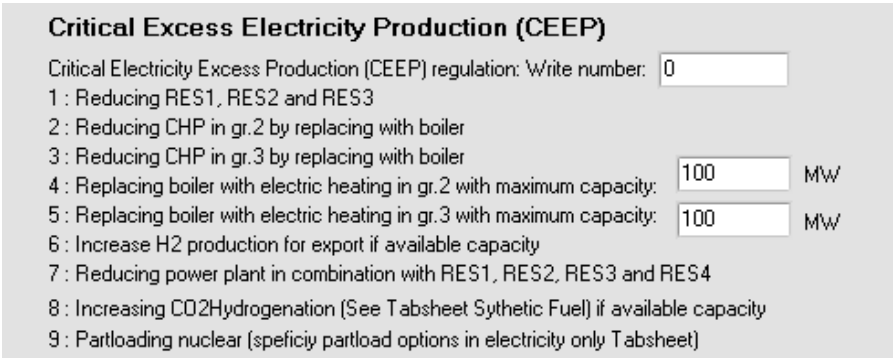

Figura 19: Caminos seleccionables para el exceso de energía en el programa EnergyPlan

Una vez el sistema está completamente definido, tanto demanda como generación, al seleccionar Run, EnergyPlan genera un archivo Excel donde se muestra de manera detallada la demanda anual horaria, la generación eólica, fotovoltaica y térmica, las emisiones, el gasto de combustible derivado de las plantas térmicas de generación y la producción de hidrógeno. Sin embargo, el programa utilizado no contempla la posibilidad de introducir electricidad en el sistema mediante pilas de combustible de hidrógeno. A continuación, se explica el método utilizado para implementar ese método de generación eléctrica en el sistema.

4.2 Limitaciones y simplificaciones del modelo

El programa EnergyPlan, como se ha expuesto en el anterior apartado, permite producir hidrógeno con el excedente de energía renovable, sin embargo, el software no contempla la posibilidad de utilizar ese hidrógeno para producir energía mediante pilas de combustible. En su lugar, el hidrógeno producido únicamente puede abastecer demandas de combustible por parte de automóviles alimentados a base de hidrógeno y una demanda de calor obtenido como consecuencia de la combustión del hidrógeno. Como ninguna de las vías que proporciona el programa para utilizar el hidrógeno se corresponde con la que se hace mención en este proyecto, que es utilizar el hidrógeno como fuente de energía para la producción de electricidad mediante pilas de combustible, se realizará un modelo en Excel que permita simular la producción de electricidad para satisfacer la demanda eléctrica. Por lo tanto, los resultados de cada situación económica serán producto de la combinación de los datos proporcionados por EnergyPlan y el archivo Excel elaborado para simular el funcionamiento de la pila de combustible.

En la Figura 20 se dispone una tabla formada por 10 columnas, que pretende ser un ejemplo para explicar el proceso que se ha seguido para llegar a los resultados. Las filas de la tabla corresponden a cada una de las 24 horas de un día, mostrando el funcionamiento para un día tipo. En cada simulación, el software EnergyPlan proporciona las primeras 5 columnas para un año completo, siendo de izquierda a derecha en la imagen, la demanda de energía en el sistema, la aportación de la energía eólica, fotovoltaica y térmica, y la producción de hidrógeno. Como la potencia renovable a medida que avanzan los casos va en aumento, la cantidad de energía proporcionada por las fuentes eólicas y fotovoltaicas serán mayores. Como se puede observar, en las horas en las que la potencia renovable es mayor que la demanda, la producción de energía a partir de hidrocarburos en plantas convencionales es nula, y con el excedente de energía se produce hidrógeno mediante electrólisis, cuyos números se muestran en la columna "H2".

Para tratar de simular la producción de energía a partir del hidrógeno, se han implementado de forma manual el resto de columnas. Con la llamada "Restricción H_2" se impone un techo a la producción de hidrógeno. Debido a que existe la posibilidad de que, en momentos puntuales, la producción renovable sea muy alta comparado con la demanda, el EnergyPlan automáticamente produciría una gran cantidad de hidrógeno. Este comportamiento desvirtuaría el estudio ya que, para el caso descrito, sería necesaria una cantidad enorme de electrolizadores que desembocaría en un sobredimensionamiento de esta tecnología. El valor del techo impuesto a la producción de hidrógeno se obtendrá de la media de producción. Dentro de la generación de H_2, habrá veces que esta sea 0 y veces que tenga un determinado valor. Para dimensionar la potencia de electrolizadores más adecuada, se ha escogido el promedio entre todos los valores resultantes cuando sí se está produciendo hidrógeno, ya que escoger el mayor valor de hidrógeno producido sobredimensionaría el sistema. A continuación, la columna contigua realiza la suma diaria del hidrógeno producido, y en la columna "Ceros" se contabilizan las horas en las que existe producción de energía a partir de combustibles fósiles. Estas horas, son las que se pretende reducir el consumo de hidrocarburos y sustituirlo por energía obtenida de manera limpia mediante pilas de combustible.

Todo el hidrógeno producido el día anterior, es repartido en las horas en las que no hay exceso de renovable, tratando así de disminuir producción térmica convencional. Para ello, la columna 9 "Pila H_2" utiliza el hidrógeno producido previamente para simular el comportamiento de la pila de combustible, aplicándole también un rendimiento, ya que, en el camino de producir electricidad mediante esta tecnología, existen pérdidas. Como resultado, dicha columna muestra la energía que se ha inyectado en la red sustituyendo una parte de la producción térmica. Por último, la columna "Térmica Real" indica el valor real de la energía que ha producido el conjunto de centrales convencionales. Este valor resulta menor que el que otorga el EnergyPlan en la columna 4, ya que cuando ha habido producción de hidrógeno, se utiliza este para reducir la producción térmica.

Este sería el funcionamiento del modelo elaborado a partir de los datos otorgados por la herramienta EnergyPlan para un día y un caso específico. Los resultados económicos que se mostrarán en los siguientes apartados parten del análisis de estos datos anualmente. Como se mencionó anteriormente, se realizarán 10 simulaciones anuales, en las que a medida que avanzan se aumenta la potencia renovable instalada en un 25 % respecto al caso base del sistema. En cada análisis anual, se medirá al ahorro de combustible ocasionado por el aumento de tecnologías verdes y el coste de capital derivado del aumento de la potencia.

	Demanda (MW)	Eólica (MW)	FV (MW)	Térmica (MW)	H2 (MW)	Restricción H2	Suma	Ceros	Pila H2 (MW)	Térmica Real (MW)
1 H	144	83	0	62	0	0			0.92	61.08
2 H	137	83	0	54	0	0			0.92	53.08
3 H	132	84	0	48	0	0			0.92	47.08
4 H	126	78	0	48	0	0			0.92	47.08
5 H	129	73	0	56	0	0			0.92	55.08
6 H	134	76	0	58	0	0			0.92	57.08
7 H	150	89	0	61	0	0			0.92	60.08
8 H	168	116	1	50	0	0			0.92	49.08
9 H	181	137	8	36	0	0			0.92	35.08
10 H	186	150	17	18	0	0			0.92	17.08
11 H	186	162	25	0	1	1			0	0
12 H	181	157	29	0	5	5			0	0
13 H	181	151	31	0	1	1			0	0
14 H	181	160	33	0	10	10			0	0
15 H	181	163	32	0	12	12			0	0
16 H	175	139	29	7	0	0			0.92	6.08
17 H	173	133	26	13	0	0			0.92	12.08
18 H	183	144	23	16	0	0			0.92	15.08
19 H	193	150	13	30	0	0			0.92	29.08
20 H	204	141	4	59	0	0			0.92	58.08
21 H	209	156	0	53	0	0			0.92	52.08
22 H	206	166	0	41	0	0			0.92	40.08
23 H	183	160	0	23	0	0			0.92	22.08
24 H	157	112	0	45	0	0	29	19	0.92	44.08

Figura 20: Procedimiento seguido para el modelo de Excel para un día tipo

Este sería el funcionamiento del modelo elaborado a partir de los datos otorgados por la herramienta EnergyPlan para un día y un caso específico. El modelo ampliado hasta valores anuales será el seguido en cada uno de los 10 casos o simulaciones que se van a realizar. A continuación, se van a definir los valores económicos que caracterizan cada elemento del sistema, con el objetivo de realizar posteriormente la evaluación económica.

5 JUSTIFICACIÓN DE COSTES

Previo al estudio de viabilidad, es necesario definir los valores económicos de cada actor en el sistema. Para ello, durante este capítulo, se establecerán los costes de los distintos elementos que intervienen. Posteriormente se realizará el estudio económico mediante el Valor Actual Neto (VAN) en el que se define una inversión inicial A_0 y un retorno anual de la inversión correspondiente a flujos de caja (CF). Este análisis económico se realiza a los 10 casos diferentes que se estudian, y sirve para cuantificar qué porcentaje de renovabilidad del sistema energético cuenta con los resultados económicos más positivos. La inversión reúne el CAPEX (Capital Expenditure) de toda la potencia instalada adicional añadida al sistema base. El aumento de la capacidad renovable de las tres tecnologías tenidas en cuenta (eólica, fotovoltaica e hidrógeno) tiene asociado un coste de capital que abarca la adquisición y mantenimiento de los equipos, el cual es considerado como gasto.

Por la otra parte, para contabilizar el retorno económico de la inversión, los flujos de caja obtenidos anualmente corresponderán al ahorro de combustible fósil. Un aumento de la participación renovable en el sistema tiene asociado un ahorro de combustible respecto al caso base, ya que la una parte de la demanda que cubría las plantas térmicas de generación ahora la hace las tecnologías renovables, consiguiendo un menor consumo de combustible y, en consecuencia, un menor coste final.

5.1 Coste del combustible

La generación térmica convencional, a medida que se aumenta la potencia instalada de fuentes renovables, irá disminuyendo, pues la demanda se mantendrá constante en cada situación. Para determinar el coste de dicha generación térmica, no se tendrá en cuenta equipos, mantenimiento y demás variantes, únicamente se contabilizará como coste el precio del combustible. En el caso particular de las islas Lanzarote y Fuerteventura, los principales suministradores de energía térmica son los motores de combustión diésel, sin embargo, como se especificó en la introducción del trabajo, el principal objeto del proyecto es desarrollar un modelo de descarbonización que pueda extrapolarse a diferentes regiones. A pesar de ser el diésel el combustible más consumido en las islas se utilizará como referencia el gas natural, al ser el combustible más común a nivel mundial. Con esta medida, los resultados económicos de viabilidad serán más adecuados a la hora de replicar ese sistema en otras localizaciones.

En el caso concreto de España, el precio del gas natural para generación de energía depende del consumo anual de combustible. En la Figura 21 se puede observar como a mayor consumo anual de gas natural por parte de las centrales térmicas, más económico resulta el GJ de combustible. En el caso de los sistemas que se van a simular, el consumo siempre es mayor de 4.000.000 GJ de energía al año, por lo que se establecerá el precio del gas natural en 10,6125 €/GJ.

Bandas de consumo no doméstico	Consumo anual en GJ		**PRECIO** excluidos todos los impuestos	excluido el IVA y otros impuestos no recuperables	**PRECIO** con impuestos + IVA incluidos
	Mínimo	Máximo			
I1	< 1 000		13.2950	13.8094	14.4999
I2	≥ 1 000	9 999	18.1946	18.7673	19.7057
I3	≥ 10 000	99 999	15.2030	15.7353	16.5221
I4	≥ 100 000	999 999	13.8799	14.3952	15.1150
I5	≥ 1 000 000	3 999 999	12.9053	13.3881	14.0575
I6	≥ 4 000 000		9.6813	10.1071	10.6125

Figura 21: Precio del gas natural en España según el consumo de combustible para el año 2023 [18]

5.2 Inversión en fotovoltaica y eólica

La base del modelo elaborado en este trabajo es el aumento de las fuentes renovable, que deriva en una mayor participación en la generación de energía del sistema. Tanto fotovoltaica como eólica parten de la potencia

instalada en el ejemplo base. Sin embargo, a medida que se simulan los distintos casos, ambas tecnologías aumentan su presencia en un 25 % respecto al anterior. Como resultado de esa participación renovable, es necesario cuantificar cuál es la potencia añadida al sistema, para lo cual se utilizará como referencia el CAPEX (Capital Expenditure) de cada fuente renovable. Este valor recoge los costes iniciales que se destinan a la adquisición, implementación o mejora de la infraestructura necesaria.

La energía eólica se ha establecido en la última década como una de las fuentes renovables más eficaces para la producción de potencia. La inversión y los grandes proyectos realizados han provocado que haya crecido su potencia instalada a nivel mundial. Es por ello que los parques eólicos a medida que se ha desarrollado la tecnología, su CAPEX se ha visto reducido, teniendo un valor para el año 2020 de 1,462 €/kW [19].

Respecto a la producción fotovoltaica, este suceso se ha acentuado. La inversión en plantas fotovoltaicas ha crecido en gran medida en los últimos 20 años, la inversión pública y privada sumado a una bajada de los costes de producción han permitido que hoy en día sea uno de los métodos de generación de electricidad más baratos y económicamente viables. El CAPEX de la energía fotovoltaica para el año 2020 fue de 0,89 €/kW, prácticamente la mitad en comparación con la energía eólica [20], lo que otorga contexto a la gran viabilidad existente en este tipo de tecnologías.

5.3 Inversión en hidrógeno

Para realizar una evaluación de los costes de dicha tecnología se debe definir que equipos se tendrán en cuenta dentro del análisis. El sistema de hidrógeno consta de un electrolizador, almacenamiento y una pila de combustible. Cuando se produce excedente de energía debido al aumento del recurso eólico o solar, el electrolizador comienza a producir H_2 a partir de agua. El hidrógeno servirá como método alternativo de almacenamiento mientras que haya exceso de energía en el sistema. Una vez el recurso natural sea insuficiente y no le permita a la producción renovable alcanzar la demanda de energía, se procederá a verter electricidad a la red a partir del hidrógeno previamente almacenado mediante una pila de combustible.

El precio final del sistema de producción, almacenamiento y vertido de energía dependerá de la cantidad de hidrógeno que intervenga. No será objeto de análisis los distintos equipos de conversión de potencia que serían necesarios para transformar corriente alterna de la red a corriente continua y viceversa, ya que tanto la producción de la pila como la alimentación del electrolizador debe hacerse en corriente continua.

El coste del electrolizador dependerá del tipo de tecnología utilizada. Como ya se comentó previamente, la electrólisis se puede realizar mediante electrolizadores de membrana (PEM), alcalinos o de óxido sólido. Actualmente los que ofrecen mayor rentabilidad son los alcalinos, pues resultan los más económicos de adquirir, sin embargo, se estima que, en un futuro, la tecnología predominante sea los de membrana o PEM, ya que, aunque tienen un mayor coste, también poseen la mayor eficiencia, y se estima que a medida que la tecnología se asiente, estos resulten más económicamente viables.

En un estudio dónde se analizan los costes de distintos electrolizadores PEM, los resultados oscilan entre los 700 €/KW y los 3909 €/KW. Para los cálculos de los costes se ha realizado la media entre todos los valores de la ilustración, resultando 1681 €/KW el coste medio de u electrolizador PEM [21]

Con un rendimiento eléctrico de entre 50-60%, la pila de combustible se prevé que se situé como una de las opciones de generación eléctrica de mayor importancia en los próximos años. Actualmente, como ha pasado históricamente con las renovables, es una tecnología que requiere una alta inversión, sin embargo, es una de las apuestas de los gobiernos europeos. Entrando en la evaluación económica de la tecnología de pila de combustible, en la actualidad cuenta con un CAPEX de 1600 €/kW, con una estimación de que pueda bajar a 425 €/kW para el año 2030. [4]

El almacenamiento de hidrógeno es uno de los factores más determinantes a la hora de realizar el análisis económico. Las características físicas del H_2 dificultan su confinamiento total. Con el almacenamiento gaseoso en tanques, se necesita que el mismo sea completamente hermético, ya que el H_2 al ser un elemento altamente ligero tiende a fugarse. Además, su baja densidad hace tenga un alto volumen específico, lo que quiere decir que cada kg de H_2 almacenado ocupa mucho volumen. Por otro lado, cuanto mayor es la masa de hidrógeno almacenado, mayor rentabilidad muestra el almacenamiento, por lo que este tipo de almacenaje gaseoso se realiza con hidrógeno comprimido, así disminuye el volumen que ocupa y permite almacenar mayor cantidad

de H_2.

El coste de almacenamiento del hidrógeno depende de la técnica que se ha utilizado. Este puede ser líquido, gaseoso, en cavernas, hidruros metálicos y demás tecnologías. Todos estos tipos de almacenaje cuentan con beneficios e inconvenientes, sin embargo, en la actualidad el más extendido es el almacenamiento gaseoso en depósitos bajo presión, que llega a tener un precio de 1.040 €/kg H_2. Debido a que los valores con los que se ha trabajado en el modelo elaborado a partir del programa EnergyPlan están expresados en MWh, se debe pasar el valor a magnitudes de energía. La energía contenida en un kg de hidrógeno se puede estimar en 39 kWh/kg [22]. Con estos números, se puede otorgar al precio por kg almacenado carácter energético, siendo el valor final de 26.666,7 €/MWh.

$$1.040\frac{€}{kg}\cdot\frac{1}{0{,}039}\frac{kg}{MWh}=\ 26.666{,}7\frac{€}{MWh}$$

5.4 Tasa de descuento

Un factor vital a la hora de analizar económicamente un proyecto es la tasa de descuento elegida o coste del capital, cuyo valor no se puede saber con exactitud, ya que depende del tipo de proyecto, características de la inversión, del país donde se realice y demás factores. La tasa de descuento representa los costes de la inversión y el riesgo que se toma al realizar la misma. Con una tasa de descuento baja, como podría ser del 3%, significa que el mercado es estable, y no es susceptible a producir cambios abruptos que pongan en riesgo la inversión. Con una tasa del 10%, al ser mayor, el riesgo de la inversión es más elevado, siendo menos segura invertir en el proyecto.

Durante todo el proyecto, cada vez que se calcule el Valor Actual Neto se hará teniendo en cuenta una tasa de descuento (k) del 7 % debido a que es el valor con el que el IRENA (International Renewable Energy Agency) ha realizado los informes de las energías renovables de los que se han obtenido los datos CAPEX. [23]. De esta manera se puede realizar una comparación más precisa entre las situaciones que se van a exponer a continuación.

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS EN LA ACTUALIDAD

Mediante el programa utilizado EnergyPlan y la elaboración del modelo de la pila de combustible en Excel, se han podido realizar una situación base del sistema y 10 situaciones más en las que se ha aumentado la potencia renovable un 25 % respecto al caso anterior. En la Tabla 5 se muestra finalmente la potencia instalada resultante de cada tecnología, dando un contexto de cuánto está presente en cada caso. Cabe destacar que, a pesar de que la mayor potencia instalada en el sistema siempre es la térmica, su contribución energética al sistema va disminuyendo a medida que avanzan los casos. Las primeras 6 situaciones carecen de potencia instalada de hidrógeno, mientras que los cuatro últimos sí cuentan con ella. Esta diferencia se debe a que la producción de hidrógeno no es impuesta al sistema, sino que es consecuencia de la cantidad de energía excedente producida por la eólica y la fotovoltaica. Durante las simulaciones, hasta el caso 7 no ha habido suficiente energía renovable para satisfacer la demanda de energía completa y poder exportar energía, lo que ha derivado en valores nulos de hidrógeno para las situaciones desde 1 hasta 6.

Tabla 5: Potencias instaladas simuladas para cada caso

Casos	Eólica (MW)	FV (MW)	Térmica (MW)	Hidrógeno (MW)
Caso Base	88,8	28,1	364	0
Caso 1: Aumento del 25 %	111	35,125	364	0
Caso 2: Aumento del 50 %	133,2	42,15	364	0
Caso 3: Aumento del 75 %	155,4	49,175	364	0
Caso 4: Aumento del 100 %	177,6	56,2	364	0
Caso 5: Aumento del 125 %	199,8	63,225	364	0
Caso 6: Aumento del 150 %	222	70,25	364	0
Caso 7: Aumento del 175 %	244,2	77,275	364	20
Caso 8: Aumento del 200 %	266,4	84,3	364	40
Caso 9: Aumento del 225 %	288,6	91,325	364	60
Caso 10: Aumento del 250 %	310,8	98,35	364	80

La función de los valores económicos expuestos en el apartado anterior es transformar los datos energéticos simulados en datos económicos. El mecanismo con el que se va a comparar la rentabilidad entre casos es el Valor Actual Neto (VAN). Esta es una medida financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto. Se calcula sumando el valor actual de los flujos de caja esperados, descontados a una tasa específica, y restando la inversión inicial. La fórmula general del VAN es:

$$VAN = -Ao + \sum_n \frac{CF}{(1+k)^n}$$

Esta fórmula de análisis de rentabilidad de proyectos está compuesta de cuatro tipos de datos. El A_0 define la inversión inicial realizada. El hecho de aumentar la potencia instalada de una tecnología determinada conlleva un coste inicial correspondiente a los costes de mantenimiento, construcción e implementación. En este valor A_0 viene recogido todos los costes adicionales derivados de aumentar la potencia instalada de energía eólica, fotovoltaica y de sistemas de hidrógeno. El elemento CF (cash flow) indica las ganancias obtenidas en la inversión. En el caso particular de este proyecto, las ganancias de la inversión corresponden al ahorro de combustible provocado por el aumento de la participación renovable. Al disminuir la producción de energía en plantas térmicas, el consumo de combustible fósil experimenta una reducción respecto al caso inicial, el cual será considerado como ganancia. Para completar la ecuación, hace falta definir dos magnitudes más, el número de años (n) y la tasa de descuento (k). El periodo que se ha establecido para el retorno de la inversión es de 20 años, correspondiente aproximadamente a la vida útil de los dispositivos que se implementan. Por su parte, la tasa de descuento ajusta el valor del dinero ganado en cada año a valores del presento, puesto que el dinero futuro tiene un menor valor que el presente. Como se mencionó previamente, la tasa de descuento tendrá un valor del 7 % debido a que dicho valor es el que es utilizado en el International Renewable Energy Agency (IRENA) para definir las inversiones futuras.

Con todos los parámetros definidos se pueden aplicar la fórmula del VAN. En la Tabla 6 se muestra los valores económicos utilizados en cada caso. Depende del valor del VAN la inversión puede ser beneficiosa o no pues si es un valor positivo, la inversión inicial A_0 se recuperaría con las ganancias de la inversión. Como muestra la tabla, las tres primeras columnas corresponden al coste de aumentar la presencia de nuevas tecnologías respecto al caso base. Por otra parte, las ganancias, que en la fórmula del VAN las indican el valor CF, vienen desglosadas en la columna del ahorro de combustible. Todos estos valores utilizados en la fórmula resultan en el valor del VAN expuesto en la última columna. La evolución de esta magnitud económica se muestra tanto en la tabla como en la Figura 22. Se puede observar que el VAN es positivo y aumenta de valor progresivamente hasta el caso 6, que resulta el máximo de 149,52 M€. Esto demuestra la gran viabilidad económica que tienen las tecnologías renovables en la actualidad, ya que la mera descarbonización del sistema supone un ahorro económico y una inversión positiva. Sin embargo, a partir de dicho caso, el Valor Actual Neto experimenta un descenso, que coincide con la irrupción del hidrógeno en el sistema. Como se expuso en los primeros apartados, el hidrógeno actualmente es una tecnología muy precoz y con un coste económico extremadamente alto comparado con el beneficio de su implementación. Es por eso qué a partir de caso 6, el VAN desciende, y consigo la rentabilidad del sistema, incluso hasta hacerse negativo para los casos 9 y 10, con valores de -5,85 y -65,33 millones de €, respectivamente. En estos últimos, el coste de tal cantidad de potencia de hidrógeno es tan alto que no compensa económicamente el ahorro de combustible obtenido.

Tabla 6: Valores económicos de los distintos casos

	Inversión (miles €)			**Ganancias (miles €)**	**VAN (M €)**
	Eólica	Fotovoltaica	Hidrógeno	Ahorro de Combustible	
Caso 1	32,46	6,25	0	2.292,30	24,25
Caso 2	64,91	12,50	0	4.584,60	48,49
Caso 3	97,37	18,76	0	7.258,95	76,79
Caso 4	129,83	25,01	0	9.551,25	101,03
Caso 5	162,28	31,26	0	11.843,55	125,28

Caso 6	194,74	37,51	0	14.135,85	149,52
Caso 7	227,19	43,77	73.920	16.428,15	99,85
Caso 8	259,65	50,02	150.293,33	18.720,45	47,72
Caso 9	292,11	56,27	228.106,67	21.012,75	-5,85
Caso 10	324,56	62,52	307.786,67	22.923,00	-65,33

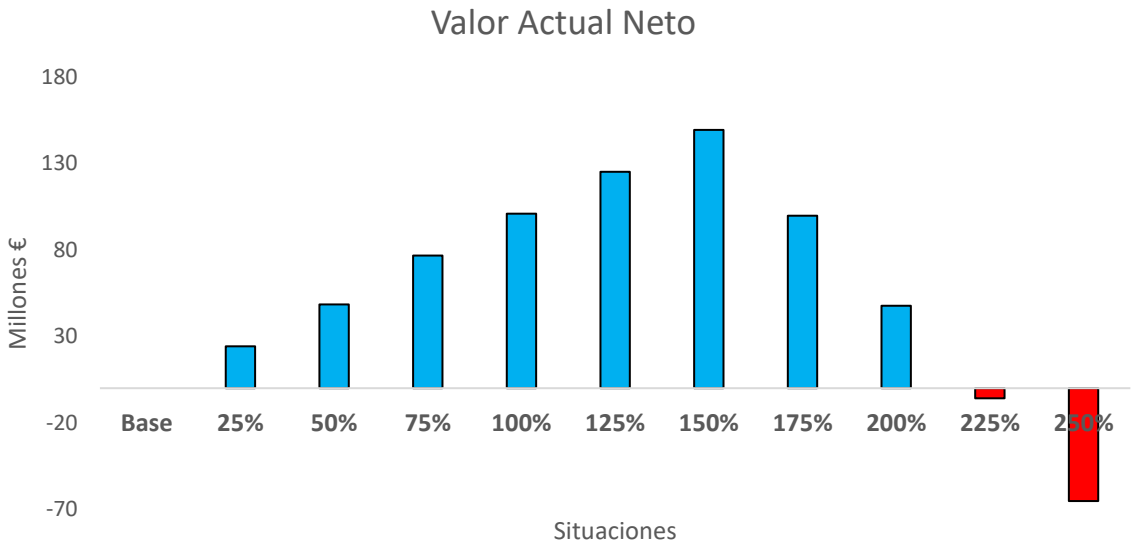

Figura 22: Evolución del VAN entre las diferentes situaciones

6.1 Índice de utilización de la energía renovable

El sistema eléctrico, compuesto por una demanda y una generación, sufre variaciones a medida que se producen los casos, debido a que la generación renovable va aumentando progresivamente, manteniéndose en toda situación la demanda fija de 1.572.906 MWh. Es por ello que existe un ratio que permite visualizar y analizar la progresión de las renovables en la cobertura de la demanda eléctrica, llamado índice de utilización de la energía renovable (REU, de sus siglas en inglés Renewable Energy Utilization). Para calcularlo, se divide la contribución renovable entre la demanda total, que al pasarlo a valores porcentuales indica el porcentaje de la demanda cubierto por fuentes libres de emisiones. Cuanto mayor es este porcentaje, más cantidad de energía renovable hay en el sistema estudiado, resultando un medidor relevante de la descarbonización de los sistemas eléctricos. En la Tabla 7 se pueden observar los resultados de este índice para cada uno de los casos analizados.

Tabla 7: REU (%) para cada caso analizado

Casos	**Participación Renovable (GWh)**	**REU (%)**
Caso Base	211.489	13.45
Caso 1: Aumento del 25 %	264.355	16.81

Caso 2: Aumento del 50 %	317.254	20.17
Caso 3: Aumento del 75 %	370.104	23.53
Caso 4: Aumento del 100 %	423.044	26.90
Caso 5: Aumento del 125 %	476.014	30.26
Caso 6: Aumento del 150 %	528.759	33.62
Caso 7: Aumento del 175 %	581.765,4	36.99
Caso 8: Aumento del 200 %	634.963,8	40.37
Caso 9: Aumento del 225 %	688.551	43.78
Caso 10: Aumento del 250 %	743.327,6	47.26

Como refleja la Tabla 7, a pesar de acabar los casos con un aumento de las renovables del 250 % respecto al caso base, el REU no llega al 50 %, lo que significa que la generación renovable no alcanza a cubrir la mitad de la demanda anual. El factor principal de este fenómeno es la baja penetración renovable del sistema en el caso base. El conjunto eléctrico de Lanzarote y Fuerteventura tiene una participación muy baja de fuentes renovables, debido a que en las islas la población suele estar muy concienciada acerca de asuntos medioambientales y la conservación del paraje natural, resultando en una gran oposición a que el paisaje se vea alterado por la instalación de aerogeneradores y grandes plantas fotovoltaicas. Para mejorar estos resultados se podrían hacer los cálculos aumentando de una manera más brusca la participación renovable, pues beneficiaría la producción de hidrógeno debido a los excedentes renovables y facilitaría la integración de las fuentes de energía limpias, sin embargo, ese enfoque no sería realista en el caso del sistema insular canario.

6.2 Ahorro de combustible

Las ganancias en este proyecto vienen derivadas del ahorro de combustible que experimenta el sistema respecto al caso base. La generación de energía térmica está presente en todos los casos como 364 MWn y un rendimiento de 86,8 % consumiendo gas natural como combustible, cuyo precio fue definido en el apartado de justificación de costes. En la Figura 23 se muestra la evolución en cada caso del consumo de combustible. Como cabía esperar, este parámetro desciende progresivamente a medida que aumenta la presencia de energías renovables en el sistema. En el caso base, el coste del combustible para un año completo es de 59.981.850 €. Con una mayor presencia renovable, este valor va en descenso hasta alcanzar su mínimo en el caso 10, con un coste anual por la compra de combustible de 37.058.850 €. En la Figura 23 también viene mostrado el ahorro de combustible en color rojo, que es el valor que se establece como ganancia a la hora de analizar la rentabilidad. En este último caso, el ahorro es de 23 M € respecto al caso base.

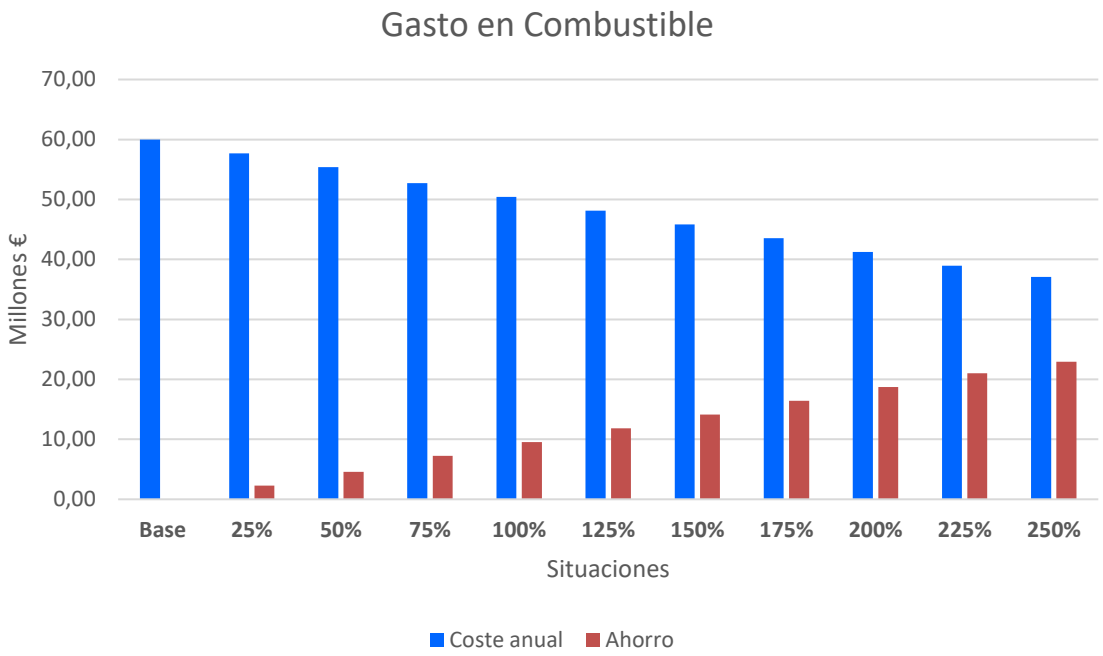

Figura 23: Evolución del ahorro de combustible según los casos estudiados

6.3 Emisiones evitadas

A pesar de que en este proyecto únicamente se contabiliza el carácter económico producido por este sistema energético, también existe un valor ambiental asociado que resulta muy importante para los gobiernos europeos. La disminución de la quema de combustible fósiles hace que anualmente se dejen de emitir cantidades gigantescas de partículas nocivas para el medio ambiente. En la Tabla 8 se muestran los valores de las emisiones de CO_2 en cada caso y las que se han evitado respecto al caso base, cuyas emisiones de CO_2 son de 320,47 kilotoneladas.

Tabla 8: Valores de las emisiones en cada caso.

	Emisiones de CO_2 (kt)	**Emisiones evitadas (kt)**
Caso 1	308,22	12,25
Caso 2	295,97	24,49
Caso 3	281,69	38,78
Caso 4	269,44	51,03
Caso 5	257,19	63,28
Caso 6	244,94	75,52
Caso 7	232,70	87,77
Caso 8	220,45	100,02

Caso 9	208,2	112,27
Caso 10	198	122,47

De manera análoga al gasto de combustible fósil, las emisiones de CO_2 también disminuyen progresivamente a medida que avanza el estudio. La progresión puede ser observada en la Figura 24 dónde de color azul se observan las kilotoneladas de CO_2 emitidas en cada caso y de color rojo el ahorro que suponen respecto al caso inicial. En el caso de mayor integración renovable en el sistema, el número 10, las emisiones anuales fueron de 198 kt, lo que significa que se deja de emitir 122,47 kt de CO_2 respecto al base.

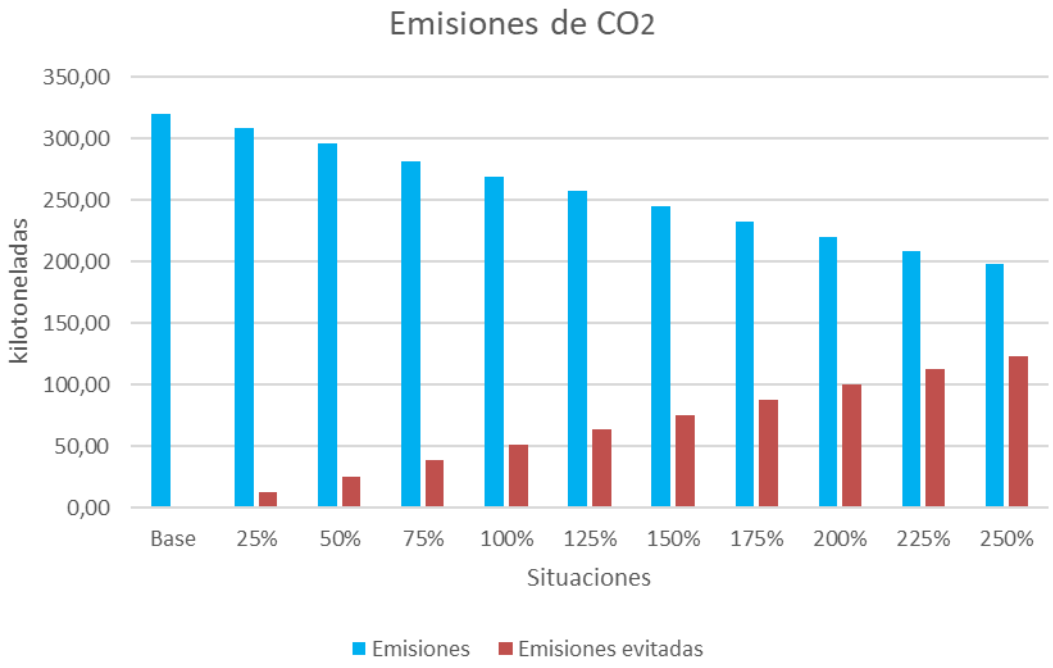

Figura 24: Evolución del coste y ahorro de las emisiones

6.4 Inversión en nuevas tecnologías: Eólica, fotovoltaica e hidrógeno

La inversión inicial en el presente proyecto viene definida por los costes de estos tres métodos de producción eléctrica. El estudio parte de un sistema con una determinada potencia instalada básica, cuya inversión es nula pues ya está implementada y forma parte del conjunto eléctrico. Con la consecución de los casos o situaciones, la potencia de cada tecnología va aumentando, y con ella el coste económico necesario para establecer esa nueva potencia. Al ser un aumento del mismo porcentaje en cada caso, el coste aumenta de la misma manera formando una línea recta. En la Figura 25 se observa cómo la energía eólica tiene un coste mayor que la energía fotovoltaica. Esto ocurre por varias razones, la primera es que el CAPEX de esta tecnología es mayor que el de la solar fotovoltaica, propiciando la diferencia existente en cada situación. Otro motivo es que como el aumento de tecnología se realiza aumentando el porcentaje de la potencia ya existente, la energía eólica al contar con mayor potencia instalada en su caso base, tiene también un mayor aumento de potencia comparado al que experimenta la energía fotovoltaica.

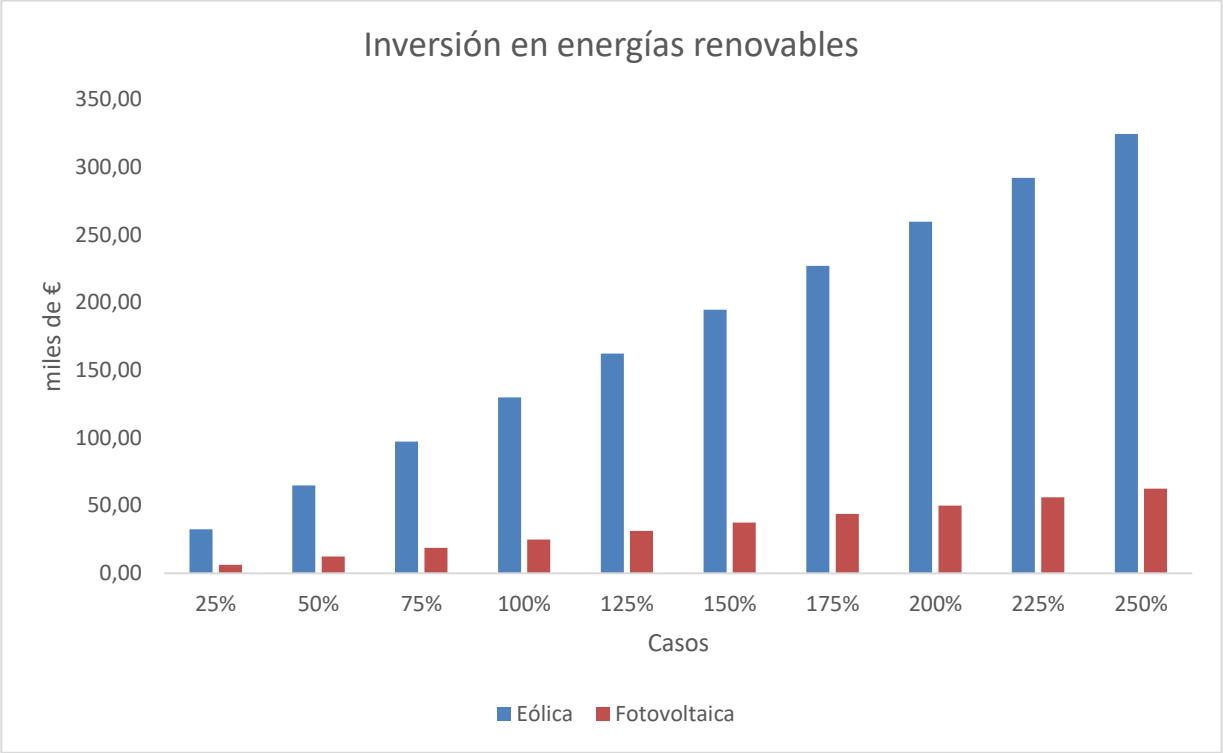

Figura 25: Inversión económica en energía eólica y fotovoltaica

Sin embargo, como se puede observar en la Tabla 6 de los valores económicos presentes en la inversión, los costes totales de eólica y fotovoltaica se vuelven casi despreciables en el momento en que se manifiestan los sistemas de hidrógeno. La estructura de producción tanto de hidrógeno como de electricidad consta de tres elementos principales, la pila de combustible, el electrolizador y el almacenamiento de hidrógeno. La prematuridad de esta tecnología provoca que los costes sean elevados, no obstante, la constante inversión e incentivación de la misma puede producir una disminución de los precios en el futuro. De hecho, este mismo fenómeno ocurrió a principios de siglo con las formas de energía que se mencionaron previamente, la eólica y en especial, la fotovoltaica, que nacieron como tecnologías de baja rentabilidad y debido a la gran inversión y apuesta en ellas han conseguido convertirse en métodos de ahorro económico [4]. En la Figura 26 se puede observar cómo aumentan en gran medida los costes totales en el momento en el que existe producción de hidrógeno.

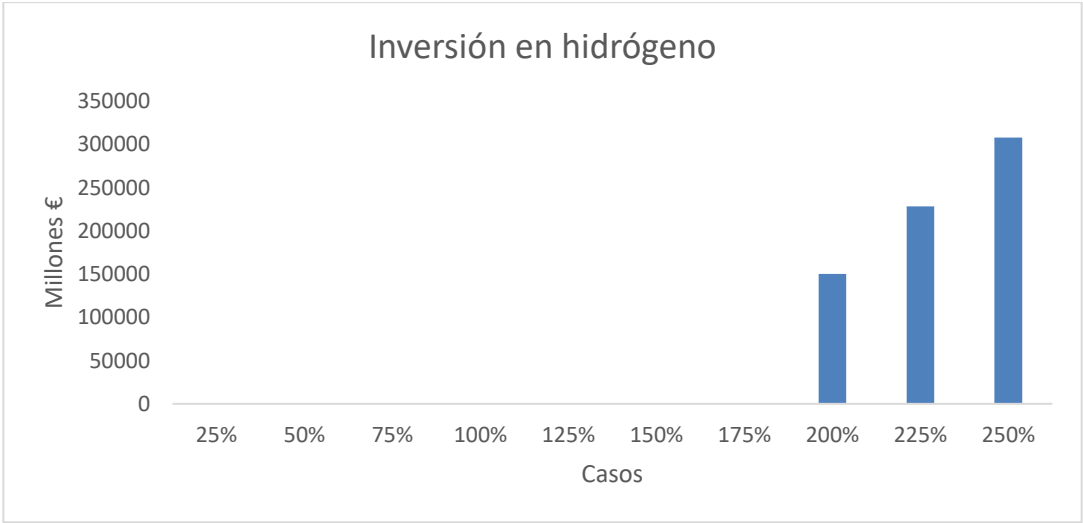

Figura 26: Inversión en hidrógeno en los diferentes casos

Con los resultados finales expuestos, es evidente la poca rentabilidad que presentan los sistemas de hidrógeno. El Valor Actual Neto aumenta con el avance de los casos y el aumento de la potencia renovable, sin embargo, es con la entrada del hidrógeno, cuando la rentabilidad cae en picado. Estos resultados, a pesar de no ser positivos, eran esperables debido a que, en la actualidad, pilas de combustible y electrolizadores están empezando a utilizarse a gran escala, pero no llevan muchos años de recorrido en el mercado, suponiendo el coste más fundamental del trabajo. Como está extendido que los sistemas de hidrógeno son una apuesta a largo plazo, existen previsiones que indican un futuro descenso de los costes de estos sistemas. Los resultados expuestos son esclarecedores respecto a la rentabilidad actual del H_2, pues el coste de implementar el sistema es mucho mayor al beneficio que aporta, ya que el principal objetivo de estos sistemas de hidrógeno es permitir producir hidrógeno con el exceso de energía, para poder utilizar este hidrógeno para aquellos momentos en los que las renovables no abastezcan la demanda en su totalidad. Debido a la poca rentabilidad de este sistema, el siguiente apartado se basará en las estimaciones de los costes para el año 2050 y medir la rentabilidad del sistema en ese año con las potencias y precios previstos.

7 ESCENARIO 2050

La Unión Europea tiene puesta esperanza en llegar al año 2050 con un paradigma energético distinto al actual, en el que las tecnologías limpias estén asentadas y se haya llegado a un sistema sostenible. Para que esto ocurra es necesario que las nuevas formas de energía presenten rentabilidad independientemente de la inversión pública y puedan ser competitivas en el mercado. Este apartado va a tratar de analizar la situación para ese año, basándose en las estimaciones económicas de la actualidad. Es por eso, que se tendrán que realizar actualizaciones en los datos y precios, pues para 2050 se prevén variaciones en estos.

Primero se va a volver a partir del sistema energético formado por las islas Fuerteventura y Lanzarote, sin embargo, no se utilizarán las potencias instaladas renovables actuales, sino las previstas para ese año según los estudios. En la siguiente Tabla 9 se observan las potencias previstas para las distintas fechas en ambas islas.

Tabla 9: Previsión del modelo energético de Fuerteventura y Lanzarote

	Fuerteventura	**Lanzarote**
2030		
Potencia eólica (MW)	241,7	244,5
Potencia fotovoltaica (MW)	77,9	32,8
Demanda (TWh)	1,85	
2050		
Potencia eólica (MW)	792	798
Potencia fotovoltaica (MW)	236	100
Demanda (TWh)	2,67	

Como se observa en la tabla, se muestran las previsiones de potencia instalada en ambas islas para el año 2030 y 2050. También se ha actualizado la demanda, que experimenta un aumento anual aproximadamente del 2,6 %. [24]

Una vez se ha actualizado el modelo energético, se volverá a simular en el programa EnergyPlan. Esta vez, no se aumentará la potencia instalada, pues el objetivo de este apartado no es estudiar el aumento de la potencia mediante una mayor participación de las fuentes renovables, si no estudiar una vez situados en el año 2050, la viabilidad del sistema de producción y almacenamiento de hidrógeno para dicho año, con los precios más bajos según las previsiones, y estudiar su rentabilidad mediante el análisis financiero del Payback. De esta manera, se puede prever, una vez situados en el caso futuro del año 2050 y con presumiblemente una alta aportación renovable al sistema eléctrico, como sería la rentabilidad de implementar el sistema de hidrógeno que se ha elaborado en este trabajo. En este nuevo apartado, la manera de analizar la rentabilidad sería el Payback, un método financiero que mide el tiempo que tarda una inversión en recuperar su costo inicial a través de los flujos

de caja generados. Por lo que tendremos dos magnitudes, el coste de la inversión, que correspondería al gasto a realizar para implementar el sistema de producción de hidrógeno, su almacenamiento y posterior producción de electricidad mediante pilas de combustible. La otra magnitud es la referida a las ganancias del sistema, que al igual que en el apartado previo, se corresponden con el ahorro de combustible generado gracias a tener dicho almacenamiento de hidrógeno y la posibilidad de generar electricidad a partir del H_2 producido con los excedentes de energía del sistema.

$$Payback = \frac{Coste\ del\ sistema\ de\ hidrógeno}{Beneficio\ anual\ por\ el\ ahorro\ de\ combustible}$$

Para poder analizar la rentabilidad, es necesario actualizar los datos económicos que entran en juego en el estudio. En los siguientes apartados se explican las magnitudes previstas para el coste de los sistemas de hidrógeno y el posible futuro coste del combustible para el año 2050 aproximadamente.

7.1 Coste del combustible en 2050

La industria petrolera se enfrenta con el problema de la falta de recursos. A día de hoy no existen datos claros suficientes para asegurar cuanto petróleo falta en el planeta por explotar, pero la producción de barriles de petróleo en la última década ha experimentado un fuerte descenso. Según la IEA (International Energy Agency) el coste del gas natural para el año 2050 será de 53,39 €/MWh. [25]

7.2 Coste del hidrógeno en 2050

Otra de las tecnologías que dará un cambio considerable en cuanto a costes son las asociadas a la operación con hidrógeno. Según IEA, el CAPEX de los electrolizadores se prevé que oscile entre los 200 y los 900 €/kW. Para los cálculos de la pila de combustible como del electrolizador se utilizará un valor de 500 €/kW, ya que ambas tecnologías son prácticamente idénticas, salvo que la pila se alimenta de hidrógeno y produce electricidad y el electrolizador, al contrario, pero constructivamente están compuestos por los mismos elementos [4]. Por otro lado, para el almacenamiento de hidrógeno, se hará una estimación tomando como referencia la relación que existe entre el coste del electrolizador y el del almacenamiento en la actualidad, resultando este de 11,63 €/kWh.

$$Costes = \frac{Precio\ Electrolizador\ Futuro\ \cdot\ Precio\ Alamacenamiento\ Actual}{Precio\ Electrolizador\ Actual} = \frac{500 \cdot 26{,}6}{1600} = 8{,}33$$

7.3 Resultados del escenario 2050

Este apartado plantea una nueva situación con el objetivo de dar un punto de vista más optimista acerca de la innovadora tecnología de producción de hidrógeno verde. La nueva situación vuelve a basarse en el sistema energético de las islas canarias Fuerteventura y Lanzarote, sin embargo, se pretende hacer la simulación situada en el año 2050, con la potencia instalada renovable que está prevista para esa zona según su hoja de ruta de renovabilidad. Dentro de estos planes del gobierno canario, la potencia instalada será 1590 y 336 para energía eólica y solar fotovoltaica, respectivamente. Otro de los cambios respecto a las anteriores simulaciones es que la demanda energética aumentará hasta llegar a un valor de 2,67 TWh/año, debido a que la demanda suele tener

un incremento anual.

Una vez presentada la nueva base, se estudiará implementar el modelo que produce hidrógeno con el excedente de energía, lo almacena y lo vierte a la red cuando sea necesario. Esta vez no se realizarán varias simulaciones aumentando las fuentes renovables, se supondrá que la potencia instalada es la prevista por la hoja de ruta canaria, y únicamente se medirá el ahorro obtenido con la aplicación de los sistemas de hidrógeno. Para analizar la rentabilidad, se utilizará la medida financiera del Payback, que ofrece el tiempo de retorno. Para caracterizar este método financiero únicamente basta con definir el coste de la inversión y el retorno anual obtenido. Al dividirlo, se obtiene los años necesarios para rentabilizar la inversión. Esta inversión inicial corresponderá a los MW de hidrógeno instalados, pero con el coste de la tecnología correspondiente a lo previsto para dicho año 2050. Para la elección de la potencia instalada de hidrógeno, se ha realizado la nueva simulación en el EnergyPlan y el modelo elaborado en los anteriores apartados, dando lugar a una potencia de hidrógeno de 200 MW. Por otra parte, el retorno anual viene dictado por el ahorro económico que implica el sistema de hidrógeno. Al producir hidrógeno y almacenarlo, luego puede ser inyectado en la red de nuevo para los instantes donde no resulte suficiente la producción renovable para abastecer la demanda. De esta manera, el sistema de hidrógeno produce un ahorro de combustible respecto al modelo energético sin dicho sistema de producción basado en hidrógeno. Al igual que pasa con los equipos necesarios para el hidrógeno, el coste del combustible gas natural también está previsto ser muy diferente para el año 2050, basándose el presente trabajo en las estimaciones oportunas, que indican un precio aproximado de 53,39 €/GJ de gas natural.

Tabla 10: Valores de la simulación del modelo para el año 2050

Inversión en sistemas de hidrógeno	
Electrolizador y pila de combustible (M€)	200
Sistema de almacenamiento (M€)	40
Inversión total (M€)	240
Retorno anual	
Ahorro de combustible (M€)	14,12
Payback (años)	
17,002 años	

En la anterior Tabla 10 se muestran los valores económicos resultado de la simulación. La inversión en los 200 MW de hidrógeno es de 240 millones de €, mientras que el retorno anual por la disminución de combustible es de 14,1 millones de €, lo que mediante la aplicación del Payback significa que la inversión se rentabiliza a partir del año 17 desde su implementación. Estos resultados llegan a ser positivos a largo plazo, previendo para el año 2050 y siempre que las estimaciones se cumplan, mejores resultados económicos para los sistemas de hidrógeno, contando con el proceso de mejora y aumento de eficiencia que experimentarán los equipos a medida que pasa el tiempo y se mantienen las labores de investigación en esa rama tecnológica. En la Figura 27 es mostrada la comparación económica de manera gráfica, dónde se puede apreciar que sí se produce beneficio, sin embargo, no el suficiente para amortizar la inversión por debajo de los 17 años. Una amortización del sistema de hidrógeno más rápida únicamente se podría conseguir mediante dos opciones, que el coste del combustible para el año 2050 sea más desfavorable que el utilizado en este modelo o que los equipos de hidrógeno para dicho año lleguen a ser económicamente más bajos, resultando ambas opciones en situaciones más favorables.

Figura 27: Situaciones económica para el año 2050

8. CONCLUSIONES

En este trabajo se han evaluado dos escenarios clave, buscando diseñar un modelo técnica y económicamente viable que disminuya la dependencia de combustibles fósiles, integre de forma efectiva energías renovables y refuerce la seguridad del abastecimiento eléctrico. Para el estudio de viabilidad, se han utilizado los datos de generación y consumo correspondientes al sistema eléctrico aislado formado por las islas Lanzarote y Fuerteventura.

En la primera fase del análisis, se examinaron 10 casos de integración progresiva de fuentes renovables en el sistema eléctrico aislado del sistema insular. A medida que aumentaba la penetración de energías renovables, se observaba un incremento en la rentabilidad económica del sistema, hasta el momento en el que el exceso de energía renovable permitió la producción de hidrógeno. En este punto, se produjo una reducción en la rentabilidad, llegando incluso a volverse negativa. Este comportamiento refleja las barreras actuales que enfrenta la tecnología del hidrógeno en términos de viabilidad económica.

Sin embargo, los resultados correspondientes al escenario proyectado para el año 2050 muestran una tendencia diferente. En este futuro hipotético, el modelo estudiado acompañado de sistemas de hidrógeno resulta económicamente viable, aunque con una rentabilidad que, si bien positiva, no alcanza niveles elevados. Esto sugiere que, aunque el hidrógeno tiene un gran potencial, su implementación masiva todavía enfrenta desafíos a corto plazo, particularmente en cuanto a costes.

El análisis subraya la inmadurez actual de las tecnologías de hidrógeno, cuya aplicación global es todavía limitada. Sin embargo, se proyecta que, con el aumento de la inversión y la expansión de su uso, el hidrógeno puede convertirse en una pieza clave del sistema energético mundial, similar a lo que ha sucedido con las energías renovables. Estas últimas, que en sus inicios también obtuvieron resultados negativos en cuanto a rentabilidad, han demostrado ser altamente viables con el tiempo gracias al apoyo sostenido en términos de inversión y desarrollo tecnológico. Hoy en día, las renovables son responsables de una reducción significativa en el coste de la energía eléctrica en diversas regiones y han permitido con su integración una considerable descarbonización de la producción eléctrica.

El estudio ha permitido identificar mejoras en el sistema eléctrico insular desde una perspectiva financiera, reduciendo su dependencia de combustibles fósiles y disminuyendo sustancialmente las emisiones de carbono. Aunque la descarbonización mediante hidrógeno no resulta rentable en el corto plazo, los pronósticos prevén que en el futuro será una herramienta crucial para alcanzar este objetivo. En contraste, la inversión en energías renovables presenta altos índices de rentabilidad en la actualidad. Incluso un pequeño incremento en la participación de las renovables genera importantes ahorros debido a la disminución del uso de combustibles fósiles, cuyo coste es cada vez más volátil en el contexto geopolítico actual. Esto refuerza la importancia de las renovables no solo como fuentes económicas, sino también como medios para garantizar la independencia energética de los países que dependen de la importación de combustibles fósiles.

Estas conclusiones resaltan el rol fundamental de las energías renovables en la consecución de objetivos clave para la sociedad europea, como la reducción de emisiones de carbono y el logro de la neutralidad climática para 2050. Además de los beneficios ambientales, estas medidas contribuyen a garantizar la seguridad energética en un contexto donde los recursos fósiles son limitados y pueden generar problemas de abastecimiento en el futuro. La descarbonización del sector eléctrico, por tanto, no solo mejora la sostenibilidad del sistema, sino también la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

No obstante, el estudio reconoce que el hidrógeno sigue siendo una tecnología prematura y en vías de desarrollo, y que es vital continuar investigando para reducir los costes y mejorar su viabilidad. La mayor parte de las inversiones actuales provienen de los estados europeos, lo que subraya la necesidad de un apoyo continuado por parte de las políticas públicas para garantizar el éxito de esta transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible.

ANEXOS

Las islas Fuerteventura y Lanzarote cuentan actualmente con una potencia térmica de 364 MW, una potencia eólica de 88,8 MW y 28,1 de fotovoltaica. Para la realización del análisis, se procederá a aumentar la potencia instalada de energías renovables, en concreto se incrementarán Las fuentes renovables un 25 % en cada nueva situación a estudiar. Mediante el programa EnergyPlan y los datos recogidos de las islas se podrá estimar cuanto produce cada fuente, y calcular la producción de hidrógeno. En los anexos vienen detallados los valores numéricos de cada caso

Anexo A: Caso Base

Tabla 11: Resumen de resultados anexo A

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	88,8
Fotovoltaica (MW)	28,1
Hidrógeno (MW)	0
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	1.361,172
Eólica (GWh)	175,99
Fotovoltaica (GWh)	35,49
Pila de combustible (GWh)	0
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	5.652.000
Coste combustible (€)	59.981.850
Emisiones (kt)	320,46
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	-
Fotovoltaica (€)	-
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	-

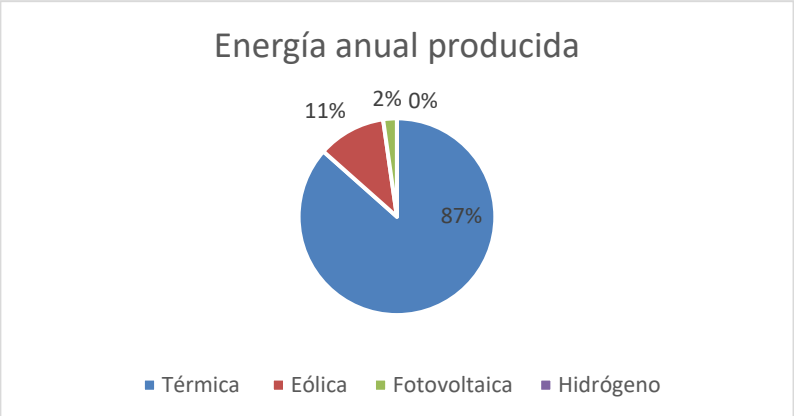

Figura 28: Esquema de la generación anexo A

Anexo B. Caso 1: Aumento del 25 %

Tabla 12: Resumen de resultados anexo B

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	111
Fotovoltaica (MW)	35,125
Hidrógeno (MW)	0
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	1308,31
Eólica (GWh)	219,99
Fotovoltaica (GWh)	44,36
Pila de combustible (GWh)	0
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	5436.000
Coste combustible (€)	57.689.550
Emisiones (kt)	308,22
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	32.456,4
Fotovoltaica (€)	6.252,25
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	0

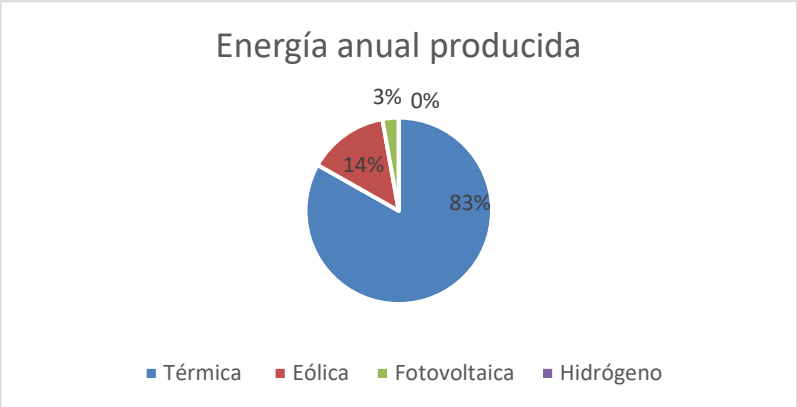

Figura 29: Esquema de la generación anexo B

Anexo C. Caso 2: Aumento del 50 %

Tabla 13: Resumen de resultados anexo C

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	133,2
Fotovoltaica (MW)	42,15
Hidrógeno (MW)	0
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	1255,33
Eólica (GWh)	263,98
Fotovoltaica (GWh)	56,28
Pila de combustible (GWh)	0
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	5220000
Coste combustible (€)	55397250
Emisiones (kt)	295,974
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	64912,8
Fotovoltaica (€)	12504,5
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	0

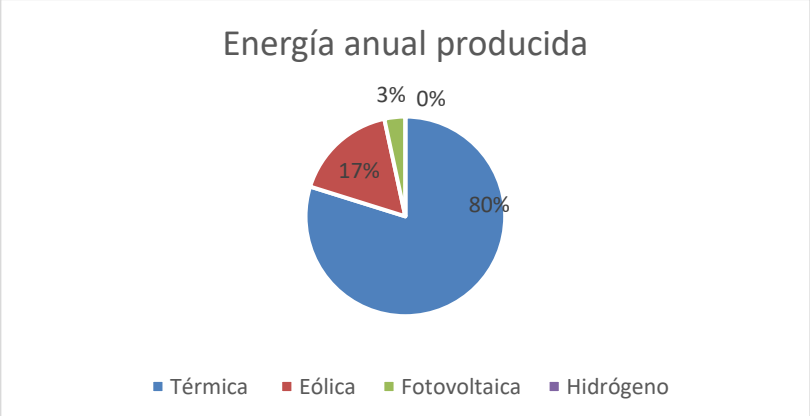

Figura 30: Esquema de la generación anexo C

Anexo D. Caso 3: Aumento del 75 %

Tabla 14: Resumen de resultados anexo D

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	155,4
Fotovoltaica (MW)	49,175
Hidrógeno (MW)	0
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	4.968.000,00
Eólica (GWh)	52.722.900,00
Fotovoltaica (GWh)	281,69
Pila de combustible (GWh)	4.968.000,00
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	
Coste combustible (€)	
Emisiones (kt)	
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	
Fotovoltaica (€)	
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	

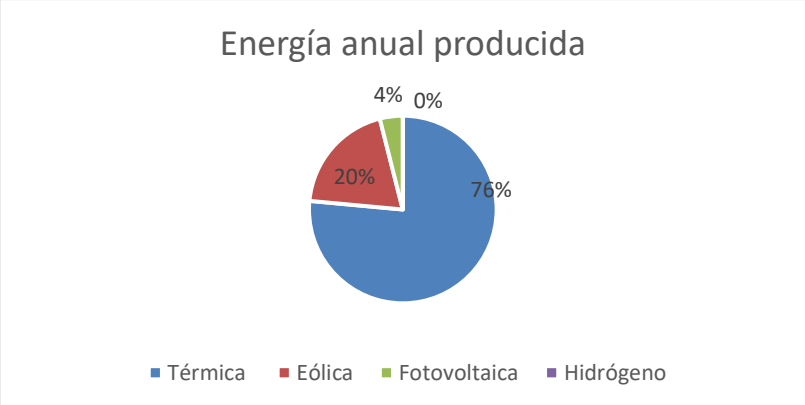

Figura 31: Esquema de la generación anexo D

Anexo E. Caso 4: Aumento del 100 %

Tabla 15: Resumen de resultados anexo E

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	177,6
Fotovoltaica (MW)	56,2
Hidrógeno (MW)	0
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	1.149,55
Eólica (GWh)	351,95
Fotovoltaica (GWh)	71,09
Pila de combustible (GWh)	0,00
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	4.752.000,00
Coste combustible (€)	50.430.600,00
Emisiones (kt)	269,44
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	129.825,60
Fotovoltaica (€)	25.009,00
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	0,00

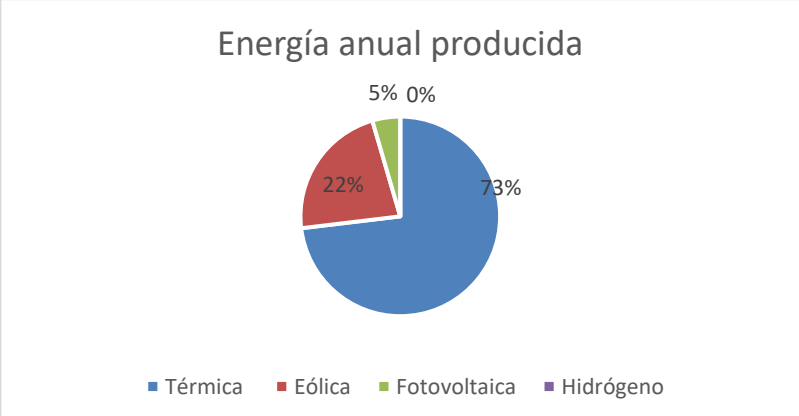

Figura 32: Esquema de la generación anexo E

Anexo F. Caso 5: Aumento del 125 %

Tabla 16: Resumen de resultados anexo F

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	199,8
Fotovoltaica (MW)	63,225
Hidrógeno (MW)	0
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	1.096,66
Eólica (GWh)	396,00
Fotovoltaica (GWh)	80,02
Pila de combustible (GWh)	0,00
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	4.536.000,00
Coste combustible (€)	48.138.300,00
Emisiones (kt)	257,19
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	162.282,00
Fotovoltaica (€)	31.261,25
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	0,00

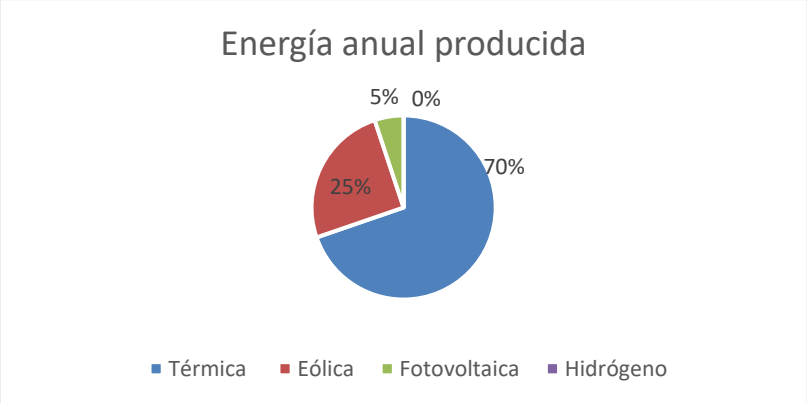

Figura 33: Esquema de la generación anexo F

Anexo G. Caso 6: Aumento del 150 %

Tabla 17: Resumen de resultados anexo G

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	222
Fotovoltaica (MW)	70,25
Hidrógeno (MW)	
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	1.043,77
Eólica (GWh)	439,94
Fotovoltaica (GWh)	88,82
Pila de combustible (GWh)	0,00
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	4.320.000,00
Coste combustible (€)	45.846.000,00
Emisiones (kt)	244,94
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	194.738,40
Fotovoltaica (€)	37.513,50
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	0,00

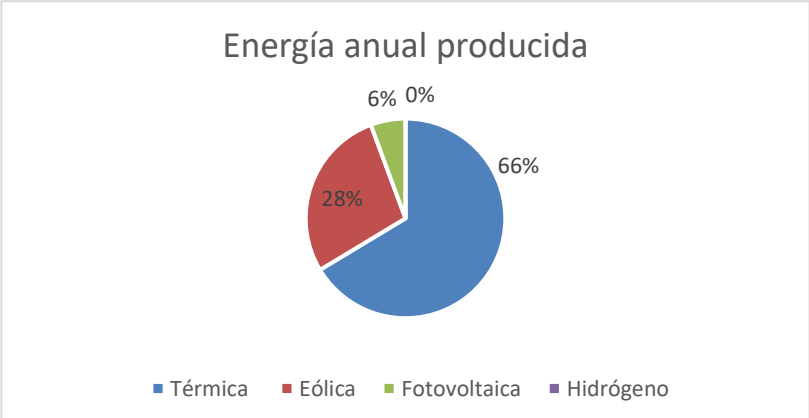

Figura 34: Esquema de la generación anexo G

Anexo H. Caso 7: Aumento del 175 %

Tabla 18: Resumen de resultados anexo H

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	244,2
Fotovoltaica (MW)	77,275
Hidrógeno (MW)	20
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	991,03
Eólica (GWh)	483,97
Fotovoltaica (GWh)	97,73
Pila de combustible (GWh)	0,06
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	4.104.000,00
Coste combustible (€)	43.553.700,00
Emisiones (kt)	232,70
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	227.194,80
Fotovoltaica (€)	43.765,75
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	73.920.000,00

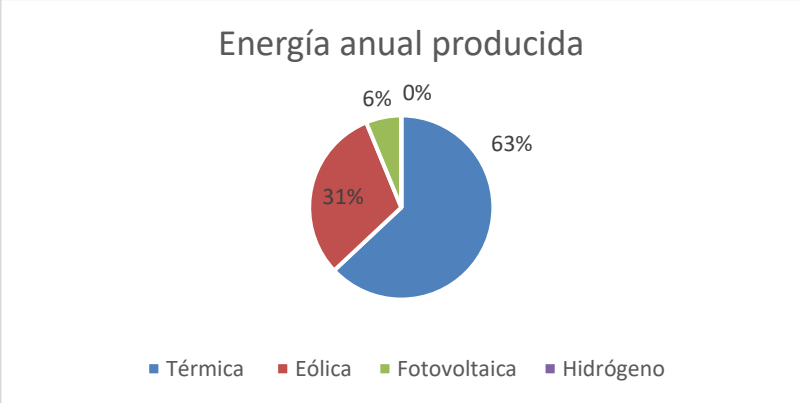

Figura 35: Esquema de la generación anexo H

Anexo I. Caso 8: Aumento del 200 %

Tabla 19: Resumen de resultados anexo I

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	266,4
Fotovoltaica (MW)	84,3
Hidrógeno (MW)	40
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	938,37
Eólica (GWh)	527,99
Fotovoltaica (GWh)	106,67
Pila de combustible (GWh)	0,30
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	3.888.000,00
Coste combustible (€)	41.261.400,00
Emisiones (kt)	220,45
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	259.651,20
Fotovoltaica (€)	50.018,00
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	150.293.333,33

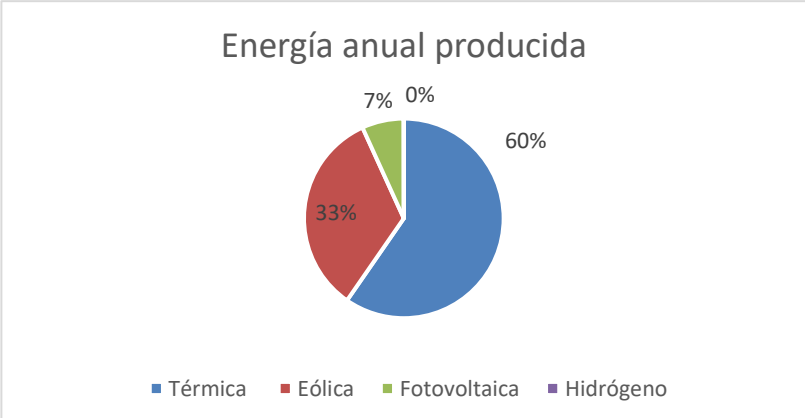

Figura 36: Esquema de la generación anexo I

Anexo J. Caso 9: Aumento del 225 %

Tabla 20: Resumen de resultados anexo J

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	288,6
Fotovoltaica (MW)	91,325
Hidrógeno (MW)	60
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	886,36
Eólica (GWh)	571,93
Fotovoltaica (GWh)	115,52
Pila de combustible (GWh)	1,11
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	3.672.000,00
Coste combustible (€)	38.969.100,00
Emisiones (kt)	208,20
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	292.107,60
Fotovoltaica (€)	56.270,25
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	228.106.666,67

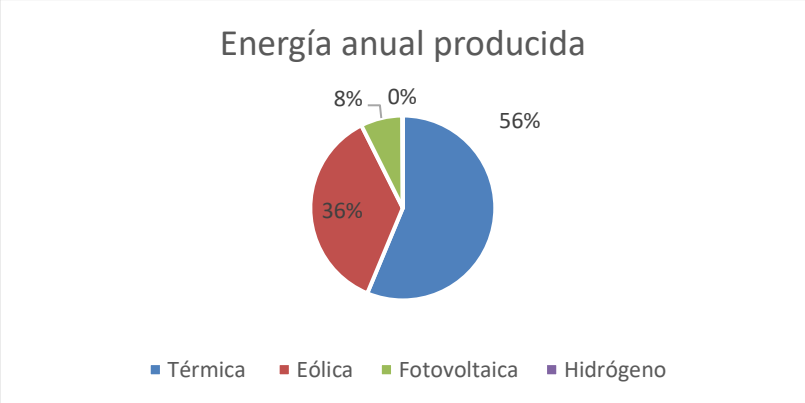

Figura 37: Esquema de la generación anexo J

Anexo K. Caso 10: Aumento del 250 %

Tabla 21: Resumen de resultados anexo K

Potencia Instalada	
Térmica (MW)	364
Eólica (MW)	310,8
Fotovoltaica (MW)	98,35
Hidrógeno (MW)	80
Energía anual generada	
Térmica (GWh)	835,61
Eólica (GWh)	615,93
Fotovoltaica (GWh)	124,48
Pila de combustible (GWh)	2,92
Combustibles y emisiones	
Consumo combustible (GJ)	3.492.000,00
Coste combustible (€)	37.058.850,00
Emisiones (kt)	198,00
Costes por incremento de P instalada	
Eólica (€)	324.564,00
Fotovoltaica (€)	62.522,50
Electrolizador, pila de combustible y almacenamiento (€)	307.786.666,67

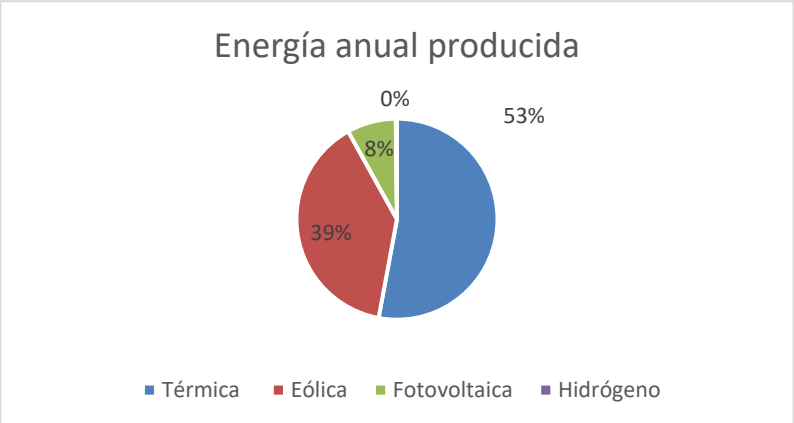

Figura 38: Esquema de la generación anexo K

REFERENCIAS

[1] Hannah Ritchie and Max Roser, "How much CO_2 does the world emit? Which countries emit the most?," *Our World in Data*, 2024.

[2] I. Renewable Energy Agency, *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. 2018. [Online]. Available: www.irena.org

[3] S. Basados En Hidrógeno, . "ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO."

[4] IEA, "The Future of Hydrogen."

[5] I. - International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2022," 2022. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/

[6] S. Basados En Hidrógeno, "3. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO."

[7] Nafion, "Las celdas de combustible de membrana de intercambio protónico maximizan la autonomía, eficiencia y sustentabilidad de los vehículos," *Nafion*.

[8] S. Basados En Hidrógeno, "4. PILAS DE COMBUSTIBLE."

[9] M. S. Ali, M. S. Hossain Khan, R. A. Tuhin, M. A. Kabir, A. K. Azad, and O. Farrok, "Hydrogen energy storage and transportation challenges: A review of recent advances," in *Hydrogen Energy Conversion and Management*, Elsevier, 2023, pp. 255–287. doi: 10.1016/B978-0-443-15329-7.00001-6.

[10] M. Crenshaw, "Analysis of Vortex tube applications in hydrogen liquefaction," *Research Gate*, 2017.

[11] IRENA, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org/publications

[12] Red Eléctrica, "El sistema eléctrico español," 2022. [Online]. Available: www.ree.es

[13] L. Gómez Cabrera, "Evolución de la energía eléctrica en Canarias 1990-2020," 2021.

[14] Red Eléctrica Española, "EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO el valor de una energía conectada," 2016.

[15] Boletín Oficial del Estado, "Disposición 8646 del BOE núm. 183 de 2015," 2015. [Online]. Available: http://www.boe.es

[16] A. Ramos Velduque, "Plan de Transición Energética de Canarias," *Instituto Tecnológico de de Canarias*, 2023.

[17] Red Eléctrica Española, "Mapas de Generación en España," *ESIOS*, 2022.

[18] Gobierno de España, "ESTADÍSTICA DE LA INDUSTRIA DEL GAS 2022," *SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA*, 2022.

[19] NREL, "Utility-Scale PV," *National Renewable Energy Laboratory*, 2022.

[20] NREL, "Land-Based Wind," *National Renewable Energy Laboratory*, 2022.

[21] A. Christensen and A. Co, "Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe."

[22] Enerdata, "Carbon price forecast under the EU ETS," 2030.

[23] IEA, "Projected Costs of Generating Electricity," 2020. Accessed: Aug. 19, 2024. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf

[24] EnerData, "Consumo Energético Mundial," *EnerData*, 2024.

[25] R. Søgaard and L. Aau, “EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050,” 2017. [Online]. Available: www.heatroadmap.eu