ULPGC
Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

eiic
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

Programa de Doctorado en Ingenierías Química, Mecánica y de Fabricación

Tesis Doctoral

Análisis tecno-económico de alternativas renovables marinas para una microrred aislada offshore basada en hidrógeno verde. Caso de estudio: Plataforma Offshore de PLOCAN

Alejandro Romero Filgueira

Las Palmas de Gran Canaria, septiembre, 2025

Universidad de las Palmas de Gran Canaria

Escuela de Doctorado

Programa de Doctorado en Ingenierías Química, Mecánica y de Fabricación

Tesis Doctoral

Análisis tecno-económico de alternativas renovables marinas para una microrred aislada offshore basada en hidrógeno verde. Caso de estudio: Plataforma Offshore de PLOCAN

Alejandro Romero Filgueira

Director: Dr. Pedro Jesús Cabrera Santana

Director: Dr. José Antonio Carta González

Las Palmas de Gran Canaria, septiembre 2025

Agradecementos

Non quixera que este apartado fose unha relación de palabras baleiras nin de lugares comúns. Todas e todos os que pasaron pola miña vida son relevantes, a todas as persoas que me apoiaron, e foron moitas, resérvolles un anaco desta tese.

Pero si me gustaría destacar a algunhas.

A todo el equipo de PLOCAN, especialmente a mi director, Joaquín Hernández Brito, por sacarme constantemente da mi zona de confort… ya ni me acuerdo cuál era… y por confiar en mi para el proyecto H2Verde. A mi equipo, EQUIPAZO, de H2Verde, a todas y todos.

A mis directores de tesis, al Dr. Pedro Cabrera y al Dr. José Antonio Carta, muchísimas gracias, simplemente, y no es poco, por confiar en mi y guiarme.

Aos meus pais, Rosa e Antonio, que marcharon demasiado cedo, pero que están comigo todos os días da miña vida, axudándome sempre a tomar as mellores decisións e, sobre todo, por esixirme e por ser un exemplo de honradez e enteireza.

Aos meus cativos, a Beltrán e Roque, agradézolles que sexan como son e pídolles perdón polos momentos roubados, polos malos xestos cando as cousas non saían ou a fatiga se notaba. Isto fíxeno por eles, porque sempre se pode mellorar, e para demostrarlles que todas e todos temos límites, papá tamén, pero que para saber onde está o noso límite temos que achegarnos a él tanto como poidamos, con esforzo.

E para rematar...

"PERDÓN Alex por tódalas horas roubadas durante estes anos sen permiso, PERDÓN por tantos días ausentes, PERDÓN polas semanas de infinitas horas laboráis, PERDÓN polos veráns de traballo...irrecuperables!…, PERDÓN por descargar en ti egoístamente, unha e mil veces, inquedanzas por mor desta tese…. GRAZAS… NON É SUFICIENTE…."

Martínez-López, A. Una metodología para la definición de autopistas del mar competitivas a través del diseño integrado de la flota y la ruta. Universidad da Coruña

A Alba, ¿como non te hei perdoar? Se es un exemplo para min, se, con permiso dos meus dous directores de tese, es a terceira na sombra. Ti fasme mellor, xa o dicía meu pai, e razón non lle faltaba. Grazas por apoiarme nisto, pero sobre todo, grazas por estar sempre, por deixarme estar o teu carón, por aturarme sempre e darme o que máis queremos.

GRAZAS

Reconocimiento

Este trabajo de investigación ha sido posible gracias a la Plataforma Oceánica de Canarias, al Gobierno de Canarias y al Ministerio de Ciencia Innovación del Gobierno de España, por su cofinanciación del Plan Complementario de I+D+I sobre Energía e Hidrógeno Renovable, financiado con fondos NextGenerationEU dentro del Componente 17 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (ref C17.I01.P01)

Resumen

La presente tesis doctoral desarrolla un análisis tecno-económico exhaustivo de alternativas energéticas renovables marinas para la descarbonización de microrredes aisladas offshore, tomando como caso de estudio la Plataforma Offshore de la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN). La investigación parte de la premisa de que las infraestructuras marinas remotas, históricamente dependientes de generación eléctrica fósil mediante grupos electrógenos diésel, representan un desafío crítico para los objetivos de transición energética y mitigación del cambio climático, dada su operatividad en entornos de difícil acceso y conexión a redes eléctricas terrestres.

El objetivo principal de este trabajo es diseñar, simular y validar un sistema energético híbrido que integre generación renovable en entorno marino con almacenamiento mediante baterías de ion-litio y producción de hidrógeno verde a través de un electrolizador. El hidrógeno producido se emplea como vector energético y medio de almacenamiento a largo plazo, facilitando la gestión de la intermitencia inherente de las fuentes renovables y asegurando la fiabilidad del suministro energético mediante su reconversión en electricidad en una pila de combustible.

La metodología combina el uso de la herramienta de simulación HOMER Pro, ampliamente reconocida en la planificación de microrredes híbridas, con datos meteorológicos de alta resolución (MERRA-2 y POWER de NASA) para caracterizar con precisión el recurso solar y eólico disponible en el emplazamiento de PLOCAN. Además, se ha modelado la demanda energética específica de la plataforma, considerando sus patrones de ocupación intermitente y restricciones operativas, lo que aporta un elevado grado de realismo a las simulaciones.

A través de diversas iteraciones, se evaluaron escenarios alternativos de configuración energética, incorporando limitaciones técnicas y espaciales. Asimismo, se contemplaron parámetros económicos como el coste neto actual (NPC), el coste nivelado

de la energía (LCOE) y el coste nivelado del hidrógeno (LCOH), así como penalizaciones por emisiones contaminantes, integrando una perspectiva integral de sostenibilidad.

Los resultados obtenidos demuestran la viabilidad técnica de alcanzar autonomía energética renovable en la plataforma mediante la hibridación de recursos renovables y el hidrógeno como vector de almacenamiento. Se logra una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero y de los costes de operación y mantenimiento asociados a la logística de suministro de diésel en entornos marinos. Además, se establecen valores de referencia realistas para inversiones, operación y mantenimiento, aportando información de valor para futuras aplicaciones en otras infraestructuras marinas, islas remotas o territorios con acceso restringido a redes de distribución convencionales y así obtener datos reales y realistas de valores de referencia como el coste nivelado de la energía (LCOE) y coste del hidrógeno producido (LCOH).

En síntesis, esta tesis contribuye al avance del conocimiento en la integración de energías renovables offshore y en la explotación del potencial del hidrógeno verde como tecnología habilitadora para microrredes insulares y aisladas. Sus conclusiones ofrecen una base sólida para orientar tanto decisiones de ingeniería como estrategias de política energética, consolidando a la Plataforma PLOCAN como un referente de innovación para la economía azul y la transición energética sostenible.

Abstract

The present doctoral thesis develops a comprehensive techno-economic analysis of marine renewable energy alternatives aimed at decarbonizing isolated offshore microgrids, using the Offshore Platform of the Oceanic Platform of the Canary Islands (PLOCAN) as a case study. The research is based on the premise that remote marine infrastructures, historically dependent on fossil fuel-based power generation through diesel generator sets, pose a critical challenge to energy transition objectives and climate change mitigation, given their operation in environments with limited accessibility and no connection to mainland electrical grids.

The main objective of this work is to design, simulate, and validate a hybrid energy system that integrates renewable energy generation in a marine environment with lithium-ion battery storage and green hydrogen production through an electrolyzer. The hydrogen produced acts as an energy carrier and a means of long-term storage, facilitating the management of the inherent intermittency of renewable sources and ensuring the reliability of energy supply through its reconversion into electricity via a fuel cell.

The methodology combines the use of the HOMER Pro simulation tool—widely recognized in the planning of hybrid microgrids—with high-resolution meteorological datasets (NASA's MERRA-2 and POWER) to accurately characterize the solar and wind resources available at PLOCAN's site. Furthermore, the specific energy demand of the platform has been modelled, considering its intermittent occupancy patterns and operational constraints, which adds a high degree of realism to the simulations.

Through various iterations, alternative scenarios for the energy configuration were evaluated, incorporating technical and spatial limitations. In addition, economic parameters such as Net Present Cost (NPC), Levelized Cost of Energy (LCOE), and Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) were considered, alongside penalties for pollutant emissions, providing a comprehensive sustainability perspective.

The results obtained demonstrate the technical feasibility of achieving renewable energy autonomy on the platform through the hybridization of renewable resources and hydrogen as a storage vector. A significant reduction in greenhouse gas emissions and in the operation and maintenance costs associated with diesel supply logistics in marine environments is achieved. Moreover, realistic benchmark values for investment, operation, and maintenance are established, providing valuable information for future applications in other marine infrastructures, remote islands, or territories with limited access to conventional distribution grids, thereby generating real and realistic benchmark data such as the LCOE and the LCOH.

In summary, this thesis contributes to advancing knowledge on the integration of offshore renewable energies and the exploitation of the potential of green hydrogen as an enabling technology for insular and isolated microgrids. Its conclusions offer a solid foundation to inform both engineering decisions and energy policy strategies, consolidating the PLOCAN Platform as a benchmark for innovation in the blue economy and the sustainable energy transition.

Índice

1. Introducción 1

1.1. Antecedentes 1

1.2. Objetivos generales de la tesis doctoral 3

1.3. Contribuciones de la tesis doctoral 4

2. Estado del arte 5

2.1. Energía offshore para la descarbonización de plataformas 5

2.2. Soluciones de almacenamiento energético 7

3. Materiales y metodología 9

3.1. Introducción 9

3.2. Software HOMER Pro para la planificación y optimización de múltiples recursos energéticos 9

3.3. Descripción detallada del procedimiento 11

3.4. Recursos renovables disponibles y análisis de la demanda 13

3.5. Modelo del sistema de referencia 15

3.6. Validación del modelo de referencia 16

3.7. Propuestas y modelos de nuevos escenarios 17

3.8. Análisis tecno-económico y de emisiones contaminantes de nuevos escenarios alternativos 20

4. Caso de estudio: la Plataforma Oceánica de Canarias 25

4.1. Introducción 25

4.2. La infraestructura: SmartGrid de la plataforma offshore de PLOCAN 27

4.3. Proyecto H2Verde 29

4.4. Recursos renovables y demanda energética 31

4.4.1. Recursos renovables disponibles 31

4.4.2. Demanda eléctrica de la plataforma offshore de PLOCAN 36

4.5. Modelo de referencia. SmartGrid de PLOCAN actual 38

4.6. Validación del modelo de referencia 42

4.7. Restricciones y escenarios alternativos. SmartGrid de PLOCAN objetivo 43

4.7.1. Secuencia de operación de la SmartGrid de PLOCAN objetivo. Secuencia de flujos de energía 48

5. Propuesta de nuevos escenarios energéticos 53

5.1. Introducción 53

5.2. Resultados. Nuevos escenarios energéticos 54

5.2.1. Primera iteración: PLOCAN SmartGrid objetivo con el uso de la herramienta HOMER Optimizer™ 59

5.2.2. Segunda iteración: PLOCAN SmartGrid objetivo con restricciones relativas a la instalación fotovoltaica y turbinas eólicas 67

5.2.3. Tercera iteración: PLOCAN SmartGrid objetivo con mayor capacidad de producción de H_2 verde 76

5.3. Balance energético del escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con mayor capacidad de producción de H2 verde 81

5.4. Análisis de los nuevos escenarios 91

5.4.1. Análisis técnico comparativo entre la PLOCAN SmartGrid actual y objetivo 92

5.4.2. Análisis económico comparativo entre la PLOCAN SmartGrid actual y objetivo ... 97

5.4.3. Análisis ambiental comparativo entre la PLOCAN SmartGrid actual y objetivo... 100

6. Análisis de escenarios alternativos 103

6.1. PLOCAN SmartGrid objetivo sin producción de H_2 verde 103

6.2. PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica offshore flotante. Análisis del coste del H_2 verde producido (LCOH). 106

6.2.1. Análisis tecno-económico para el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica offshore flotante 108

6.2.2. Balance energético del escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica marina flotante.....110

6.2.3. Análisis del coste del H2 verde (LCOH) en el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica offshore flotante. Estudio de sensibilidad 113

7. Discusión 121

8. Conclusiones.....131

9. Bibliografía.....135

10. Anexos 147

Anexo I. Análisis de sensibilidad 148

Índice de figuras

Figura 1. Pruebas en tierra del proyecto PosHYdon. Fuente: PosHYdon [25]. 6
Figura 2. Plataforma Timi de Shell con sistema de generación híbrido solar-eólica. Fuente: Shell [28]..... 7
Figura 3. Diagrama de flujo de las etapas de la metodología propuesta. Fuente: Elaboración propia. 12
Figura 4. Localización de la Plataforma Oceánica de Canarias. Fuente: Elaboración propia.26
Figura 5. Plataforma Offshore de PLOCAN. Fuente: Elaboración propia. 27
Figura 6. Velocidad de viento promedio mensual en la localización 28.01123°N, -15.384665°W. Fuente: Elaboración propia. 32
Figura 7. Curva de potencia de la turbina eólica seleccionada. Fuente: Homer Pro. 34
Figura 8. GHI promedio mensual en la localización 28.01123°N, -15.384665°W. Fuente: Elaboración propia. 35
Figura 9. Curva de demanda diaria de ocupación en la plataforma offshore de PLOCAN. Fuente: Elaboración propia..... 37
Figura 10. Gráfico de cajas y bigotes representativo de la demanda eléctrica promedio clasificado por meses. Fuente: Homer Pro. 38
Figura 11. Diagrama unifilar de la SmartGrid de PLOCAN actual. Fuente: Elaboración propia. 41
Figura 12. Disposición de placas fotovoltaicas sobre la pared vertical Sur-Oeste de la plataforma offshore. Fuente: Elaboración propia..... 45
Figura 13. Disposición de turbinas eólicas de eje vertical y al fondo paneles fotovoltaicos sobre la azotea de la plataforma offshore. Fuente: Elaboración propia. 45
Figura 14. Esquema de funcionamiento de la SmartGrid de PLOCAN objetivo. Fuente: Elaboración propia. 47
Figura 15. Secuencia de operaciones del sistema objetivo simulado. Fuente: Elaboración propia. 51
Figura 16. Secuencia de iteracciones para la optimización del modelo objetivo. Fuente: Elaboración propia. 58
Figura 17. Disposición de las baterías de ion litio en la sala de cuadros CGBT. Fuente: Elaboración propia. 60

Figura 18. Disposición de la planta de producción de H_2 sobre la cubierta aireada de la Plataforma Offshore de PLOCAN. Fuente: Elaboración propia. 61
Figura 19. Esquema unifilar del escenario energético óptimo tras la primera iteración. Fuente: Elaboración propia. 65
Figura 20. Análisis del NPC de los escenarios alternativos de la primera iteración. Fuente: Elaboración propia.....66
Figura 21. Análisis del LCOE de los escenarios alternativos de la primera iteración. Fuente: Elaboración propia.....66
Figura 22. Disposición de los paneles fotovoltaicos sobre la fachada . Fuente: Elaboración propia. 68
Figura 23. Disposición de las turbinas eólicas (en rojo) sobre el perímetro de la azotea. Fuente: Elaboración propia.....68
Figura 24. Esquema unifilar del escenario energético óptimo tras la segunda iteración. Fuente: Elaboración propia. 74
Figura 25. Análisis del NPC de los escenarios alternativos de la segunda iteración. Fuente: Elaboración propia.....75
Figura 26. Análisis del LCOE de los escenarios alternativos de la segunda iteración. Fuente: Elaboración propia.....75
Figura 27. Esquema unifilar del escenario energético óptimo tras la tercera iteración. Fuente: Elaboración propia.....79
Figura 28. Análisis del NPC de los escenarios alternativos de la tercera iteración.Fuente: Elaboración propia.....80
Figura 29. Análisis del LCOE de los escenarios alternativos de la tercera iteración. Fuente: Elaboración propia.....80
Figura 30. Distribución horaria de generación renovable. Fotovoltaica (amarillo), eólica (azul) y PEMFC (violeta). Fuente: Homer Pro.....82
Figura 31. Mapa de calor de la potencia generada por la planta fotovoltaica de la azotea. Fuente: Homer Pro.....83
Figura 32. Mapa de calor de la potencia generada por la planta fotovoltaica de la fachada. Fuente: Homer Pro.....85
Figura 33. Mapa de calor de la potencia generada por las turbinas eólicas de eje vertical. Fuente: Homer Pro.....86
Figura 34. Mapa de calor de la potencia generada por la PEMFC. Fuente: Homer Pro. 87
Figura 35. Consumo anual de H_2 verde por la PEMFC. Fuente: Homer Pro. 87

Figura 36. Demanda eléctrica en la plataforma (línea verde), estado de carga del banco de baterías (línea roja) y energía aportada por la PEMFC. Fuente: Homer Pro. 90
Figura 37. Mapa de calor del estado de carga del banco de baterías. Fuente: Homer Pro. ... 90
Figura 38. Análisis comparativo del mix energético. Fuente: Elaboración propia. 93
Figura 39. Diagrama Sankey del balance energético de la PLOCAN SmartGrid objetivo óptima. Fuente: Elaboración propia. 95
Figura 40. Mapa de calor del consumo del electrolizador de 100 kW anual en el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo. Fuente: Homer Pro. 96
Figura 41. Mapa de calor del consumo del electrolizador de 5 kW anual en el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo. Fuente: Homer Pro. 96
Figura 42. Estado de carga de las baterías de ion litio a lo largo del año. Fuente: Homer Pro. 97
Figura 43. Comparativa del reparto de NPC. Fuente: Elaboración propia. 98
Figura 44. Comparativa del LCOE. Fuente: Elaboración propia. 99
Figura 45. Esquema unifilar del escenario energético óptimo de la alternativa sin Power-to-Grid. Fuente: Elaboración propia. 105
Figura 46. Curva de potencia de la turbina eólica WES 30 de 250 kW. Fuente: Homer Pro. 107
Figura 47. Esquema unifilar del escenario energético óptimo con un rpototipo de eólica flotante. Fuente: Elaboración propia. 109
Figura 48. Generación eléctrica mensual del escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica marina flotante. Fuente: Homer Pro. 110
Figura 49. Mapa de calor de la potencia generada el prototipo de eólica offshore flotante. Fuente: Homer Pro. 111
Figura 50. Mapa de calor del estado de carga del banco de baterías con un prototipo de eólica offshore flotante. Fuente: Homer Pro. 113
Figura 51. Análisis de sensibilidad del LCOE para el CAPEX de los equipos principales. Fuente: Elaboración propia. 116
Figura 52. Análisis de sensibilidad del LCOH para el CAPEX de los equipos principales. Fuente: Elaboración propia. 116
Figura 53. Matriz de sensibilidad del LCOE para el CAPEX de la turbina de eólica marina flotante y el electrolizador. Fuente: Elaboración propia. 117
Figura 54. Matriz de sensibilidad del LCOH para el CAPEX de la turbina de eólica marina flotante y el electrolizador. Fuente: Elaboración propia. 118

Índice de tablas

Tabla 1. Parámetros para el modelo de SmartGrid de PLOCAN actual. 41
Tabla 2. Evaluación económica del modelo representativo de la SmartGrid de PLOCAN actual. 43
Tabla 3. Parámetros de entrada para el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 56
Tabla 4. Variables fijas en la PLOCAN SmartGrid objetivo en la primera iteración. 62
Tabla 5. Escenarios energéticos usando la herramienta HOMER Optimizer™. Evaluación económica de las alternativas en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 62
Tabla 6. Escenarios energéticos usando la herramienta HOMER Optimizer™. Evaluación energética de las alternativas en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 63
Tabla 7. Variables fijas y restricciones espaciales en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo en la segunda iteración. 71
Tabla 8. Escenarios energéticos con restricciones. Evaluación económica de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 72
Tabla 9. Escenarios energéticos con restricciones. Evaluación energética de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 72
Tabla 10. Variables fijas y rstricciones espaciales en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo en la tercera iteración. 77
Tabla 11. Escenarios energéticos con un electrolizador de 100 kW. Evaluación económica de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 77
Tabla 12. Escenarios energéticos con el electrolizador de 100 kW. Evaluación energética de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 78
Tabla 13. Mix energético del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo con un electrolizador de 100 kW. . 81
Tabla 14. Caracterización de la generación eléctrica de la planta fotovoltaica de la azotea. 83
Tabla 15. Caracterización de la generación eléctrica de la planta fotovoltaica de la fachada. 84
Tabla 16. Caracterización de la generación eléctrica de las turbinas eólicas. 86
Tabla 17. Caracterización de la generación eléctrica de la PEMFC. 87
Tabla 18. Funcionamiento anual del banco de baterías de ion litio. 88
Tabla 19. Escenario óptimo para el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo. 91
Tabla 20. Evaluación económica de las alternativas en el modelo PLOCAN SmartGrid óptimo. Comparación con y sin power-to-grid. 100

Tabla 21. Comparación de emisiones contaminantes. PLOCAN SmartGrid actual y PLOCAN SmartGrid objetivo óptima. 101
Tabla 22. Variables fijas y restricciones espaciales el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo sin power-to-grid..... 104
Tabla 23. Escenarios energéticos sin Power-to-Grid. Evaluación económica de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo..... 104
Tabla 24. Escenarios energéticos sin Power-to-Grid. Evaluación energética de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo..... 104
Tabla 25. Parámetros de la turbina WES 30 introducidos en el modelo. 108
Tabla 26. Variables fijas en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo con electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica offshore flotante. 108
Tabla 27. Evaluación económica. Optimización con un electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica offshore flotante..... 109
Tabla 28. Evaluación energética. Optimización con un electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica offshore flotante..... 109
Tabla 29. Caracterización de la generación eléctrica del prototipo de eólica offshore flotante. 111
Tabla 30. Funcionamiento anual del banco de baterías de ion litio con la inclusión de un prototipo de eólica offshore flotante. 112
Tabla 31. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX del electrolizador. 114
Tabla 32. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX de las baterías de ion litio. 114
Tabla 33. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX del almacenamiento. 115
Tabla 34. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX de la turbina de eólica offshore flotante. 115
Tabla 35. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX electrolizador+baterías+almacenamiento+turbina..... 115
Tabla 36. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH de acuerdo a los escenarios optimista, realista y pesimista. 119
Tabla 37. Revisión bibliográfica para los supuestos considerados en el análisis tecno-económico.. 125
Tabla 37. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH 148

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo del LCOE [52]. 21
Ecuación 2. Cálculo del coste anual total [53]. 22
Ecuación 3. Tasa de descuento real anual [54]. 22
Ecuación 4. Velocidad del viento a la altura del buje [59]. 33
Ecuación 5. Potencia instantánea de generación fotovoltaica [60]. 35
Ecuación 6. Potencia instantánea de generación fotovoltaica sin el efecto de la temperatura [60]. 36
Ecuación 7. Autonomía del banco de baterías [76]. 89
Ecuación 8. Cálculo del LCOH [81]. 106

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La transición energética enfrenta numerosos retos. Se suele enfocar el problema a resolver desde la generalidad de los sistemas eléctricos de potencia, desde los números macro de las estrategias de descarbonización de regiones [1], países [2] o incluso continentes [3]. Pero los procesos de transición hacia un sistema energético sostenible también enfrentan descarbonizaciones de redes o infraestructuras remotas, muchas de ellas aisladas o en el mejor de los casos débilmente conectadas [4].

Las infraestructuras marinas u offshore son algunas de esas infraestructuras que basan sus aislados sistemas eléctricos en generación normalmente puramente fósil [5]. Históricamente, estas infraestructuras han estado muy ligadas a la industria de la extracción offshore de oil&gas, sin embargo, otras actividades pueden estar pujando a la hora de ocupar espacios en la costa o hacia mar adentro [6][7], como el aporte energético renovable al transporte marítimo [8], la acuicultura [9], la desalación [10] o actividades científicas [11] relacionadas con las tecnologías marinas o la observación del océano, incluso para actividades lúdicas de diversa índole [12]. Estas infraestructuras han dependido históricamente de generadores diésel para la producción eléctrica consumida a bordo, este modelo supone costes considerables de operación y retos logísticos por la propia de

condición de sistemas aislados en el mar y en muchos casos lejanos; y por supuesto un elevado impacto ambiental derivado de la emisión de gases de efecto invernadero [13].

A pesar de no formar parte de los sistemas eléctricos interconectados, estas infraestructuras sí son elementos críticos para el objetivo de la plena descarbonización de la economía, pues en muchos casos las actividades que se desarrollan a bordo son electrointensivas y por lo tanto las emisiones contaminantes no son ni mucho menos despreciables. Así pues, la descarbonización de las microrredes que proveen de energía eléctrica estas infraestructuras no es una actividad opcional a la hora de cumplir con los objetivos regionales [1], nacionales [2] e internacionales [3] sobre el reto climático.

Se ha avanzado enormemente en la transición energética a través de microrredes de autoconsumo renovable, gracias al uso de herramientas informáticas o computacionales para el modelado de redes y la simulación bajo diversos escenarios [14–16], a la reducción de costes de la energía solar y eólica [17], al desarrollo de los sistemas de almacenamiento eléctrico [18] y últimamente a la irrupción de la generación de hidrógeno como vector energético. En concreto, el hidrógeno verde ofrece ventajas relevantes para la integración y autonomía de las energías renovables marinas, ofreciendo una solución eficiente para la intermitencia de las energías renovables [19] y por lo tanto para la gestionabilidad de las mismas y para el almacenamiento energético a largo plazo [20]. A pesar de que el hidrógeno producido en el mar sigue presentando desventajas económicas frente a la producción en tierra, su potencial para descarbonizar sectores remotos o de difícil acceso es importante, potencial que está directamente relacionado con el propio potencial energético de las energías marinas, en especial de la eólica offshore, y al mismo tiempo, evitar los conflictos por el uso de espacio en tierra [21]. Las perspectivas tecnológicas a medio y largo plazo sugieren que el hidrógeno offshore podría desempeñar un rol relevante en la transición energética de sectores remotos y con difícil o costosa conexión a redes terrestres.

Por otro lado, los avances en sistemas híbridos que configuren un nuevo mix energético sostenible integrando energía eólica, solar, undimotriz, etc, junto con el almacenamiento energético y la gestión inteligente del balance generación-consumo,

indican que existe viabilidad técnica suficiente para mitigar la intermitencia inherente a las energías renovables.

1.2. Objetivos generales de la tesis doctoral

Los objetivos principales de esta tesis doctoral son tres:

1. Diseñar un sistema energético híbrido renovable-hidrógeno capaz de proporcionar autonomía energética completa a la plataforma offshore de PLOCAN [22]. El diseño se regirá de acuerdo con las particularidades del emplazamiento e infraestructura, a los recursos renovables del área de implantación y a todas las restricciones derivadas del espacio disponible y las actividades que se llevan a cabo en la infraestructura seleccionada como caso de estudio.

2. Evaluar la viabilidad técnica y el rendimiento operativo de dicho sistema bajo condiciones reales del entorno marino. La evaluación del rendimiento del sistema se realiza mediante un modelado detallado y simulaciones que consideran el perfil energético específico de PLOCAN, así como las condiciones ambientales locales, incluyendo limitaciones estructurales, restricciones de espacio y la variabilidad estacional de los recursos renovable, en nuestro caso eólicos y solares

3. Realizar un análisis tecno-económico comparativo entre la configuración propuesta y el modelo actual basado en generadores diésel, cuantificando así los posibles beneficios económicos y ambientales. Además de garantizar la fiabilidad en el suministro energético, este sistema híbrido será evaluado desde una perspectiva tecno-económica mediante indicadores como el Coste Neto Actual (Net Present Cost, NPC), el Coste Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy, LCOE) y la tasa de penetración renovable. Estos parámetros permiten establecer comparaciones objetivas frente al sistema tradicional basado en combustibles fósiles u otras alternativas.

4. Evaluar el precio del hidrógeno verde producido, analizando alternativas óptimas dentro del caso de estudio propuesto.

1.3. Contribuciones de la tesis doctoral

Esta tesis doctoral contribuye a ampliar el conocimiento en el ámbito de la integración de energías renovables offshore y el despliegue de la producción de hidrógeno verde electrolítico, ofreciendo un marco replicable para evaluar soluciones de autonomía energética en entornos marinos remotos, y por lo tanto energéticamente aislados. El caso de estudio propuesto, la plataforma offshore de PLOCAN, se presenta así, como un microcosmos representativo de aplicaciones potenciales en otros contextos, como el ámbito científico, la defensa u otras actividades relacionadas con la economía azul. Las conclusiones obtenidas tienen el propósito de orientar tanto las políticas públicas como las estrategias de ingeniería dirigidas a promover infraestructuras offshore resilientes y completamente descarbonizadas, tanto en la fase de conceptual y diseño o de cara a la reutilización y reconfiguración energética de infraestructuras ya existentes, como es el caso de estudio seleccionado.

Este estudio presenta una serie de datos económicos de referencia específicos para operaciones de instalación, operación y mantenimiento que reflejan sobrecostes propios de las operaciones en el mar y que pueden ser referencia de otros estudios similares.

2. Estado del arte

2.1. Energía offshore para la descarbonización de plataformas

Existen proyectos demostrativos en donde se integran sistemas energéticos offshore con la producción de hidrógeno a bordo. Entre ellos, podemos destacar el proyecto Seaworthy, financiado por el Fondo de Innovación de la Unión Europea, y cuya implementación se realizará en el banco de ensayos de PLOCAN, ubicado en las Islas Canarias. Este proyecto tiene como objeto la validación de una plataforma flotante híbrida offshore que combina la generación eólica offshore, aprovechamiento de energía undimotriz y generación de hidrógeno sobre la plataforma flotante mediante electrólisis [23,24].

En paralelo, el proyecto PosHYdon [25], que representa el primer piloto de hidrógeno offshore en el Mar del Norte neerlandés, reconvertiría una plataforma offshore del sector del oil&gas para producir hidrógeno renovable. Este sistema combina una planta de electrólisis alimentada por energía eólica offshore con la infraestructura de gas ya existente, evaluando la viabilidad constructiva y operativa para la producción de hidrógeno verde en condiciones reales del medio marino. Por otro lado, existen estudios, como los llevados a cabo en las Islas Feroe [26], que refuerzan la importancia de combinar la generación de energía eólica offshore con la producción de hidrógeno verde para incrementar la autosuficiencia energética, la gestionabilidad de las energías renovables y en definitiva alcanzar los objetivos de la plena

descarbonización. Estas investigaciones muestran que el hidrógeno producido en el mar puede reducir de forma significativa la dependencia de la importación y uso de combustibles fósiles, aunque requieren de un respaldo normativo y estratégico para lograr su viabilidad económica.

Figura 1. Pruebas en tierra del proyecto PosHYdon. Fuente: PosHYdon [25].

También resultan especialmente relevantes trabajos como los desarrollados por Petrobras en colaboración con la Universidad de São Paulo para descarbonizar las plataformas de extracción petrolífera con el aporte energético de parques eólicos offshore asociados a estas instalaciones flotantes. Sin embargo, la energía requerida para estas plataformas de extracción es ingente, en tono a 150 MW, con lo que son necesarias un gran número de turbinas de gran capacidad para cubrir la demanda. Estos estudios no plantean la incorporación de la generación eólica offshore a la propia plataforma de extracción, sino que sería un parque eólico offshore instalado en las inmediaciones de la plataforma y conectada a esta a través de cables eléctricos submarinos [27].

Otro recurso abundante puede ser el solar, dada la configuración modular de la energía fotovoltaica, se puede pasar de una reducción más o menos significativa de la generación fósil a la plena descarbonización, dependiente del área disponible para la instalación de los propios paneles. Un ejemplo de combinación de la energía solar con otras fuentes de energía y almacenamiento, lo encontramos en la plataforma petrolífera Timi de Shell [28], desplegada

en aguas de Malasia cuyo diseño innovador le confiere una operación a través de fuentes renovable, además de disminuir el tamaño y peso necesario gracias en parte a la ausencia de generadores diésel o gas.

Figura 2. Plataforma Timi de Shell con sistema de generación híbrido solar-eólica. Fuente: Shell [28].

2.2. Soluciones de almacenamiento energético

Debido a la intermitencia de las energías renovables, el almacenamiento energético es clave a la hora de alcanzar una microrred libre de combustibles fósiles [29,30]. En el caso concreto de plataformas offshore aisladas, deben primar la densidad energética debido a la escasez de espacio, la fiabilidad a largo plazo, la capacidad de estabilización de la red ante fluctuaciones de la misma [31,32], y confiabilidad en condiciones adversas. Los dos sistemas de almacenamiento más prominentes son las baterías electroquímicas y la producción de hidrógeno verde, ambos tienen características complementarias [33], en unas circunstancias uno podrá prevalecer sobre el otro, pero parece que, debido a la complejidad en el despacho y balance de energía de sistemas eléctricos asilados, la hibridación de ambas tecnologías proporciona mayores beneficios.

No obstante, a pesar del progreso de estos proyectos y estudios, aún persiste una notable laguna en la literatura científica en relación con la modelización integral y la evaluación tecno-económica de sistemas energéticos completamente renovables e integrados con la producción y uso de hidrógeno verde, especialmente diseñados para plataformas offshore de pequeña escala. Estas infraestructuras, como la plataforma offshore de PLOCAN, operan bajo condiciones ambientales, ocupación e incluso usos altamente variables, lo que impone restricciones operativas y espaciales únicas. La mayoría de los estudios actuales se centran en grandes parques eólicos offshore o en pilotos de producción de hidrógeno [34–36], dejando de lado las particularidades de plataformas científicas con perfiles de carga intermitentes y espacio limitado.

Por otro lado, en el contexto de aislamiento de las plataformas offshore, existen sobrecostes relacionados con las operaciones marítimas o el traslado de personal que no se tienen en cuenta en otros análisis tecnoeconómicos.

En este contexto, el presente trabajo de investigación propone analizar la viabilidad de un sistema energético completamente renovable e integrado con la producción y uso in situ de hidrógeno verde, estableciendo como caso de estudio la plataforma offshore de PLOCAN. Esta infraestructura científica, situada frente a la costa noreste de Gran Canaria, actúa como un banco de ensayos multipropósito para la validación de tecnologías marinas y la demostración de energías limpias. Su patrón de operación, caracterizado por ocupación intermitente y variabilidad en la demanda energética, ofrece una oportunidad única para ensayar un sistema energético innovador, aislado y bajo en carbono, con potencial de replicabilidad en otras instalaciones offshore o simplemente en territorios aislados o de difícil acceso a las infraestructuras energéticas. La solución propuesta incluye una combinación de paneles solares fotovoltaicos, aerogeneradores de eje vertical, un electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM), baterías de ion-litio para almacenamiento eléctrico y una pila de combustible PEM para reconversión de hidrógeno a electricidad (Power-to-Grid). En este sistema, el hidrógeno cumple una doble función: como vector energético y como medio de almacenamiento, produciéndose en momentos de excedencia de generación renovable y utilizándose posteriormente cuando la generación no cubre la demanda.

3. Materiales y metodología

3.1. Introducción

Esta sección describe todas las herramientas empleadas, así como el enfoque y los procedimientos empleados que forman la base de la metodología para la descarbonización de una microrred aislada, como sistema energético de una plataforma offshore, a través de energías renovable y la producción y uso in situ de hidrógeno verde.

3.2. Software HOMER Pro para la planificación y optimización de múltiples recursos energéticos

El software HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) se ha consolidado como una herramienta de simulación ampliamente utilizada en los sectores industrial y energético, así como en la investigación científica, debido a su capacidad para realizar análisis tecno-económicos integrales de sistemas energéticos híbridos tanto en la fase conceptual, de diseño o de operación [37–42]. Su versatilidad y profundidad analítica lo convierten en un recurso esencial en el diseño, planificación y evaluación de soluciones energéticas sostenibles, especialmente en entornos insulares, zonas rurales o redes eléctricas

débilmente conectadas, donde la seguridad de suministro y la optimización de recursos renovables son prioritarias.

HOMER Pro permite la modelización detallada de sistemas híbridos compuestos por diversas fuentes de energía, como solar fotovoltaica, eólica, generadores diésel, baterías de almacenamiento, hidrógeno, y conexiones a red, entre otras. Una de sus principales ventajas radica en la posibilidad de realizar simulaciones horarias a lo largo de todo un año, lo que permite evaluar con alta resolución el balance entre la demanda y la generación, teniendo en cuenta la variabilidad temporal de los recursos renovables y los perfiles de carga [40,43] a lo largo del año. Esta capacidad de análisis detallado es particularmente valiosa para identificar cuellos de botella operativos, mejorar la penetración de energías renovables y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

Desde el punto de vista económico, HOMER Pro proporciona estimaciones exhaustivas de los principales parámetros financieros del proyecto, incluyendo el coste de inversión inicial (CAPEX), los costes operativos y de mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema (OPEX), y el coste nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés). Utiliza para ello algoritmos de optimización estocástica que buscan la solución más rentable en función de los objetivos definidos, como el mínimo Valor Actual Neto (NPV, por sus siglas en inglés) o la mínima emisión de gases de efecto invernadero [39,42,44]. Esto permite comparar múltiples configuraciones técnicas y escenarios de precios para la toma de decisiones en base a la rentabilidad económica.

No obstante, HOMER Pro presenta ciertas limitaciones que es necesario tener en cuenta y que son parte de las limitaciones de la metodología propuesta. En particular, no realiza análisis dinámico de variables eléctricas, por lo que no permite estudiar fenómenos transitorios ni la estabilidad de parámetros eléctricos como tensión, frecuencia o corrientes de arranque, aspectos fundamentales en sistemas donde se requiere garantizar no sólo la cantidad de energía dispuesta, sino también la calidad del suministro y el comportamiento seguro frente a perturbaciones [41,45]. Asimismo, el software no incluye un modelado detallado de los flujos de energía dentro de la red eléctrica interna del sistema. Como consecuencia, no puede evaluar sobrecargas en circuitos ni en los componentes eléctricos modelados, ni realizar estudios de selectividad o parametrización de las protecciones

eléctricas, lo que limita su aplicación en fases avanzadas de diseño eléctrico o en la evaluación de redes complejas [46].

3.3. Descripción detallada del procedimiento

Los pasos principales del método se muestran en la Figura 3, la cual presenta un diagrama de flujo con las distintas etapas que conforman el procedimiento propuesto. Esta metodología ha sido concebida con el objetivo de ser aplicable a cualquier plataforma offshore, independientemente de su ubicación geográfica, siempre que se encuentre en una localización remota y que por lo tanto carezca de sentido la conexión a una red eléctrica principal por medio de cable submarino. La finalidad principal de este enfoque es permitir la descarbonización de las operaciones energéticas habituales de dichas instalaciones, utilizando exclusivamente los recursos renovables disponibles en su entorno inmediato.

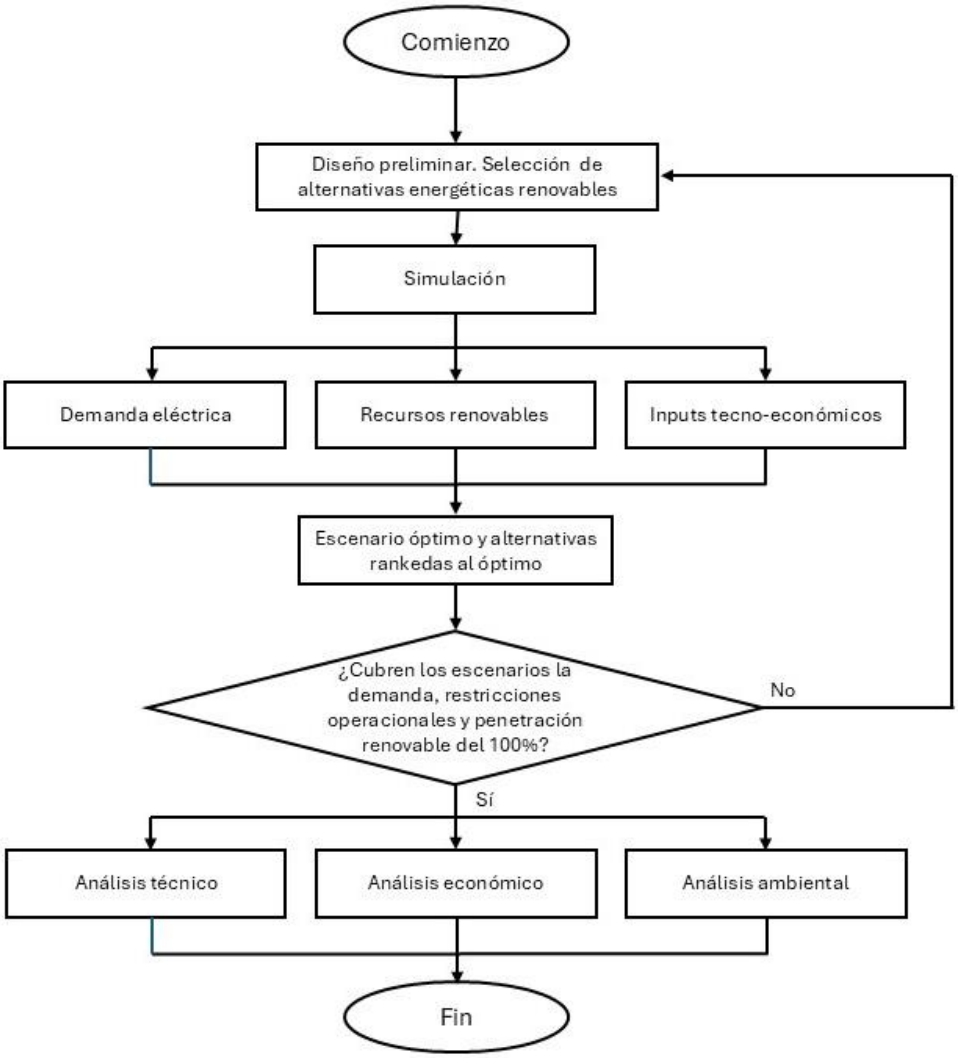

Figura 3. Diagrama de flujo de las etapas de la metodología propuesta. Fuente: Elaboración propia.

La universalidad del método radica en su flexibilidad y adaptabilidad a distintos escenarios operativos, climáticos y geográficos. Así, se considera que puede ser implementado tanto en plataformas dedicadas a la producción de energía, como en aquellas enfocadas a la investigación científica, extracción de recursos marinos o apoyo logístico en alta mar. Es por esto que el método propuesto es aplicable tanto a nuevas plataformas como a la reconversión de plataformas existentes. Al depender únicamente de fuentes renovables locales, como la energía solar, eólica, undimotriz o mareomotriz, se elimina la necesidad de abastecimiento de combustibles fósiles mediante transporte marítimo o aéreo, reduciendo de forma significativa

las emisiones de gases de efecto invernadero y los costes asociados a la logística energética tradicional, además de limitar el potencial riesgo medioambiental asociado al bunkering marítimo.

Para llevar a cabo una evaluación rigurosa tanto del escenario actual como de las distintas alternativas tecnológicas y operativas que pudieran contemplarse, es necesario establecer un horizonte temporal definido, comúnmente referido como "vida útil" del proyecto o sistema [47]. En este contexto, dicha vida útil corresponde al período durante el cual se espera que la microrred funcione de manera eficiente antes de alcanzar un punto de obsolescencia tecnológica o funcional. Este parámetro temporal es esencial para realizar un análisis de viabilidad económica completo, ya que sirve como base para calcular indicadores clave como el valor actual neto (NPC, por sus siglas en inglés en inglés Net Present Cost), inversión de capital (CAPEX), coste de operación (OPEX) y el coste nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés Levelize Cost of Energy).

En resumen, la metodología no sólo proporciona una guía estructurada para la transición energética de plataformas marinas remotas, sino que también incorpora criterios técnicos, económicos y medioambientales que permiten adaptar el sistema energético a las condiciones específicas del emplazamiento, garantizando sostenibilidad y autonomía energética a largo plazo.

3.4. Recursos renovables disponibles y análisis de la demanda

Una evaluación exhaustiva del potencial de aprovechamiento de los recursos energéticos renovables resulta fundamental para definir alternativas viables que permitan optimizar el diseño del sistema energético. En este estudio, se emplean datos meteorológicos procedentes del conjunto de datos MERRA-2 [48] (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, version 2), una base de datos global que integra observaciones satelitales, mediciones en estaciones terrestres y resultados de modelos climáticos avanzados.

Gracias a su cobertura geográfica global y a su resolución temporal adecuada para aplicaciones energéticas, el uso de MERRA-2 permite garantizar que la metodología

desarrollada no se limita a un único emplazamiento, sino que puede ser aplicada en múltiples localizaciones, incluso remotas, a lo largo del planeta. Esta característica convierte al enfoque propuesto en una herramienta versátil, replicable y escalable, que puede ser utilizada tanto en estudios de viabilidad como en el diseño de sistemas energéticos renovables en diversos contextos geográficos y operativos.

En cuanto a la generación fotovoltaica, se analizan series temporales de irradiancia solar para estimar la producción potencial de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. Estas series incluyen datos horarios que permiten modelar de forma realista la variabilidad diaria y estacional de la radiación solar a lo largo del año. Por otro lado, en el caso de la energía eólica, se evalúan conjuntos de datos de velocidad del viento a distintas alturas sobre el nivel del mar. Esta información resulta crucial para dimensionar adecuadamente los aerogeneradores y prever con precisión su rendimiento en función de las condiciones locales y las curvas de potencia de los dispositivos seleccionados.

El consumo energético de la plataforma offshore se ha caracterizado por medida directa del modelo actual mediante un analizador de red, instalado con el fin de registrar la demanda real durante un periodo representativo. Este periodo incluye diferentes condiciones operativas, abarcando fases de alta, media y baja demanda, lo que proporciona una imagen completa y realista del perfil de consumo. Dado que el sistema opera de forma completamente aislada, es decir, sin conexión a una red eléctrica externa, se ha optado por construir la curva de demanda diaria utilizando los valores horarios máximos registrados. Esta aproximación permite adoptar una estrategia conservadora que introduce márgenes de seguridad suficientes para garantizar la estabilidad del sistema, incluso en condiciones de carga crítica o eventos imprevistos, este sobredimensionamiento, aunque controlado, podría ser contraproducente en microrredes con interconexión a la red eléctrica o sistemas de respaldo con grupos electrógenos, pero en nuestra aplicación lo primero no es posible y lo segundo es evitable.

En conjunto, la combinación de datos meteorológicos de alta calidad y la caracterización precisa de la demanda energética proporciona una base sólida para el desarrollo de modelos energéticos robustos. Esta aproximación integral facilita la identificación de configuraciones

óptimas del sistema de generación renovable, mejorando tanto su eficiencia como su fiabilidad operativa en contextos de aislamiento extremo.

3.5. Modelo del sistema de referencia

El modelo energético de referencia representa una microrred aislada cuya generación eléctrica depende única y exclusivamente de fuentes basadas en combustibles fósiles. Este modelo ha sido construido a partir de una instalación offshore real, actualmente en funcionamiento, lo cual le confiere un alto grado de representatividad y validez como punto de partida para el análisis de transición energética hacia un sistema totalmente descarbonizado. La elección de una infraestructura existente permite estudiar con precisión las intervenciones necesarias para lograr la descarbonización completa, evaluando tanto las transformaciones técnicas requeridas como los impactos económicos y medioambientales asociados.

Las actuaciones contempladas dentro de esta metodología pueden orientarse en dos direcciones complementarias. Por un lado, pueden consistir en la adaptación del sistema de gestión energética de una instalación operativa para alinearlo con un marco objetivo de bajas o nulas emisiones de carbono, optimizando el uso de recursos y reduciendo la huella de carbono. Por otro lado, también es posible plantear una reconversión más ambiciosa, mediante la cual se prolonga la vida útil de la infraestructura con nuevos fines sostenibles, como por ejemplo, convertirla en una plataforma de generación renovable o centro de operaciones logísticas autosuficiente [43,44]. En ambos casos, estas estrategias suponen una forma de revalorización que aporta beneficios tangibles en el contexto de la transición energética global y el cumplimiento de los objetivos climáticos.

La simulación del modelo se lleva a cabo considerando un periodo anual completo con una resolución horaria. Este nivel de detalle permite captar las fluctuaciones diarias y estacionales tanto en la demanda energética como en la operación del sistema generador. El balance energético se modela bajo el supuesto de equilibrio continuo entre la generación y la demanda, premisa válida en este caso debido a la alta capacidad de gestión de los sistemas

basados en combustibles fósiles. Estos sistemas pueden ajustar su producción con rapidez y precisión para satisfacer la demanda en cada instante, lo que garantiza una operación energética altamente optimizada bajo la configuración actual.

La generación a partir de combustibles fósiles se modela empleando las curvas de consumo de carburante proporcionadas por los fabricantes de los generadores utilizados. Estas curvas permiten estimar de manera precisa el consumo de combustible en función de la carga suministrada, así como calcular las emisiones contaminantes asociadas a la producción de electricidad. Entre los contaminantes evaluados se encuentran el dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos no quemados (UHC), particular matter (PM) y óxidos de nitrógeno (NOx), todos ellos de elevado impacto ambiental y regulados por normativas internacionales.

Desde el punto de vista económico, el modelo incorpora tanto los costes de inversión inicial como los costes operativos y de mantenimiento (O&M) a lo largo del ciclo de vida útil de los generadores. Este análisis económico se ve enriquecido con la inclusión de penalizaciones medioambientales asociadas a las emisiones, las cuales reflejan el coste social y ecológico del uso continuado de combustibles fósiles. Estas penalizaciones se cuantifican siguiendo referencias metodológicas consolidadas [46], lo que permite una comparación directa entre el modelo de referencia y las futuras alternativas basadas en energías renovables.

En conjunto, este modelo de referencia sirve como una herramienta para evaluar las ventajas relativas de las distintas estrategias de descarbonización, tanto desde una perspectiva técnico-económica como ambiental. Su utilización permite trazar un camino claro y fundamentado hacia la transformación sostenible de infraestructuras offshore aisladas.

3.6. Validación del modelo de referencia

La validación del modelo de generación mediante combustibles fósiles se basa en la comparación entre el consumo anual de combustible modelizado y el consumo real registrado. Para este tipo de generación, el único dato de entrada necesario es la cantidad de combustible consumido. El modelo emplea la curva de potencia del generador para estimar dicho valor, y

la comparación entre ambos resultados constituye la base para identificar las desviaciones del modelo respecto a la realidad. El objetivo de este análisis es conocer el margen de error asumido al aplicar las alternativas propuestas.

3.7. Propuestas y modelos de nuevos escenarios

Esta etapa se centra en la identificación de alternativas energéticas renovables que puedan sustituir la generación basada en combustibles fósiles, considerando al mismo tiempo las limitaciones y restricciones que se abordarán en las etapas posteriores del estudio. El proceso de evaluación de estas alternativas se fundamenta en un enfoque tecno-económico, lo que implica definir de forma rigurosa los parámetros de entrada requeridos por la herramienta de simulación seleccionada. El objetivo principal es satisfacer la demanda energética de la plataforma offshore, tal como ha sido caracterizada y validada previamente en el modelo de referencia basado en generación fósil.

Las variables ajustables en esta fase representan las posibles fuentes de energía renovable que pueden integrarse en el sistema. Estas se seleccionan en función de estudios de viabilidad específicos del emplazamiento, que analizan la disponibilidad y la calidad de los recursos renovables locales (como irradiación solar, velocidad del viento o potencial marino). Una vez determinadas las opciones técnica y operativamente viables, se procede a evaluar su viabilidad o rendimiento económico para seleccionar las soluciones más adecuadas según un criterio de optimización múltiple: técnico, económico y ambiental.

El proceso metodológico se estructura en cinco pasos principales:

1. **Evaluación de recursos renovables**. En primer lugar, se realiza una evaluación detallada del potencial de generación renovable en la ubicación específica de la plataforma offshore. Para ello, se utilizan datos del conjunto MERRA-2, un repositorio meteorológico global que ofrece datos validados por satélite, modelos climáticos y observaciones in situ. Esta base de datos permite obtener series temporales de alta resolución de variables clave como la irradiancia solar, la velocidad del viento a

diferentes alturas o la temperatura ambiente, lo cual es fundamental para estimar con precisión la producción energética teórica de cada tecnología.

Además, este tipo de evaluación ayuda a establecer las condiciones de operación más exigentes y los períodos críticos del año, facilitando así el dimensionamiento de los sistemas de generación y almacenamiento. La inclusión de fuentes marinas (como energía undimotriz o mareomotriz) puede también ser considerada dependiendo de la ubicación geográfica, aunque su integración suele presentar mayores desafíos tecnológicos y de mantenimiento, además de la necesidad de ocupar espacio fuera de la propia plataforma, y por lo tanto representar un mayor impacto ambiental que aquellas fuentes renovables que se instalan sobre la plataforma offshore.

2. **Definición de escenarios técnicamente viables**. Una vez identificados los recursos disponibles, se definen distintos escenarios energéticos factibles desde un punto de vista técnico. En esta fase se utiliza la herramienta de simulación y optimización HOMER Optimizer™, que permite determinar las configuraciones nuevos sistemas energéticos para cubrir la demanda energética. Este software considera tanto los perfiles de carga como la producción renovable estimada, permitiendo un análisis exhaustivo de costos, fiabilidad y emisiones. Estos nuevos sistemas energéticos se rankean en base a NPC, que se toma como variable objetivo.

   No obstante, HOMER Optimizer™ presenta ciertas limitaciones: sólo permite optimizar hasta cuatro dispositivos simultáneamente y dicha herramienta no está habilitada para las pilas de combustible. Por lo tanto, en los casos en que se incluya esta tecnología, es necesario realizar un pre-dimensionamiento manual y seleccionar cuidadosamente los elementos a optimizar con la herramienta. Esta combinación de optimización automatizada y análisis manual garantiza una mayor fidelidad en los resultados, especialmente en contextos operativos complejos.

3. **Restricciones espaciales y operativas**. A partir de las configuraciones viables, se introducen restricciones físicas y funcionales relacionadas con el entorno de la plataforma. En general, los sistemas de generación renovable requieren superficies extensas para su instalación (especialmente los módulos fotovoltaicos y

aerogeneradores), lo que puede entrar en conflicto con las actividades normales de la plataforma, como el acceso, el mantenimiento, la carga y descarga de equipos o la seguridad de los operarios.

Por tanto, es necesario establecer un balance entre la disponibilidad de espacio, la compatibilidad con las operaciones offshore y la eficiencia del sistema energético. Este paso puede llevar a la reducción o eliminación de algunas de las alternativas inicialmente consideradas, priorizando aquellas que minimicen la interferencia con las actividades críticas y por lo tanto indispensables de la instalación.

4. **Conservación de la arquitectura eléctrica y necesidades de almacenamiento**. Una premisa clave del diseño es minimizar la intervención en la infraestructura eléctrica existente, especialmente en lo relativo al cableado, que en entornos offshore representa un coste económico y técnico significativo. Por ello, se establece que la potencia máxima instalada debe exceder el valor actual. Esto es además relevante en los casos de modificaciones en plataformas offshore ya existentes, teniendo en cuenta que se realiza una evaluación económica de las alternativas propuestas, y que la modificación de la arquitectura eléctrica supondría un sobrecoste no analizado.

Ante la naturaleza intermitente de las fuentes renovables, los sistemas de almacenamiento de energía adquieren una relevancia crucial. No sólo permiten cubrir la demanda durante los períodos de baja producción, sino que también mejoran la estabilidad transitoria del sistema, actuando como fuente de inercia sintética y facilitando el soporte de frecuencia en caso de perturbaciones prolongadas. Según estudios recientes [49,50], la incorporación de baterías de alta potencia o volantes de inercia es esencial en sistemas con alta penetración renovable.

Además, las microrredes marinas suelen tener múltiples unidades de consumo y generación, lo que introduce complejidades adicionales en la gestión del flujo de energía. Este factor incrementa la necesidad de estrategias de estabilización, como controladores de carga inteligentes, convertidores bidireccionales y esquemas de gestión distribuida [51].

5. **Selección de alternativas optimizadas**. Finalmente, tras aplicar todas las restricciones técnicas, espaciales y operativas, se seleccionan las alternativas más prometedoras considerando criterios económicos y medioambientales. El análisis incluye la estimación del coste total del sistema (CAPEX + OPEX), el coste nivelado de energía (LCOE), el tiempo de retorno de la inversión, y el impacto en la reducción de emisiones, que en nuestro caso es el primer objetivo ineludible de las actuaciones planteadas. Las soluciones que logran un mejor equilibrio entre estos factores se consideran óptimas para su implementación, marcando un camino concreto hacia la descarbonización efectiva y sostenible de la plataforma offshore.

3.8. Análisis tecno-económico y de emisiones contaminantes de nuevos escenarios alternativos

La viabilidad técnica de cada una de las alternativas planteadas se evalúa en función de su capacidad para garantizar el equilibrio energético a lo largo de todo el año, respetando en todo momento las limitaciones operativas propias de la plataforma offshore. Los distintos escenarios energéticos se analizan bajo la hipótesis de operación en red aislada, es decir, sin conexión a una red eléctrica externa. Este supuesto enfatiza el papel fundamental que desempeñan las fuentes de energía renovable, apoyadas principalmente por sistemas de almacenamiento mediante baterías de ion litio y, en los casos aplicables, por sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

El objetivo principal es maximizar la penetración de fuentes renovables en la matriz energética de la plataforma, desplazando la generación diésel a un rol secundario, reservado exclusivamente para situaciones de respaldo o emergencia. Esta estrategia se fundamenta en el principio de descarbonización progresiva, que busca reducir al mínimo el uso de combustibles fósiles y las emisiones asociadas, sin comprometer la seguridad del suministro.

La configuración de las fuentes renovables se adapta cuidadosamente a las áreas disponibles en la plataforma, teniendo en cuenta tanto las restricciones estructurales como

los requisitos operacionales. Por ejemplo, la instalación de módulos fotovoltaicos puede limitarse por el espacio en cubierta, mientras que la colocación de aerogeneradores debe respetar condiciones de seguridad, estabilidad estructural y evitar interferencias con otras actividades operativas. De igual manera, las unidades de almacenamiento energético seleccionadas deben ofrecer suficiente capacidad de gestión para estabilizar el suministro eléctrico, compensar la variabilidad inherente a la producción renovable y aportar servicios auxiliares al sistema, como el soporte de frecuencia o la mejora de la estabilidad transitoria.

El rendimiento económico de cada alternativa se compara con el modelo de referencia basado en generación fósil utilizando varios indicadores clave de evaluación económica: NPC, LCOE, CAPEX y OPEX.

NPC incluye todos los costes del proyecto a lo largo de la vida útil menos el valor presente de las inversiones al final de la vida útil del proyecto, por costes entendemos el coste de inversión inicial y reemplazo dentro de la vida del proyecto (CAPEX) y OPEX, que incluye los costes de operación y mantenimiento, costes por la compra de combustible si los hubiera y penalizaciones por emisiones contaminantes, también si los hubiera.

El coste nivelado de energía se calcula en base a la siguiente expresión.

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}}$$

Ecuación 1. Cálculo del LCOE [52].

En donde:

$C_{ann,tot}$ es el coste anualizado del sistema en €/año.

E_{served} es la energía eléctrica total dispuesta a lo largo del año en kWh/año.

Por su parte, el coste anualizado total se calcula por medio de la siguiente ecuación.

$$C_{ann,tot} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \cdot C_{NPC,tot}$$

Ecuación 2. Cálculo del coste anual total [53].

En donde:

$C_{NPC,tot}$ es el valor actual neto o NPC en €.

N es la vida útil del proyecto, que se ha fijado en 20 años

i es la tasa de descuento real anual, que se calcula de acuerdo con la siguiente expresión.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

Ecuación 3. Tasa de descuento real anual [54].

En donde:

i' es la tasa de descuento nominal fijada para este proyecto en el 8%.

f es la tasa de inflación, fijada en este proyecto en el 2%.

Este análisis tecno-económico permite identificar no sólo la alternativa más eficiente desde un punto de vista energético, sino también la que ofrece la mejor relación coste-beneficio en el largo plazo, o al menos en el plazo establecido como vida útil del proyecto. De este modo, se pueden priorizar soluciones que, además de reducir las emisiones, minimicen el coste total del sistema y proporcionen un retorno aceptable de la inversión.

Finalmente, se evalúan las emisiones contaminantes asociadas a la generación eléctrica en cada escenario propuesto, comparándolas nuevamente con las del sistema de referencia. Esta comparación no solo permite cuantificar el impacto ambiental de cada alternativa, sino también establecer el ahorro potencial de emisiones derivado de la transición hacia fuentes

limpias, en consonancia con los compromisos climáticos internacionales y los objetivos de desarrollo sostenible.

4. Caso de estudio: la Plataforma Oceánica de Canarias

4.1. Introducción

La Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) es una Infraestructura Científico-Técnica Singular (ICTS) que ha sido concebida para impulsar la investigación marina, el desarrollo tecnológico y la innovación en el medio oceánico. Su actividad desempeña un papel fundamental en el avance de las ciencias oceánicas, las energías renovables marinas y las iniciativas relacionadas con la economía azul. Asimismo, PLOCAN actúa como catalizador para el desarrollo socioeconómico en las Islas Canarias, facilitando la transferencia de conocimiento, tecnología e innovación hacia sectores estratégicos y emergentes [55].

Como instalación de investigación multipropósito, PLOCAN ofrece acceso a una extensa zona de ensayos marinos en mar abierto, que constituye un entorno real para la realización de experimentos científicos avanzados, validación de prototipos y demostraciones tecnológicas. Esta capacidad de experimentación en condiciones oceánicas reales es especialmente relevante para disciplinas como la robótica submarina, la observación oceánica, las energías

renovables offshore, así como para el desarrollo de nuevas soluciones en acuicultura sostenible.

Una de las infraestructuras clave de PLOCAN es su Área de Ensayos en el Mar (Test Site), que abarca una superficie de 23 km² de dominio público marítimo frente a la costa noreste de Gran Canaria . Esta zona presenta profundidades máximas de hasta 600 metros y ha sido equipada con cableado submarino y sistemas de conexión a red, lo que la convierte en un laboratorio estratégico en alta mar. Gracias a ello, tanto investigadores como agentes industriales pueden realizar experimentos controlados y evaluaciones de sistemas tecnológicos en un entorno marino real, que proporciona condiciones comparables a las que enfrentan estos sistemas durante su operación comercial [55].

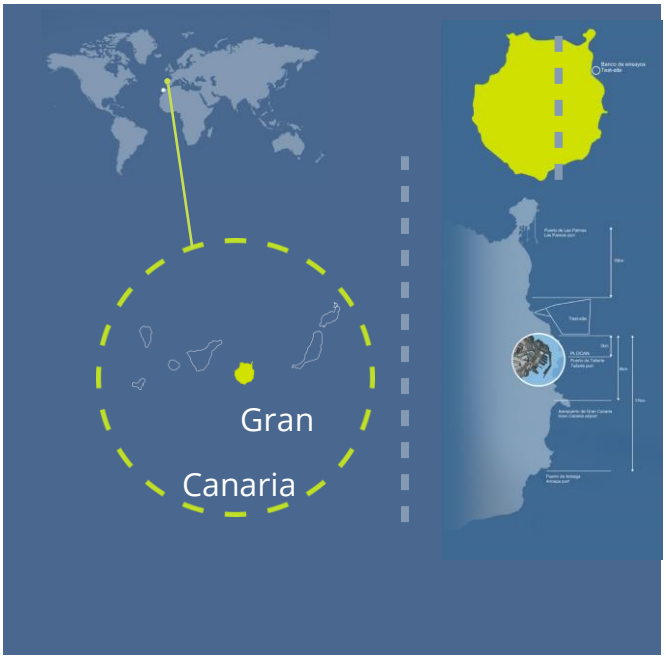

Figura 4. Localización de la Plataforma Oceánica de Canarias. Fuente: Elaboración propia.

En el centro de esta infraestructura se encuentra la Plataforma Multipropósito Offshore de PLOCAN, situada a 1,5 km de la costa noroeste de Gran Canaria, sobre un fondo marino a 30,5 metros de profundidad. Su ubicación estratégica, unida a unas condiciones oceanográficas estables y a una excelente accesibilidad desde tierra, la convierten en un emplazamiento ideal para estudios pioneros en energías renovables marinas y tecnologías

asociadas a ellas. Además, la plataforma está equipada con laboratorios, talleres y sistemas de control remoto, lo que permite una operación segura, continua y eficiente.

4.2. La infraestructura: SmartGrid de la plataforma offshore de PLOCAN

La Plataforma Multipropósito Offshore de PLOCAN está construida sobre un cajón de hormigón armado que actúa como estructura principal de soporte para los distintos elementos operativos instalados. Este cajón está anclado al fondo marino por su propio peso, lo que garantiza la estabilidad de la estructura frente a las fuerzas dinámicas del océano, como las olas, las corrientes y el viento. Gracias a este diseño robusto y a su posición estratégica en mar abierto, la plataforma proporciona un entorno de trabajo seguro y estable para investigadores, ingenieros y técnicos que participan en proyectos relacionados con tecnologías marinas y offshore [55].

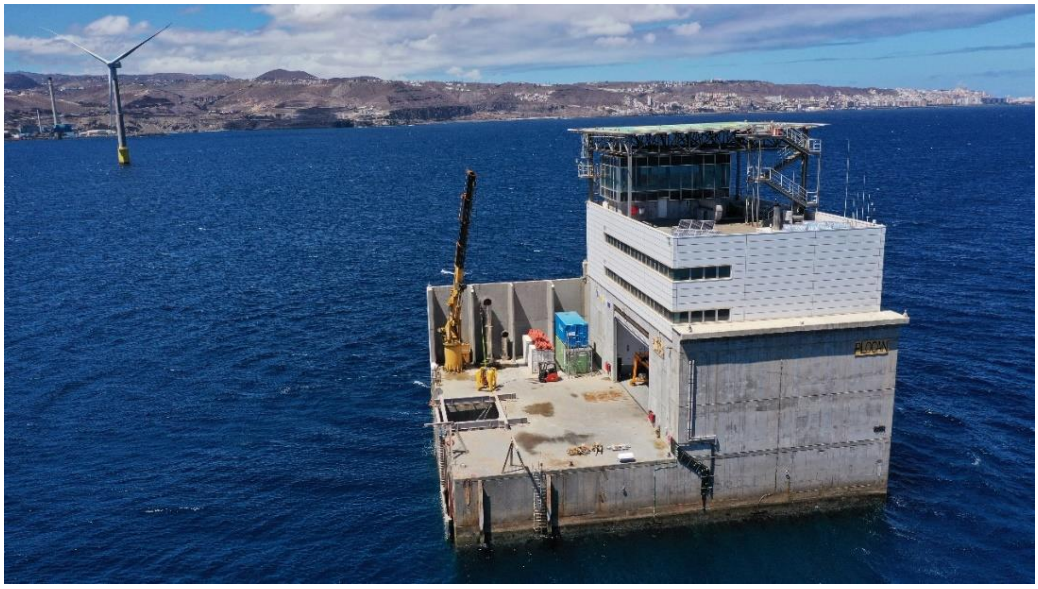

Figura 5. Plataforma Offshore de PLOCAN. Fuente: Elaboración propia.

Este tipo de infraestructura fija representa una solución ideal para albergar equipamiento de alta precisión, sistemas energéticos experimentales, y laboratorios marinos. Su diseño ha sido concebido para resistir las exigentes condiciones del Atlántico, permitiendo el desarrollo de campañas prolongadas de investigación, así como la validación de tecnologías emergentes en un entorno real. Además, su proximidad a tierra, a tan solo 1,5 km de la costa de Gran Canaria, facilita la logística de transporte, mantenimiento y operación continua.

Uno de los elementos más innovadores de esta plataforma es su sistema inteligente de gestión energética (SmartGrid), diseñado no solo para optimizar el consumo eléctrico interno de la infraestructura, sino también para actuar como banco de pruebas eléctrico en régimen aislado. Este sistema integra de forma eficiente la energía generada por prototipos de energías marinas desplegados en sus alrededores, regulando y distribuyendo dicha energía en función de las necesidades y capacidades del sistema. La SmartGrid implementa algoritmos simples de balanceo de carga en base a la disipación de los excedentes de energía y al respaldo y referencia síncrona de un sistema de generación diésel, asegurando una operación estable, segura y eficiente, incluso ante fluctuaciones de producción propias de las fuentes renovables intermitentes.

Gracias a estas capacidades, la plataforma juega un papel esencial en la validación precomercial de tecnologías de generación renovable marina, permitiendo su prueba en condiciones reales antes de su despliegue a escala industrial.

Desde el punto de vista normativo, las actividades energéticas desarrolladas en la plataforma están en total conformidad con las políticas nacionales y europeas en materia de transición energética y desarrollo sostenible. Según lo establecido en el Artículo 4 del Real Decreto 900/2015 [56], que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de electricidad, la instalación está clasificada como sistema aislado. Esto implica que la plataforma no dispone, ni puede disponer, de capacidad física de conexión a la red eléctrica nacional, ya sea de forma directa o indirecta, incluso mediante infraestructuras de terceros.

Esta clasificación como sistema aislado tiene implicaciones clave. Por un lado, exime a la plataforma de ciertas obligaciones regulatorias asociadas a la inyección de excedentes en

red. Por otro, permite una mayor flexibilidad a la hora de experimentar con configuraciones innovadoras de generación y almacenamiento energético sin interferir con la estabilidad del sistema eléctrico insular de Gran Canaria.

Asimismo, de acuerdo con la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [57], la plataforma opera bajo un modelo de autoconsumo sin vertido de excedentes, es decir, toda la energía generada es utilizada localmente, sin exportación a la red. Esta configuración resulta particularmente adecuada para el ensayo de tecnologías disruptivas, permitiendo la integración de soluciones como microredes híbridas renovables; pilas de combustible; convertidores de potencia bidireccionales; o sistemas de gestión energética basados en machine learning e inteligencia artificial.

Además, al ser una infraestructura reconocida como Infraestructura Científica y Técnica Singular (ICTS), PLOCAN se posiciona como una plataforma de referencia a nivel europeo para el desarrollo de proyectos de I+D+i en energías renovables marinas y su integración en las redes eléctricas de potencia o como parte de redes aisladas o débilmente conectadas.

4.3. Proyecto H2Verde

El Proyecto H2Verde [58], cofinanciado por el Gobierno de Canarias y el Ministerio de Ciencia e Innovación en el marco del Plan Complementario de I+D en Energías Renovables e Hidrógeno, tiene como objetivo principal transformar el paradigma energético actual mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la promoción de soluciones energéticas sostenibles basadas en fuentes renovables. En el contexto de esta iniciativa estratégica, la Plataforma Multipropósito de PLOCAN integrará un sistema de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en su red de autoconsumo eléctrico, permitiendo alcanzar la autosuficiencia energética al tiempo que se minimiza significativamente la dependencia de los combustibles fósiles.

Este proceso de transformación energética convertirá a la plataforma en un sistema energético autónomo y completamente descarbonizado, posicionándola como un modelo de

referencia no solo para otras infraestructuras offshore o islas artificiales, sino también para territorios aislados con desafíos similares en términos de suministro energético, conectividad y sostenibilidad.

El sistema propuesto para la plataforma offshore de PLOCAN contempla el uso combinado de diversas fuentes renovables y tecnologías de almacenamiento. En concreto, se instalarán paneles solares fotovoltaicos (PV) y aerogeneradores de pequeña escala directamente sobre la plataforma, así como se aprovechará la energía generada por prototipos marinos desplegados en las inmediaciones del área de ensayos y que viertan la energía generada a la SmartGrid de PLOCAN.

La energía eléctrica generada se utilizará de forma flexible en tres vías principales:

1. Consumo directo por parte de los sistemas de operación de la plataforma.
2. Almacenamiento en un banco de baterías de ion-litio, que permitirá gestionar la intermitencia de las fuentes renovables.
3. Alimentación de un electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM), que facilitará la electrólisis del agua de mar previamente desalada para producir hidrógeno verde (H_2).

El hidrógeno generado se almacenará localmente en condiciones seguras y, cuando sea necesario, será reconvertido en electricidad mediante una pila de combustible PEM (PEMFC) (Power-to-Grid) además de usar el hidrógeno generado para alimentar maquinaria presente en la plataforma cuyo sistema de energía se basa en pilas de combustibles (Power-to-X). Este esquema híbrido, baterías e hidrógeno, proporcionará un suministro energético continuo, estable y fiable, incluso en condiciones de baja producción renovable, reduciendo la necesidad de utilizar generadores diésel de respaldo y en último término reducir su consumo a casos de emergencia.

Con el fin de evaluar la viabilidad técnico-económica del nuevo sistema energético, se ha definido una vida útil del sistema de 20 años, en concordancia con la durabilidad estimada de los distintos equipos que lo componen y considerando también el riesgo de obsolescencia

tecnológica, particularmente relevante en el sector del hidrógeno, aún en proceso de maduración y estandarización.

Para el análisis económico se han adoptado dos supuestos clave:

- Tasa de descuento del 8%, que representa el coste de oportunidad del capital invertido y refleja la rentabilidad mínima esperada.
- Tasa de inflación del 2%, aplicada para corregir las proyecciones de costes futuros y mantener la consistencia en términos reales del análisis.

4.4. Recursos renovables y demanda energética

Esta subsección tiene como propósito describir detalladamente los recursos energéticos renovables disponibles en el área de ensayos de PLOCAN, así como el perfil de demanda eléctrica característico de su plataforma offshore. La caracterización de estos dos aspectos resulta fundamental para el correcto dimensionamiento del sistema de generación renovable y para garantizar la viabilidad técnica del modelo de autoconsumo en régimen aislado.

4.4.1. Recursos renovables disponibles

La plataforma offshore de PLOCAN se encuentra ubicada en las coordenadas 28.01123°N, -15.384665°W, una localización que presenta condiciones climáticas favorables tanto para la irradiación solar como para el recurso eólico. Para la obtención de datos representativos de dichos recursos, se ha utilizado el conjunto de datos meteorológicos MERRA-2, accediendo a través de la conexión integrada de HOMER Pro con la base de datos POWER de la NASA (Prediction of Worldwide Energy Resource). Este procedimiento ha permitido simular un año meteorológico típico, que servirá como base para los análisis de generación renovable en el emplazamiento.

4.4.1.1. Recurso eólico

Con el objetivo de caracterizar el recurso eólico, se ha generado una serie temporal de un año de duración basada en el modelo predictivo meteorológico previamente descrito. Esta serie contiene datos horarios de velocidad media del viento y hace referencia a la altitud específica a la que se prevé instalar los aerogeneradores sobre el nivel del mar.

Para representar con precisión las condiciones del entorno marino, se ha seleccionado una longitud de rugosidad superficial de 0,0002 metros, valor característico de zonas con mar en calma. Esta elección es clave para obtener estimaciones realistas de la velocidad del viento, ya que influye directamente en la extrapolación vertical de las mediciones.

La serie anual de viento es generada con la base de datos de NASA Prediction of Worlwide Energy Resource en base a un periodo de medida de 30 años, entre enero de 1984 y diciembre de 2013.

En la Figura 6 se muestra la distribución mensual de la velocidad media del viento en la zona de despliegue. El análisis ha determinado un valor escalado de velocidad media anual de 7,26 m/s, lo cual sugiere un potencial eólico significativo para la generación eléctrica.

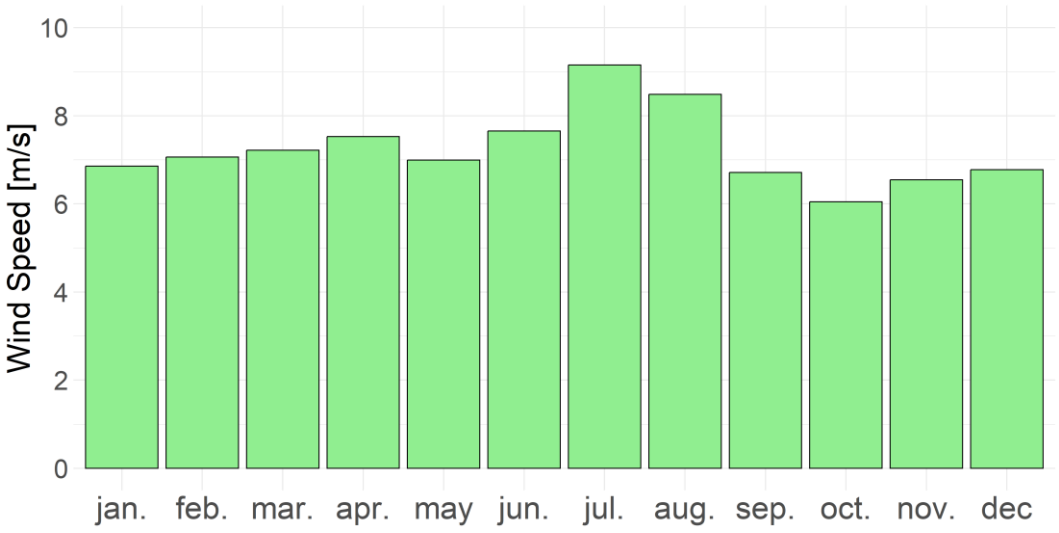

Figura 6. Velocidad de viento promedio mensual en la localización 28.01123°N, -15.384665°W. Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo de la generación eléctrica en base a la disponibilidad de recurso eólico, Homer Pro primero traspone la velocidad de viento a la altura de la turbina, de acuerdo al método logarítmico, esto es:

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \frac{ln\,(\frac{z_{hub}}{z_0})}{(z_{anem}/z_{0)}}$$

Ecuación 4. Velocidad del viento a la altura del buje [59].

En donde:

U_{hub} es la velocidad del viento a la altura de la góndola de la turbina en m/s,

U_{anem} es la velocidad del viento medida a la altura del anemómetro.

Z_{hub} es la altura de la góndola de la turbina eólica, en este caso, será la altura aproximada (tomando 0 el nivel intermareal) de 40 metros.

Z_{anem} es la altura del anemómetro, en nuestro caso será de 10 metros

Z_0 es la rugosidad superficial, que como se ha avanzado se toma 0.0002 metros.

El cálculo logarítmico de la velocidad de viento a diferentes alturas introduce errores despreciables para el objetivo del estudio, ya que se trata de un estudio de planificación energética, y no de análisis dinámico del balance energético.

Posteriormente, se determina la energía generada en cada hora en base a la curva de potencia específica de la turbina eólica (ver Figura 7) y al viento horario de la serie histórica generada, así pues, se genera una serie anual horaria de energía eléctrica generada.

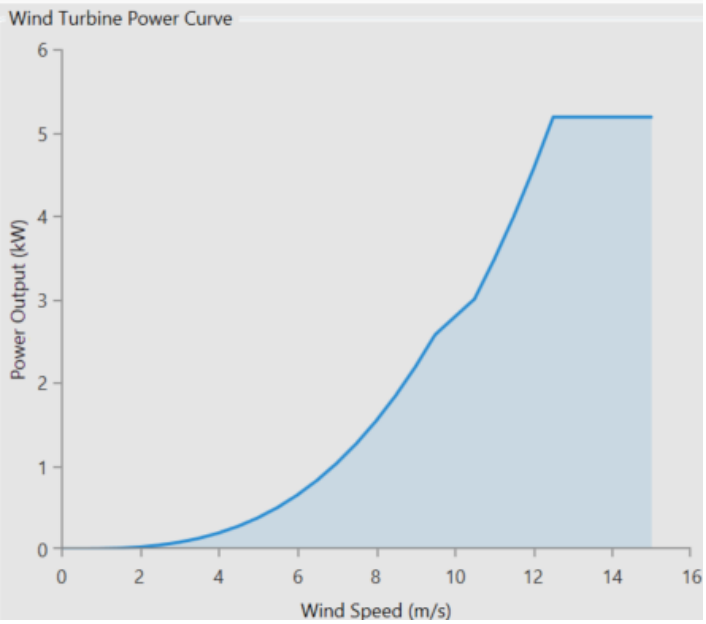

Figura 7. Curva de potencia de la turbina eólica seleccionada. Fuente: Homer Pro.

4.4.1.2. Recurso solar

De manera análoga al recurso eólico, se ha generado una serie horaria correspondiente a la irradiancia global horizontal (GHI) para el mismo emplazamiento. Esta base de datos permite evaluar la viabilidad de la generación mediante paneles solares fotovoltaicos, tomando en cuenta las variaciones diarias y estacionales de la radiación solar.

La serie temporal sintetizada en la Figura 8 presenta los valores medios mensuales, y arroja una media anual escalada de irradiación de 5,40 kWh/m²/día, valor que se considera adecuado para el aprovechamiento fotovoltaico en entornos insulares y costeros. Estos niveles de irradiancia confirman la posibilidad de integrar tecnología solar como componente estable del sistema energético de la plataforma.

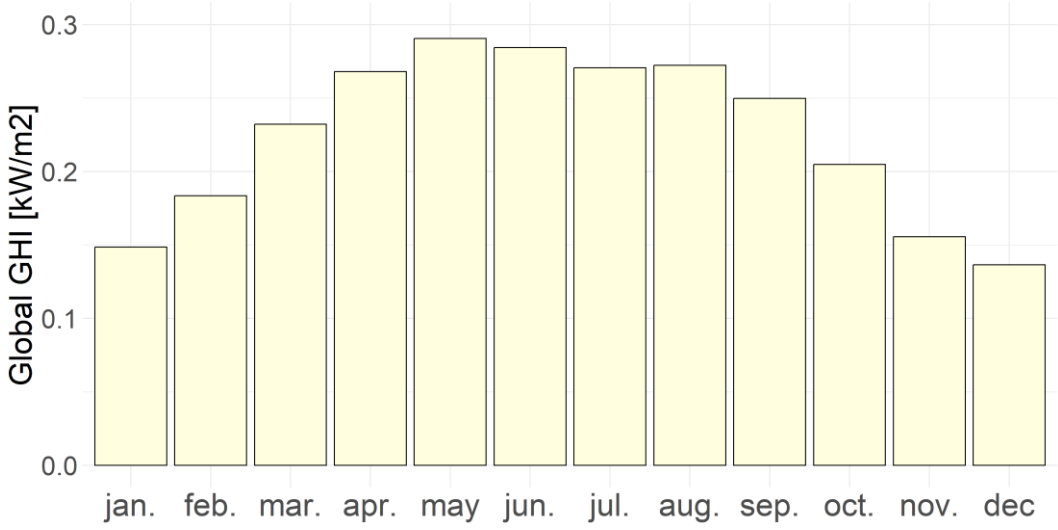

Figura 8. GHI promedio mensual en la localización 28.01123°N, -15.384665°W. Fuente: Elaboración propia.

Homer Pro calcula la potencia instantánea de generación fotovoltaica de acuerdo a la Ecuación 5.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \left[1 + \alpha_P \left(T_c - T_{c,STC} \right) \right]$$

Ecuación 5. Potencia instantánea de generación fotovoltaica [60].

En donde:

Y_{PV} es la capacidad nominal del panel fotovoltaico en kW.

f_{PR} es el factor de reducción (derating factor) en %.

G_T es la irradiancia horizontal incidente (GHI) en el panel fotovoltaico en un momento concreto en kW/m^2.

$G_{T,STC}$ es la irradiancia horizontal incidente en condiciones estándar, cuyo valor es 1 kW/m^2.

α_P es el coeficiente de temperatura en %/ºC

T_C es la temperatura de la célula fotoeléctrica en ºC.

$T_{c,STC}$ es la temperatura de la célula fotoeléctrica en condiciones estándar, cuyo valor es 25ºC.

Dado que en la localización del caso de estudio la temperatura a lo largo del año es muy próxima a la temperatura Tc,STC, no consideramos el efecto de la temperatura sobre la generación y por lo tanto simplificamos la Ecuación 5 de la siguiente manera.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} G_T$$

Ecuación 6. Potencia instantánea de generación fotovoltaica sin el efecto de la temperatura [60].

4.4.2. Demanda eléctrica de la plataforma offshore de PLOCAN

El perfil de consumo eléctrico de la plataforma offshore de PLOCAN presenta características singulares, dado que la instalación permanece desocupada durante una gran parte del año. El acceso a la plataforma está condicionado por variables meteoceánicas, especialmente por la altura significativa de ola, que debe ser inferior a 1,2 metros para permitir el tránsito seguro. Como resultado, las operaciones en la plataforma se limitan a una media aproximada de 80 días al año, con jornadas de actividad de entre 7 y 8 horas diarias.

Durante una campaña específica de operación y mantenimiento, se registró el consumo eléctrico durante un periodo de 14 días con ocupación de la plataforma. A partir de estos datos, se elaboraron curvas de carga representativas, las cuales se analizaron para establecer el perfil energético diario típico de la plataforma. En ningún momento se superaron los valores establecidos en el esquema simplificado mostrado en la Figura 9, que fue validado como curva de referencia.

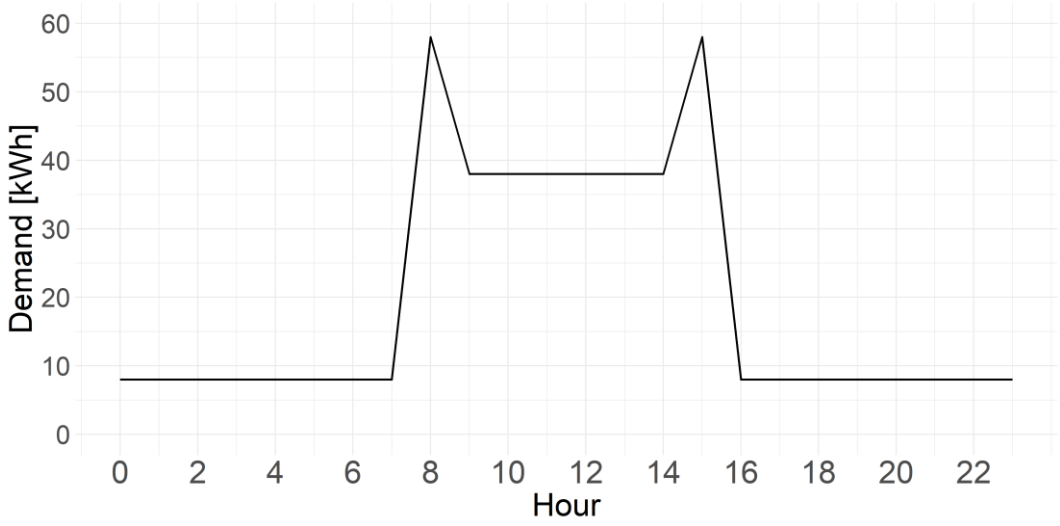

Figura 9. Curva de demanda diaria de ocupación en la plataforma offshore de PLOCAN. Fuente: Elaboración propia.

Debido a que el sistema opera completamente en régimen off-grid (aislado), se optó por una estrategia conservadora para el modelado de la demanda. En lugar de calcular un promedio de consumo horario, se consideró el valor máximo registrado en cada franja horaria durante los días analizados. Esta aproximación garantiza que el sistema eléctrico sea capaz de responder con solvencia ante picos de demanda, reforzando la seguridad operativa y evitando la necesidad de operación de los grupos electrógenos de respaldo.

En consecuencia, no existe demanda eléctrica cuando la plataforma está desocupada, lo que representa una ventaja para la gestión de recursos en periodos de baja disponibilidad. Durante las primeras y últimas horas de las jornadas de acceso, la demanda máxima registrada alcanza los 58 kWh, mientras que en las horas centrales de actividad, dicha demanda no supera los 40 kWh. Esta distribución horaria refleja el patrón operativo típico durante la operación de la plataforma en régimen de ocupación de personal.

Finalmente, la programación anual de los días de acceso se distribuye en función de la probabilidad de condiciones meteoceánicas favorables, utilizando series históricas proporcionadas por la boya meteoceánica de Puertos del Estado – Las Palmas Este, localizada en 15,39º W; 28,05º N [61]. En base a este método para la distribución de la demanda anual, se obtiene el gráfico de la Figura 10 en donde se representa la distribución de los valores de demanda promedios a lo largo del año agrupados por meses. Esta metodología permite

proyectar de manera realista la demanda energética a lo largo del año, ajustando el dimensionado del sistema de generación y almacenamiento a las necesidades reales de operación de la plataforma y teniendo en cuenta los días de ocupación.

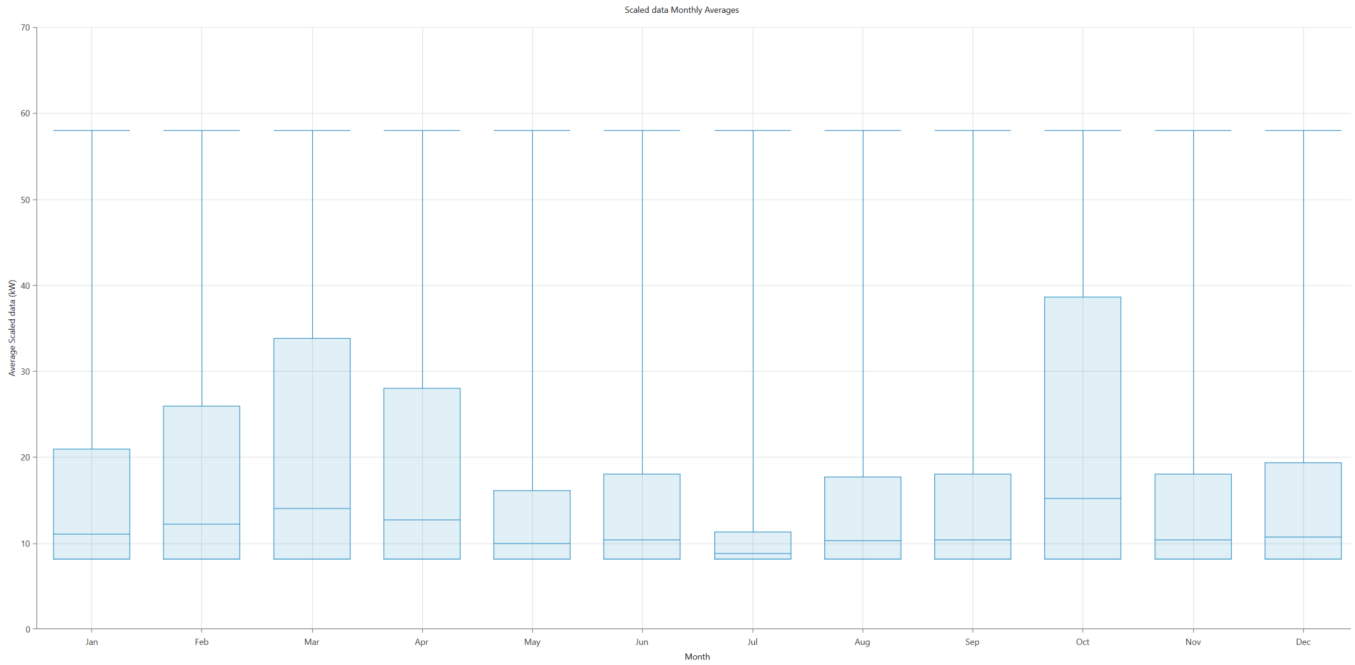

Figura 10. Gráfico de cajas y bigotes representativo de la demanda eléctrica promedio clasificado por meses. Fuente: Homer Pro.

4.5. Modelo de referencia. SmartGrid de PLOCAN actual

La SmartGrid de PLOCAN actual es un sistema inteligente diseñado específicamente para gestionar de forma eficiente la generación y la demanda de energía eléctrica en la plataforma offshore. Se trata de una infraestructura avanzada que permite operar en régimen aislado, asegurando la estabilidad del suministro energético en un entorno con restricciones técnicas y ambientales propias del medio marino. Este sistema funciona a un voltaje nominal de 400 V en configuración trifásica y dispone de una capacidad nominal instalada de 1 MW. Actualmente esta infraestructura no permite el almacenamiento energético para superar la intermitencia de las energías renovables, sino que basa su operación en una generación base

síncrona otorgada por los grupos electrógenos. Para dar entrada a la energía generada por prototipos, se disponen de elementos de disipación energética.

La arquitectura del sistema está compuesta por una serie de elementos que a continuación se describen en detalle:

1. **Centro de Transformación 0,4/20 kV**. Una de las piezas fundamentales del sistema es el centro de transformación que permite el acoplamiento entre tensiones bajas y medias. Esta unidad está equipada con un transformador 0,4/20 kV, el cual permite la conexión de dispositivos o prototipos energéticos que operan a media tensión. Dicha subestación está vinculada a un cable submarino de 20 kV. Gracias a este componente, se facilita la integración de prototipos de generación que requieren conexión a este nivel de tensión, aumentando así la versatilidad del sistema de ensayos.

2. **4 posiciones de generación de 250 kW**. El sistema dispone de cuatro posiciones de generación eléctrica de origen marino a 400 V de tensión y cada uno con una capacidad nominal 250 kW. Estas posiciones están destinados exclusivamente a la conexión de prototipos de generación energética. Cabe destacar que esta capacidad de generación no se considera permanente, ya que los prototipos conectados se encuentran en fases de validación tecnológica. Estos ensayos tienen lugar durante campañas de prueba que pueden durar desde unas pocas semanas hasta varios meses, dependiendo del tipo de dispositivo y del objetivo del experimento. Por tanto, el sistema debe adaptarse de forma dinámica a cambios en la configuración de carga y generación.

3. **4 posiciones de consumo de servicios auxiliares**. Además de las líneas de generación, el sistema incluye cuatro posiciones de consumo, también con una tensión de 400 V, pero con una capacidad nominal inferior: 50 kW por línea. Estas posiciones están destinadas a alimentar los servicios auxiliares necesarios para el funcionamiento de los prototipos o cualquier consumo eléctrico que sea necesario durante los ensayos de validación de dichos prototipos. Entre estos servicios se incluyen sistemas de control, instrumentación, refrigeración, comunicación y otros

elementos de soporte técnico que permiten la operación segura y eficiente de los dispositivos experimentales.

4. **Banco de cargas resistivas de hasta 1 MW**. Con el fin de garantizar el balance energético y la estabilidad de la red, se ha incorporado un banco de cargas resistivas con capacidad para consumir hasta 1 MW de energía, con escalones de 50 kW. Este componente resulta crucial para absorber eventuales excedentes de producción, especialmente durante ensayos en los que la generación renovable no coincide con la demanda operativa.

5. **Cuadro de distribución de 400 V**. El cuadro general de distribución del sistema opera a 400 V y se encarga de suministrar energía eléctrica a las cargas generales de la plataforma offshore. Esto incluye iluminación, sistemas de climatización, equipos de laboratorio, estaciones de trabajo, grúas y cualquier otra infraestructura asociada al funcionamiento básico de la plataforma.

6. **Generadores diésel síncronos de referencia**. Finalmente, el sistema cuenta con dos generadores diésel de 508 kW cada uno, que cumplen una función esencial dentro de la red eléctrica aislada: actúan como referencia síncrona del sistema SmartGrid. Su función no se limita a aportar energía en caso de necesidad, sino que establecen un punto de sincronismo eléctrico que permite mantener la estabilidad de frecuencia y tensión del sistema, especialmente en entornos con múltiples fuentes renovables intermitentes. Estos generadores aseguran la fiabilidad operativa de la SmartGrid, permitiendo una transición fluida entre modos de operación en función de la disponibilidad de recursos renovables y de la configuración experimental vigente.

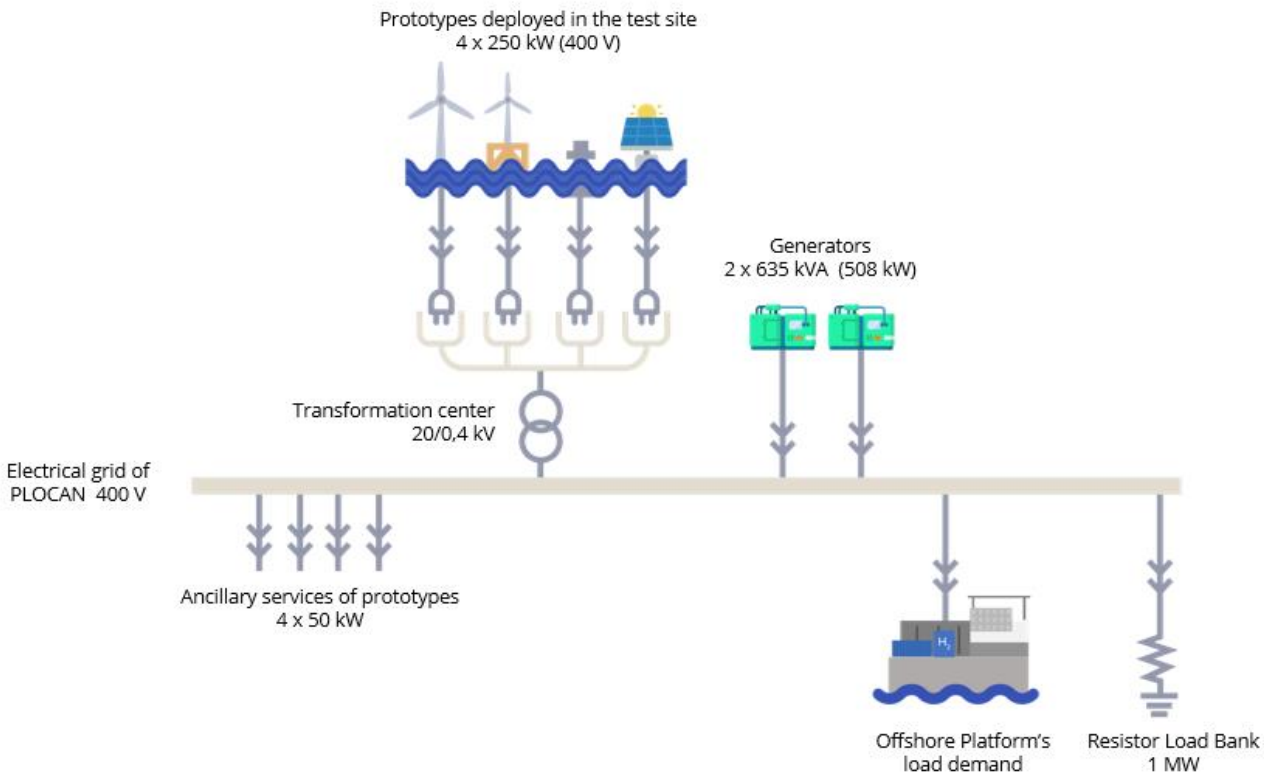

Figura 11. Diagrama unifilar de la SmartGrid de PLOCAN actual. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran todos los parámetros de la actual configuración de la SmartGrid de PLOCAN necesarios para la elaboración del modelo de referencia.

Tabla 1. Parámetros para el modelo de SmartGrid de PLOCAN actual.

Generadores diésel 1 & 2 (CAT-635kVA-508 kW)	
Potencia del generador (kW)	508
Consumo a potencia nominal (L/hr)	130,54
Coeficiente de Intersección[1] (L/hr/kW)	0,01
Slope[2] (L/hr/kW output)	0,24
Inversión inicial y sustitución (€)	183.000,00[3]
O&M (€/hr. operación)	5,00[3]
Coste del combustible (€/L)	2,20[4]
Emisiones contaminantes (g/L de combustible) [CO, Unburned Hydrocarbons, Particulate Matter, Nox]	2,09; 0,03; 0,06; 17,70[5]
Carga minima ténica (%)	0[3]
Vida útil (hr)	90.000,00[5]

[1] Consumo de combustible sin aporte de carga

[2] Consumo de combustible marginal

[3] Datos reales del proyecto

[4] Coste actual basado en el promedio facturado durante 2024, incluyendo el servicio de bunkering marítimo

[5] Base de Datos de Homer Pro

4.6. Validación del modelo de referencia

Con el fin de validar el modelo energético desarrollado, es imprescindible que la demanda energética simulada coincida, dentro de un margen aceptable, con la demanda anual medida en la plataforma. Esta validación constituye un paso fundamental para garantizar que el modelo representa fielmente el comportamiento real del sistema eléctrico actual y que puede, por tanto, emplearse con fiabilidad para simular escenarios energéticos alternativos en el futuro.

Dado que, en la configuración actual de la SmartGrid de PLOCAN, la generación basada en combustibles fósiles, mediante generadores diésel, representa la única fuente permanente de energía, se puede establecer que la demanda energética total de la plataforma es igual a la energía producida por dichos generadores a lo largo del año sin tener en cuenta cualquier aporte de energía de prototipos a ensayo. Esto implica una relación directa y fácilmente verificable entre el consumo de combustible y la energía eléctrica generada, lo que facilita la comparación entre los datos medidos y los obtenidos mediante simulación.

Durante el año 2023, los contadores de energía de la plataforma registraron una producción acumulada de 94.845 kWh, correspondiente al funcionamiento de los generadores diésel instalados. En paralelo, se contabilizó un consumo aproximado de 82.000 litros de combustible (diésel), reflejando el coste energético asociado a la operación en régimen aislado.

Por otro lado, las simulaciones realizadas con HOMER Pro, empleando el modelo del generador utilizado en la plataforma, arrojaron una producción simulada de 98.920 kWh de energía eléctrica y un consumo estimado de 85.308 litros de combustible. Estas cifras permiten establecer una comparación directa entre los valores reales y los simulados, dando lugar a los siguientes márgenes de desviación:

- Una desviación del 4,30% en la producción de energía eléctrica, en relación con el dato medido.
- Una desviación del 4,03% en el consumo de combustible, respecto al valor registrado en campo.

Estos porcentajes de diferencia se consideran plenamente aceptables desde el punto de vista técnico, teniendo en cuenta las incertidumbres inherentes a los modelos de simulación, así como las posibles fluctuaciones en la eficiencia real de los generadores y en las condiciones operativas. Por tanto, se concluye que el modelo presenta un grado de fidelidad suficiente para ser utilizado como herramienta de análisis en la proyección de futuros escenarios energéticos alternativos, incluyendo configuraciones con integración de renovables, almacenamiento y sistemas híbridos.

Finalmente, en la Tabla 2 se presenta un resumen de los datos económicos correspondientes al escenario actual, considerando una vida útil del proyecto de 20 años. Este análisis económico se utilizará como escenario base de referencia frente al cual se evaluarán las distintas propuestas de transición energética y sus implicaciones en términos de costes, eficiencia y sostenibilidad.

Tabla 2. Evaluación económica del modelo representativo de la SmartGrid de PLOCAN actual.

Generador 1 508 kW (kW)	Generador 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/yr)	CAPEX (€)
508	508	3,70M	3,23	287.710	366.000

4.7. Restricciones y escenarios alternativos. SmartGrid de PLOCAN objetivo

Con el objetivo de alcanzar la descarbonización completa de la plataforma offshore de PLOCAN, se plantea la integración de sistemas de generación renovable a pequeña escala,

diseñados específicamente en función de las limitaciones espaciales y estructurales propias de la instalación. Este enfoque adaptado responde a la necesidad de compatibilizar las soluciones energéticas con las condiciones físicas reales del emplazamiento, sin comprometer la funcionalidad operativa de la plataforma.

La ubicación de PLOCAN presenta condiciones favorables para la implementación de energías renovables, ya que dispone de buenos niveles de irradiación solar y viento predominante. Esto facilita la instalación de paneles solares fotovoltaicos tanto en azoteas como en superficies verticales, así como turbinas eólicas de eje vertical a pequeña escala. Sin embargo, la azotea de la plataforma no está completamente disponible para estos fines, ya que se encuentra parcialmente ocupada por un helipuerto, lo cual introduce dos restricciones significativas: 1) No se pueden instalar paneles fotovoltaicos directamente sobre la superficie del helipuerto; y 2) La zona restante de la azotea sufre sombras proyectadas por la propia estructura del helipuerto, reduciendo la eficiencia potencial de captación solar.

Este tipo de limitaciones es típico de las instalaciones offshore, donde la optimización del espacio disponible requiere un enfoque cuidadoso y una planificación detallada. Como parte del enfoque adoptado, se mantendrán los dos generadores diésel existentes como sistemas de respaldo y emergencia, garantizando un suministro mínimo en situaciones críticas o de mantenimiento de los sistemas renovable.

Debido a la superficie útil limitada en la azotea, se ha considerado también la instalación de paneles fotovoltaicos sobre la pared suroeste del edificio de la plataforma (ver Figura 12). Aunque la inclinación de 90° no es óptima desde el punto de vista de la captación solar, esta superficie vertical representa un área utilizable que no interfiere con las operaciones de la plataforma. Siguiendo la lógica planteada en [44], se busca maximizar el uso de todo el espacio disponible, incluso en condiciones subóptimas.

Figura 12. Disposición de placas fotovoltaicas sobre la pared vertical Sur-Oeste de la plataforma offshore. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al aprovechamiento del recurso eólico, se ha identificado que la dirección predominante del viento es norte, por lo que se requiere que las turbinas eólicas se alineen perpendicularmente a esta dirección para maximizar su rendimiento. Dadas las limitaciones estructurales de la azotea, se ha determinado que la instalación de turbinas debe realizarse en el perímetro, donde la capacidad portante de la estructura es suficiente. Como resultado del análisis espacial, se ha establecido que es viable la instalación de un máximo de cuatro turbinas eólicas de eje vertical, respetando los criterios de carga estructural y seguridad (ver Figura 13).

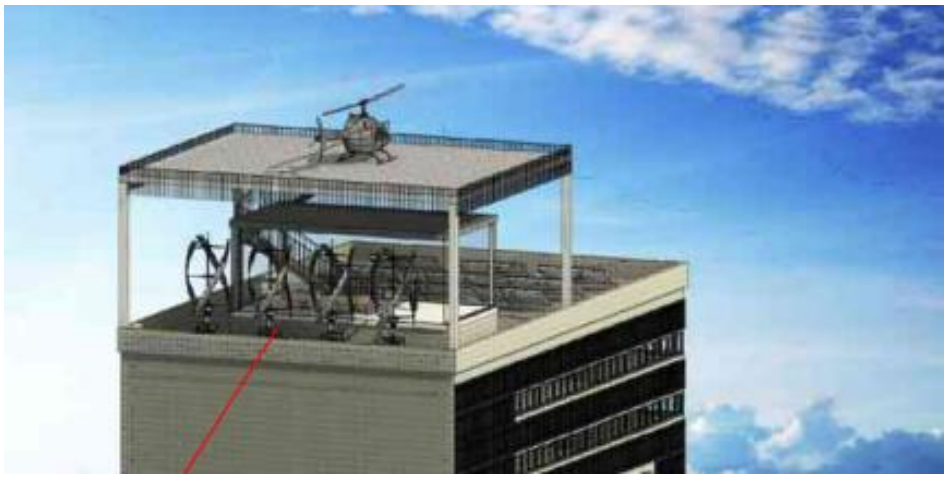

Figura 13. Disposición de turbinas eólicas de eje vertical y al fondo paneles fotovoltaicos sobre la azotea de la plataforma offshore. Fuente: Elaboración propia.

Para gestionar eficientemente la energía generada y mantener la estabilidad del sistema, se propone la integración de baterías de ion-litio de última generación. Estos sistemas de almacenamiento deberán aportar tanto potencia suficiente como capacidad energética, permitiendo cubrir los requerimientos de la microrred ante variaciones en la generación y en la demanda eléctrica.

Además, dado que la plataforma también funciona como banco de ensayos de prototipos energéticos marinos, los cuales se conectan a puntos de 250 kW de la SmartGrid, se requiere contar con una capacidad de almacenamiento adicional que permita alimentar los servicios auxiliares de estos prototipos durante periodos prolongados, utilizando la energía almacenada en baterías. El sistema de almacenamiento, junto con su inversor asociado, desempeñará también un papel fundamental en la gestión de los transitorios eléctricos, suavizando las fluctuaciones provocadas por la conexión y desconexión de los prototipos [49,50].

En paralelo, se contempla el hidrógeno verde como vector energético clave en el proceso de descarbonización. Su incorporación permite aprovechar los excedentes de energía renovable para producir un portador energético de alto valor mediante electrólisis. A diferencia de las baterías, el hidrógeno ofrece una solución de almacenamiento a largo plazo, lo que resulta especialmente ventajoso en sistemas aislados como el de PLOCAN. El hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con excedentes renovables puede almacenarse y, posteriormente, convertirse nuevamente en electricidad mediante una PEMFC (Power-to-Grid), evitando la pérdida de energía (curtailment) y aumentando la flexibilidad operativa del sistema. También existirá un consumo de hidrógeno para alimentar dispositivos accionados por PEMFC relacionados con los trabajos de logística de la plataforma offshore.

Por otra parte, se establece que la generación de base del sistema, producida por los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas, debe ser capaz de cubrir el consumo energético básico de la plataforma para alcanzar una descarbonización completa. Toda generación adicional se considerará excedente y, de no ser aprovechada, se disiparía mediante el banco de cargas resistivas del sistema. No obstante, si se instala un electrolizador conectado a la

SmartGrid, este no solo consumiría dichos excedentes, sino también la energía generada durante las campañas de ensayo por los prototipos conectados a la red eléctrica de autoconsumo de la plataforma.

Por último, el sistema de producción de hidrógeno se integrará con la planta desalinizadora existente en la plataforma. La demanda de agua dulce necesaria para la electrólisis ya ha sido considerada dentro del estudio de cargas. Dado que el electrolizador propuesto es de pequeña escala y que la plataforma cuenta con capacidad de almacenamiento de agua, no se prevé que este nuevo uso genere una demanda adicional de agua dulce. Esta consideración es particularmente relevante a la hora de escalar el modelo a una plataforma offshore de mayor tamaño, donde la disponibilidad de agua puede ser una variable crítica, tal como se indica en [44].

El esquema general descrito se resume en la Figura 14.

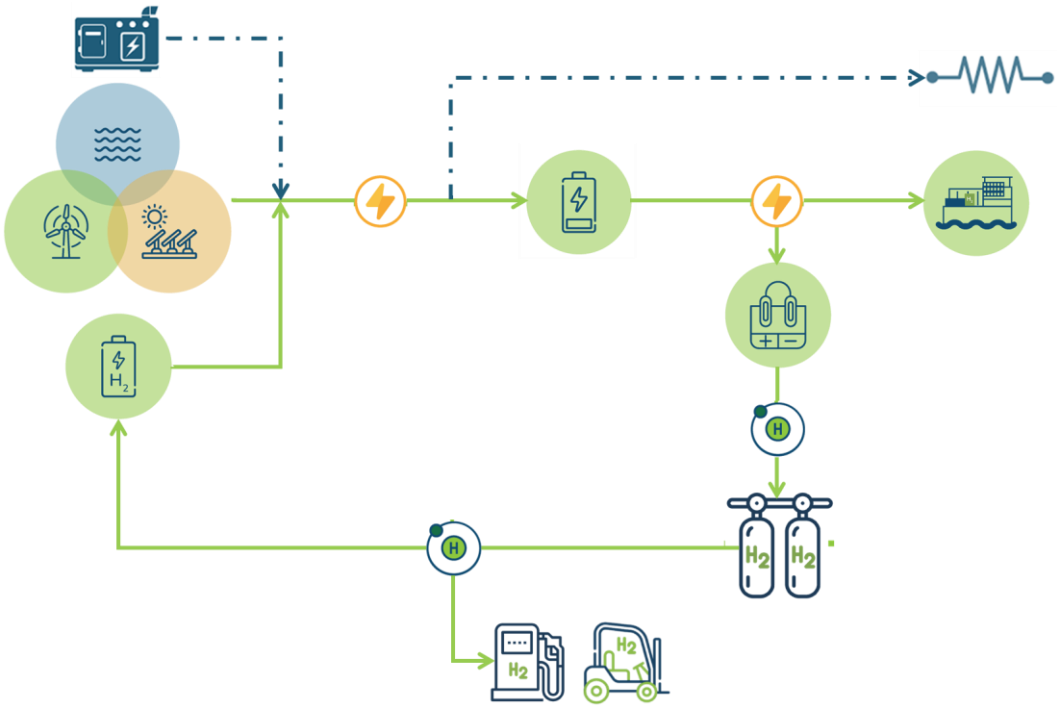

Figura 14. Esquema de funcionamiento de la SmartGrid de PLOCAN objetivo. Fuente: Elaboración propia.

4.7.1. Secuencia de operación de la SmartGrid de PLOCAN objetivo. Secuencia de flujos de energía

El funcionamiento del sistema energético propuesto está estructurado en base a una secuencia definida de flujos de energía basada en las prioridades técnicas definidas por Homer Pro y de acuerdo a las restricciones tecnoeconómicas proporcionadas al software, cuyo objetivo principal es priorizar el uso de fuentes renovables siempre que sea posible, sin comprometer la fiabilidad operativa del sistema eléctrico. Esta lógica de operación asegura que la SmartGrid objetivo de PLOCAN operará de forma eficiente, sostenible y robusta, incluso ante fluctuaciones en la generación o en la demanda.

Secuencia de atención a la demanda energética

En primer lugar, se define un criterio único para la demanda energética del sistema, que integra tanto los servicios auxiliares requeridos por los prototipos en fase de ensayo como la demanda operativa propia de la plataforma offshore. Esta unificación permite simplificar la gestión energética al considerar toda la carga como una única entidad funcional.

Existe un orden de actuación de los componentes de almacenamiento y conversión de energía, en función de la disponibilidad de generación renovable:

1. Cuando existe excedente de generación renovable, y las baterías no están completamente cargadas, dicho excedente se utiliza prioritariamente para cargar las baterías. En este caso, las baterías actúan como una carga controlada, absorbiendo energía del sistema para su uso posterior.

2. Si las baterías alcanzan su estado de carga máxima, y persiste el excedente de generación renovable, se activa el electrolizador, que convierte el excedente energético en hidrógeno verde, el cual se almacena para su uso futuro en la PEMFC.

3. Si los depósitos de hidrógeno están llenos, la energía se deriva a la carga del banco de baterías, pero si estas estuvieran también a plena carga, la energía renovable disponible se vertería. En nuestro caso de estudio, este supuesto equivaldría a que la energía renovable se disiparía en los bancos de resistencia.

4. El hidrógeno solo puede producirse utilizando energía de origen renovable. En caso de que esta condición no pueda cumplirse, y se requiera suministro de hidrógeno para alimentar algún equipo o proceso, el modelo generará una alerta de imposibilidad de satisfacer la demanda en ese momento.

Esta secuencia garantiza no solo la eficiencia energética, sino también el cumplimiento estricto de los criterios de sostenibilidad y descarbonización definidos en el modelo.

Secuencia de generación de energía

En cuanto al proceso de generación, se establece una jerarquía clara de prioridad en el uso de las fuentes energéticas disponibles:

1. La generación renovable se sitúa en la cúspide de la prioridad operativa, es decir, se utiliza siempre en primer lugar para cubrir directamente la demanda de carga. Esta preferencia responde tanto a razones medioambientales como a criterios de optimización de costes y eficiencia.

2. Cuando la generación renovable supera la demanda en un momento dado, el excedente se redirige al sistema de baterías, cargándolas para su uso posterior en momentos de baja generación o alta demanda.

3. En el caso de que no exista generación renovable disponible, y el estado de carga del sistema de baterías descienda por debajo del 20%, se recurre al hidrógeno almacenado como segunda línea de soporte energético. En este punto, la PEMFC se activa para convertir el hidrógeno en electricidad (Power-to-Grid), recargando rápidamente las baterías y asegurando que la demanda pueda ser atendida de forma inmediata.

4. Si ninguna de estas opciones puede cubrir la demanda energética, es decir, si no hay generación renovable, el nivel de carga de las baterías es crítico, y no hay hidrógeno disponible, entonces el sistema activa como último recurso los generadores diésel de respaldo, que entran en funcionamiento para garantizar la continuidad del suministro.

Esta secuencia jerárquica asegura que el sistema sea resiliente, eficiente y orientado a la mínima dependencia de combustibles fósiles, recurriendo a estos últimos únicamente en situaciones donde todas las fuentes sostenibles están agotadas o comprometidas.

El diagrama de flujo detallado que ilustra esta secuencia de decisiones y pasos operativos se presenta en la Figura 15, donde se puede observar la lógica condicional de cada paso y el papel específico de cada componente del sistema.

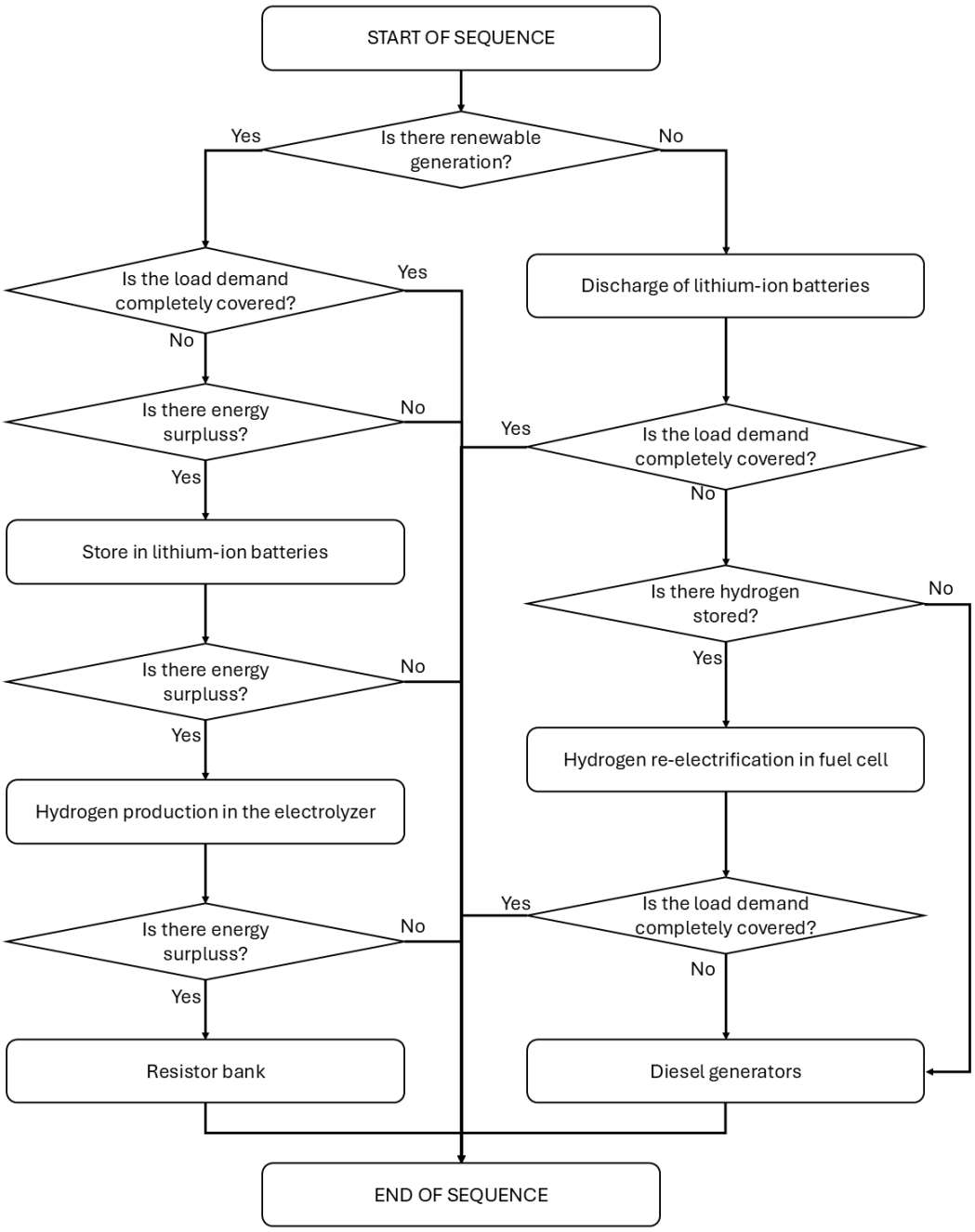

Figura 15. Secuencia de operaciones del sistema objetivo simulado. Fuente: Elaboración propia.

5. Propuesta de nuevos escenarios energéticos

5.1. Introducción

Se plantearon inicialmente una serie de soluciones orientadas a lograr la descarbonización de la plataforma offshore objeto de estudio. Estas propuestas se formularon sobre la base de un conjunto predefinido de generadores renovables y elementos de almacenamiento energético, seleccionados conforme a la demanda y disponibilidad de recursos.

Una vez configurado este sistema preliminar, se procedió a aplicar las restricciones pertinentes, considerando para ello las condiciones específicas de compatibilidad con las operaciones que se desarrollan habitualmente en la plataforma. Este análisis de restricciones fue esencial para garantizar que la implementación de las soluciones energéticas no interfiera con el funcionamiento normal de la instalación ni con sus requisitos de seguridad, accesibilidad o mantenimiento.

Posteriormente, se llevó a cabo una evaluación tecno-económica de las alternativas viables, que permitió seleccionar aquellas opciones que ofrecían el mejor equilibrio entre

viabilidad técnica, rentabilidad económica y sostenibilidad ambiental. Este proceso de evaluación comparativa se centró en cuantificar el rendimiento esperado de cada solución, teniendo siempre como objetivo principal la transformación del sistema energético actual hacia un modelo descarbonizado y energéticamente autosuficiente.

5.2. Resultados. Nuevos escenarios energéticos

Con el objetivo de satisfacer la demanda energética descrita, se ha planteado la integración de una variedad de tecnologías de generación renovable y componentes energéticos complementarios.

El conjunto de componentes considerados para su inclusión en los escenarios alternativos de generación y almacenamiento incluye los siguientes dispositivos:

1. Generadores diésel 1 y 2 (modelo CAT-635kVA-508 kW)

Se mantienen dos generadores diésel como fuente de respaldo para garantizar la seguridad operativa del sistema. Ambos equipos tienen una capacidad nominal de 508 kW y sirven como base de comparación con los escenarios renovables propuestos.

2. Paneles fotovoltaicos en azotea (modelo TRINA TSM-DEG19RC.20W 565W)

Se propone la instalación de paneles solares fotovoltaicos en la azotea de la plataforma, utilizando módulos del tipo TRINA TSM-DEG19RC.20W de 565 vatios cada uno. Esta ubicación aprovecha al máximo el espacio disponible, a pesar de las restricciones generadas por la estructura del helipuerto.

3. Paneles fotovoltaicos en pared (modelo CS7N-665MS-1500V)

Complementariamente, se plantea la instalación de paneles solares adicionales en la pared suroeste de la plataforma. En este caso, se utilizarán módulos del tipo CS7N-665MS-1500V, adaptados a instalaciones verticales, lo que permite maximizar el uso del espacio sin interferir con las operaciones normales.

4. Aerogeneradores de eje vertical (Tulip 5 kW, 12 m/s)

Se contempla la instalación de turbinas eólicas de eje vertical con una potencia nominal de 5 kW, diseñadas para operar eficientemente a velocidades medias de viento en torno a los 12 m/s. Su diseño compacto y vertical facilita su integración en los perímetros estructurales sin comprometer la seguridad.

5. Electrolizador PEM (Capacidad de producción de hasta 22 Nm^3/h de H_2 y eficiencia del 78,8%)

El sistema incluye un electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM), que se encargará de convertir el excedente de energía renovable en hidrógeno verde, el cual será almacenado y reutilizado posteriormente en situaciones de baja generación.

6. Pila de combustible PEMFC (H2EU Power de 55 kW)

Como complemento al electrolizador, se incorpora una pila de combustible PEM (PEMFC), que permite reconvertir el hidrógeno almacenado en electricidad, ofreciendo una solución eficiente para el almacenamiento a largo plazo y la estabilidad del sistema.

7. Baterías de ion-litio Powercube M1C

Para el almacenamiento de energía a corto y medio plazo, se incluyen baterías de ion-litio modelo Powercube M1C, que ofrecen tanto capacidad de almacenamiento energética como potencia de descarga suficiente para cubrir picos de demanda o compensar la intermitencia renovable.

8. Tanque de almacenamiento de hidrógeno

El sistema contará con un depósito de almacenamiento de hidrógeno, necesario para acumular el gas producido por el electrolizador y garantizar su disponibilidad para la pila de combustible en los momentos requeridos.

9. Carretilla elevadora alimentada por pila PEMFC (como carga de H_2)

Para completar el sistema con una carga real que consuma hidrógeno, se incluye una carretilla elevadora (forklift) equipada con pila de combustible de tipo PEM, que operará como parte del sistema logístico de la plataforma y contribuirá a validar el consumo del hidrógeno producido.

Los parámetros de entrada correspondientes a todos los componentes anteriormente descritos fueron introducidos en el software de simulación HOMER Pro, según los valores especificados en la Tabla 3 del estudio. A partir de esta configuración, se realizaron diversas iteraciones de simulación, evaluando múltiples combinaciones de los dispositivos propuestos.

Tabla 3. Parámetros de entrada para el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

Grupos Diésel 1 & 2 (CAT-635 kVA-508 kW)	
Inversión inicial y reemplazo (€)	183.000,00 [1]
O&M (€/ hora op.)	5,00 [1]
Precio combustible (€/L)	2,20 [2]
Emisiones (g/L de combustible) [CO, hidrocarburos no quemados, particulate matter, Nox]	2,09; 0,03; 0,06; 17,70 [3]
Curva de consumo (kW, L/h)	[508; 130,54] [381; 96,84] [254; 66,97] [127; 38,81] [2]
Carga minima técnica porcentual (%)	0,00 [1]
Vida útil (h)	90.000,00 [3]
Paneles fotovoltaicos de la azotea TRINA TSM-DEG19RC.20W 565 W [62]	
Potencia unitaria (W)	565 [1]
CAPEX (€/565 W)	1480,77 [1]
OPEX (€/año)	260,16 [63]
Vida útil (años)	20
Rendimiento (%)	90 [64]
Inclinación (°)	28,05° [1]
Azimutal (°)	0,00°
Paneles fotovoltaicos de la fachada: CS7N-665MS-1500 V [65]	
Potencia unitaria (kW)	665 [1]
CAPEX (€/665 W)	3475,75 [1]
OPEX (€/año)	779,62 [63]
Vida útil (años)	20
Rendimiento (%)	90,00 [64]
Inclinación (°)	90,00° [1]
Azimutal (°)	20,00°

Turbinas eólicas de eje vertical (tulip 5 kW, 12 m/s) [66]	
Potencia unitaria (kW)	5 [1]
CAPEX (€)	89.612,32 [1]
OPEX (€/y)	3584,49 [67]
Vida útil (años)	20
Altura de góndola (m)	40
Curva de potencia	[68]
Factor de pérdidas 57emovabl (%)	20 [1]
Electrolizador PEM	
CAPEX (€/kW)	100.161,42 [1]
OPEX (€/año)	50.080,71 [69]
Vida útil (años)	20 [1]
Capacidad de producción (Nm^3/h)	22
Eficiencia (%)	78,80 [1]
Carga minima (%)	5 [1]
PEMFC H2EU Power	
Potencia nominal (kW)	55
CAPEX (€/kW)	1829,88 [1]
OPEX (€/horas op.)	0,02 [70]
Carga mínima (%)	6,00 [1]
Flujo de masa de H_2 (a potencia nominal) (gr/s)	1,15 [1]
Vida útil (horas)	50.000 [69]
Lithium-Ion Batteries	
Capacidad total (kWh)	872 [1]
Tamaño del string (nr)	23 [1]
Número de strings	8 [1]
Estado inicial de carga (%)	0 [1]
Carga 57emova (%)	20 [1]
CAPEX (€)	560.000 [1]
OPEX (€/año)	1.050 [70]
Vida útil (ciclos)	6.000 [1]
Vida útil (años)	15 [4]
Depósito de H_2	
CAPEX (€/kg)	419,44 [1]
OPEX (€/y)	1449,60 [71]
Vida útil (años)	20 [1]
Carretilla accionada con PEMFC	
Carga máxima de hidrógeno (kg/h)	0,25
Carga máxima de hidrógeno (kg/day)	0,25
Carga de Hidrógeno promedio (kg/day)	0,07
Horas de carga por día de acceso (h)	2

[1] Datos reales del Proyecto

[2] Coste actual basado en el promedio facturado durante el año 2024, incluyendo el coste del bunkering

[3] Base de datos de HOMER Pro

[4] En base a 365 ciclos/año

La secuencia para la simulación del modelo se dividirá en tres iteraciones que se desarrollan en las Secciones 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3 y se resumen en la Figura 16.

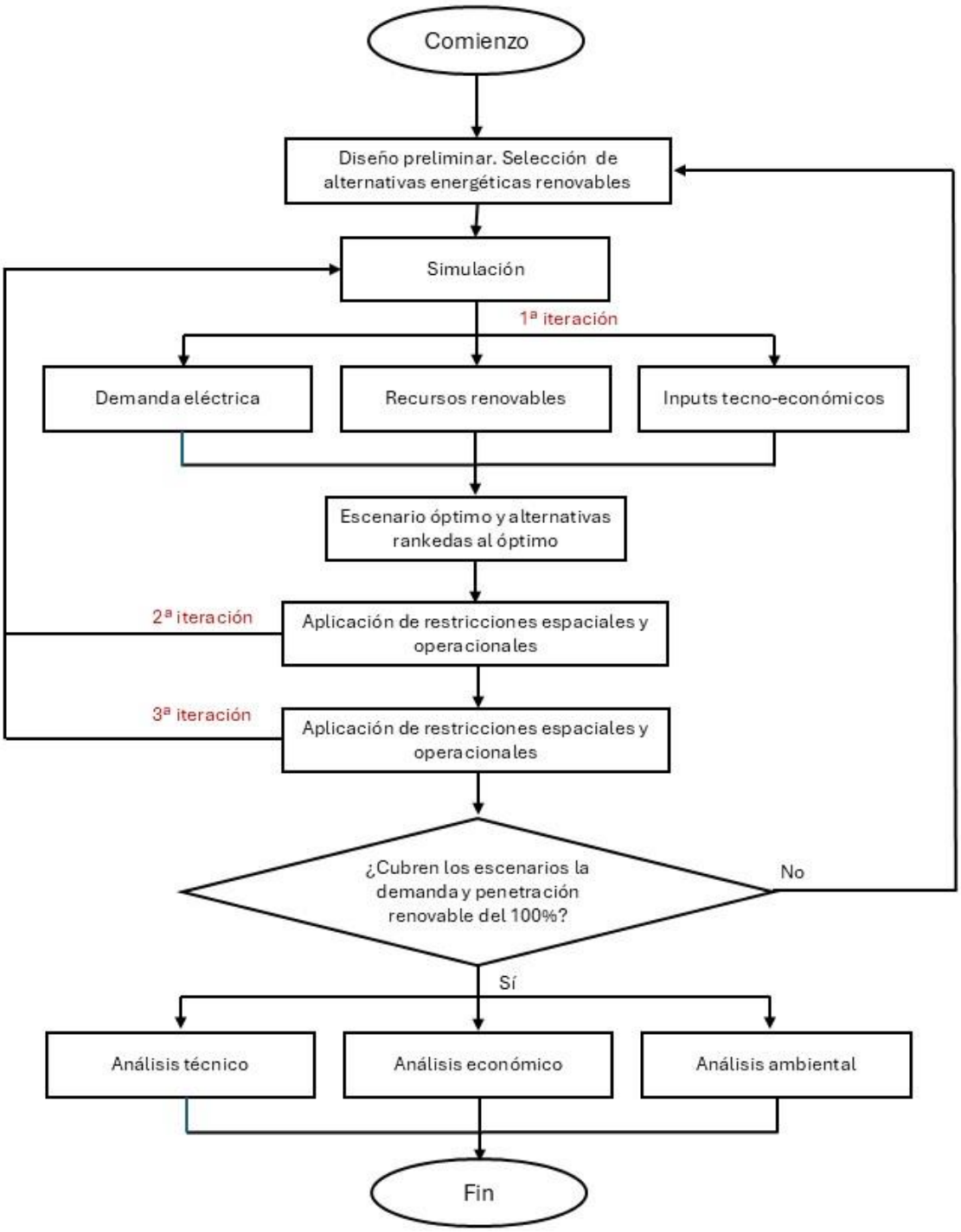

Figura 16. Secuencia de iteracciones para la optimización del modelo objetivo. Fuente: Elaboración propia.

5.2.1. Primera iteración: PLOCAN SmartGrid objetivo con el uso de la herramienta HOMER OptimizerTM

En base a la configuración de la SmartGrid de PLOCAN como una microrred completamente aislada, la implementación de un sistema de almacenamiento energético de alta capacidad, basado en baterías de ion-litio, junto con el inversor asociado adecuadamente dimensionado, constituye un elemento clave para garantizar la estabilidad y la fiabilidad operativa del sistema eléctrico en todo momento [49,50].

Con el fin de dimensionar adecuadamente estos elementos, se estableció como referencia la potencia máxima de la SmartGrid, que es de 1 MW. De acuerdo con este criterio, se definió una capacidad de almacenamiento de 1 MWh, lo que permitiría absorber picos de generación renovable o cubrir demandas elevadas en momentos de baja producción. Paralelamente, se seleccionó un inversor con una potencia nominal de 500 kW, adecuado para gestionar la potencia simultánea máxima esperada dentro de la microrred.

No obstante, al considerar las limitaciones físicas de espacio existentes en la plataforma offshore, fue necesario realizar un ajuste en la configuración prevista. Específicamente, se redujo la capacidad de almacenamiento a 872 kWh (ver Figura 17) , manteniéndose el mismo inversor de 500 kW. Ambos valores, capacidad de almacenamiento y potencia del inversor, se establecieron como variables fijas dentro del modelo de simulación energética.

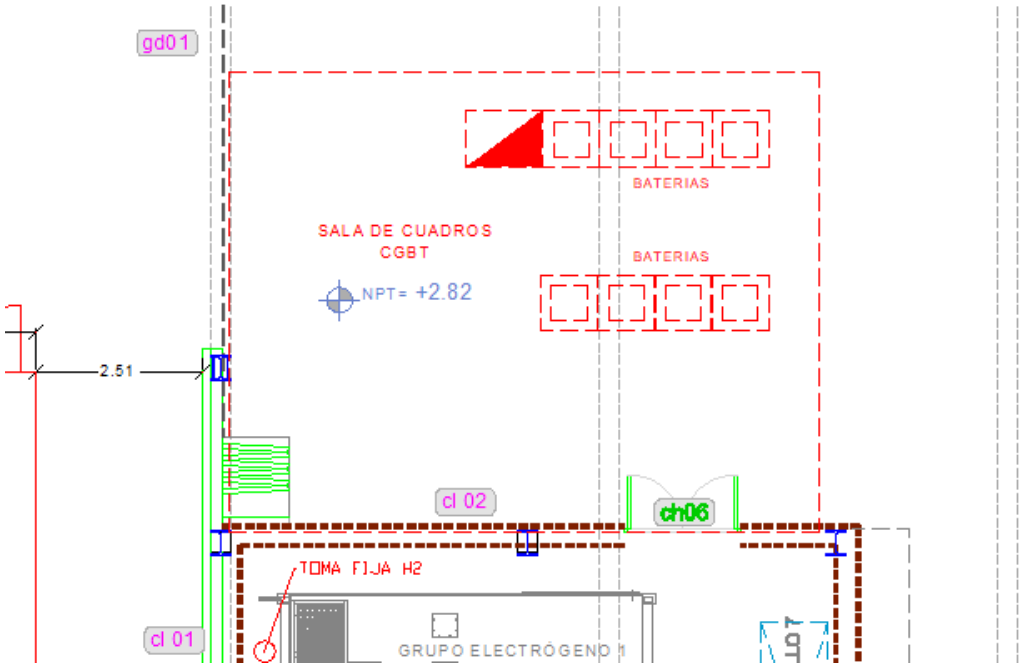

Figura 17. Disposición de las baterías de ion litio en la sala de cuadros CGBT. Fuente: Elaboración propia.

De forma análoga, se identificaron restricciones en el volumen disponible para el almacenamiento de hidrógeno, que no puede superar los 172 kilogramos a 200 bar lo que corresponde aproximadamente a 9600 litros de hidrógeno comprimido. Este valor limita la capacidad de almacenamiento a largo plazo de energía renovable transformada en hidrógeno y dicha limitación se debe al espacio disponible en la parte aireada de la plataforma offshore de PLOCAN sin que limite el espacio necesario para las actividades que se llevan a cabo en esta zona. En la Figura 18 se observa la disposición de los tanques de almacenamiento de H_2 a la izquierda de la pila, dejando a la derecha tránsito libre para la circulación y maniobras de una carretilla elevadora.

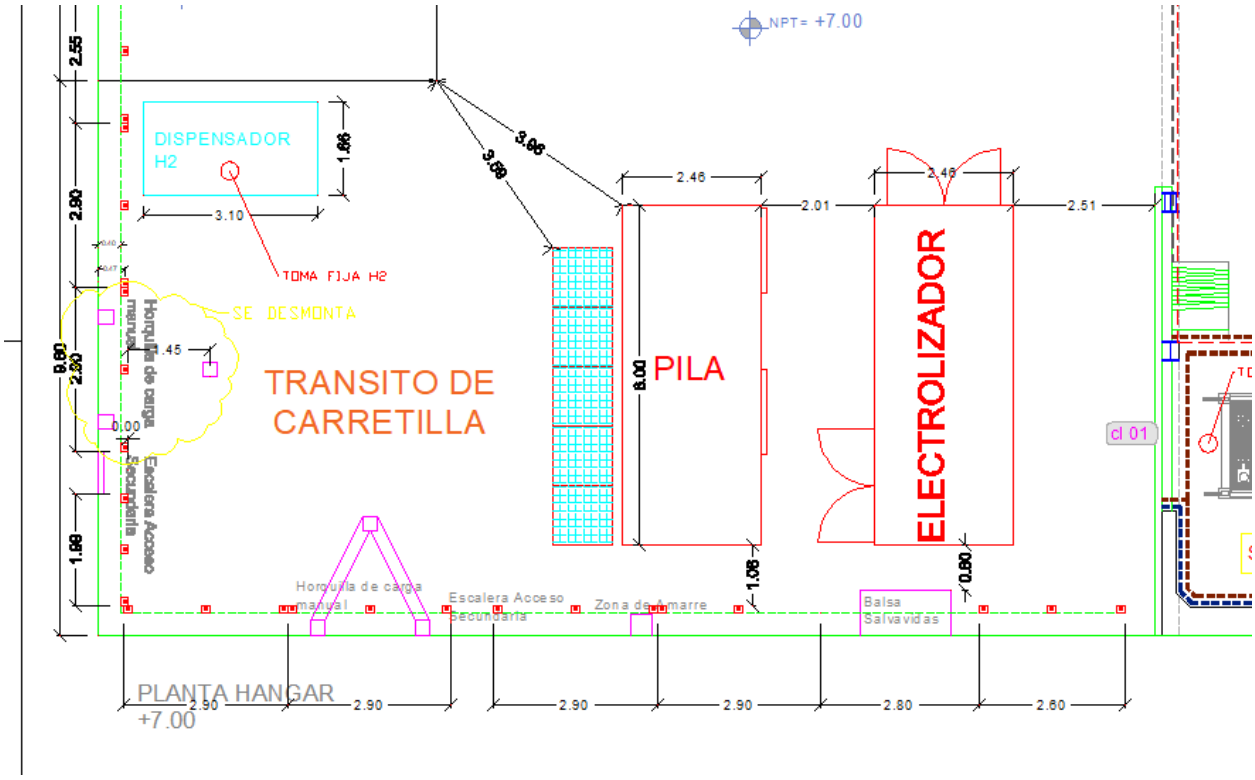

Figura 18. Disposición de la planta de producción de H_2 sobre la cubierta aireada de la Plataforma Offshore de PLOCAN. Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, debido a las limitaciones del software HOMER Pro, concretamente de su herramienta de optimización HOMER Optimizer™, no es posible aplicar el proceso de optimización a las pilas de combustible. Por ello, la potencia de la PEMFC se definió manualmente en 55 kW, ya que se trata del valor máximo de potencia consumida por los servicios de la plataforma al inicio y final de las jornadas de acceso a la propia plataforma, correspondiente al consumo de la grúa de carga y descarga de bienes y personal, de tal manera que la PEMFC pueda cubrir por sí sola esa demanda puntual.

En este estudio, se realiza una optimización en base a la variable objetivo NPC usando la herramienta HOMER Optimizer™, seleccionando las siguientes variables de decisión:

1. Paneles fotovoltaicos en la azotea (TRINA TSM-DEG19RC.20W, 565 W);

2. Paneles fotovoltaicos en la pared (CS7N-665MS-1500 V);

3. Aerogeneradores de eje vertical (5 kW de potencia nominal, con velocidad de diseño de 12 m/s);

4. Electrolizador tipo PEM, para la producción de hidrógeno verde.

Sobre la base del equipamiento descrito en la Sección 5.2, se llevaron a cabo múltiples simulaciones considerando diversas configuraciones. En varios de estos escenarios, se logró una penetración del 100% de energía renovable, es decir, la demanda energética de la plataforma pudo ser cubierta íntegramente sin necesidad de recurrir a generación fósil. Los resultados de estas simulaciones se presentan en las Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6, donde los distintos escenarios se ordenan en función de su viabilidad económica, empezando por el escenario óptimo bajo el criterio del menor valor de NPC, variable objetivo, la solución óptima se ha resaltado en azul en la Tabla 5 y Tabla 6.

Tabla 4. Variables fijas en la PLOCAN SmartGrid objetivo en la primera iteración.

PEMFC 55 kW (kW)	Baterías ion litio (kW)	Depósito H_2 (kg)
55	872	172,80

Tabla 5. Escenarios energéticos usando la herramienta HOMER Optimizer™. Evaluación económica de las alternativas en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Electrolizador (kW)	Genset 1 508 kW (kW)	Genset 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
32	**83**	**-**	**4**	**-**	**-**	**1,59 M**	**1,38**	**21.485,8**	**1,34 M**	**100**
23	80	1	4	-	-	1,64 M	1,43	21.930,83	1,38 M	100
38	79	-	3	508	-	1,70 M	1,49	17.557,71	1,50 M	100
38	79	-	3	-	508	1,70 M	1,49	17.557,71	1,50 M	100
29	74	1	3	508		1,74 M	1,52	17.449,37	1,54 M	100
29	74	1	3		508	1,74 M	1,52	17.449,37	1,54 M	100
38	79	-	3	508	508	1,83 M	1,60	12.620,45	1,68 M	100
29	74	1	3	508	508	1,86 M	1,63	12.512,10	1,72 M	100
40	-	1	13	508	-	1,90 M	1,66	57.427,66	1,24 M	52

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Electrolizador (kW)	Genset 1 508 kW (kW)	Genset 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
40	-	1	13	-	508	1,90 M	1,66	57.427,66	1,24 M	52
41	-	-	13	508		1,91 M	1,67	65.677,46	1,15 M	40
41	-	-	13	-	508	1,91 M	1,67	65.677,46	1,15 M	40
-	138	-	3	508		1,95 M	1,70	18.006,95	1,74 M	99
-	138	-	3	-	508	1,95 M	1,70	18.006,95	1,74 M	99
-	92	3	3	508		1,97 M	1,72	19.355,95	1,74 M	100
-	92	3	3	-	508	1,97 M	1,72	19.355,95	1,74 M	100
28	-	9	3	-	-	1,97 M	1,72	27.983,74	1,65 M	100
40	-	1	13	508	508	2,03 M	1,77	52.490,39	1,42 M	52
41	-	-	13	-	-	2,04 M	1,78	60.740,20	1,33 M	40
-	92	5	5	-	-	2,05 M	1,79	25.512,33	1,76 M	100
-	138	-	3	508	508	2,07 M	1,81	13.069,68	1,92 M	99
-	92	3	3	508	508	2,09 M	1,83	14.418,68	1,93 M	100
-	183	-	6	508	508	2,12 M	1,85	23.053,50	1,85 M	100
-	-	14	4	-	-	2,41 M	2,10	32.693,88	2,03 M	100
-	-	14	4	508	-	2,54 M	2,22	27.856,11	2,22 M	100
-	-	14	4	-	508	2,54 M	2,22	27.856,11	2,22 M	100
-	-	14	4	508	508	2,66 M	2,33	22.918,84	2,40 M	100

Tabla 6. Escenarios energéticos usando la herramienta HOMER Optimizer™. Evaluación energética de las alternativas en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
1200	**-**	**-**	**44.038**	**88.887**	**-**	**48.455**	**100**
961	-	-	38.024	86.038	11.493	43.850	100
709	473	-	46.956	85.241	-	48.196	100
709	-	473	46.956	85.241	-	48.196	100
754	209	-	42.649	79.802	11.493	43.562	100
754	-	209	42.649	79.802	11.493	43.562	100
709	473	-	46.956	85.241	-	48.196	100
754	209	-	42.649	79.802	11.493	43.562	100

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
1078	47.179	-	47.752	-	11.493	59.098	52
1078	-	47,179	47.752	-	11.493	59.098	52
1270	59.074	-	48.101	-	-	66.105	40
1270	-	59,074	48.101	-	-	66.105	40
670	558	-	-	130.726	-	49.687	99
670	-	558	-	130.726	-	49.687	99
897	385	-	-	96.974	34.478	37.742	100
897	-	385	-	96.975	34.478	37.742	100
1974	-	-	41.740	-	103.432	32.014	100
1078	47.179	-	47.752	-	11.493	59.098	52
1270	59.074	-	48.101	-	-	66.105	40
341	-	-	-	96.975	57.463	32.736	100
670	558	-	-	130.726	-	49.687	99
897	385	-	-	96.975	34.478	37.742	100
201	-	-	-	153.687	-	47.609	100
2972	-	-	-	-	160.895	38.132	100
2962	2	-	-	-	160.895	38.132	100
2962	-	1.95	-	-	160.895	38.132	100
2962	2	-	-	-	160.895	38.132	100

La Figura 19 representa un esquema unifilar simplificado del escenario energético óptimo tras la primera itareción.

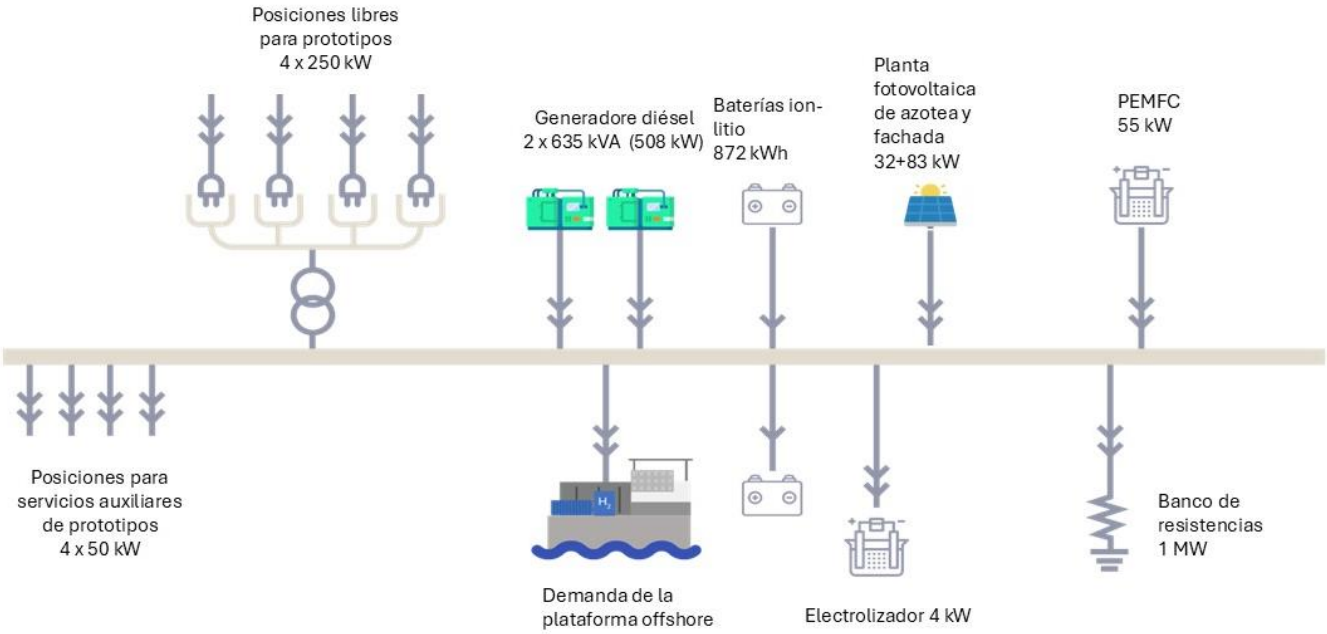

Figura 19. Esquema unifilar del escenario energético óptimo tras la primera iteración. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 20 y Figura 21 se representan los valores del NPC y LCOE de todos los escenarios energéticos obtenidos en esta primera iteración, en verde aquellos escenarios con una penetración renovable del 100%.

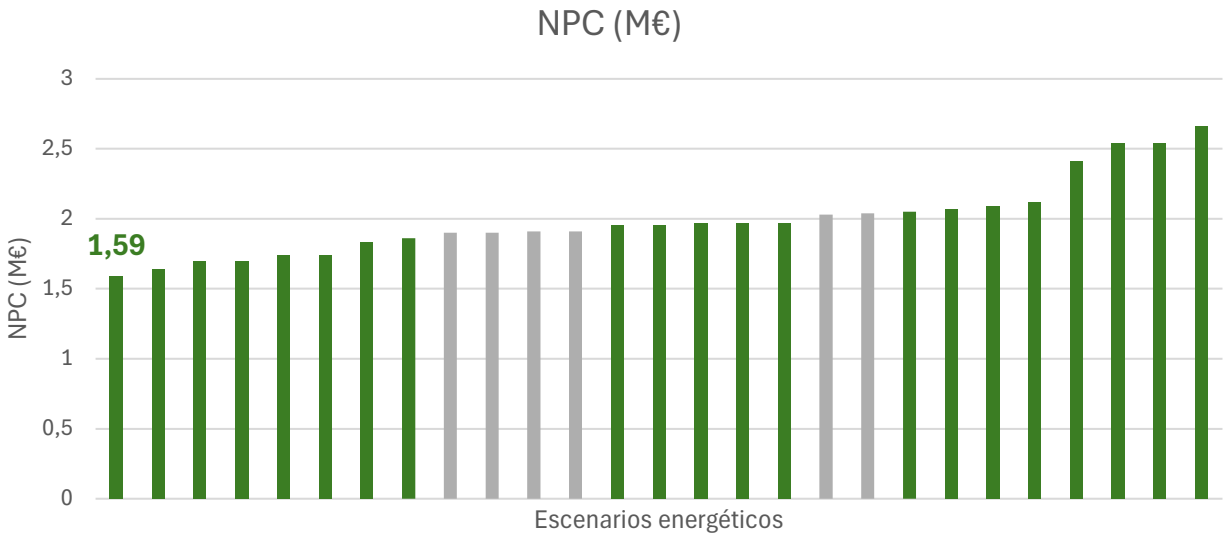

Figura 20. Análisis del NPC de los escenarios alternativos de la primera iteración. Fuente: Elaboración propia.

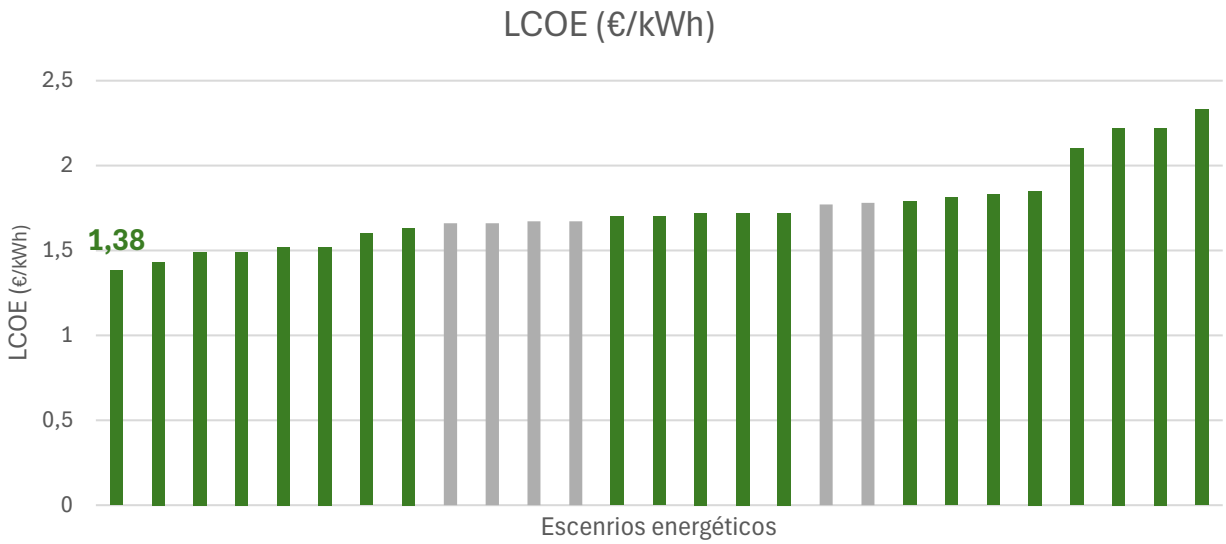

Figura 21. Análisis del LCOE de los escenarios alternativos de la primera iteración. Fuente: Elaboración propia.

5.2.2. Segunda iteración: PLOCAN SmartGrid objetivo con restricciones relativas a la instalación fotovoltaica y turbinas eólicas

Los análisis realizados en etapas posteriores revelaron que algunos de los tamaños de los sistemas fotovoltaicos (PV) previamente optimizados superaban las superficies disponibles en la azotea y en la pared del edificio. Para resolver esta discrepancia, se llevó a cabo un análisis de viabilidad espacial, con el fin de verificar la factibilidad física de instalar dichos sistemas en las ubicaciones propuestas.

Como resultado de este análisis, se determinó que la azotea de la plataforma solo puede albergar un máximo de 14,69 kW de capacidad fotovoltaica, lo que equivale a la instalación de 26 módulos. Esta limitación se debe tanto a la superficie útil real disponible como a los efectos de sombreado provocados por elementos estructurales como el helipuerto. Todos los paneles fotovoltaicos tienen una inclinación de 30º y orientación Sur.

Por su parte, la pared del edificio ofrece una mayor superficie utilizable (292 m^2), permitiendo la instalación de hasta 62,51 kW de potencia fotovoltaica, correspondiente a 94 módulos (Ver Figura 22). No obstante, también en esta ubicación se tuvieron en cuenta las limitaciones asociadas al sombrado parcial y la necesidad de evitar interferencias con las operaciones de la plataforma, lo que no aconseja instalar placas fotovoltaicas en las partes bajas del edificio. Todas las placas tienen una disposición totalmente vertical y orientación Sur-Oeste.

Figura 22. Disposición de los paneles fotovoltaicos sobre la fachada . Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al recurso eólico, se confirmó que la instalación de turbinas de eje vertical está limitada a un máximo de cuatro unidades, que deben ubicarse en el perímetro de la azotea tal y como se muestra en la Figura 23, aprovechando las zonas con capacidad estructural suficiente para soportar su peso y esfuerzo mecánico.

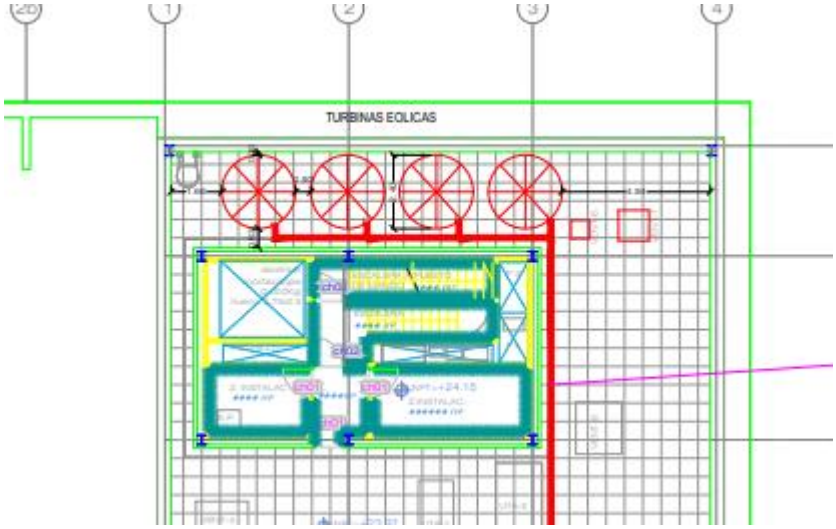

Figura 23. Disposición de las turbinas eólicas (en rojo) sobre el perímetro de la azotea. Fuente: Elaboración propia

Con estos nuevos datos, se procedió a una segunda iteración del proceso de simulación, empleando la misma metodología que en la primera fase, pero integrando ahora las restricciones físicas reales derivadas del análisis espacial. De este modo, se ajustaron las configuraciones tecnológicas al espacio efectivamente disponible, asegurando que los escenarios simulados fueran viables desde el punto de vista constructivo.

A pesar de estas limitaciones, los resultados obtenidos en esta nueva fase de simulación siguieron incluyendo varias configuraciones capaces de alcanzar una penetración del 100% de energía renovable, es decir, con autonomía energética total sin necesidad de recurrir a generación fósil. Sin embargo, al verse restringida la capacidad instalada de generación renovable, estos escenarios presentaron valores más elevados de Coste Neto Actual (NPC) y Coste Nivelado de la Energía (LCOE) en comparación con el escenario óptimo sin restricciones físicas.

Los detalles completos de estas configuraciones ajustadas se presentan en las Tabla 7,

Tabla 8 y

Tabla 9, donde se comparan los distintos escenarios en función de su viabilidad técnica y económica bajo condiciones de espacio realistas. El escenario óptimo bajo el criterio del valor de NPC y LCOE se ha resaltado en azul en la

Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 7. Variables fijas y restricciones espaciales en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo en la segunda iteración.

55 kW PEMFC (kW)	Baterías ion litio (kW)	Depósito H_2 (kg)	FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)
55	872	172,80	<14,69	<62,51	<4

Tabla 8. Escenarios energéticos con restricciones. Evaluación económica de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Electrolizador (kW)	Genset 1 508 kW (kW)	Genset 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
14,69	**62,51**	**3**	**5**	**-**	**-**	**1,69 M**	**1,48**	**23.796,1**	**1,41 M**	**100**
14,61	56,98	-	13	508	-	1,80 M	1,57	36.694,36	1,38 M	78
14,61	56,98	-	13	-	508	1,80 M	1,57	36.694,36	1,38 M	78
14,69	62,51	3	4	508	-	1,81 M	1,58	19.587,08	1,59 M	100
14,69	62,51	3	4	-	508	1,81 M	1,58	19.587,08	1,59 M	100
14,61	56,98	-	13	508	508	1,93 M	1,68	31.757,10	1,56 M	78
14,69	62,51	3	4	508	508	1,94 M	1,69	14.649,82	1,77 M	100
-	62,51	1	13	508		1,97 M	1,72	44.237,08	1,46 M	69
-	62,51	1	13	-	508	1,97 M	1,72	44.237,08	1,46 M	69
-	62,51	-	13	508		1,97 M	1,72	52.032,60	1,37 M	58
-	62,51	-	13	-	508	1,97 M	1,72	52.032,60	1,37 M	58
14,69	-	1	13	508		2,01 M	1,75	72.402,59	1,17 M	30
14,69	-	1	13	-	508	2,01 M	1,75	72.402,59	1,17 M	30
10,48	-	-	13	508	-	2,08 M	1,82	87.211,73	1,07 M	9
10,48	-	-	13	-	508	2,08 M	1,82	87.211,73	1,07 M	9
-	62,51	1	13	508	508	2,10 M	1,83	39.299,81	1,64 M	69
-	62,51	-	13	508	508	2,10 M	1,83	47.095,33	1,55 M	58
14,69	-	1	13	508	508	2,13 M	1,86	67.465,32	1,35 M	30
10,48	-	-	13	508	508	2,20 M	1,92	82.274,46	1,25 M	9
-	-	4	13	508		2,21 M	1,93	70.233,48	1,40 M	38
-	-	4	13		508	2,21 M	1,93	70.233,48	1,40 M	38
-	-	4	13	508	508	2,34 M	2,04	65.296,22	1,58 M	38

Tabla 9. Escenarios energéticos con restricciones. Evaluación energética de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
1.654	**-**	**-**	**26.779**	**67.502**	**34.478**	**37.008**	**100**
590	21.821	-	26.640	61.528	-	57.191	78

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
590	-	21.821	26.640	61.528	-	57.191	78
1.198	387	-	26.779	67.502	34.478	37.061	100
1.198	-	387	26.779	67.502	34.478	37.061	100
590	21.821	-	26.640	61.528	-	57.191	78
1.198	387	-	26.779	67.502	34.478	37.061	100
1.039	30.268	-	-	67.502	11.493	55.254	69
1.039	-	30.268		67.502	11.493	55.254	69
892	41.530	-	-	67.502	-	62.322	58
892	-	41.530	-	67.502	-	62.322	58
1.394	68.752	-	26.779	-	11.493	66.879	30
1.394	-	68.752	26.779	-	11.493	66.879	30
971	90.050	-	19.111	-	-	80.898	9
971	-	90.050	19.111	-	-	80.898	9
1.039	30.268	-	-	67.502	11.493	55.254	69
892	41.530	-	-	67.502	-	62.322	58
1.394	68.752	-	26.779	-	11.493	66.879	30
971	90.050	-	19.111	-	-	80.898	9
1.038	61.366	-		-	45.970	63.638	38
1.038	-	61.366	-	-	45.970	63.638	38
1.038	61.366	-	-		45.970	63.638	38

La Figura 24 representa un esquema unifilar simplificado del escenario energético óptimo tras la segunda itareción.

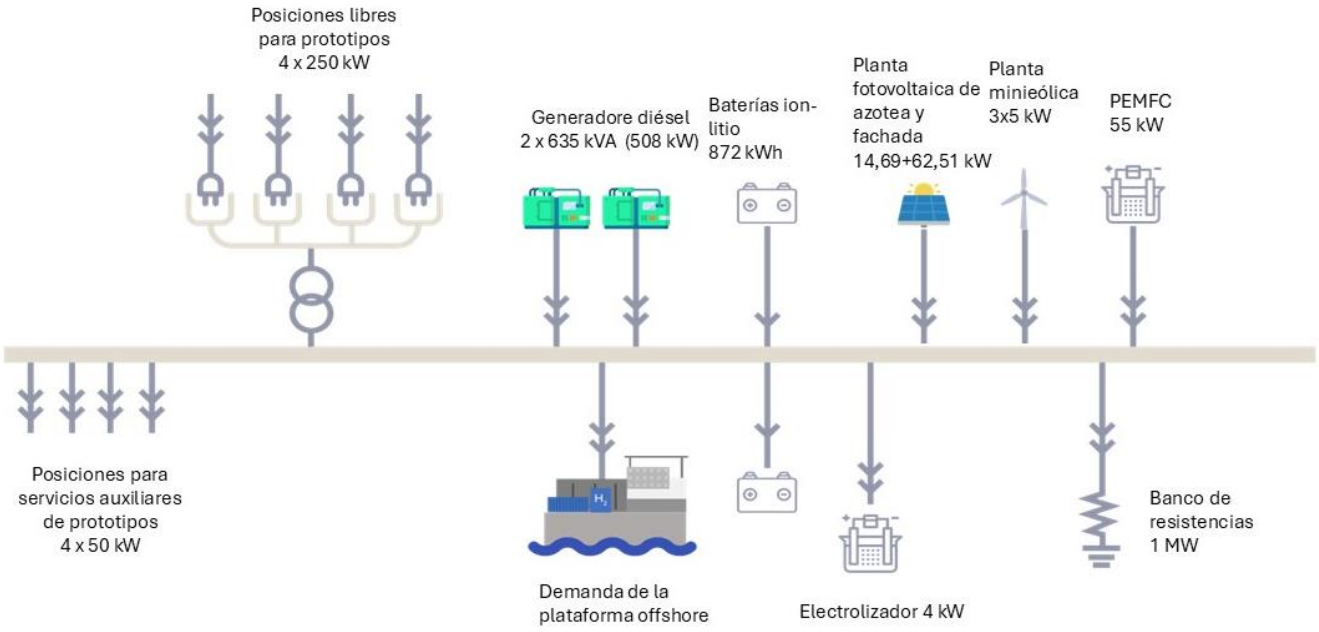

Figura 24. Esquema unifilar del escenario energético óptimo tras la segunda iteración. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 25 y Figura 26 se representan los valores del NPC y LCOE de todos los escenarios energéticos obtenidos en esta segunda iteración, en verde aquellos escenarios con una penetración renovable del 100%, en este caso, una vez establecidos las restricciones explicadas en esta segunda iteración, solo 4 de los escenarios propuestos lograrían una penetración renovable del 100%.

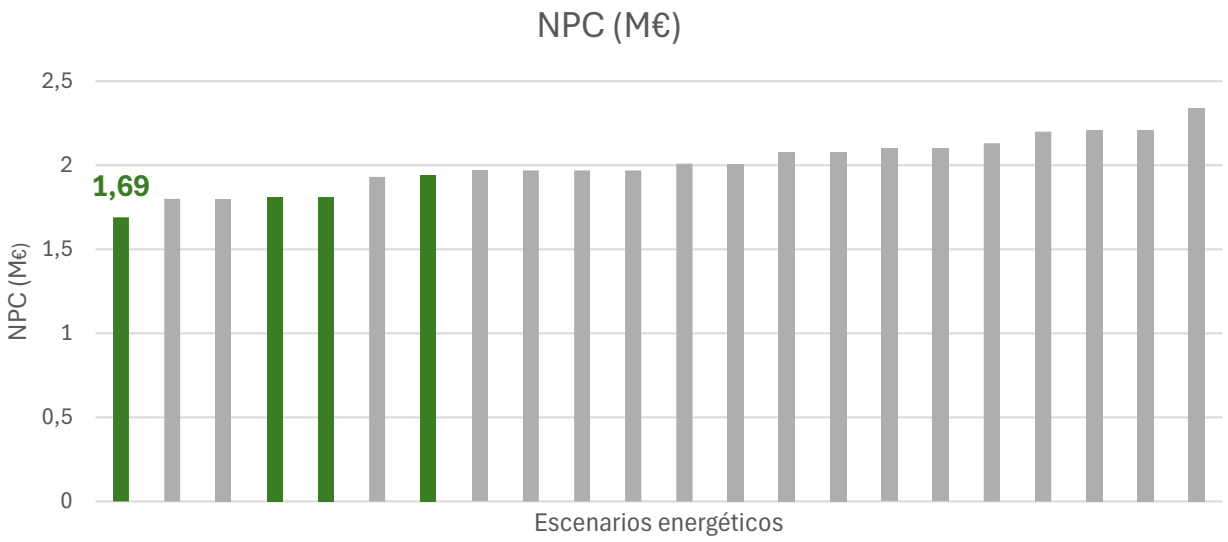

Figura 25. Análisis del NPC de los escenarios alternativos de la segunda iteración. Fuente: Elaboración propia.

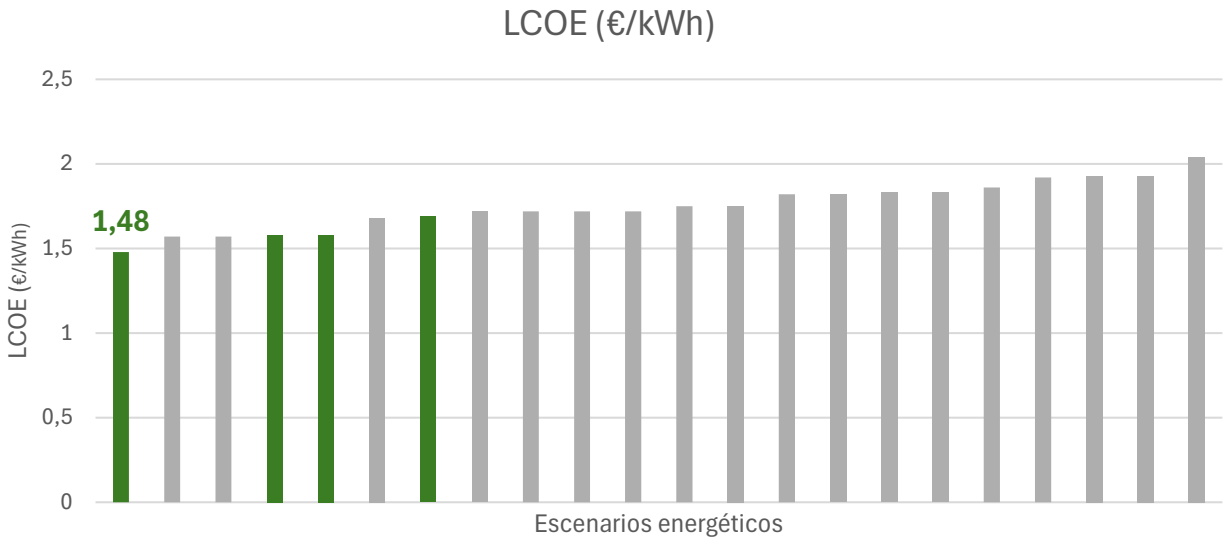

Figura 26. Análisis del LCOE de los escenarios alternativos de la segunda iteración. Fuente: Elaboración propia.

5.2.3. Tercera iteración: PLOCAN SmartGrid objetivo con mayor capacidad de producción de H_2 verde

Aunque la segunda iteración del modelo logró cubrir satisfactoriamente las necesidades energéticas de la plataforma, se introduce una restricción adicional que responde a un nuevo requisito funcional: el sistema debe ser capaz de absorber el excedente energético generado durante los ensayos de prototipos conectados a las posiciones de 250 kW de la SmartGrid.

En el caso de que se conecten prototipos de generación de energía eléctrica, toda la energía generada por dichos dispositivos se utilizará inicialmente para cubrir los servicios auxiliares asociados a los propios prototipos (sistemas de control, refrigeración, instrumentación, etc.). Sin embargo, el excedente que no puede ser consumido directamente era dirigido al banco de cargas resistivas, donde era desechado mediante disipación térmica, generando una pérdida energética.

Con el objetivo de evitar estas pérdidas y valorizar el excedente renovable, se plantea como solución aumentar la capacidad de producción de hidrógeno verde (H_2). Esta ampliación debe realizarse teniendo en cuenta las limitaciones de espacio disponibles en la plataforma y buscando que el nuevo sistema tenga una escala cercana a usos industriales, lo que también contribuiría a mejorar el rendimiento global del sistema energético y su integración con prototipos. Dado que con la generación basal otorgada por las turbinas eólicas de eje vertical y los paneles fotovoltaicos de azotea y fachada sur ya logra cubrir la demanda de la plataforma offshore, es de prever que cualquier aporte de energía derivada de prototipos desplegados sobre el banco de ensayos se destinará en casi su totalidad a la generación de hidrógeno verde, al menos hasta cubrir la capacidad de generación de este vector energético.

Tal como se propone en [72], en sistemas basados exclusivamente en energías renovables, la combinación óptima de tecnologías de almacenamiento debe permitir una respuesta flexible y fiable ante variaciones de generación y demanda. En este contexto, se propone dimensionar el sistema de producción de H_2 para que represente aproximadamente un 30% de la capacidad total de generación renovable instalada. Esta proporción ha sido

identificada en estudios previos como un valor eficaz para sistemas híbridos que combinan baterías e hidrógeno.

Basándose en este criterio, se propone la instalación de un electrolizador de 100 kW de potencia, el cual tendría capacidad suficiente para absorber el excedente generado durante los ensayos de prototipos, considerando que los dispositivos conectados a los alimentadores de 250 kW representan hasta 320 kW de potencia, que es la potencia máxima histórica registrada en la SmartGrid de forma simultánea.

Esta propuesta de ampliación y redimensionamiento del sistema se sustenta en los resultados recogidos en la Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12, donde se presentan los escenarios simulados considerando esta nueva condición operativa, con especial atención a la capacidad de integración del hidrógeno como solución de almacenamiento y gestión de excedentes. El escenario óptimo bajo el criterio del valor de NPC y LCOE se ha resaltado en azul en la Tabla 11 y Tabla 12.

Tabla 10. Variables fijas y rstricciones espaciales en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo en la tercera iteración.

55 kW PEMFC (kW)	Baterías ion litio (kW)	Depósito H_2 (kg)	FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Electrolizador (kW)
55	872	172,80	<14,69	<62,51	<4	100

Tabla 11. Escenarios energéticos con un electrolizador de 100 kW. Evaluación económica de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Genset 1 508 kW (kW)	Genset 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
14,69	**51,54**	**3**	**-**	**-**	**3,14 M**	**2,74**	**71.899,79**	**2,31 M**	**100**
14,69	60,86	-	508	-	3,18 M	2,78	78.539,91	2,27 M	81
14,69	60,86	-	-	508	3,18 M	2,78	78.539,91	2,27 M	81
14,66	59,02	1	508	-	3,21 M	2,80	73.617,45	2,35 M	88
14,66	59,02	1	-	508	3,21 M	2,80	73.617,45	2,35 M	88
14,69	60,86		508	508	3,31 M	2,89	73.602,64	2,46 M	81
14,66	59,02	1	508	508	3,33 M	2,91	68.680,18	2,54 M	88

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Genset 1 508 kW (kW)	Genset 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
-	62,51	1	508	-	3,35 M	2,93	87.834,02	2,33 M	70
-	62,51	1	-	508	3,35 M	2,93	87.834,02	2,33 M	70
-	62,51	-	508	-	3,35 M	2,93	95.611,17	2,24 M	58
-	62,51	-	-	508	3,35 M	2,93	95.611,17	2,24 M	58
14,69	-	1	508	-	3,39 M	2,96	11.,172,00	2,05 M	30
14,69	-	1	-	508	3,39 M	2,96	11.,172,00	2,05 M	30
-	62,51	1	508	508	3,48 M	3,04	82.896,74	2,52 M	70
-	62,51	-	508	508	3,48 M	3,04	90.673,91	2,43 M	58
9,79	-	-	508	-	3,48 M	3,04	132.518,60	1,94 M	7
9,79	-	-	-	508	3,48 M	3,04	132.518,60	1,94 M	7
14,69	-	1	508	508	3,52 M	3,07	111.234,70	2,23 M	30
-	-	4	508	-	3,60 M	3,14	113.915,80	2,28 M	38
-	-	4	-	508	3,60 M	3,14	113.915,80	2,28 M	38
9,79	-	-	508	508	3,60 M	3,15	127.581,40	2,13 M	7
-	-	4	508	508	3,72 M	3,25	108.978,60	2,46 M	38

Tabla 12. Escenarios energéticos con el electrolizador de 100 kW. Evaluación energética de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
4.149	**-**	**-**	**26.779**	**55.656**	**34.478**	**36.371**	**100**
2.166	78	18.963	26.779	65.722	-	55.187	81
2.166	-	-	26.779	65.722	-	55.187	81
2.881	47	11.639	26.779	63.740	11.493	48.210	88
2.881	-	-	26.779	63.740	11.493	48.210	88
2.166	78	18.963	26.779	65.722	-	55.187	81
2.881	47	11.639	26.779	63.740	11.493	48.210	88
1.498	117	30.122	-	67.502	11.493	55.050	70
1.498	-	-	-	67.502	11.493	55.050	70
1.301	157	41.272	-	67.502	-	62.496	58
1.301	-	-	-	67.502	-	62.496	58
1.394	210	68.752	26.779	-	11.493	66.879	30

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
1.394	-	-	26.779	-	11.493	66.879	30
1.498	117	30.122	-	67.502	11.493	55.050	70
1.301	157	41.272	-	67.502	-	62.496	58
942	278	92.087	17.855	-	-	81.828	7
942	-	-	17.855	-	-	81.828	7
1.394	210	68.752	38.500	-	11.493	66.879	30
1.055	229	61.350	-	-	45.970	63.630	38
1.055	-	-	-	-	45.970	63.630	38
942	278	92.087	25.667	-	-	81.828	7
1.055	229	61.350	-	-	45.970	63.630	38

La Figura 29 representa un esquema unifilar simplificado del escenario energético óptimo tras la tercera itareción.

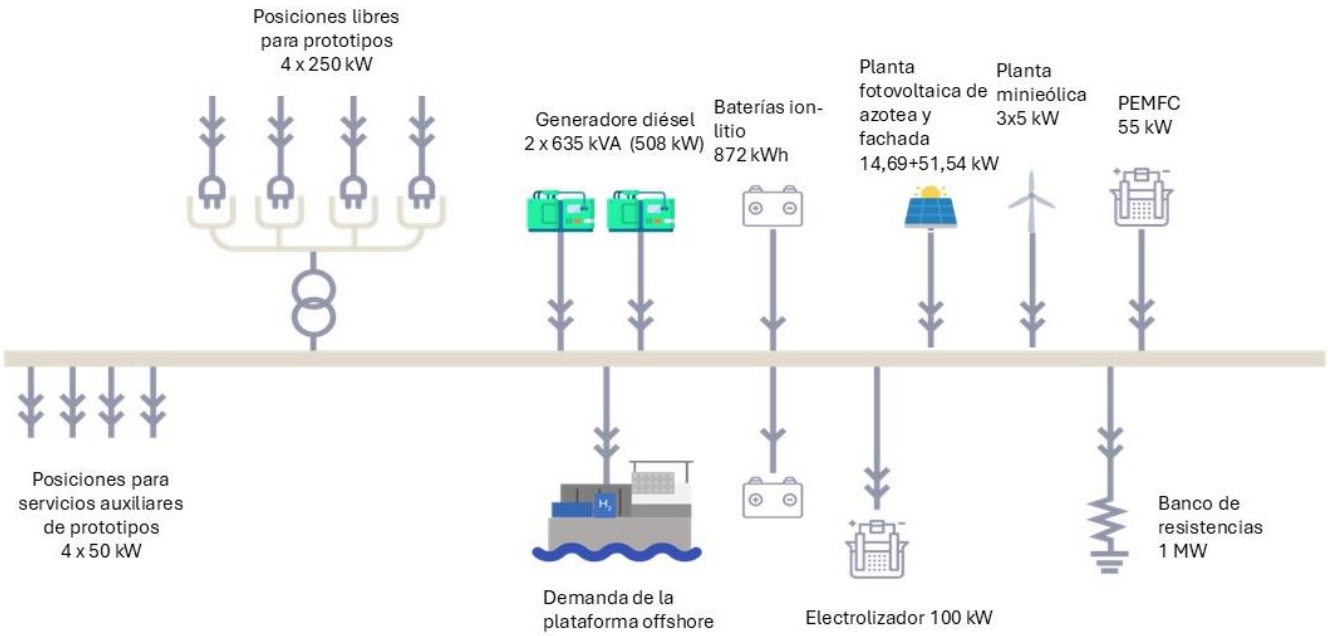

Figura 27. Esquema unifilar del escenario energético óptimo tras la tercera iteración. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 28 y Figura 29 se representan los valores del NPC y LCOE de todos los escenarios energéticos obtenidos en esta tercera iteración, sólo uno de los escenarios obtiene una penetración del 100% de energía renovable, aquel representado en verde en ambas figuras, y que además es el escenario óptimo con 3,14 M€ de NPC y 2,74 €/kWh de LCOE.

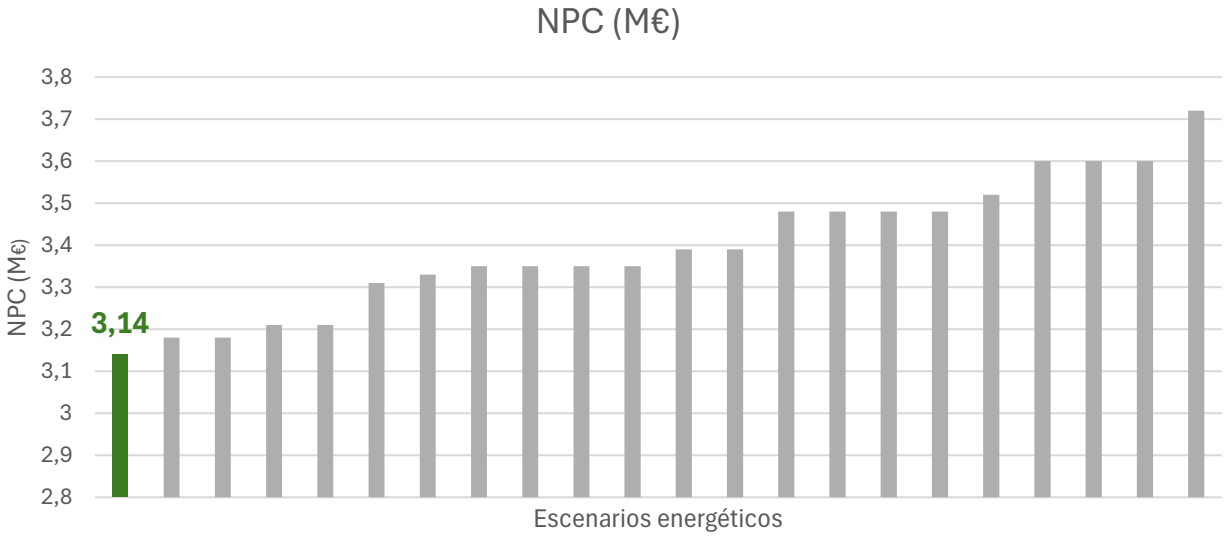

Figura 28. Análisis del NPC de los escenarios alternativos de la tercera iteración.Fuente: Elaboración propia.

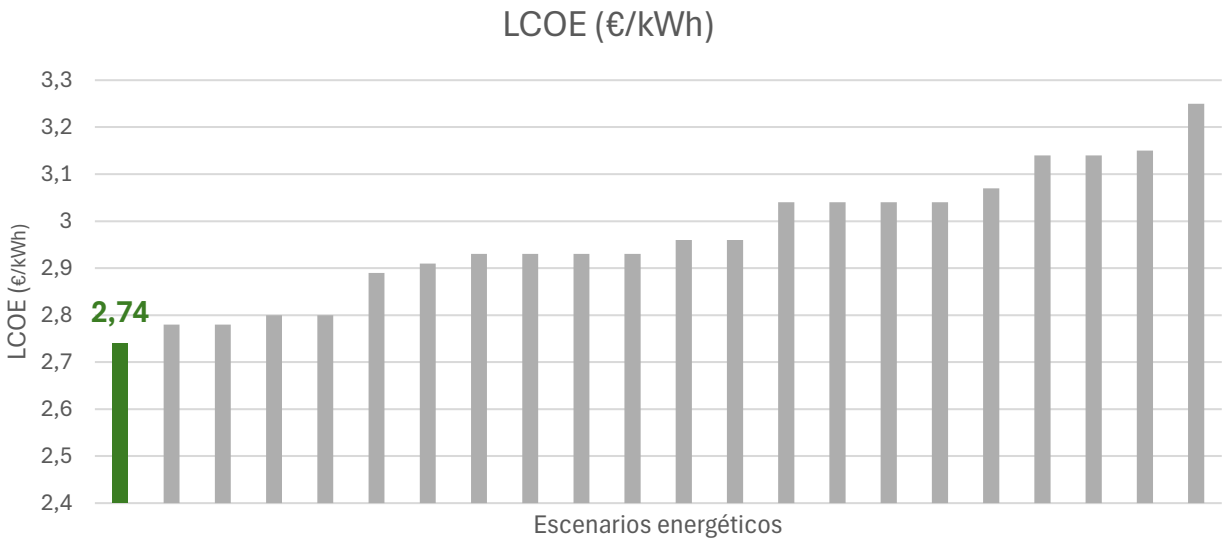

Figura 29. Análisis del LCOE de los escenarios alternativos de la tercera iteración. Fuente: Elaboración propia.

5.3. Balance energético del escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con mayor capacidad de producción de H2 verde

En esta sección se analizan los indicadores eléctricos que posibilitan la penetración renovable del 100% de aquellos elementos implicados en la generación.

En términos generales el mix energético se distribuye de acuerdo a la Tabla 13.

Tabla 13. Mix energético del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo con un electrolizador de 100 kW.

TOTAL	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación eólica (kWh/año)	Generación PEMFC (kWh/año)
121.062	26.779	55.656	34.478	4.149

La Figura 30 muestra la distribución horaria de la generación renovable a lo largo del año, en el gráfico se evidencia la necesidad de generación renovable en los meses centrales del año. De acuerdo a la distribución del recurso solar y eólico de la Figura 6 y Figura 8, sería conveniente aumentar la generación fotovoltaica sobre la azotea u otra superficie horizontal libre de sombras, para que la irradiación horizontal sea máxima y el sistema alcance su máximo de eficiencia, pero existen limitaciones espaciales y operacionales que lo impiden.

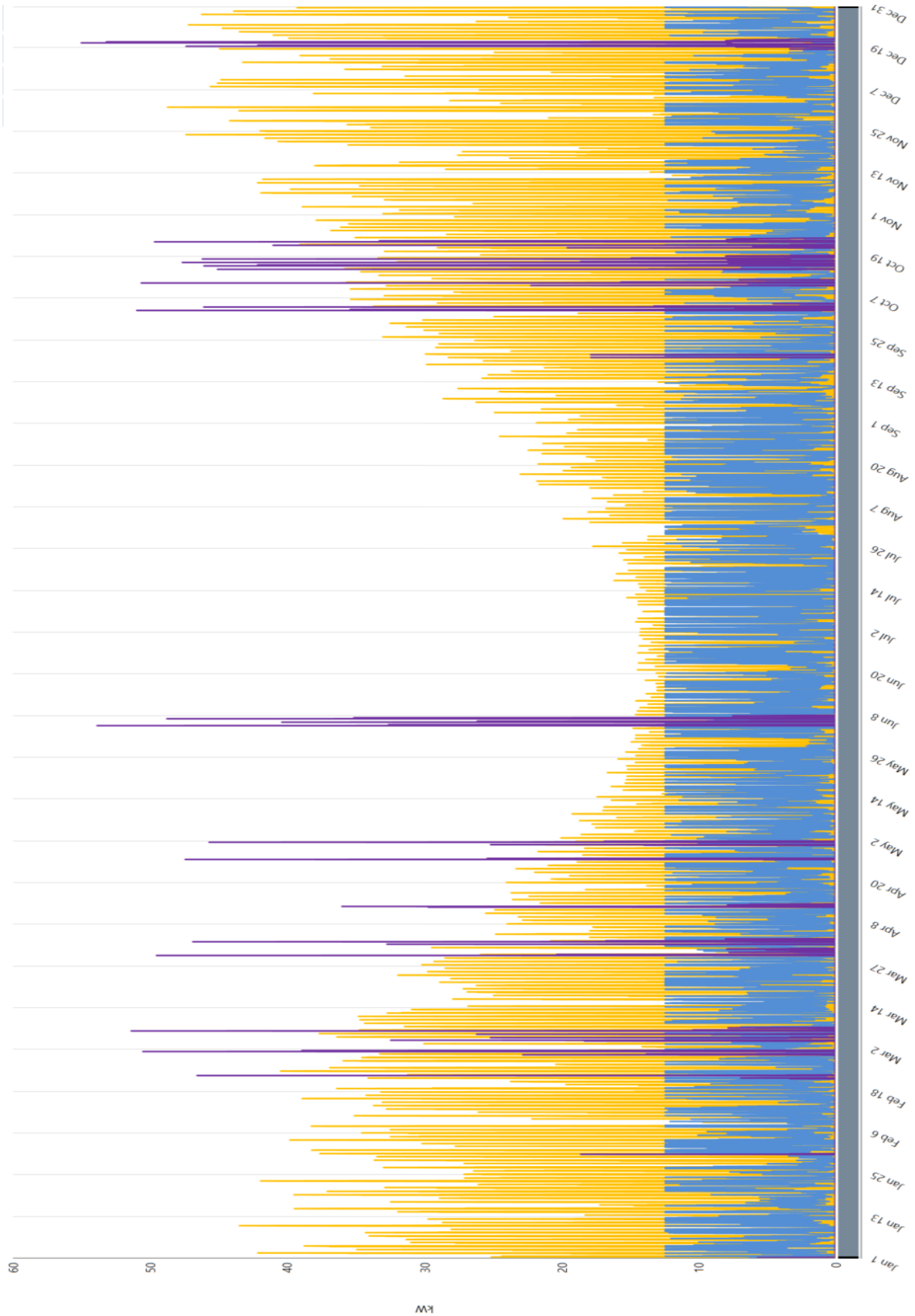

Figura 30. Distribución horaria de generación renovable. Fotovoltaica (amarillo), eólica (azul) y PEMFC (violeta). Fuente: Homer Pro.

Instalación fotovoltaica de la azotea

En particular, el desempeño anual de la instalación fotovoltaica proyectada para la azotea con paneles fotovoltaicos de 565 W tiene 4.381 horas de operación y un factor de capacidad de 20,8%, en [73], las plantas analizadas tenían un factor de capacidad comprendido entre el 10 y el 36%, con un promedio del 27%, con lo que comparativamente hablando podemos considerar que la planta fotovoltaica de la azotea alcanza un buen factor de capacidad. El resto de las variables que caracterizan el desempeño eléctrico de esta instalación se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Caracterización de la generación eléctrica de la planta fotovoltaica de la azotea.

Capacidad nominal (kW)	Generación total (kWh/año)	Porcentaje de la generación total (%)	Factor de capacidad (%)	Horas de operación (hr/año)	Potencia promedio (kW)	Generación diaria promedio (kWh/día)
14,7	26.779	27,10	20,80	4.381	3,06	73,40

El mapa de calor de la Figura 31 también evidencia el buen desempeño y aprovechamiento de este elemento a lo largo de todo el año.

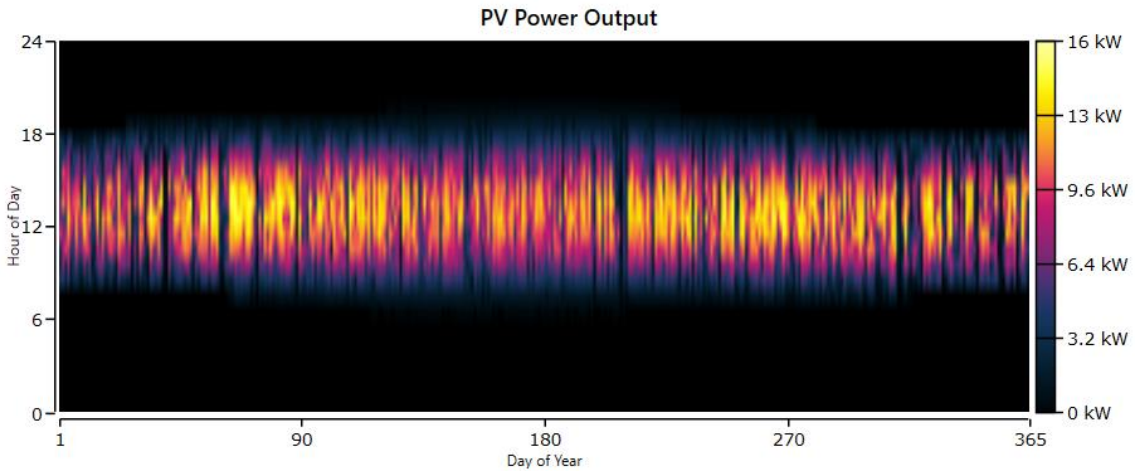

Figura 31. Mapa de calor de la potencia generada por la planta fotovoltaica de la azotea. Fuente: Homer Pro.

Por otro lado, el coste nivelado de energía (LCOE) asociado a esta instalación es de 0,134 €/kWh.

Instalación fotovoltaica de la fachada sur

En lo que respecta al desempeño anual de la instalación fotovoltaica proyectada para la fachada sur del edificio de la plataforma offshore con paneles fotovoltaicos de 665 W, ésta tiene igualmente 4.381 horas de operación y un factor de capacidad de 12,3%. A pesar de obtener un factor de capacidad netamente inferior al de los paneles instalados en la azotea, no olvidemos que estos paneles están instalados verticalmente con lo que era de esperar una eficiencia menor, aun así, e igualmente comparando con los casos estudiados en [73], este factor de capacidad se encuentra por encima del 10%, con lo que se justifica su instalación en términos de eficiencia. El resto de los indicadores del desempeño eléctrico anual de esta instalación se resumen en la Tabla 15.

Tabla 15. Caracterización de la generación eléctrica de la planta fotovoltaica de la fachada.

Capacidad nominal (kW)	Generación total (kWh/año)	Porcentaje de la generación total (%)	Factor de capacidad (%)	Horas de operación (hr/año)	Potencia promedio (kW)	Generación diaria promedio (kWh/día)
51,50	55.656	56,31	12,31	4.381	6,35	152

El mapa de calor de la Figura 32 también evidencia el buen desempeño y aprovechamiento de este elemento a lo largo de todo el año. A pesar de que hay un enfriamiento en los meses centrales del año, debido a que el sol irradia más en perpendicular a la superficie de la tierra y los paneles instalados en vertical reciben menos irradiación.

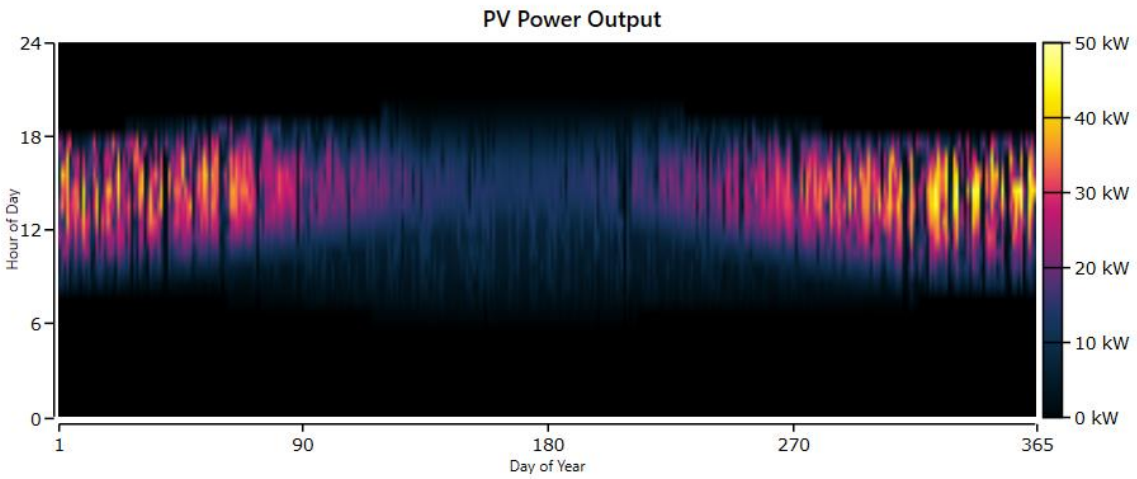

Figura 32. Mapa de calor de la potencia generada por la planta fotovoltaica de la fachada. Fuente: Homer Pro.

Por otro lado, el LCOE asociado a esta instalación es de 0,429 €/kWh.

Turbinas eólicas de eje vertical

Las 3 turbinas eólicas de eje vertical resultantes de la optimización final del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo tienen una potencia instalada de 15 kW, 8.165 horas de operación y un factor de capacidad del 26.2%. De acuerdo con el promedio de instalaciones evaluadas por WindEurope en el reporte de 2024 para las previsiones para 2025-2030 [74], el factor de capacidad promedio es del 23% incluyendo instalaciones onshore y offshore, a pesar de que, si comparamos solo las instalaciones offshore, nuestra previsión queda algo rezagada con el 35% reportado por WindEurope para estas instalaciones. Sin embargo, no olvidemos que el caso de estudio se trata de una instalación de autoconsumo y no para la venta de energía como la gran mayoría, sino todas, de las instalaciones tenidas en cuenta en el informe de WindEurope. Por otro lado, los parques eólicos offshore necesitan factores de capacidad más elevados que justifiquen la inversión en la plataforma, fija o flotante, que soporta a la turbina eólica [75], con lo que el caso de estudio es, nuevamente, difícilmente comparable.

El resto de las variables que caracterizan el desempeño eléctrico de esta instalación se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Caracterización de la generación eléctrica de las turbinas eólicas.

Capacidad nominal (kW)	Generación total (kWh/año)	Porcentaje de la generación total (%)	Factor de capacidad (%)	Horas de operación (hr/año)	Potencia promedio (kW)
15	34.478	34,92	26,23	8.165	3,94

El mapa de calor de la Figura 33 muestra una diferencia esperada significativa con respecto a los paneles fotovoltaicos. Como es lógico, existe menor concentración en horas puntuales del día y por lo tanto mayor dispersión, de ahí que se alcancen 8.165 horas de operación anuales. Aunque hay menor aprovechamiento de la capacidad nominal de las turbinas, de hecho, la potencia máxima alcanzada es de 12,4 kW, por debajo de los 15 kW máximos.

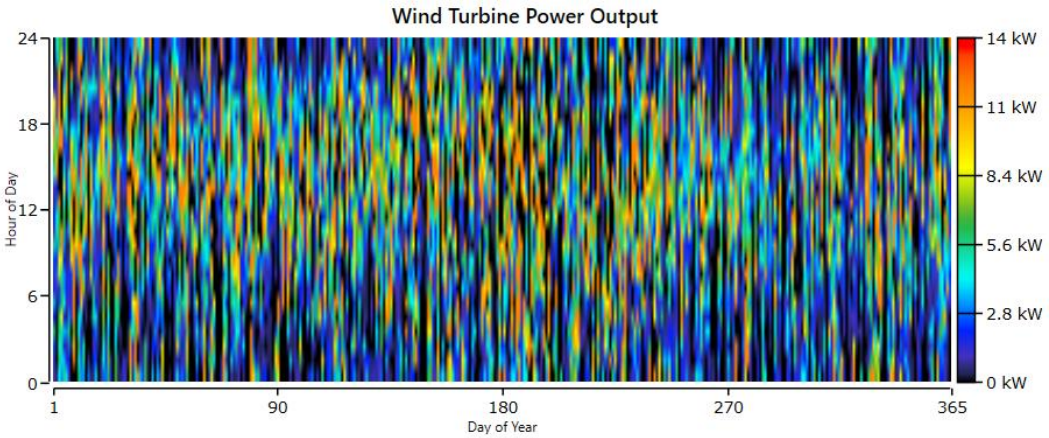

Figura 33. Mapa de calor de la potencia generada por las turbinas eólicas de eje vertical. Fuente: Homer Pro.

Por otro lado, el LCOE asociado a esta instalación es de 0,751 €/kWh.

Pila de combustible (PEMFC)

El caso de la PEMFC dentro del balance energético de la plataforma offshore de PLOCAN debe analizarse desde otra perspectiva, ya que a pesar de que es necesaria para alcanzar la plena descarbonización de la plataforma, lo cierto es que su bajo factor de capacidad podría hacer replantarse su idoneidad.

En cualquier caso, la operación en Power-to-Grid de la PEMFC alcanza las 326 horas anuales con un factor de capacidad de 0,86% y un consumo de 189 kg de H_2. Las características de la operación anual de este equipo se recogen en la Tabla 17

Tabla 17. Caracterización de la generación eléctrica de la PEMFC.

Capacidad nominal (kW)	Generación total (kWh/año)	Porcentaje de la generación total (%)	Factor de capacidad (%)	Horas de operación (hr/año)	Potencia promedio (kW)	Consumo de H_2 (kg/año)
55	4.149	3,43	0,86	326	12,72	189

El mapa de calor de la PEMFC (ver Figura 34) muestra el escaso factor de capacidad anual de este equipo, que se evidencian también en el consumo de H_2 verde (ver Figura 35).

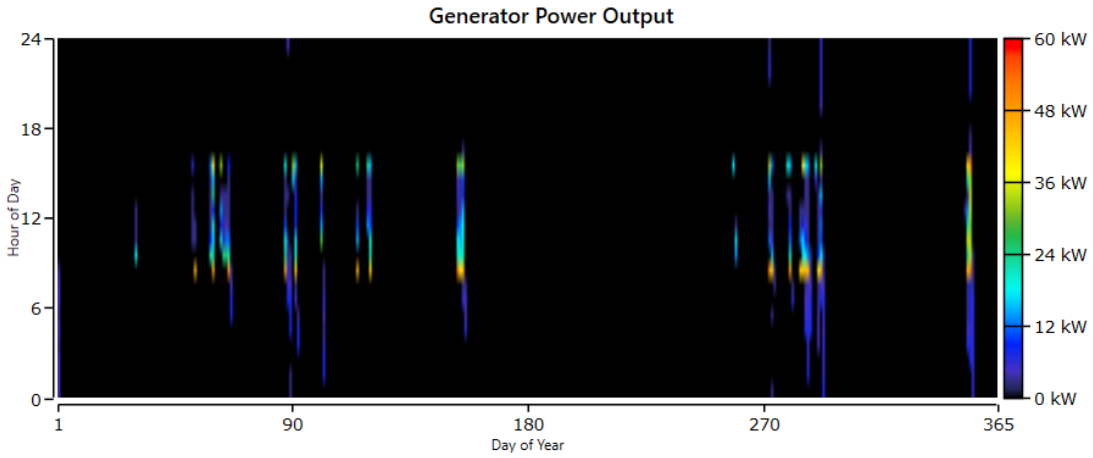

Figura 34. Mapa de calor de la potencia generada por la PEMFC. Fuente: Homer Pro.

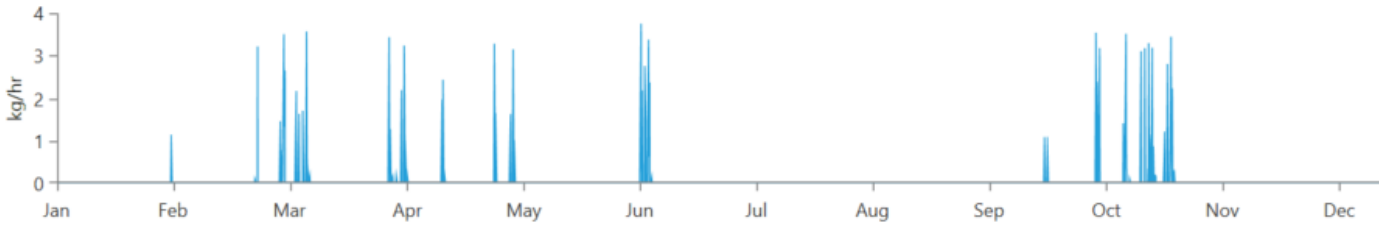

Figura 35. Consumo anual de H_2 verde por la PEMFC. Fuente: Homer Pro.

Banco de baterías de ion litio

El banco de baterías de ion litio provee del primer escalón de gestionabilidad en la intermitencia de las energías renovables dentro del sistema a estudio, será el primer almacenamiento disponible, antes de la producción de H_2 verde, y tanto los módulos de baterías como el inversor asociado a este sistema de almacenamiento son esenciales para garantizar la estabilidad dinámica del sistema del sistema.

El sistema no permitirá que la carga del banco de baterías esté en ningún momento por debajo del 20%, incluso dando paso al arranque de los generadores diésel si se diera el caso y no hubiera energía renovable disponible. Por otro lado, se planifica el sistema para que el banco de baterías disponga de un elevado nivel de carga en el mayor tiempo posible a lo largo del año, para favorecer la generación síncrona debida al grid-forming disponible en caso de que se hayan de validar prototipos de generación asíncrona que se conecten a las posiciones de 250 kW.

La energía anual consumida para el almacenamiento es de 38.030 kWh, y a su vez estas aportan 35.450 kWh anuales al sistema. El resto de los parámetros relativos al almacenamiento eléctrico se recogen en la Tabla 18.

Tabla 18. Funcionamiento anual del banco de baterías de ion litio.

Capacidad nominal (kW)	Energía de entrada (kWh/año)	Energía de salida (kWh/año)	Descarga anual (kWh/año)	Autonomía (hr)
872	38.030	35.450	36.371	61,70

El nivel de autonomía del banco de baterías es de 61,7 horas, casi 2,6 días. Dicha autonomía se calcula en base a la siguiente expresión

$$A_{batt} = \frac{\mathrm{N}_{batt}\, V_{nom} Q_{nom} \left(1 - \frac{q_{min}}{100}\right)(24h/d)}{\mathrm{L}_{prim,ave}(\frac{1000Wh}{kWh})}$$

Ecuación 7. Autonomía del banco de baterías [76].

En donde:

A_{batt} es la autonomía del banco de baterías.

N_{batt} es el número de módulos de baterías del banco.

V_{nom} es la tensión nominal de cada módulo en voltios (V).

Q_{nom} es la capacidad nominal de cada módulo medido en amperios hora (Ah)

Q_{min} es la carga mínima del banco completo de baterías en % que se ha establecido en 20%.

$L_{prim,ave}$ es la carga primaria promedio en kWh/día

Por lo tanto, depende directamente de la carga primaria promedio, esto es de la demanda eléctrica, la cual, tal y como se ha indicado con anterioridad, se dispone de manera desigual a lo largo del año, estableciendo los picos de consumo en los días de acceso a la plataforma offshore, con lo que una autonomía de 61,7 horas asegura con tranquilidad la seguridad energética de este sistema aislado.

Los periodos de mayor acceso a la plataforma en el área analizada se sitúan estadísticamente a finales de septiembre y durante todo el mes de octubre, tal y como se muestra en la Figura 10. En la Figura 36 se observa como en este periodo de mayor demanda, el estado de las baterías decae por debajo del 20% en 5 periodos concretos entre septiembre y octubre, momento en el cual actúa la PEMFC para recargar el banco de baterías y devolverlas al estado de carga mínima admisible.

Figura 36. Demanda eléctrica en la plataforma (línea verde), estado de carga del banco de baterías (línea roja) y energía aportada por la PEMFC. Fuente: Homer Pro.

El mapa de calor del banco de baterías (ver Figura 37) muestra el elevado índice de carga de las baterías a lo largo de todo el año, con mínimos en enero, febrero, marzo, abril, junio, septiembre, octubre y diciembre, que son solventados por la PEMFC de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y a la operación o consumo de H_2 verde de la PEMFC que se muestra en la Figura 35.

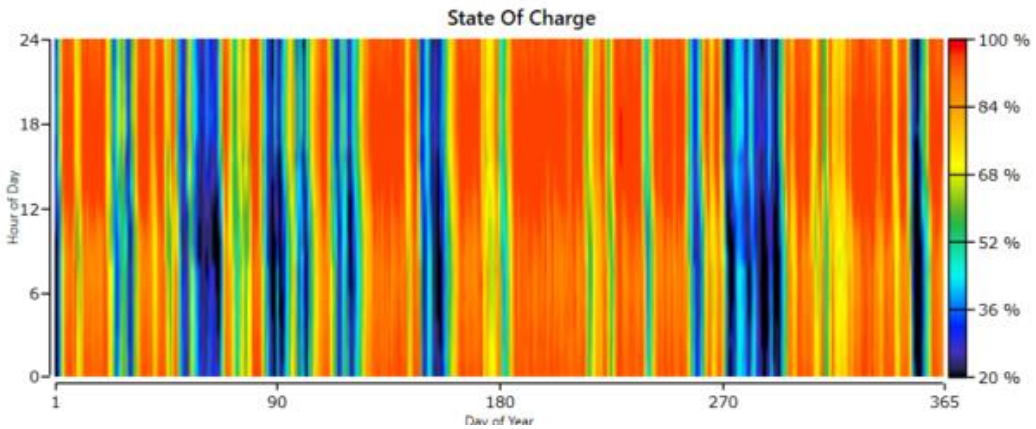

Figura 37. Mapa de calor del estado de carga del banco de baterías. Fuente: Homer Pro.

5.4. Análisis de los nuevos escenarios

El primer objetivo que debe cumplirse en el diseño del sistema energético es satisfacer la demanda de la plataforma exclusivamente mediante fuentes de energía renovable, alcanzando así una penetración del 100% de renovables. Este criterio constituye el requisito principal para validar cualquier escenario como solución viable en el proceso de descarbonización de la plataforma offshore de PLOCAN.

Tras completar las tres iteraciones de simulación descritas, en las que se evaluaron diferentes configuraciones tecnológicas considerando restricciones espaciales, operativas y funcionales, se comprobó que solo un escenario alternativo fue capaz de cumplir plenamente este objetivo prioritario.

Dicho escenario, que representa la única alternativa capaz de cubrir la totalidad de la demanda energética sin recurrir al uso de generación fósil, se detalla en la Tabla 19. Esta configuración final recoge los valores específicos de cada componente, así como los resultados tecnoeconómicos y operativos obtenidos en la simulación correspondiente, sirviendo como referencia principal para una implementación real de un sistema renovable autosuficiente en la plataforma.

Tabla 19. Escenario óptimo para el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Baterías ion litio (kW)	PEMFC (kW)	Electrolizador (kW)	Depósito H_2 (kg)	Penetración renovable (%)
14,69	51,54	3	872	55	100	172,80	100

Para llevar a cabo un análisis riguroso y completo, es necesario realizar una comparación técnica, económica y ambiental entre las posibles alternativas propuestas y el escenario actual, en el cual el sistema energético de la plataforma está alimentado exclusivamente por combustibles fósiles.

Esta comparación debe considerar los principales indicadores de rendimiento que caracterizan el funcionamiento del sistema actual, incluyendo aspectos como la eficiencia energética, el consumo de combustible, los costes de operación e inversión, así como las emisiones contaminantes asociadas.

Los valores de referencia del sistema actual, que constituyen la base comparativa para evaluar la viabilidad de las configuraciones renovables, se presentan en la Tabla 1, donde se recopilan los indicadores clave de la SmartGrid actual de PLOCAN. Estos datos permitirán cuantificar los beneficios potenciales de una transición hacia un modelo descarbonizado, tanto en términos de costes como de impacto ambiental y desempeño técnico.

5.4.1. Análisis técnico comparativo entre la PLOCAN SmartGrid actual y objetivo

La generación en modo isla mediante grupos electrógenos diésel síncronos representa una tecnología madura y ampliamente probada, conocida por su fiabilidad y robustez en entornos sin conexión a red. En el caso concreto de la plataforma offshore de PLOCAN, es importante destacar que los grupos electrógenos instalados disponen de una capacidad de generación combinada de 2 × 508 kW, lo que representa una potencia total instalada muy superior a la demanda energética básica de la plataforma.

Esta sobredimensión no responde a una necesidad energética habitual, sino que obedece a una condición operativa inherente al modo isla, en el cual la microrred funciona de manera completamente aislada, sin ningún tipo de conexión a la red eléctrica general como respaldo. En este contexto, es imprescindible contar con una capacidad de generación síncrona equivalente a la potencia máxima permitida durante la conexión de prototipos a la SmartGrid, que alcanza hasta 4 × 250 kW. Estos prototipos suelen implicar generación asincrónica, lo que hace necesario equilibrar el sistema mediante generación síncrona fiable.

Como consecuencia directa de este diseño, los grupos electrógenos diésel operan de forma casi continua por debajo del 10 % de su capacidad nominal, lo cual representa un régimen de carga muy por debajo del óptimo recomendado. Desde el punto de vista técnico-

operativo, este tipo de funcionamiento a baja carga constante es desfavorable y puede generar efectos negativos sobre la durabilidad del equipo. Entre los problemas asociados destacan la acumulación de hollín en los pistones; dilución del lubricante con combustible no quemado; y desgaste excesivo de las camisas de los cilindros, entre otros fenómenos de degradación prematura [77].

Este escenario justifica, no solo desde una perspectiva ambiental, sino también técnica y operativa, la necesidad de avanzar hacia un sistema energético alternativo basado en fuentes limpias.

Desde el punto de vista del mix energético, la transición a un modelo renovable representa una transformación completa del sistema de generación offshore en la plataforma en estudio. Esta nueva configuración permite alcanzar una penetración renovable del 100 %, mediante una combinación equilibrada de energía solar fotovoltaica y energía eólica, cuya distribución se muestra de forma visual en el gráfico comparativo de la Figura 38. Dicha transición no solo elimina la dependencia de los combustibles fósiles, sino que también optimiza el rendimiento de los componentes del sistema y mejora la sostenibilidad operativa de la plataforma.

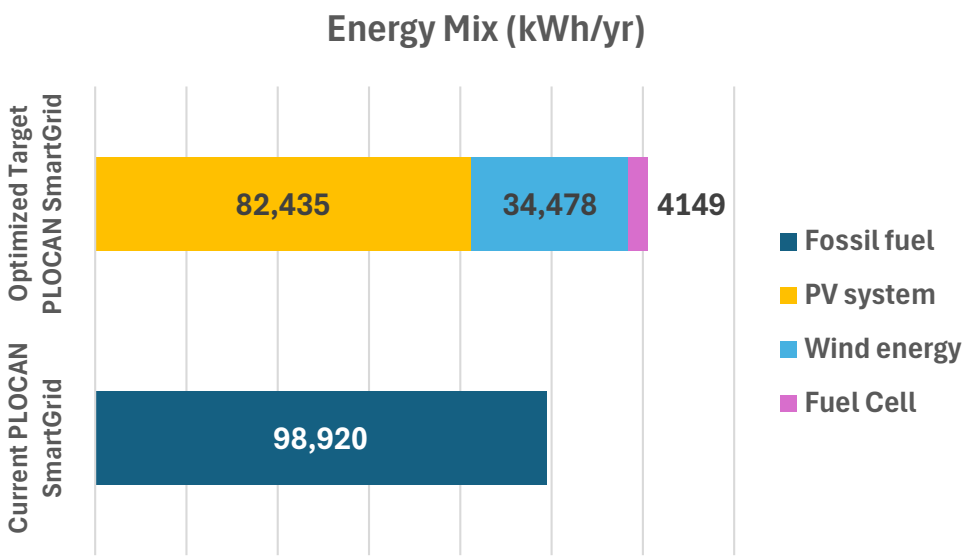

Figura 38. Análisis comparativo del mix energético. Fuente: Elaboración propia.

Mediante la optimización de las fuentes de energía renovable integradas en el sistema, se logra un excedente energético del 22,38 % con respecto a la demanda total anual de la plataforma. Este excedente representa la fracción de energía generada que supera los requerimientos directos de consumo, y cuyo aprovechamiento eficiente resulta clave para maximizar el rendimiento global del sistema.

La mayor parte de este excedente se canaliza hacia el electrolizador, que consume un total de 16.371 kWh al año, lo que equivale al 73,94 % del exceso energético disponible. Esta estrategia permite valorizar el excedente renovable mediante la producción de hidrógeno verde, almacenable y utilizable posteriormente a través de la PEMFC.

El resto del excedente energético, correspondiente al 26,06 %, no se puede aprovechar plenamente y se pierde principalmente debido a las ineficiencias técnicas del sistema. Estas pérdidas se atribuyen a las ineficiencias de los inversores asociados a la generación renovable; y las pérdidas internas del sistema de baterías de ion-litio, debidas a procesos como el calor disipado durante la carga/descarga, la autodescarga o la conversión AC/DC.

En conjunto, estas pérdidas representan un 4,77 % del total de la energía anual generada, lo cual pone de manifiesto que, aunque el sistema alcanza un elevado grado de autosuficiencia, aún existen márgenes de mejora en la gestión y conversión de energía excedente.

El balance energético global de la alternativa óptima seleccionada se resume gráficamente en la Figura 39, donde se ilustran los flujos de entrada, transformación, almacenamiento y consumo de energía dentro del sistema.

Cabe destacar especialmente el rendimiento de la ruta power-to-grid, es decir, el proceso completo que convierte la electricidad renovable excedente en hidrógeno verde mediante electrólisis y posteriormente reconvierte ese hidrógeno en electricidad mediante una PEMFC. En este caso, la eficiencia global de este ciclo combinado es del 39,25 %, un valor que se considera adecuado y se encuentra alineado con los valores habitualmente reportados

en la literatura [78–80]. Este dato confirma la coherencia técnica del sistema propuesto y su viabilidad para ser replicado o escalado en otros entornos similares.

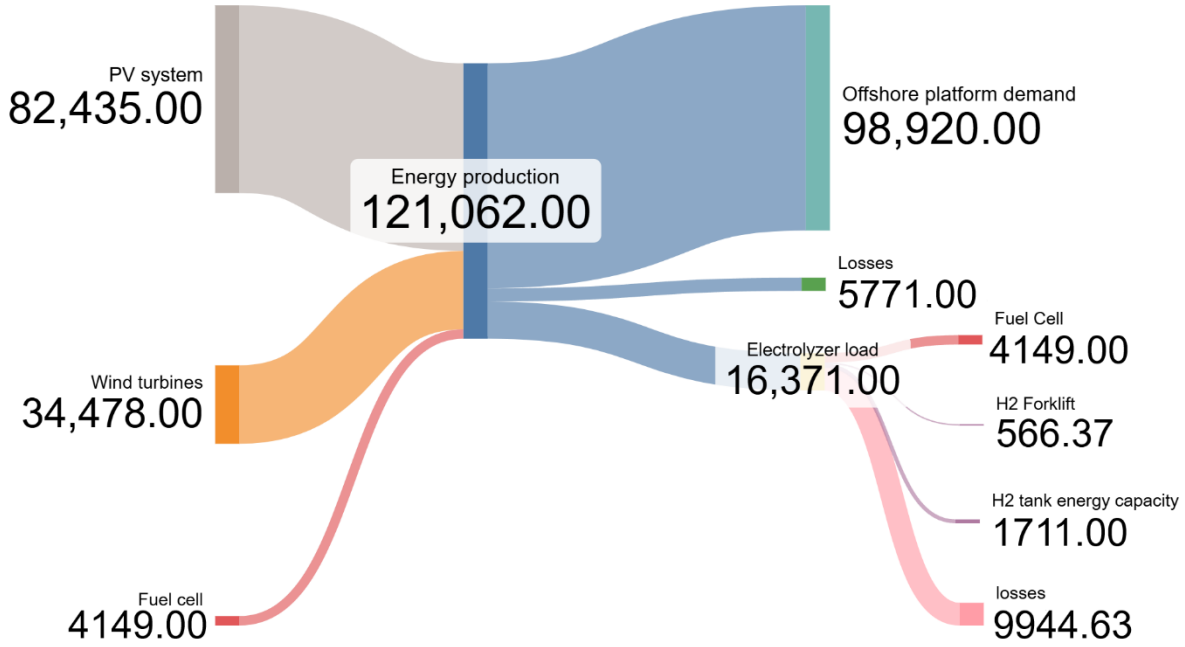

Figura 39. Diagrama Sankey del balance energético de la PLOCAN SmartGrid objetivo óptima. Fuente: Elaboración propia.

A pesar de las limitaciones de eficiencia inherentes al power-to-grid, es decir, al proceso de conversión de electricidad en hidrógeno y su posterior reconversión en energía eléctrica, la producción de hidrógeno verde en entornos offshore permite alcanzar la descarbonización completa de la plataforma.

Ahora bien, el electrolizador de 100 kW presenta un claro infra aprovechamiento, alcanzando un factor de capacidad de tan solo el 1,87 %, tal y como se observa en el gráfico de la Figura 40, en donde la densidad de producción de H_2 es netamente más baja que en el caso de instalar un electrolizador de 5 kW, tal y como se muestra en la Figura 41 Este resultado, aunque aparentemente bajo, era esperado y ya fue analizado previamente en la Sección 5.2.3. La causa principal de este comportamiento se encuentra en el sobredimensionamiento deliberado del equipo, necesario para mantener una reserva de capacidad disponible en caso de que se ocupen las posiciones reservadas a prototipos en la SmartGrid de la plataforma.

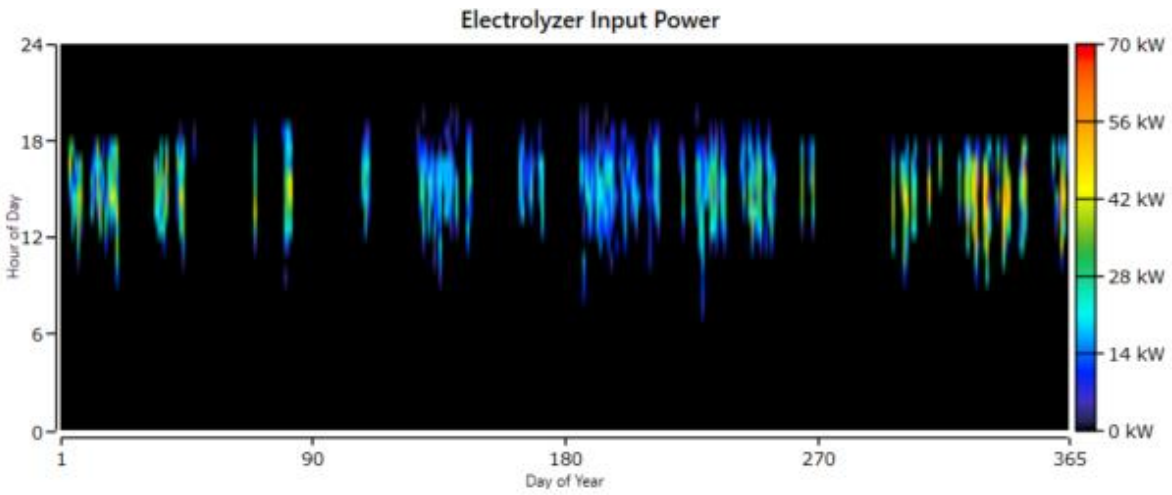

Figura 40. Mapa de calor del consumo del electrolizador de 100 kW anual en el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo. Fuente: Homer Pro.

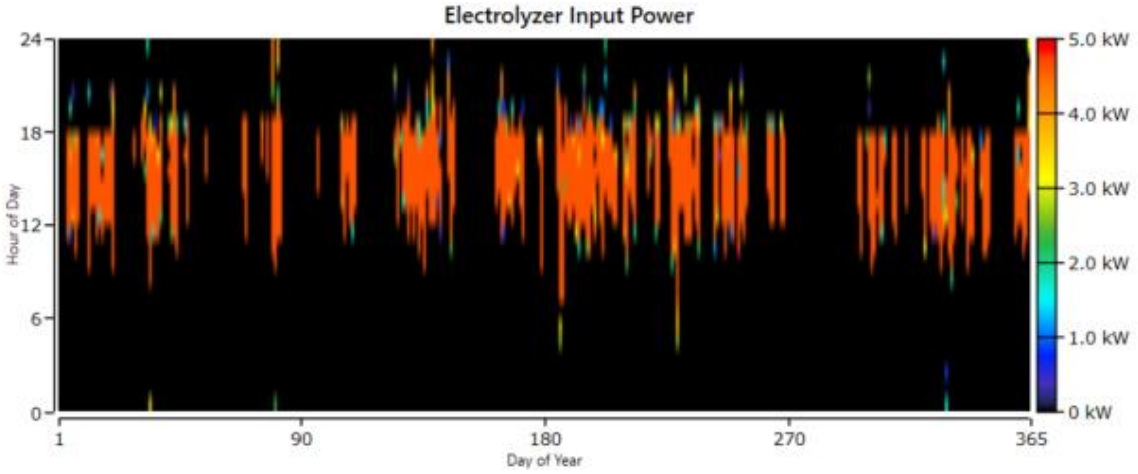

Figura 41. Mapa de calor del consumo del electrolizador de 5 kW anual en el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo. Fuente: Homer Pro.

Este dimensionamiento conservador responde a una lógica operativa que privilegia la flexibilidad y la preparación ante escenarios de alta carga temporal, aunque ello implique que, durante la mayor parte del año, el electrolizador funcione por debajo de su capacidad nominal.

Por último, para garantizar tanto la estabilidad del sistema eléctrico aislado como el correcto desarrollo de las actividades programadas en la plataforma offshore, es imprescindible que el sistema de almacenamiento de energía, baterías de ión litio, mantenga un estado de carga elevado durante gran parte del año. Esta estrategia permite afrontar de forma segura los cambios repentinos en la demanda, las variaciones en la generación

renovable y los posibles eventos imprevistos que puedan comprometer el equilibrio de la microrred.

En apoyo a este planteamiento, la Figura 42 muestra la evolución horaria del estado de carga del banco de baterías a lo largo de un año calendario completo. El análisis revela que el estado medio anual de carga alcanza un 72,90 %, lo que indica que las baterías operan generalmente en un rango de carga saludable, cercano a su capacidad óptima, contribuyendo así a la resiliencia del sistema energético y a la reducción de ciclos profundos que podrían acelerar el desgaste del almacenamiento.

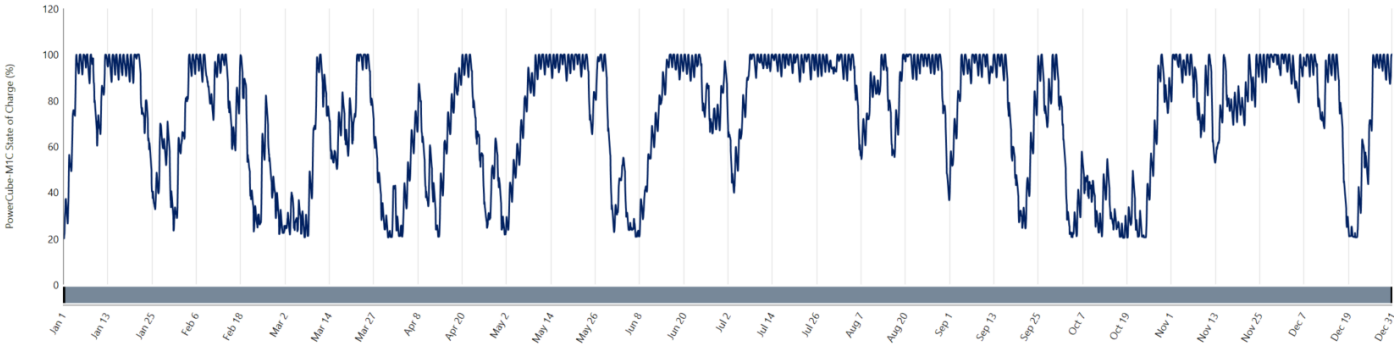

Figura 42. Estado de carga de las baterías de ion litio a lo largo del año. Fuente: Homer Pro.

5.4.2. Análisis económico comparativo entre la PLOCAN SmartGrid actual y objetivo

Desde una perspectiva económica, el escenario optimizado correspondiente a la SmartGrid objetivo de PLOCAN presenta un Coste Neto Actual (NPC) de 3,14 millones de euros, mientras que el escenario actual de la SmartGrid de PLOCAN, basado exclusivamente en generación fósil, alcanza un NPC de 3,70 millones de euros. La diferencia entre ambos escenarios se traduce en un ahorro económico de 553.670 euros a favor del sistema renovable optimizado.

Esta diferencia no solo refleja el impacto positivo de la transición energética, sino que también pone de manifiesto cómo varía la distribución de los costes a lo largo de los 20 años de vida útil del proyecto, tal como se ilustra en la Figura 43. En el escenario de referencia (basado en combustibles fósiles), la mayor parte de los gastos corresponde a los costes

operativos (OPEX), y dentro de ellos destaca de forma significativa el coste asociado al combustible diésel, que representa un 58,77 % del total del NPC.

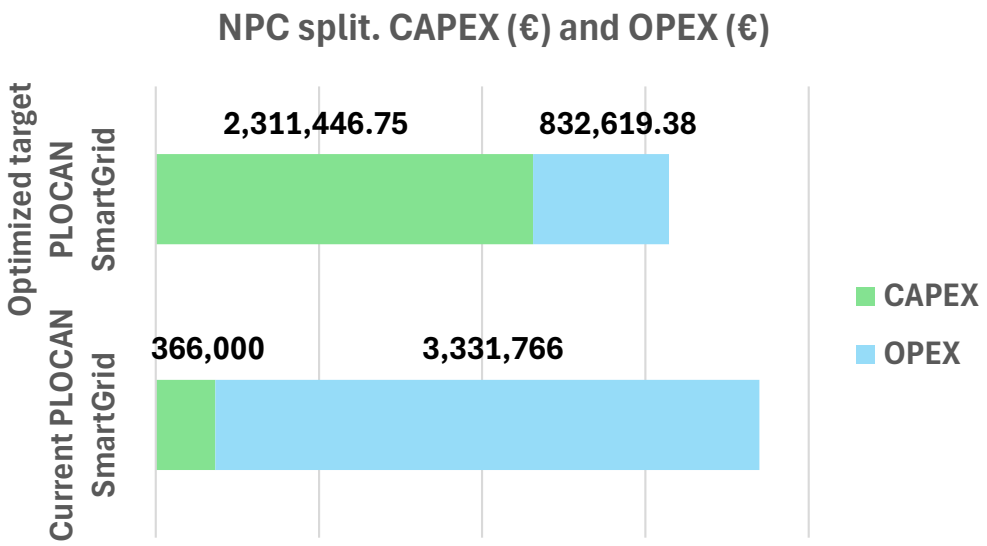

Figura 43. Comparativa del reparto de NPC. Fuente: Elaboración propia.

Este elevado porcentaje de gasto está directamente relacionado con el consumo anual de combustible de la plataforma, que alcanza los 85.308 litros de diésel por año. Teniendo en cuenta que el repostaje se realiza mediante cisternas con capacidad de 5000 litros, se requiere aproximadamente 17 operaciones de repostaje al año, lo que supone un total acumulado de 340 operaciones logísticas durante todo el periodo operativo del proyecto.

Cabe señalar que, además del coste del combustible en sí mismo, cada una de estas operaciones implica gastos adicionales significativos debido al complejo proceso de bunkering marítimo, que incluye desplazamiento de embarcaciones, personal técnico, medidas de seguridad y gestión ambiental. Por tanto, los costes logísticos y operativos asociados al modelo fósil incrementan sustancialmente el gasto total, lo que refuerza la conveniencia económica del escenario optimizado, más allá de sus beneficios técnicos y ambientales.

Basado en la mejora del dato de NPC, se obtiene el correspondiente valor de LCOE y la comparativa del valor de referencia y del obtenido tras la descarbonización se muestra en la Figura 44.

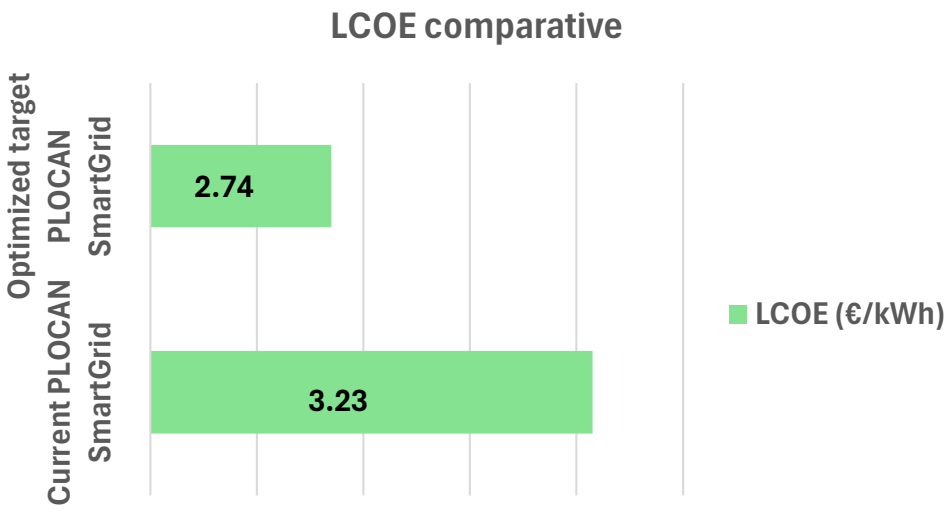

Figura 44. Comparativa del LCOE. Fuente: Elaboración propia.

Bajo las condiciones específicas del caso de estudio y en línea con lo establecido en [42][72], la integración de un sistema de producción de hidrógeno verde y su aplicación mediante la estrategia power-to-grid permite alcanzar una penetración del 100 % de energía renovable. Esta estrategia actúa como complemento a los sistemas convencionales de almacenamiento eléctrico, aportando capacidad de almacenamiento a largo plazo y flexibilidad operativa.

No obstante, desde el punto de vista del análisis económico, resulta pertinente evaluar un escenario alternativo, en el cual no se produce hidrógeno verde y, en consecuencia, se elimina completamente el sistema power-to-grid. En este escenario, se retiran todos los equipos asociados al hidrógeno, incluyendo el electrolizador, la PEMFC, el tanque de almacenamiento y las cargas relacionadas.

Aunque en esta configuración ya no se alcanza una penetración del 100 % de energías renovables, una de las soluciones analizadas en la simulación logra igualmente alcanzar una participación renovable del 91 %, lo que representa un nivel muy elevado de autosuficiencia energética.

Lo más destacable de este escenario es que tanto el Coste Neto Actual (NPC) como el Coste Nivelado de la Energía (LCOE) resultan ser considerablemente inferiores en comparación con los del sistema optimizado descrito en la Sección 5.2.3, tal como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Evaluación económica de las alternativas en el modelo PLOCAN SmartGrid óptimo. Comparación con y sin power-to-grid.

	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/y)	CAPEX (€)	Renewable Penetration (%)
With power-to-grid	3,14 M	2,74	71.899	2,31 M	100
Without power-to-grid	1,58 M	1,38	17.793	1,38 M	91

Estas reducciones en los indicadores económicos se explican, principalmente, por el elevado coste de capital asociado a los sistemas de hidrógeno verde, que incluyen equipos tecnológicamente complejos y de alta inversión inicial. Por tanto, aunque el escenario sin hidrógeno no permite una descarbonización completa, sí ofrece una opción intermedia más económica, con un alto porcentaje de generación renovable y un importante descenso en la inversión total del sistema. Esta comparación permite ponderar con mayor claridad la relación coste-beneficio de incorporar tecnologías de hidrógeno en plataformas offshore aisladas como la de PLOCAN.

5.4.3. Análisis ambiental comparativo entre la PLOCAN SmartGrid actual y objetivo

En la alternativa finalista, aquella que permite alcanzar una penetración del 100 % de energía renovable en la plataforma, la emisión de partículas contaminantes a la atmósfera

derivadas de la generación eléctrica es, de forma evidente, nula. Este resultado se debe a la eliminación total del uso de combustibles fósiles, lo que convierte al sistema en completamente libre de emisiones directas durante su operación.

Este escenario representa el objetivo último del proceso de transición energética: alcanzar una descarbonización completa, garantizando a la vez la autosuficiencia energética de la plataforma offshore de PLOCAN mediante fuentes limpias y sostenibles.

En cambio, en el escenario de referencia basado exclusivamente en generación mediante grupos electrógenos diésel, sí se producen emisiones significativas de agentes contaminantes, como resultado directo de la combustión de hidrocarburos para la producción de electricidad.

Los valores específicos correspondientes a estas emisiones contaminantes en el escenario base se recogen en Tabla 21, y constituyen un punto de comparación fundamental para cuantificar los beneficios medioambientales de la alternativa renovable. Esta comparación refuerza el argumento a favor de la transición energética como estrategia no solo técnica y económica, sino también ambientalmente imprescindible.

Tabla 21. Comparación de emisiones contaminantes. PLOCAN SmartGrid actual y PLOCAN SmartGrid objetivo óptima.

	Actual PLOCAN SmartGrid	**PLOCAN SmartGrid objetivo óptima**
Consumo de combustible (L/año)	85.308*	0
CO_2 (kg/año)	225.424*	0
CO (kg/año)	178*	0
Hidrocarburos no quemados (kg/año)	2,56*	0
Particulate matter (kg/año)	5,12*	0
SO_2 (kg/año)	560*	0
NOx	1510*	0

*De acuerdo a la base de datos de Homer Pro para el generador diésel instalado y al régimen de funcionamiento del modelo SmartGrid PLOCAN actual

Además de las emisiones contaminantes asociadas a la generación eléctrica mediante combustibles fósiles, es fundamental destacar la relevancia ambiental de las operaciones de

bunkering marítimo de combustible, que en el caso presente implican el manejo de hasta 85.308 litros de diésel al año.

En esta configuración, la embarcación encargada del repostaje recorre una distancia relativamente corta, menos de 10 millas náuticas, para alcanzar la plataforma offshore y llevar a cabo las tareas de abastecimiento de combustible. No obstante, a pesar de la proximidad, el sistema actual requiere aproximadamente 17 operaciones de repostaje al año, lo que representa una actividad logística frecuente con implicaciones ambientales no menores.

Cada una de estas operaciones conlleva un riesgo ambiental potencial, derivado del manejo, trasvase y almacenamiento de combustible en el entorno marino. Si bien estos riesgos están sujetos a protocolos estrictos de seguridad y control, no deben ser subestimados ni ignorados, dado que cualquier incidente podría tener un impacto directo en el ecosistema marino circundante.

Por tanto, además de los beneficios asociados a la reducción de emisiones atmosféricas, la eliminación de las operaciones de bunkering derivada de una transición a energías renovables representa también una mejora significativa en términos de seguridad ambiental, reduciendo la probabilidad de contaminación por vertidos y mejorando la sostenibilidad integral del sistema energético de la plataforma.

6. Análisis de escenarios alternativos

6.1. PLOCAN SmartGrid objetivo sin producción de H_2 verde

Con el objetivo de analizar el impacto específico del hidrógeno verde en el sistema, se realizó una nueva simulación basada en el modelo optimizado de la SmartGrid objetivo de PLOCAN, en la que se eliminaron todos los componentes vinculados al sistema de hidrógeno. En concreto, se retiraron del modelo los siguientes elementos:

- El electrolizador de 100 kW, encargado de la producción de hidrógeno a partir del excedente de energía renovable;
- El consumo de hidrógeno verde como vector energético dentro del sistema;
- La PEMFC utilizada para reconvertir el hidrógeno en electricidad;
- Y el tanque de almacenamiento de hidrógeno, necesario para acumular el gas producido en los momentos de baja demanda.

Esta modificación estructural del sistema permite comparar el comportamiento del modelo con y sin la integración del hidrógeno, evaluando cómo se ve afectado el balance energético, la autonomía renovable, y los indicadores económicos y operativos clave.

Los resultados obtenidos a partir de esta simulación alternativa se presentan en la Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24, destacando en azul el escenario energético óptimo si se prescinde de la generación de H_2 verde y Power-to-Grid, se detallan los cambios en el rendimiento del sistema y se evalúan las consecuencias de prescindir de esta tecnología en el contexto de una plataforma offshore aislada. Esta comparación resulta fundamental para valorar el papel estratégico del hidrógeno verde en la transición energética y su capacidad para garantizar estabilidad, almacenamiento a largo plazo y reducción total de emisiones.

Tabla 22. Variables fijas y restricciones espaciales el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo sin power-to-grid.

Baterías ion litio (kW)	FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)
872	<14,69	<62,51	<4

Tabla 23. Escenarios energéticos sin Power-to-Grid. Evaluación económica de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas (nr)	Genset 1 508 kW (kW)	Genset 2 508 kW (kW)	NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
14,69	**56,10**	**-**	**508**	**508**	**1,55 M**	**1,36**	**25.577,22**	**1,26 M**	**78**
14,69	61,50	1	508	508	1,58 M	1,38	17.792,87	2,27 M	91
-	62,51	1	508	508	1,72 M	1,50	32.538,84	2,27 M	70
-	62,51	-	508	508	1,72 M	1,50	40.295,29	2,35 M	58
14,66	-	3	508	508	1,76 M	1,53	45.084,11	2,35 M	55
14,69	-	-	508	508	1,78 M	1,55	70.291,02	2,46 M	17
-	-	4	508	508	1,95 M	1,70	57.704,77	2,54 M	39
-	-	-	508	508	2,00 M	1,74	92.351,51	2,33 M	0

Tabla 24. Escenarios energéticos sin Power-to-Grid. Evaluación energética de las alternativas del modelo PLOCAN SmartGrid objetivo.

Generación Genset 1(kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación FV azotea 565 W (kWh/año)	Generación FV fachada (kWh/año)	Generación eólica (kWh/año)	Generación baterías ion litio (kWh/año)	Penetración renovable (%)
21.639	**-**	**26.779**	**60.623**		**56.450**	**78**
8.636	-	26.779	66.388	11.493	47.943	91

29.874	-	-	67.502	11.493	54.646	70
41.358	-	-	67.502	-	61.757	58
44.847	-	26.779	-	34.478	53.299	55
81.783	-	26.640	-	-	75.317	17
60.796	-	-	-	45.970	62.616	39
111.396	-	-	-	-	98.794	0

La Figura 45 representa un esquema unifilar simplificado del escenario energético óptimo de esta alternativa.

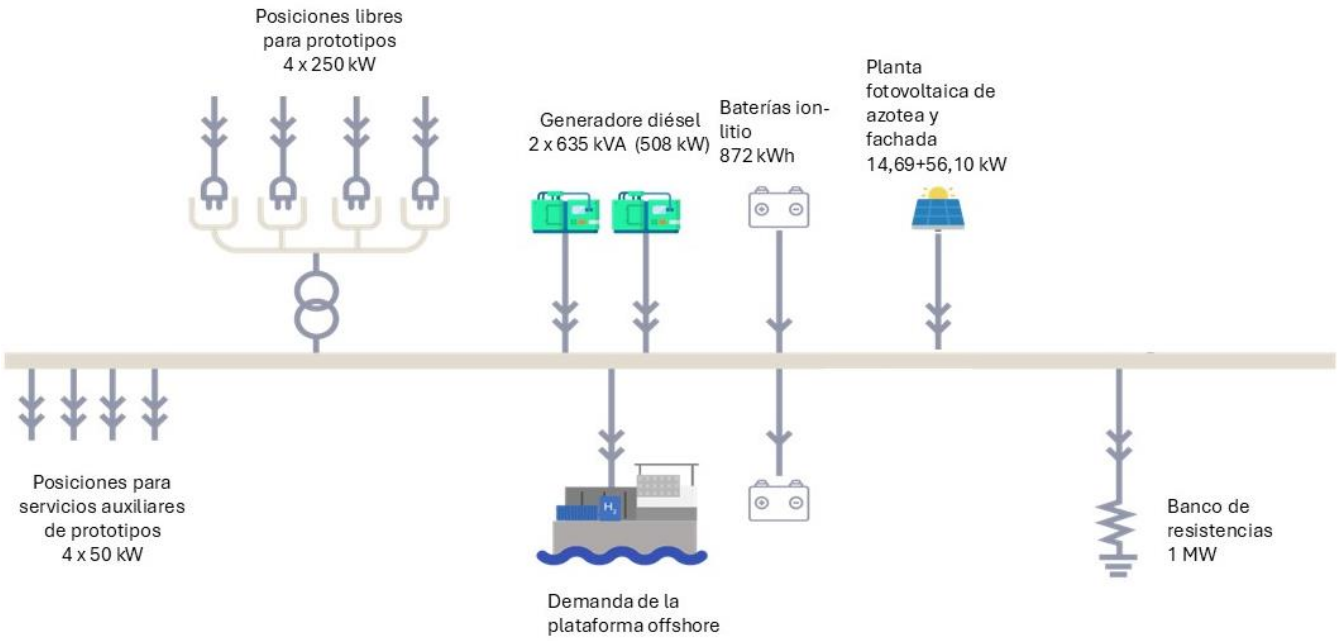

Figura 45. Esquema unifilar del escenario energético óptimo de la alternativa sin Power-to-Grid. Fuente: Elaboración propia.

6.2. PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica offshore flotante. Análisis del coste del H_2 verde producido (LCOH).

El cálculo del LCOH responde a la siguiente expresión.

$$LCOH = \frac{C_{an,tot} - v_{elec}(E_{prim,AC} + E_{prim,DC} + E_{def} + E_{grid,venta})}{M_{hidrógeno}}$$

Ecuación 8. Cálculo del LCOH [81].

En donde:

$C_{an,tot}$ es el coste total anual del proyecto

V_{elec} es el valor de la electricidad

E_{prim} es la demanda eléctrica

E_{def} es la demanda diferida

$E_{grid,venta}$ son los excedentes de energía vendida a la red

En el caso de un sistema aislado u offgrid, el segundo término del numerador es 0, y por lo tanto el LCOH sólo depende del coste de la instalación, que incluye CAPEX y OPEX, y la masa de hidrógeno verde producida.

Tal y como se ha mencionado en la Sección 5.2.3, se incrementa la capacidad de producción de H_2, de cara a la conexión de prototipos en las posiciones de 250 kW de la SmartGrid. De acuerdo con el histórico de ensayos de prototipos, se ha establecido una máxima potencia de generación de 320 kW simultáneamente. En base a esta potencia máxima se elabora un nuevo escenario en el que se modela 1 turbina de eólica marina flotante de 250 kW, que sumada a la potencia instalada de generación basal, hacen un total de 331,19 kW.

Los parámetros para el modelado permanecen inalterados en lo que respecta al electrolizador, PEMFC, baterías de ion litio y almacenamiento y generación basal y se genera la necesidad de parametrizar la generación eólica marina flotante. La mayor parte de los

parámetros introducidos hasta ahora, especialmente aquellos que tienen que ver con los costes, eran costes reales definidos por el proyecto.

En el caso de eólica marina flotante, sin embargo, se toman valores de referencia extraídos del informe de 2024 del sector editado por NREL [82], sin olvidar que este informe recoge instalaciones a escala industrial. En este informe se establece un coste de inversión de 6278 €/kW y unos costes de operación y mantenimiento de 92 €/kW/año, que corresponden aproximadamente a 6377 €/kW y 94 €/kW/año respectivamente.

Para el modelado en Homer Pro tomamos una turbina de la base de datos disponible que posea 250 kW de capacidad, en concreto el modelo WES 30, que nos servirá para establecer la curva de potencia a pesar de que no se trata de una turbina eólica offshore.

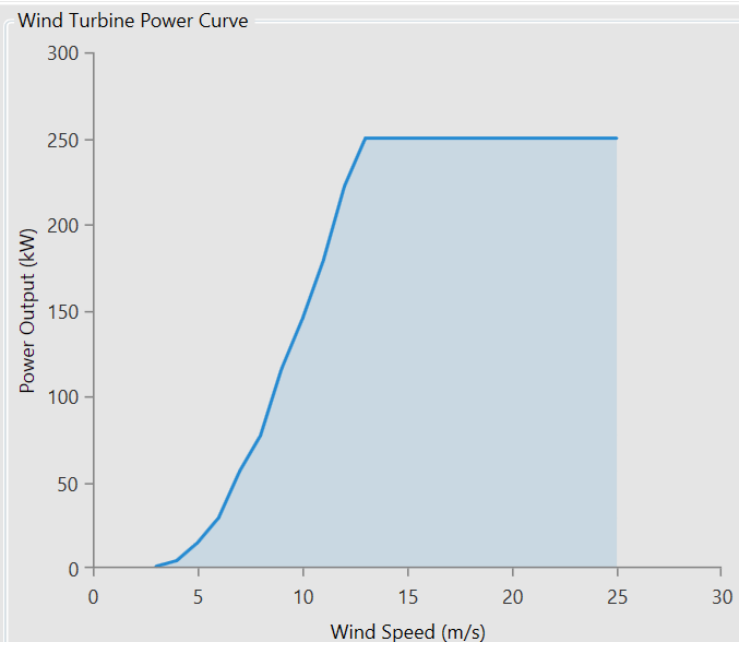

Figura 46. Curva de potencia de la turbina eólica WES 30 de 250 kW. Fuente: Homer Pro.

6.2.1. Análisis tecno-económico para el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica offshore flotante

La parametrización en el modelo del nuevo elemento se resume en la Tabla 25.

Tabla 25. Parámetros de la turbina WES 30 introducidos en el modelo.

Turbina eólica WES 30	
Potencia unitaria (kW)	250
CAPEX (€)	1.594.250,00
OPEX (€/año)	23.500,00
Vida útil (años)	20
Altura de buje m)	48
Curva de potencia	Ver Figura 46

Por otro lado, se hace necesario escalar el consumo de H_2 verde, ya que presumiblemente prácticamente toda la energía producida por el prototipo se destinará a la electrólisis y por lo tanto la capacidad de almacenamiento no será suficiente. Con esta premisa se simula el modelo con un rango de consumo diario del hidrógeno generado desde 18 kg a 30 kg con una distribución horaria uniforme, teniendo en cuenta que la capacidad máxima de producción del electrolizador de 100 kW es de 43 kg diarios a máxima potencia. El modelo sólo asegura el suministro promedio de 24 kg diarios de H_2, con lo que seleccionamos esta máxima demanda para el análisis.

Los detalles completos de esta nueva configuración se presentan en la Tabla 26, *Tabla 27* y Tabla 28, donde se presenta el escenario técnicamente viable y óptimo de acuerdo a la variable NPC.

Tabla 26. Variables fijas en el modelo PLOCAN SmartGrid objetivo con electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica offshore flotante.

55 kW PEMFC (kW)	Baterías ion litio (kW)	Depósito H_2 (kg)	FV azotea 565 W (kW)	FV fachada 665 W (kW)	Turbinas eólicas de 5 kW (nr)	Turbinas eólicas de 250 kW (nr)	Electrolizador (kW)
55	872	172,80	14,69	51,54	3	1	100

Tabla 27. Evaluación económica. Optimización con un electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica offshore flotante.

NPC (€)	LCOE (€/kWh)	OPEX (€/año)	CAPEX (€)	Penetración renovable (%)
5,08 M	4,43	101.208	3,91 M	100

Tabla 28. Evaluación energética. Optimización con un electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica offshore flotante.

Generación PEMFC 55 kW (kWh)	Generación Genset 1 (kWh/año)	Generación Genset 2 (kWh/año)	Generación PV azotea 565 W (kWh/año)	Generación PV fachada 665 W (kWh/año)	Generación turbinas eólicas (kWh/año)	Generación turbina eólica de 250 kW (kWh/año)	Penetración renovable (%)
139	-	-	26.779	55.615	34.478	702.429	100

La Figura 47 representa un esquema unifilar simplificado del escenario energético óptimo de esta alternativa con un prototipo de eólica fltante conectado a la SmartGrid.

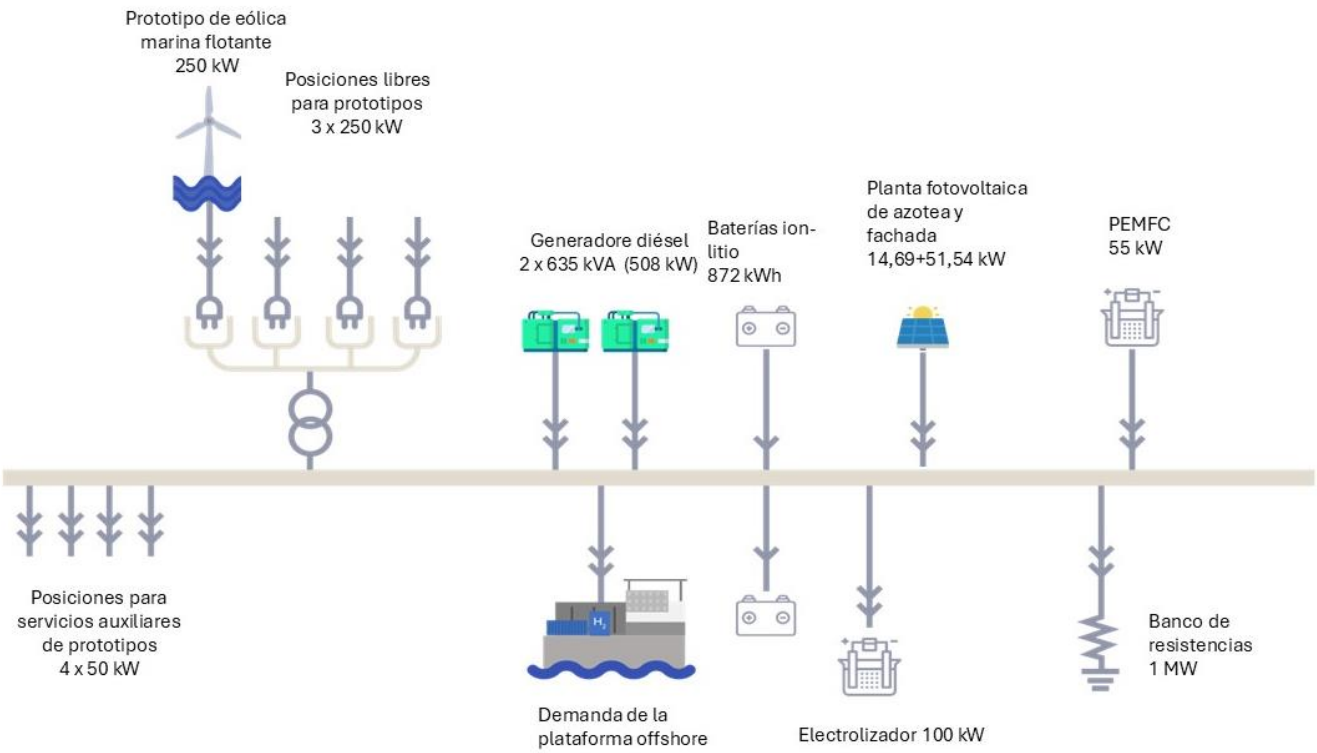

Figura 47. Esquema unifilar del escenario energético óptimo con un rpototipo de eólica flotante. Fuente: Elaboración propia.

6.2.2. Balance energético del escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica marina flotante

En términos generales el mix energético se distribuye de acuerdo a la Tabla 28.

La Figura 48 muestra la distribución mensual de la generación renovable a lo largo del año, evidentemente la generación eólica por parte del prototipo de 250 kW está en otro orden de escala. La energía anual generada por este dispositivo asciende a 702.429 kWh, y la generación total ascendería a 819.440 kWh, mientras que el electrolizador consumiría 435.932 kWh, que representa un 53,20% de la energía puesta a disposición en la SmartGrid.

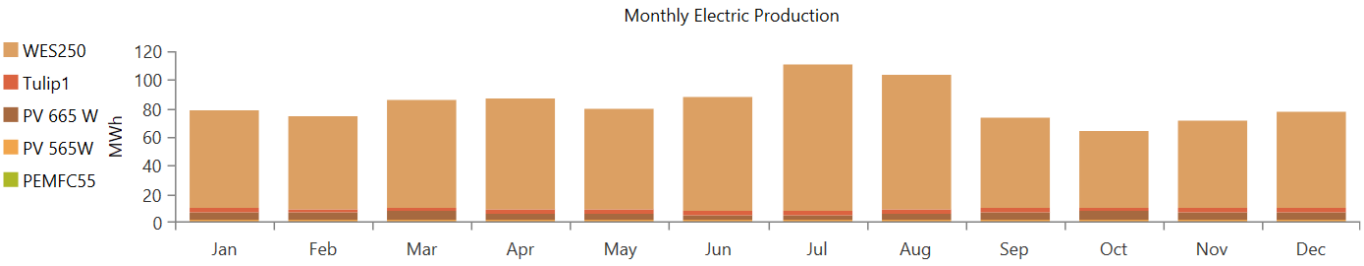

Figura 48. Generación eléctrica mensual del escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con electrolizador de 100 kW y prototipo de eólica marina flotante. Fuente: Homer Pro.

La generación de las instalaciones fotovoltaicas de la azotea y fachada Sur-Oeste y de las turbinas de 5 kW de eje vertical son las mismas que las descritas en la Sección V.2.3.1. En este caso, sin embargo, la PEMFC no entra en operación ya que la energía dispuesta por la turbina eólica offshore es suficiente para mantener las baterías por encima del 20% de carga durante todo el año. De hecho, se produce un vertido de energía (curtailment) de hasta 282.368 kWh anuales, que representan un 34,5% de la energía total disponible. Este vertido podría justificar la ampliación del almacenamiento, bien eléctrico a través de los módulos del banco de baterías, o bien a través de la ampliación de las botellas de almacenamiento de H_2. Este fenómeno tiene un claro efecto negativo en el valor del LCOE.

Prototipo de eólica marina flotante

La turbina eólica seleccionada para el modelo tiene una capacidad máxima de 250 kW, de la simulación resultan 7.948 horas de operación y un factor de capacidad del 32.1%. De acuerdo con el promedio de instalaciones evaluadas por WindEurope en el reporte de 2024 para las previsiones para 2025-2030 [74], este 32,1% se encuentra muy por encima del 23% global e incluso cercano al 35% exclusivo para instalaciones offshore.

El resto de las variables que caracterizan el desempeño eléctrico de esta instalación se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Caracterización de la generación eléctrica del prototipo de eólica offshore flotante.

Capacidad nominal (kW)	Generación total (kWh/año)	Porcentaje de la generación total (%)	Factor de capacidad (%)	Horas de operación (hr/año)	Potencia promedio (kW)
250	702.429	85,72	32,10	7.948	80,22

El mapa de calor de la Figura 49 muestra una elevada dispersión a lo largo del año y a cualquier hora del día, con aprovechamiento de toda la capacidad de la turbina modelada en gran porcentaje del año.

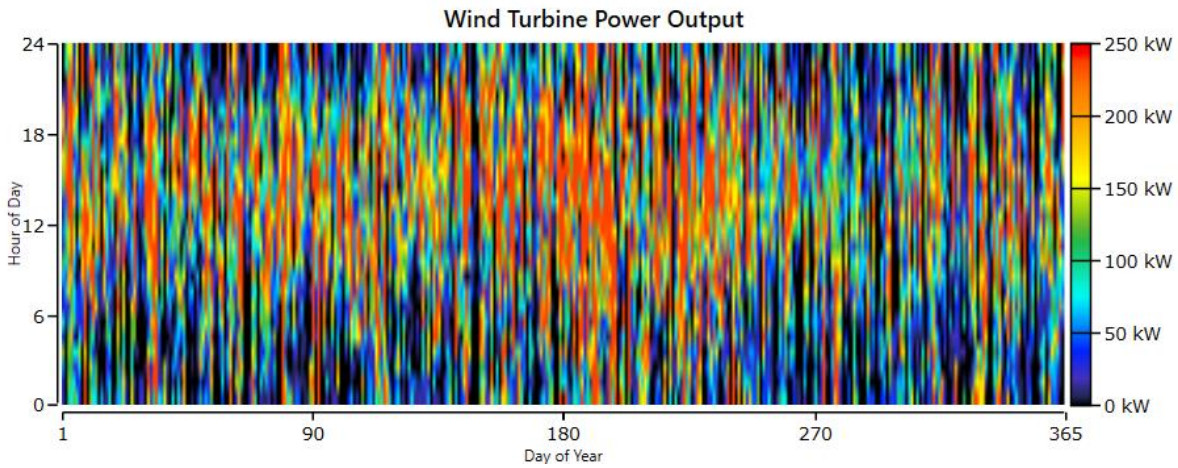

Figura 49. Mapa de calor de la potencia generada el prototipo de eólica offshore flotante. Fuente: Homer Pro.

Por otro lado, el LCOE asociado a esta instalación es de 0,229 €/kWh, a pesar del elevado CAPEX asociado a este dispositivo (1.594.250 €) y gracias al elevado factor de capacidad.

Banco de baterías de ion litio

La energía anual consumida para el almacenamiento es de 12.926 kWh, y a su vez estas aportan 11.940 kWh anuales al sistema, valores netamente menores al escenario sin prototipo conectado debido a que en este caso la carga de las baterías de ion litio permanecen próximas al 100% durante todo el año. El resto de los parámetros relativos al almacenamiento eléctrico se recogen en la Tabla 30.

Tabla 30. Funcionamiento anual del banco de baterías de ion litio con la inclusión de un prototipo de eólica offshore flotante.

Capacidad nominal (kW)	Energía de entrada (kWh/año)	Energía de salida (kWh/año)	Descarga anual (kWh/año)	Autonomía (hr)
872	12.926	11.940	12.251	30,91

El nivel de autonomía del banco de baterías disminuye desde las 61,7 horas a las 30,9 horas debido al consumo del electrolizador, que pasa a ser la carga demandante de energía primaria, pero con más energía disponible a mayor frecuencia debido al prototipo de eólica offshore.

El mapa de calor del banco de baterías (ver Figura 50) muestra el elevado índice de carga de las baterías a lo largo de todo el año.

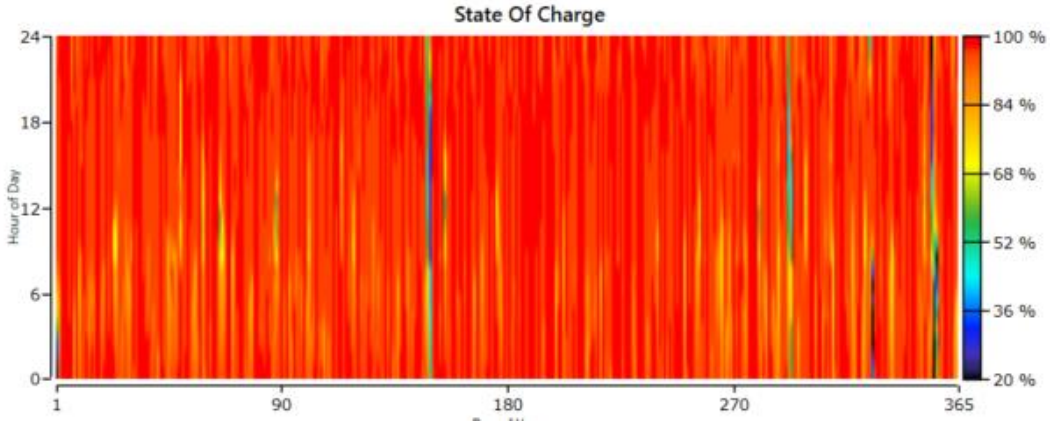

Figura 50. Mapa de calor del estado de carga del banco de baterías con un prototipo de eólica offshore flotante. Fuente: Homer Pro.

6.2.3. Análisis del coste del H2 verde (LCOH) en el escenario PLOCAN SmartGrid objetivo con prototipo de eólica offshore flotante. Estudio de sensibilidad

En el escenario en el que sólo hay generación basal (turbinas eólicas de eje vertical y fotovoltaica de la azotea y fachada Sur-Oeste) el coste del hidrógeno es de 830 €/kg para un LCOE de 2,74 €, debido a que el factor de capacidad del electrolizador en este escenario es de solo 1,87%, produciendo únicamente hidrógeno para el uso de la carretilla elevadora y escasamente para la PEMFC, tal y como se refleja en la Figura 34. La optimización de la instalación con la generación renovable basal, sólo justificaba un electrolizador de 5 kW, y se elevó a 100 kW de acuerdo a la posibilidad de que prototipos de generación eléctrica offshore se conecten a la SmartGrid de PLOCAN a través de las posiciones de 250 kW.

Con un prototipo de eólica offshore flotante de 250 kW, el factor de capacidad asciende a 49,7%, y por lo tanto el coste del hidrógeno disminuye a 50,1 €/kg. El abaratamiento del kilogramo de H2 es sustancial de acuerdo al aumento del factor de capacidad a pesar del sobrecoste que genera la turbina de eólica offshore flotante, cuyo CAPEX asciende a 1.594.250€.

En este punto resulta fundamental analizar qué parámetros tienen margen para lograr abaratar el coste del H2 verde producido. Existen costes de inversión relevantes dentro del

sistema completo, destacamos el electrolizador, el sistema de almacenamiento, los bancos de baterías y la turbina de eólica offshore flotante; con lo que se seleccionan estas variables de sensibilidad para estudiar su impacto sobre las variables LCOE y LCOH.

La

Tabla 31, Tabla 32, Tabla 33 y

Tabla 34, muestran la variación de los precios de LCOE y LCOH aplicando factores multiplicadores a las variables seleccionadas, en este caso el CAPEX del electrolizador, las baterías de ion litio, el sistema de almacenamiento de H2 y la turbina de eólica offshore flotante. Se asume que en los costes de reemplazo durante la vida útil del proyecto se aplica el mismo factor multiplicador que el coste de inversión inicial.

El estudio completo de sensibilidad se muestra en el ANEXO I.

Tabla 31. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX del electrolizador.

Factor multiplicador	CAPEX electrolizador (€)	Reemplazo (€)	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	1.001.614,20	112.926,06	4,43	50,4
0,8	801.291,36	90.340,85	4,24	48,2
0,6	600.968,52	67.755,64	4,04	45,9
0,4	400.645,68	45.170,42	3,85	43,7
0,2	200.322,84	22.585,21	3,65	41,5

Tabla 32. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX de las baterías de ion litio.

Factor multiplicador	CAPEX baterías ion litio (€)	Reemplazo (€)	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	560.000	237.593,34	4,43	50,4
0,8	448.000	190.074,67	4,31	49,0
0,6	336.000	142.556,00	4,20	47,7
0,4	224.000	95.037,34	4,08	46,3
0,2	112.000	47.518,67	3,96	45,0

Tabla 33. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX del almacenamiento.

Factor multiplicador	CAPEX almacenamiento H_2 (€)	Reemplazo (€)	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	104.137,64	-	4,43	50,4
0,8	83.310,11	-	4,42	50,2
0,6	62.482,58	-	4,41	50,1
0,4	41.655,06	-	4,39	49,9
0,2	20.827,53	-	4,38	49,8

Tabla 34. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX de la turbina de eólica offshore flotante.

Factor multiplicador	CAPEX turbina eólica offshore flotante (€)	Reemplazo (€)	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	1.594.250	-	4,43	50,4
0,8	1.275.400	-	4,15	47,2
0,6	956.550	-	3,88	44,0
0,4	637.700	-	3,60	40,9
0,2	318.850	-	3,32	37,7

Tabla 35. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH con el CAPEX electrolizador+baterías+almacenamiento+turbina.

Factor multiplicador	CAPEX electrolizador+baterías+almacenamiento+turbina (€)	Reemplazo (€)	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	3.282.781,84	350.519,40	4,43	50,4
0,8	2.662.825,47	280.415,52	3,83	43,5
0,6	2.042.869,10	210.311,64	3,22	36,5
0,4	1.422.912,74	140.207.76	2,62	29,8
0,2	802,956,37	70.103,88	2,02	22,9

De acuerdo a los resultados del análisis de sensibilidad y tal y como se observa en la Figura 51 y Figura 52, las variables con mayor influencia en el valor de ambos índices, LCOE y LCOH, son aquellas que presentan costes más elevados, por orden de mayor a menor influencia tendríamos los CAPEX de la eólica marina flotante, el electrolizador, las baterías de ion litio y por último el almacenamiento de H_2.

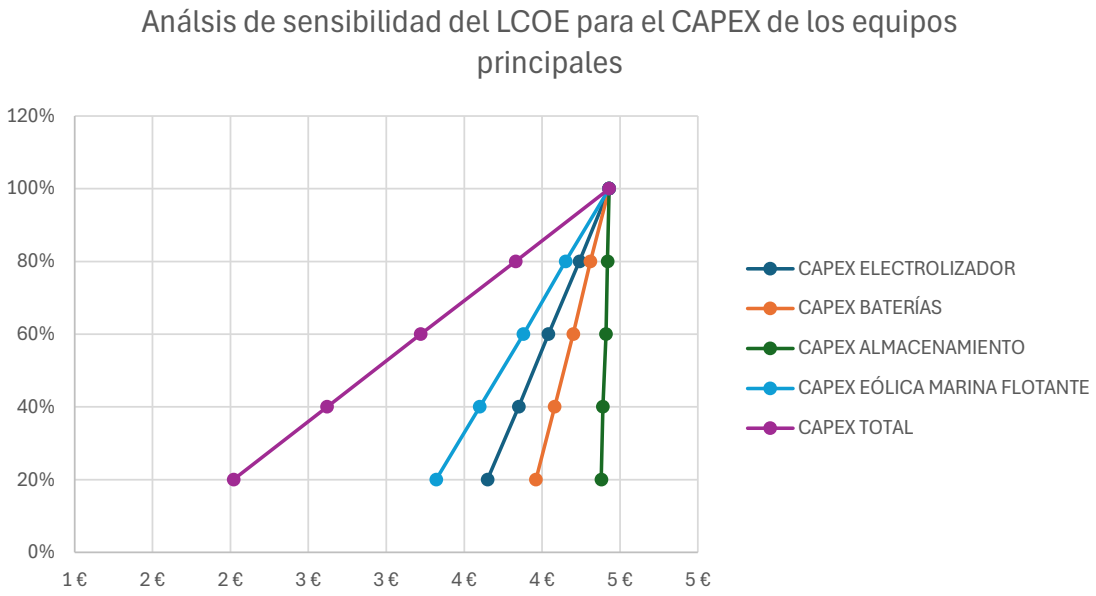

Figura 51. Análisis de sensibilidad del LCOE para el CAPEX de los equipos principales. Fuente: Elaboración propia.

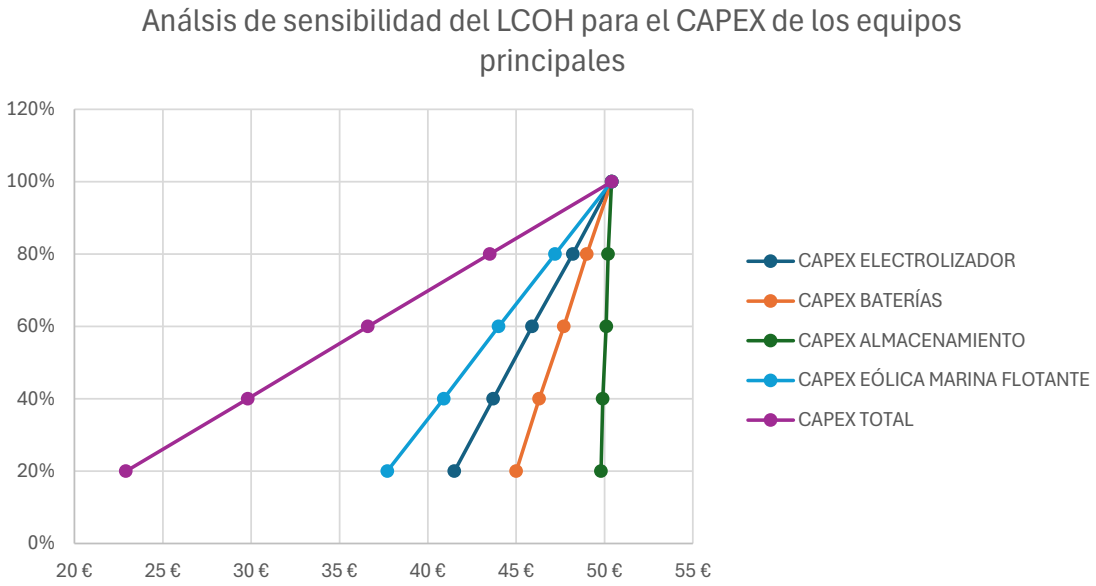

Figura 52. Análisis de sensibilidad del LCOH para el CAPEX de los equipos principales. Fuente: Elaboración propia.

Considerando variaciones en aquellas variables más relevantes, esto es el CAPEX de la turbina de eólica marina flotante y el CAPEX del electrolizador, tendremos como resultado una serie de valores de LCOE y LCOH que se representan en la matriz de sensibilidad de la Figura 53 y Figura 54 respectivamente.

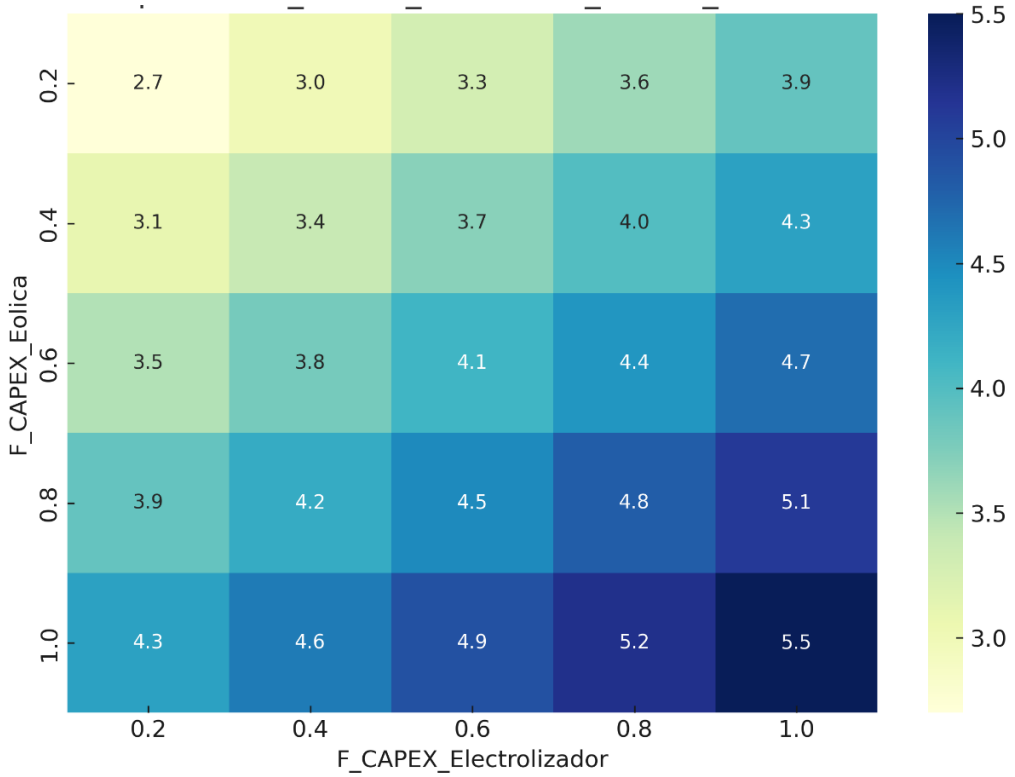

Figura 53. Matriz de sensibilidad del LCOE para el CAPEX de la turbina de eólica marina flotante y el electrolizador. Fuente: Elaboración propia.

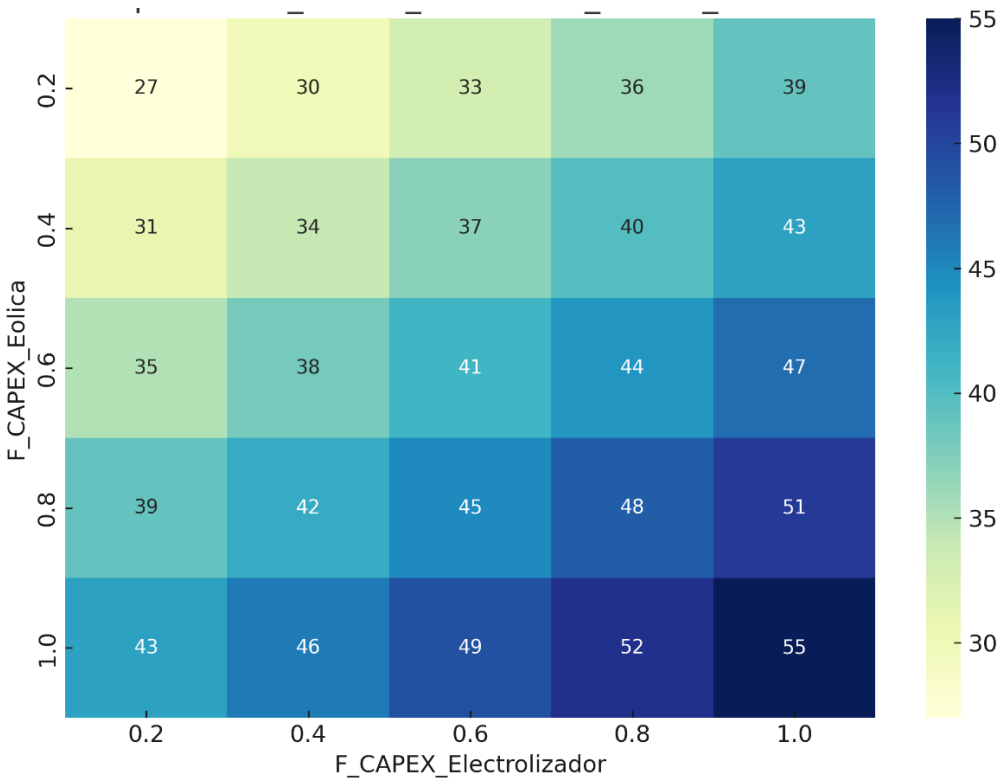

Figura 54. Matriz de sensibilidad del LCOH para el CAPEX de la turbina de eólica marina flotante y el electrolizador. Fuente: Elaboración propia.

Recordemos que los costes utilizados para la eólica marina flotante son valores recogidos en la literatura [82] y enfocados en despliegue industrial de parques eólicos flotantes, lo cual no es el caso que nos ocupa, ya que se trataría de un único dispositivo de pequeñas dimensiones que no tendría cabida en la concepción actual de un parque eólico offshore flotante, sin embargo, podemos asumir estos costes considerando, por una parte es sobrecoste por unidad de kW de fabricar e instalar una única unidad de pequeño tamaño, y por otra parte el ahorro en BOP (Balance of Plant) puesto que la turbina se situaría próxima a la plataforma offshore de PLOCAN, con un único cable eléctrico umbilical de pocos metros y sin otros costes asociados a la infraestructura eléctrica de exportación de energía. Por otro lado, el coste por kW utilizado es equiparable al despliegue de prototipos de eólica flotante en el banco de ensayos de PLOCAN [83,84]. De acuerdo a [85] la evolución de la madurez tecnológica de esta tecnología, junto con el despliegue en masa podrían prever una reducción del CAPEX de la eólica offshore flotante del 48% para 2035 (podríamos asumir el mismo valor para 2030 o ligeramente inferior) y entre el 60% y 65% para el 2050.

Para el valor del CAPEX del electrolizador, podríamos establecer los rangos propuestos por [86], que sitúan una reducción de este coste entre el 61% y 72% para el año 2030 y entre el 78% y el 83% en el horizonte temporal de 2050.

En el caso del CAPEX de las baterías de ion litio, consideramos poco relevante el efecto de la economía de escala, ya que son equipamientos modulares de fabricación en serie. A pesar de que no podemos esperar la reducción experimentada hasta ahora desde la década de los 90 del pasado siglo, donde se han experimentado abaratamientos de casi el 100% del CAPEX, un estudio de NREL [87] proyecta un abaratamiento del 47% en un escenario optimista, 32% en un escenario realista y un 16% en el escenario pesimista. De igual modo, se proyecta para 2050 un abaratamiento del 67%, 51% y 21% de acuerdo a los tres mismos escenarios.

La incidencia que posee el CAPEX del almacenamiento del H_2 generado no es significativa por lo que no la tendremos en cuenta.

Con los datos aportados anteriormente y completando reducciones en algunos escenarios no especificados en la literatura indicada de acuerdo al resto de datos, podremos determinar 3 escenarios para los horizontes 2030 y 2050 que se resumen en la Tabla 36.

Tabla 36. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH de acuerdo a los escenarios optimista, realista y pesimista.

	Factor multiplicador									
Escenario	**CAPEX turbina eólica offshore flotante (€)**		**CAPEX electrolizador (€)**		**CAPEX baterías ion litio (€)**		**LCOE (€/kWh)**		**LCOH (€/kg)**	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	**2030**	**2050**	**2030**	**2050**
Optimista	0,51*	0,35	0,28	0,17	0,53	0,33	**2,77**	**2,32**	**31,5**	**26,4**
Realista	0,54	0,37*	0,33*	0,19*	0,68	0,49	**2,95**	**2,47**	**33,5**	**28,0**
Pesimista	0,57*	0,4	0,39	0,22	0,84	0,79	**3,15**	**2,71**	**35,7**	**30,8**

*Calculado en base al resto de factores de multiplicación

7. Discusión

Los resultados de este estudio demuestran que, con base en la metodología aplicada en el caso de estudio, es técnicamente viable alcanzar la descarbonización completa de una plataforma offshore mediante un mix optimizado de energías renovables, acompañado de sistemas de almacenamiento energético específicos. En consonancia con lo expuesto en [42,45], la estrategia power-to-grid basada en hidrógeno verde se presenta como una solución clave para lograr una penetración del 100 % de energía renovable, al aportar beneficios asociados al almacenamiento energético a largo plazo. Este enfoque no solo complementa el almacenamiento convencional mediante baterías, sino que también permite evitar el desaprovechamiento de energía renovable excedente (curtailment).

Todos los costes de inversión utilizados en la evaluación económica corresponden a costes reales, influenciados notablemente por el sobrecoste relativo de los proyectos de pequeña escala, y de forma aún más significativa por los costes adicionales asociados a la marinización del equipamiento y a las operaciones en el entorno marino. Estos costes adicionales fueron incluidos tanto en los valores de CAPEX (costes de inversión) como en los de OPEX (costes operativos).

En consecuencia, se concluye que alcanzar un escenario de generación 100% renovable es viable desde el punto de vista técnico, aunque ello implica importantes compromisos económicos, especialmente en comparación con escenarios que incorporan generación fósil de respaldo parcial. A pesar de estos compromisos, el uso de energías renovables, incluido el hidrógeno verde, en la descarbonización de la plataforma offshore de PLOCAN presenta ventajas económicas frente al sistema de referencia, el cual depende exclusivamente de combustibles fósiles. Estos beneficios económicos se deben, principalmente, al elevado coste acumulado del combustible diésel durante toda la vida útil del sistema.

Por otra parte, los resultados del análisis económico no pueden compararse ni validarse directamente con estudios similares, ya que no se tiene constancia de investigaciones previas realizadas a esta escala y nivel de aislamiento en ubicaciones offshore. Los resultados obtenidos en instalaciones remotas en tierra firme, aunque aisladas, como las descritas en [88,89], no son directamente comparables con el presente caso. Aun considerando las diferencias con los estudios realizados en las Islas Feroe [26], ambos casos coinciden en que, si bien la energía renovable offshore y el hidrógeno verde tienen el potencial de ser más rentables a largo plazo, también requieren inversiones iniciales de capital sustanciales.

En el caso concreto de PLOCAN, se ha logrado viabilidad económica sin necesidad de subvenciones, gracias a varios factores: la escala reducida del sistema, su diseño optimizado, y, especialmente, la existencia de una infraestructura offshore preexistente, que actúa como base estructural para todo el sistema. Esto permite eliminar la necesidad de inversiones iniciales adicionales en infraestructura marina, aspecto que contrasta con el caso de las Islas Feroe, donde los resultados positivos están condicionados a una intervención activa del gobierno, debido a la complejidad y la intensidad de capital que requiere la infraestructura propuesta.

Este estudio se alinea con la tendencia global hacia el desarrollo de microrredes renovables [51]. Aunque los costes de inversión continúan siendo un factor limitante para la descarbonización completa, es probable que la reducción futura de los costes tecnológicos del hidrógeno contribuya a mejorar la competitividad de estas soluciones, impulsada principalmente por la madurez creciente de dicha tecnología. A pesar de esta barrera económica actual, debe subrayarse la oportunidad estratégica que representa la generación

de hidrógeno renovable en entornos offshore, no solo como mecanismo de re-electrificación (power-to-grid), sino también como vector energético o base para la producción de combustibles sintéticos, que serán claves en la descarbonización de amplios sectores de la economía, incluida la economía azul.

Influencia de los costes de inversión en el LCOE y LCOH

En la selección de la alternativa optima, se elevó la capacidad de producción de hidrógeno verde debido a la singularidad de la plataforma offshore de PLOCAN para recibir energía eléctrica de dispositivos que se encuentran en ensayos de validación en las proximidades de la propia plataforma offshore, sin que estos dispositivos puedan considerarse parte de la capacidad de generación de la propia plataforma debido a la temporalidad de su concurso, que se limita a las campañas de ensayo o validación. Sin embargo, esto nos permite realizar un estudio del coste nivelado de la energía (LCOE) y en último término del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) si modelamos el sistema propuesto con el aporte de un generador de eólica marina flotante de una capacidad de producción acorde a la capacidad del electrolizador seleccionado en la alternativa final.

Como se ha dicho anteriormente, no se han encontrado en la literatura estudios de microrredes aisladas offshore y que además consideren costes de inversión reales. Sí encontramos ciertas similitudes en estudios sobre microrredes aisladas, aunque instaladas en tierra, es el caso de [90] en donde se valora el coste de producción de hidrógeno verde en una microrred de la isla de Fiji, con una demanda estable del hidrógeno para su uso en el transporte público de pasajeros y, por lo tanto, con una alta tasa de aprovechamiento energético, en el caso de este estudio los valores de LCOH varían entre 7,4 €/kg, en el caso de conexión a red eléctrica de respaldo, y 11 €/kg en el caso off-grid. A pesar de no ser una microrred offshore, se trata de una microrred instalada en un territorio insular, en donde los costes de generación eléctrica son, en muchas ocasiones, incluso superiores al LCOE de la eólica offshore, incluso flotante, debido al sobrecoste en la importación de combustibles fósiles y a la escasa penetración de renovables debido a la fragilidad de estas pequeñas redes eléctricas.

Los escenarios descritos en el estudio de Fiji varían sus capacidades instaladas entre los 500 kW y los 750 kW, para los supuestos on-grid y off-grid respectivamente, son potencias superiores a las de nuestro caso de estudio, pero dentro del mismo orden de magnitud. A pesar de que este estudio contempla la tecnología de electrólisis alcalina, diferente a la tecnología PEM de nuestro caso de estudio, lo cierto es que el coste de inversión del electrolizador aplicado para el estudio tecno-económico es de 1280 €/kW para la inversión inicial y 1025 €/kW para el remplazo dentro del periodo de vida útil del proyecto, lo que representa aproximadamente el 90% de reducción de costes en el electrolizador de 100 kW utilizado para el caso de la plataforma offshore de PLOCAN, aunque es cierto que la tecnología PEM puede llevar consigo un sobrecoste del 20% sobre la alcalina [86], dicha diferencia no compensaría la diferencia del CAPEX considerado.

También en [86] se establece un coste de inversión de 1400 €/kW para el caso de la tecnología alcalina y 1800 €/kW para el caso de la tecnología PEM, costes similares a los utilizados para el estudio de Fiji, que extrae los costes de referencia de [91], en donde se ofrece un coste de electrolizador PEM de 1 MW entre 570 y 1239 €/kW, apoyado en el estudio de [92], que establece un coste de 1500 €/kW para electrolizadores PEM por debajo de 1 MW.

En [93], podemos encontrar uno de los trabajos de búsqueda bibliográfica más completa en lo que a costes de referencia en electrolizadores se refiere, con hasta 70 referencias con fechas de publicación entre 1990 y 2017, y con gran dispersión en los valores propuestos, especialmente en las referencias más antiguas, y con proyecciones a 2030 que van desde los 397 a los 955 €/kW. Las referencias de los años 90s ofrecen costes de equipos de pequeña escala e incluso laboratorio, mientras que las referencias posteriores y las proyecciones a 2030 trabajan con casos de estudio de decenas e incluso centenas de megavatios.

Si asumimos nuestro caso de estudio, con una capacidad de electrólisis de 100 kW, como un estudio a escala industrial, aunque pequeña, y por lo tanto lo circunscribimos a los casos de capacidades por debajo de 1 MW, los costes utilizados a lo largo de este trabajo estarían muy por encima a los reportados en la literatura. En el estudio de sensibilidad realizado se establecen proyecciones para el horizonte temporal 2030 y 2050, en donde el coste del electrolizador PEM podría disminuir entre un 61% y 72% para 2030 y entre un 78% y

83% para 2050 (Ver Tabla 36), con lo que en el escenario más optimista el coste del electrolizador podría alcanzar reducciones del 83% en 2050, lo que situaría al coste del electrolizador de nuestro caso de estudio, que actualmente se sitúa en 10.000 €/kW aproximadamente, en 1700 €/kW, cifra cercana a la que se ofrece en la literatura revisada como coste unitario actual.

La Tabla 37 resume un estudio de revisión bibliográfica acerca de diferentes estudios que analizan la viabilidad tecno-económica de proyectos similares a nuestro caso de estudio. En esta revisión se realizaron 7 preguntas que delimitan las restricciones o suposiciones realizadas en cada uno de los estudios.

Tabla 37. Revisión bibliográfica para los supuestos considerados en el análisis tecno-económico.

	Economía de escala con respecto a la potencia eléctrica del electrolizador	**Economía de escala dentro del rango <1 MW**	**Coste del electrolizador exworks, sin el BoP de la planta**	**En casos de estudio de redes aisladas, se consideran los costes de bancos de baterías**	**Reemplazo o sustitución dentro de la vida útil de los proyectos**	**Coste del sistema de compresión y almacenamiento de H_2**	**Particularidades del emplazamiento**
[90]	NO. El estudio menciona la optimización de la potencia del electrolizador (hasta 1500 kW), pero no detalla explícitamente cómo varía el coste unitario con el tamaño (no discute economías de escala específicas)	NO. Se habla de electrolizadores de hasta 1000 kW en los casos optimizados, pero no se describe si se evalúa la variación de coste dentro del rango sub-MW	SÍ. Se indica que los costes de capital incluyen ajuste por inflación y logística (+4%), además de un factor de ajuste global (factor 1.2) que contempla transporte y montaje en sitio	SÍ. En los casos off-grid se detalla explícitamente la inclusión de bancos de baterías y sus costes de capital, reemplazo y O&M	SÍ. Incluye Replacement Expenses (REPEX) y cómo se calculan según la vida útil de cada componente	SÍ. Se añade un +17.4% al coste del electrolizador para incluir la compresión y +8% en O&M para operación de compresores; además, se estima potencia y tanque de almacenamiento	SÍ. Se ajustan costes con un factor logístico por la ubicación remota de Fiji (4% del CAPEX) en base a los costes logísticos de paneles fotovoltaicos y se mencionan explícitamente sobrecostes por transporte internacional y montaje local, aunque no especifica la cuantía del montaje, sí indica que está incluido en el CAPEX total.

	Economía de escala con respecto a la potencia eléctrica del electrolizador	**Economía de escala dentro del rango <1 MW**	**Coste del electrolizador exworks, sin el BoP de la planta**	**En casos de estudio de redes aisladas, se consideran los costes de bancos de baterías**	**Reemplazo o sustitución dentro de la vida útil de los proyectos**	**Coste del sistema de compresión y almacenamiento de H_2**	**Particularidades del emplazamiento**
[94]	NO. El artículo da costes promedio de capital del electrolizador (2000 $/kW) pero no discute la variación del coste unitario según la potencia instalada ni menciona descuentos o penalizaciones por economía de escala	NO.Se detallan rangos de potencia usados (por ejemplo, entre 350 kW y 1200 kW, pero no se evalúa explícitamente la variación de coste dentro del rango sub-MW	NO. Solo se indica el coste base unitario (2000 $/kW), pero no se detalla si incluye montaje local, transporte ni instalaciones complementarias.	SÍ. El estudio sí contempla explícitamente bancos de baterías y se incluyen sus costes de capital, reemplazo y O&M	SÍ. Se incluye el replacement cost de cada componente y se calcula el NPC considerando reemplazos según su vida útil	SÍ. Se incluye un hidrogen tank (tanque de almacenamiento de H_2) con coste de capital de 1500 $/kg H_2 y vida útil de 25 años	NO. El estudio analiza ubicaciones remotas (Squamish, Golden, Brisbane, etc.) pero no aplica factores de corrección por insularidad, logística o montaje local específico, más allá del coste genérico de cada equipo
[95]	SÍ. Se define un coste unitario que depende de la potencia nominal mediante una relación de *scaling effect* y *learning rate*..	NO	SÍ. El CAPEX del electrolizador no es solo Ex Works. El coste se desglosa en equipo (EC) + instalación (IC). La instalación incluye montaje local y balance of plant (BOP) relacionado solo para el electrolizador	NO APLICA	NO	NO	NO
[96]	NO. Solo se modelan casos con ~150 kW con costes por kW genéricos (1500 €/kW)	NO. Solo se modelan casos con ~150 kW con costes por kW genéricos	SÍ. El coste unitario es "installation cost y el texto explica que se consideran costes de instalación total, balance of plant (*housing*, integración, contenedor). No menciona transporte explícito, pero sí montaje e integración local	NO APLICA	SÍ. Se indica explícitamente que el *lifetime* del electrolizador es 10 años y que por ello se considera un replacement cost anualizado en la fórmula LCOH	SÍ. Se incluyen unidades de compresión (10 a 450 bar) y tanques de almacenamiento (130–140 kg H_2) con costes y O&M detallados	NO

	Economía de escala con respecto a la potencia eléctrica del electrolizador	**Economía de escala dentro del rango <1 MW**	**Coste del electrolizador exworks, sin el BoP de la planta**	**En casos de estudio de redes aisladas, se consideran los costes de bancos de baterías**	**Reemplazo o sustitución dentro de la vida útil de los proyectos**	**Coste del sistema de compresión y almacenamiento de H_2**	**Particularidades del emplazamiento**
[97]	NO. Solo se modelan casos con 650 y 550 kW con costes por kW genéricos (1500 €/kW)	NO. Solo se modelan casos con 650 y 550 kW con costes por kW genéricos (1500 €/kW)	SÍ. Se indica "Capital cost [$/kW]" y "Replacement cost [$/kW]" del *electrolizador*; además, en la descripción del LCOH se aclara que se suman costes de inversión, operación, mantenimiento y reemplazo, integrando montaje local y ciclo de vida	SÍ. Hay baterías de plomo-ácido incluidas en ambos casos como *back-up*.	SÍ. Se indica "Lifetime [years] = 15" para el *electrolizador* y "Replacement cost [$/kW]". Los reemplazos se calculan como parte del NPC	SÍ	NO. El caso está ubicado en Gökçeada (isla remota), pero no se indica ningún factor de corrección logístico aplicado específicamente al *electrolizador*. El ajuste es genérico para el sistema, sin sobrecostes diferenciados para montaje o transporte
[98]	SÍ. El artículo analiza diferentes potencias del electrolizador, siempre sub-MW: de 6 kW a 38 kW, $1200-$5000 USD/kW	SÍ. El artículo analiza diferentes potencias del electrolizador, siempre sub-MW: de 6 kW a 38 kW, $1200-$5000 USD/kW	NO	SÍ. La microred incluye un banco de baterías de 522 kWh	SÍ. Se ndica "Replacement cost" para el electrolizador (800 $/kW) y un ciclo de vida de 15 años. Estos costes se incluyen en el análisis del LCOE	SÍ. Hay tanques de almacenamiento (2–40 kg) y se detallan sus costes unitarios (500–2000 $/kg. No se menciona explícitamente compresor, pero el sistema usa tanques de alta presión (350 bar)	NO

	Economía de escala con respecto a la potencia eléctrica del electrolizador	**Economía de escala dentro del rango <1 MW**	**Coste del electrolizador exworks, sin el BoP de la planta**	**En casos de estudio de redes aisladas, se consideran los costes de bancos de baterías**	**Reemplazo o sustitución dentro de la vida útil de los proyectos**	**Coste del sistema de compresión y almacenamiento de H_2**	**Particularidades del emplazamiento**
[99]	NO. Se estudian escenarios con electrolizadores de 15, 12 y 8 MW. Tomando un CAPEX común de unos 2580 €/kW,m aunque sin mencionar la fuente específica de esta información	NO.Todos los escenarios son por encima de 1 MW	NO. asume un coste genérico como capital cost	SÍ. Hay variantes off-grid (System II y III) que incluyen batería Li-ion de 1 kWh (Tabla 1, pág. 4) y se detallan en la arquitectura HRES	SÍ. Se indica "Replacement Cost" específico del Ely (400 $/kW) y un ciclo de vida de 15 años. Se usa HOMER para calcular el *NPC* incluyendo reemplazos	SÍ. Hay tanques de almacenamiento de H_2 (CAPEX: 100 $/kg H_2, y se dimensiona un tanque de 3000 kg. Se integra como parte del sistema de almacenamiento. No se menciona compresión explícita, pero el tanque opera a presión	NO
[100]	NO. se dimensionan 12 electrolizadores que suman una potencia de 2,4 MW y se asume un coste genérico de 800 €/kW	NO. se aporta un coste genérico	SÍ. Se indica el IC (800 €/kW) y se suman costes de obras civiles y eléctricas, que contemplan la instalación del electrolizador	NO APLICA	SÍ. Incluye reemplazo parcial y vida útil ajustada (10 años). Esto se renueva cada ciclo para el cálculo LHEC	SÍ. Se incluyen compresores y tanques de almacenamiento.	NO
[101]	NO. El artículo optimiza el modelo en base a electrolizadores de 5 kW con un coste unitario de 9800 $, resultando un coste de 1960 $/kW, pero no se indica la fuente de este coste	NO. el modelo trabaja con electrolizadores sub-MW, pero no se indica la fuente de los costes	SÍ. Se indica que el CAPEX total incluye BOS, diseño, ingeniería y montaje	NO, el diseño es offgrid pero basado exclusivamente en H2, sin baterías	SÍ. Replacement cost (6 860 $ por unidad) y vida útil de 5 años	SÍ. Se incluyen tanques de H_2 con CAPEX definido (4 770 $ por tanque), Replacement y O&M también. No se menciona compresor adicional porque se supone operación directa	NO

	Economía de escala con respecto a la potencia eléctrica del electrolizador	**Economía de escala dentro del rango <1 MW**	**Coste del electrolizador exworks, sin el BoP de la planta**	**En casos de estudio de redes aisladas, se consideran los costes de bancos de baterías**	**Reemplazo o sustitución dentro de la vida útil de los proyectos**	**Coste del sistema de compresión y almacenamiento de H_2**	**Particularidades del emplazamiento**
[102]	NO, se establecen escenarios de electrolizadores de 15, 12 y 8 MW, el coste se asume en base a un promedio del mercado y la literatura, pero sin fuentes concretas	NO, todos los casos de estudio son superiores a 1 MW	SÍ, el CAPEX de 2580 €/kW incluye instalación y otros costes	NO APLICA	SÍ, incluye un coste de reemplazo a los 15 años para un proyecto de 25	SÍ	NO

En este punto, de acuerdo al análisis técnico, pero sobre todo económico en la implantación de la infraestructura descrita en esta tesis en la plataforma offshore de PLOCAN, y teniendo en cuenta estudios similares, observamos diferencias significativas en la aplicación de costes de inversión en los modelos, y en simplificaciones que acarrean un abaratamiento no realista del coste del LCOH.

En este punto, es crucial analizar la disparidad de los costes de referencia y los de nuestro caso de estudio:

1. La literatura establece en el mejor de los casos grupos de electrolizadores en base a su potencia instalada, el primer grupo serían aquellos con potencia menor a 1 MW, pero sería más conveniente establecer subgrupos, ya que entre un electrolizador de 100 kW y uno de 1 MW también podría tener relevancia la reducción de costes por economía de escala. En otros casos, sin embargo, toman costes de inversión independiente de la potencia eléctrica de los electrolizadores y por lo tanto sin tener en cuenta una economía de escala que en la industria es real.
2. Gran parte de las referencias bibliográficas establecen costes de equipamiento, estos valores suelen ser estandarizados en precio exworks, esto es, con la mercancía dispuesta en el lugar de fabricación. La ingeniería, permisos, trabajos de adecuación, obra civil, montaje, etc, podría duplicar el coste. Si además, el lugar de instalación es remoto o incluso offshore, como nuestro caso de estudio,

habría que aplicar un aumento del 42-50%, con lo que la deslocalización de los proyectos, sin llegar al extremo de nuestro caso de estudio, también puede resultar ser una simplificación arriesgada.

3. En muchos estudios no se tienen en cuenta la necesidad de contar con sistemas de almacenamiento energético (bancos de baterías), en algunos estudios se justifica debido a que se trata de instalaciones conectadas a una red de respaldo. El caso de estudio de la planta de producción de H_2 de la plataforma offshore de PLOCAN se trata de una instalación offgrid, por lo que se hace conveniente incluir un sistema de almacenamiento eléctrico que encarece el CAPEX total de la instalación, a pesar de que no sea un coste asociado directamente al electrolizador.

8. Conclusiones

Este estudio demuestra de forma concluyente la viabilidad técnica y económica de alcanzar una descarbonización completa en plataformas marinas y microrredes eléctricas aisladas mediante la integración estratégica de fuentes de energía renovable con sistemas de almacenamiento de hidrógeno para el largo plazo. A través de una configuración cuidadosamente optimizada que combina paneles fotovoltaicos de alta eficiencia, aerogeneradores de eje vertical, baterías de ion-litio para almacenamiento de energía a corto plazo y sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno verde, es posible sustituir totalmente los combustibles fósiles. Esta sustitución garantiza, además, una operación continua, fiable y autónoma, incluso en entornos marítimos remotos y condiciones adversas.

Si bien los sistemas basados en energías 100 % renovables maximizan la sostenibilidad ambiental y minimizan la huella de carbono, el análisis realizado también pone de manifiesto que escenarios cercanos a la total penetración renovable pueden ofrecer una mayor viabilidad económica dadas las limitaciones tecnológicas y de costes actuales. Este equilibrio entre la ambición medioambiental y la factibilidad financiera constituye una hoja de ruta pragmática para la transición energética de infraestructuras offshore. No obstante, tal como se subraya en la sección de discusión, existen escasas referencias o estudios comparables que permitan validar y contrastar en profundidad los resultados económicos obtenidos, pero si hay

elementos suficientes para discutir los costes de referencia utilizados para el estudio de viabilidad económica de otros casos de estudio.

Marco metodológico y replicabilidad del enfoque

La metodología propuesta combina de manera integrada la caracterización de los recursos energéticos locales, la elaboración de perfiles de demanda eléctrica específicos para cada caso de estudio y la optimización técnico-económica de las configuraciones híbridas. Este enfoque constituye un marco de trabajo replicable y escalable, susceptible de ser adaptado a otros entornos marítimos remotos, insulares o plataformas flotantes. De este modo, se contribuye de forma directa al desarrollo de sistemas energéticos autónomos, resilientes y de bajas emisiones de carbono, impulsando la economía azul mediante soluciones innovadoras que fortalecen la sostenibilidad de las operaciones marítimas.

El estudio ofrece datos tecnoeconómicos reales de un caso de estudio representativo en lo que a microrredes offshore que pueden servir de referencia para otros casos de estudio, con especial relevancia a los costes de inversión y operativos relacionados con el tamaño de las instalaciones, instalaciones auxiliares necesarias y lugar de implantación.

Limitaciones identificadas y consideraciones para futuras investigaciones

Sin embargo, conviene señalar que el estudio presenta limitaciones inherentes a su fase de diseño y modelado. Por un lado, la simulación se ha basado en datos operativos generados artificialmente, por lo que no se han incorporado aún calendarios de mantenimiento específicos para condiciones offshore ni se ha contemplado el impacto de eventos meteorológicos extremos, que pueden tener un efecto significativo en la disponibilidad de los equipos. Por otro lado, el dimensionamiento del sistema de hidrógeno verde se ha realizado bajo hipótesis conservadoras relativas a la eficiencia de los electrolizadores, la logística de almacenamiento y la degradación de las pilas de combustible. Estos factores podrían diferir sustancialmente en una implementación real a escala industrial. Por otro lado, la simulación de escenarios no tiene en cuenta la estabilidad del sistema en el régimen transitorio, se trata de un estudio preliminar de balance energético horario y no un análisis dinámico exhaustivo.

Líneas futuras de investigación

Los resultados y metodología de esta tesis doctoral abren nuevas vías de investigación orientadas tanto al perfeccionamiento tecnológico de sistemas híbridos offshore como a su replicación en entornos diversos. A partir del análisis tecno-económico realizado, se identifican oportunidades para continuar explorando soluciones energéticas renovables aplicables a microrredes aisladas, así como su impacto normativo, ambiental y socioeconómico.

- Replicación del modelo energético híbrido en otras plataformas offshore, islas remotas o enclaves costeros con acceso limitado a la red, adaptando la configuración a distintos perfiles de recurso y demanda.
- Integración de fuentes marinas emergentes (undimotriz, mareomotriz) en la microrred, evaluando su complementariedad con fotovoltaica, eólica e hidrógeno, así como su impacto en la estabilidad del sistema.
- Desarrollo de sistemas inteligentes de gestión energética para entornos marinos, basados en control predictivo, algoritmos de machine learning y optimización multiobjetivo.
- Evaluación normativa y jurídica para el despliegue de hidrógeno renovable offshore: licencias, seguridad marítima, regulación ambiental y posibles esquemas de certificación del H_2 verde.
- Estudios de sostenibilidad integrales mediante análisis de ciclo de vida (LCA) y huella de carbono del sistema completo, comparando escenarios onshore y offshore para la producción de hidrógeno.

9. Bibliografía

[1] Instituto Tecnológico de Canarias SA. Plan de Transición Energética de Canarias. Dirección General de Energía Del Gobierno de Canarias 2023. https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SDE/Portal/PTECan2030_VI/1-VersionInicial_PTECan_diligenciado.pdf (accessed July 18, 2025).

[2] MITECO. ESTRATEGIA A LARGO PLAZO PARA UNA ECONOMÍA ESPAÑOLA MODERNA, COMPETITIVA Y CLIMÁTICAMENTE NEUTRA EN 2050. Madrid: 2020.

[3] Comisión Europea. The European Green Deal 2019.

[4] Saeed MH, Fangzong W, Kalwar BA, Iqbal S. A Review on Microgrids' Challenges Perspectives. IEEE Access 2021;9:166502–17. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3135083.

[5] Ray A, Rajashekara K. Electrification of Offshore Oil and Gas Production: Architectures and Power Conversion. Energies (Basel) 2023;16. https://doi.org/10.3390/en16155812.

[6] Zanuttigh B, Dallavalle E, Zagonari F. A novel framework for sustainable decision-making on reusing Oil & Gas offshore platforms with application to the Adriatic Sea. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2025;211. https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115252.

[7] Uggenti AC, Rech G, Gerboni R, Ledda G, Aliberti A, Vivalda C, et al. Hydrogen-Methane Blend Storage in Depleted Reservoirs: An Option for Reusing Decommissioned Offshore Platforms. Fluid Dynamics and Materials Processing 2025;21:757–82. https://doi.org/10.32604/FDMP.2025.062347.

[8] Micallef A, Apap M, Licari J, Spiteri Staines C, Xiao Z. Renewable energy systems in offshore platforms for sustainable maritime operations. Ocean Engineering 2025;319. https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.120209.

[9] Kaiser MJ, Yu Y, Snyder B. Economic feasibility of using offshore oil and gas structures in the Gulf of Mexico for platform-based aquaculture. Mar Policy 2010;34:699–707. https://doi.org/10.1016/j.marpol.2010.01.002.

[10] Quansah AD, Boakye P, Mensah LD, Quansah DA. Systematic literature review on the potential of using solar photovoltaic to power sea water desalination on offshore petroleum facilities. Energy Reports 2024;12:3843–60. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.09.048.

[11] Fanelli E, Masia P, Premici A, Volpato E, Da Ros Z, Aguzzi J, et al. The re-use of offshore platforms as ecological observatories. Mar Pollut Bull 2024;209:117262. https://doi.org/10.1016/J.MARPOLBUL.2024.117262.

[12] Xylia M, Passos MV, Piseddu T, Barquet K. Exploring multi-use platforms: A literature review of marine, multifunctional, modular, and mobile applications (M4s). Heliyon 2023;9. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e16372.

[13] Offshore Energy n.d. Greening offshore drilling: Rigs powered by alternative fuels in pursuit of low-emission era. Offshore Energy n.d. https://www.offshore-energy.biz/greening-offshore-drilling-rigs-powered-by-alternative-fuels-in-pursuit-of-low-emission-era/ (accessed May 1, 2025).

[14] Wazirali R, Yaghoubi E, Abujazar MSS, Ahmad R, Vakili AH. State-of-the-art review on energy and load forecasting in microgrids using artificial neural networks, machine learning, and deep learning techniques. Electric Power Systems Research 2023;225. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109792.

[15] Cheng T, Zhu X, Yang F, Wang W. Machine learning enabled learning based optimization algorithm in digital twin simulator for management of smart

islanded solar-based microgrids. Solar Energy 2023;250:241–7. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2022.12.040.

[16] Ghasemi R, Doko G, Petrik M, Wosnik M, Lu Z, Foster DL, et al. Deep reinforcement learning-based optimization of an island energy-water microgrid system. Resour Conserv Recycl 2025;222:108440. https://doi.org/10.1016/J.RESCONREC.2025.108440.

[17] Barker A, Bhaskar P, Anderson B, Eberle A. Potential Infrastructure Cost Savings at Hybrid Wind Plus Solar PV Plants. 2021.

[18] De Loma-Osorio I, Borge-Diez D, Herskind Sejr J, Rosales-Asensio E. Enhancing commercial building resiliency through microgrids with distributed energy sources and battery energy storage systems. Energy Build 2024;325. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114980.

[19] Furfari S, Clerici A. Green hydrogen: the crucial performance of electrolysers fed by variable and intermittent renewable electricity. Eur Phys J Plus 2021;136. https://doi.org/10.1140/epjp/s13360-021-01445-5.

[20] Zhang M, Tao L, Nuernberg M, Rai A, Yuan ZM. Conceptual design of an offshore hydrogen platform. Int J Hydrogen Energy 2024;59:1004–13. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.077.

[21] Oni BA, Sanni SE, Misiani AN. Green hydrogen production in offshore environments: A comprehensive review, current challenges, economics and future-prospects. Int J Hydrogen Energy 2025;125:277–309. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.03.429.

[22] Hernández-Brito J, Delory E, Llínas O. PLOCAN: AN OFF-SHORE MULTIDISCIPLINARY PLATFORM AND TESTBED FOR DEEP SEA SYSTEMS AND OPERATIONS. n.d.

[23] Floating Power Plant. Seaworthy. Floating Power Plant n.d. https://floatingpowerplant.com/commercial-demonstrator-project/ (accessed July 17, 2025).

[24] European Comission. Seaworthy Project. European Comission n.d. https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133097.pdf (accessed July 17, 2025).

[25] pv magazine International. The Hydrogen Stream: PosHYdon starts testing offshore gas-green hydrogen. Pv Magazine International n.d. https://www.pv-magazine.com/2024/05/10/the-hydrogen-stream-poshydon-starts-testing-offshore-gas-green-hydrogen/ (accessed May 6, 2025).

[26] Petersen M, Andreae E, Skov IR, Dahl Nielsen F, You S, Cronin A, et al. Vision of Offshore Energy Hub at Faroe Islands: The Market Equilibrium Impact. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management 2024;40:109–23. https://doi.org/10.54337/ijsepm.8057.

[27] Domingos Zaparolli. Offshore wind farms could provide electricity for oil platforms. PesquisaFapesp n.d. https://revistapesquisa.fapesp.br/en/offshore-wind-farms-could-provide-electricity-for-oil-platforms/ (accessed May 19, 2025).

[28] Trent Jacobs. First Gas Flows at Shell's New Wind- and Solar-Powered Platform. JPT Journal of Petroleum Technology n.d. https://jpt.spe.org/first-gas-flows-at-shells-new-wind-and-solar-powered-platform#:~:text=The%20integration%20of%20both%20wind,several%20benefits%2C%20according%20to%20Shell (accessed May 19, 2025).

[29] Sayed ET, Olabi AG, Alami AH, Radwan A, Mdallal A, Rezk A, et al. Renewable Energy and Energy Storage Systems. Energies (Basel) 2023;16. https://doi.org/10.3390/en16031415.

[30] Hannan MA, Faisal M, Jern Ker P, Begum RA, Dong ZY, Zhang C. Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2020;131. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110022.

[31] Zhou J, Zhang J, Cai X, Shi G, Wang J, Zang J. Design and Analysis of Flexible Multi-Microgrid Interconnection Scheme for Mitigating Power Fluctuation and Optimizing Storage Capacity. Energies (Basel) 2019;12. https://doi.org/10.3390/en12112132.

[32] Khosravi N, Çelik D, Bevrani H, Echalih S. Microgrid stability: A comprehensive review of challenges, trends, and emerging solutions. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 2025;170. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.110829.

[33] Das S, Pradhan S, De S. Multi criteria decision making for the most suitable combination of energy resources for a decentralized hybrid energy solution with green hydrogen as the storage option. Energy Convers Manag 2023;285. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117028.

[34] Jang D, Kim K, Kim KH, Kang S. Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant. Energy Convers Manag 2022;263. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115695.

[35] Singlitico A, Østergaard J, Chatzivasileiadis S. Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs. Renewable and Sustainable Energy Transition 2021;1. https://doi.org/10.1016/j.rset.2021.100005.

[36] Catrinus P, Jepma J. On the economics of offshore energy conversion: smart combinations Converting offshore wind energy into green hydrogen on existing oil and gas platforms in the North Sea. 2017.

[37] Hüner B. Feasibility and environmental analysis of biogas-based hybrid energy system using HOMER pro software: A case study for Hatay. Energy Convers Manag 2025;326. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119480.

[38] Ye B, Zhang K, Jiang JJ, Miao L, Li J. Towards a 90% renewable energy future: A case study of an island in the South China Sea. Energy Convers Manag 2017;142:28–41. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.038.

[39] Kumar R, Channi HK. A PV-Biomass off-grid hybrid renewable energy system (HRES) for rural electrification: Design, optimization and techno-economic-environmental analysis. J Clean Prod 2022;349. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131347.

[40] Roy D. Modelling an off-grid hybrid renewable energy system to deliver electricity to a remote Indian island. Energy Convers Manag 2023;281. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116839.

[41] Shezan SA, Kamwa I, Ishraque MF, Muyeen SM, Hasan KN, Saidur R, et al. Evaluation of Different Optimization Techniques and Control Strategies of Hybrid

Microgrid: A Review. Energies (Basel) 2023;16. https://doi.org/10.3390/en16041792.

[42] Berna-Escriche C, Vargas-Salgado C, Alfonso-Solar D, Escrivá-Castells A. Hydrogen Production from Surplus Electricity Generated by an Autonomous Renewable System: Scenario 2040 on Grand Canary Island, Spain. Sustainability (Switzerland) 2022;14. https://doi.org/10.3390/su141911884.

[43] Sedlar DK, Vulin D, Krajačić G, Jukić L. Offshore gas production infrastructure reutilisation for blue energy production. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019;108:159–74. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.052.

[44] Carpignano A, Gerboni R, Mezza A, Pirri CF, Sacco A, Sassone D, et al. Italian Offshore Platform and Depleted Reservoir Conversion in the Energy Transition Perspective. J Mar Sci Eng 2023;11. https://doi.org/10.3390/jmse11081544.

[45] Mojumder MFH, Islam T, Rafi MMR, Asef IH, Hasan M, Chowdhury NUR. Enhanced hybrid energy generation solutions for sustainable rural electrifications in Bangladesh: A system optimization and performance evaluation approach using HOMER Pro and MATLAB/Simulink. J Energy Storage 2025;115. https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115971.

[46] Schucht S, Real E, Létinois L, Colette A, Holland M, Spadaro J V., et al. Costs of air pollution from European industrial facilities. 2021.

[47] Wei X, Sharma S, Waeber A, Wen D, Sampathkumar SN, Margni M, et al. Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations. Joule 2024;8:3347–72. https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.007.

[48] NASA. MERRA-2. NASA n.d. ttps://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/merra-2/ (accessed July 17, 2025).

[49] Datta U, Kalam A, Shi J. Battery energy storage system to stabilize transient voltage and frequency and enhance power export capability. IEEE Transactions on Power Systems 2019;34:1845–57. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2879608.

[50] Curto D, Favuzza S, Franzitta V, Guercio A, Amparo Navarro Navia M, Telaretti E, et al. Grid Stability Improvement Using Synthetic Inertia by Battery Energy

Storage Systems in Small Islands. Energy 2022;254. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124456.

[51] Ding Z, Li Y, Liu Y, Yu Y. Transient Power Stabilization in Marine Microgrids: Improved Droop Control and Feedforward Strategies for Heterogeneous Gas Turbines with Hybrid Energy Storage. J Mar Sci Eng 2025;13:771. https://doi.org/10.3390/jmse13040771.

[52] Homer Pro. Levelized cost of energy. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/levelized_cost_of_energy.html (accessed July 16, 2025).

[53] Homer Pro. Total Annualized Cost. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/total_annualized_cost.html (accessed July 16, 2025).

[54] Homer Pro. Real Discount Rate. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/real_discount_rate.html (accessed July 16, 2025).

[55] Oceanic Platform of the Canary Islands. Offshore Ocean Platform. Https://PlocanEu/En/Installations/Offshore-Ocean-Platform n.d. https://plocan.eu/en/installations/offshore-ocean-platform (accessed May 20, 2024).

[56] Spanish Ministry of Industry E and T. Royal Decree 900/2015. BOE-A-2015-10927 2015.

[57] Head of State. Spanish law 24/2013 about the Electrical Sector. BOE-A-2013-13645 2013.

[58] H2 Verde Project n.d. https://h2verde.plocan.eu/en/ (accessed February 3, 2025).

[59] Homer Pro. Hub height wind speed. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/how_homer_calculates_wind_turbine_power_output.html (accessed July 16, 2025).

[60] Homer Pro. PV array power output. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html (accessed July 16, 2025).

[61] Puertos del Estado. Portus Portal. Puertos Del Estado n.d. https://portus.puertos.es/#/ (accessed March 22, 2025).

[62] Trina Solar n.d. https://www.trinasolar.com/en-glb (accessed March 2, 2025).

[63] Martínez-López A, Marrero Á, Romero-Filgueira A. Assessment of emerging technologies for high-speed-crafts decarbonization under the European Union regulation. Research in Transportation Economics 2024;108. https://doi.org/10.1016/j.retrec.2024.101497.

[64] Indrawan H, Haryadi F, Triani M. Grid Parity Analysis of Rooftop Photovoltaic in Jakarta and Surabaya. IOP Conf Ser Earth Environ Sci, vol. 541, IOP Publishing Ltd; 2020. https://doi.org/10.1088/1755-1315/541/1/012007.

[65] CSI Solar n.d. https://www.csisolar.com/topbihiku7/ (accessed February 6, 2025).

[66] Flower Turbines n.d. https://www.flowerturbines.com (accessed March 14, 2025).

[67] De Kooning JDM, Samani AE, De Zutter S, De Maeyer J, Vandevelde L. Techno-economic optimisation of small wind turbines using co-design on a parametrised model. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2021;45. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101165.

[68] Flower Turbines. Large Tulip Wind Turbine 2024. https://www.flowerturbines.com/_files/ugd/f810b5_8064e55553604c7d8477e929b12b05b7.pdf (accessed April 1, 2025).

[69] Hinkley J, Hayward J, Mcnaughton R, Gillespie R, Watt M, Lovegrove K. Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis Ayako Matsumoto (Mitsui Global Strategic Studies Institute). 2016.

[70] Mayyas A, Chadly A, Amer ST, Azar E. Economics of the Li-ion batteries and reversible fuel cells as energy storage systems when coupled with dynamic electricity pricing schemes. Energy 2022;239. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121941.

[71] Moran C, Deane P, Yousefian S, Monaghan RFD. The hydrogen storage challenge: Does storage method and size affect the cost and operational

flexibility of hydrogen supply chains? Int J Hydrogen Energy 2024;52:1090–100. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.269.

[72] Ghirardi E, Brumana G, Franchini G, Perdichizzi A. H2 contribution to power grid stability in high renewable penetration scenarios. Int J Hydrogen Energy 2023;48:11956–69. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.026.

[73] Boretti A, Castelletto S. Trends in performance factors of large photovoltaic solar plants. J Energy Storage 2020;30. https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101506.

[74] Costanzo G, Brindley G, Tardieu P, Frémaux A, Meloni F, Ramirez L. Wind energy in Europe. 2025.

[75] Calado G, Castro R. Hydrogen production from offshore wind parks: Current situation and future perspectives. Applied Sciences (Switzerland) 2021;11. https://doi.org/10.3390/app11125561.

[76] Homer Pro. Battery bank autonomy. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/battery_bank_autonomy.html (accessed July 16, 2025).

[77] Issa M, Ibrahim H, Hosni H, Ilinca A, Rezkallah M. Effects of Low Charge and Environmental Conditions on Diesel Generators Operation. Eng 2020;1:137–52. https://doi.org/10.3390/eng1020009.

[78] Abdollahipour A, Sayyaadi H. Optimal design of a hybrid power generation system based on integrating PEM fuel cell and PEM electrolyzer as a moderator for micro-renewable energy systems. Energy 2022;260. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124944.

[79] Lamy C. From hydrogen production by water electrolysis to its utilization in a PEM fuel cell or in a SO fuel cell: Some considerations on the energy efficiencies. Int J Hydrogen Energy 2016;41:15415–25. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.04.173.

[80] Peter C, Vrettos E, Büchi FN. Polymer electrolyte membrane electrolyzer and fuel cell system characterization for power system frequency control. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 2022;141. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108121.

[81] Homer Pro. Levelized cost of hydrogen. Homer Energy n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/levelized_cost_of_hydrogen.html (accessed July 16, 2025).

[82] McCoy A, Musial W, Hammond R, Mulas Hernando D, Duffy P, Beiter P, et al. Offshore Wind Market Report: 2024 Edition. 2024.

[83] European Comission. PivotBuoy - An Advanced System for Cost-effective and Reliable Mooring, Connection, Installation & Operation of Floating Wind n.d. https://cordis.europa.eu/project/id/815159/results (accessed July 2, 2025).

[84] Enerocean. W2power n.d. https://enerocean.com/w2power/ (accessed July 2, 2025).

[85] Devoy McAuliffe F, Judge FM, Murphy J. Modelling the installation of next generation floating offshore wind farms. Appl Energy 2024;374. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124001.

[86] Detz R, Weeda M. Projections of electrolyzer investment cost reduction through learning curve analysis. 2022.

[87] Cole W, Karmakar A. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. 2030.

[88] Gracia L, Casero P, Bourasseau C, Chabert A. Use of hydrogen in off-grid locations, a techno-economic assessment. Energies (Basel) 2018;11. https://doi.org/10.3390/en11113141.

[89] Pal P, Mukherjee V. Off-grid solar photovoltaic/hydrogen fuel cell system for renewable energy generation: An investigation based on techno-economic feasibility assessment for the application of end-user load demand in North-East India. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2021;149. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111421.

[90] Ram K, Chand SS, Prasad R, Mohammadi A, Cirrincione M. Microgrids for green hydrogen production for fuel cell buses – A techno-economic analysis for Fiji. Energy Convers Manag 2024;300. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117928.

[91] Patonia Aliaksei, Poudineh Rahmatallah. Cost-competitive green hydrogen : how to lower the cost of electrolysers? The Oxford Institute for Energy Studies; 2022.

[92] Böhm H, Zauner A, Rosenfeld DC, Tichler R. Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. Appl Energy 2020;264. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114780.

[93] Saba SM, Müller M, Robinius M, Stolten D. The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. Int J Hydrogen Energy 2018;43:1209–23. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.

[94] Abdin Z, Mérida W. Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis. Energy Convers Manag 2019;196:1068–79. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.06.068.

[95] Rogeau A, Vieubled J, De Coatpont M, Nobrega PA, Erbs G, Girard R. Techno-economic evaluation and resource assessment of hydrogen production through offshore wind farms: A European perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2023;187. https://doi.org/10.5281/zenodo.8.

[96] Yildirim E, Budak Y. International Journal of Energy Horizon Electrolyzer Systems as Hydrogen Refueling Stations: A Review of Capex, Opex, and LCOH Calculations. n.d.

[97] Gökçek M, Kale C. Optimal design of a Hydrogen Refuelling Station (HRFS) powered by Hybrid Power System. Energy Convers Manag 2018;161:215–24. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.007.

[98] Cruz-Soto J de la, Azkona-Bedia I, Velazquez-Limon N, Romero-Castanon T. A techno-economic study for a hydrogen storage system in a microgrid located in baja California, Mexico. Levelized cost of energy for power to gas to power scenarios. Int J Hydrogen Energy 2022;47:30050–61. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.026.

[99] Hussam WK, Jaman A, Mibarki R, Al Mahmud R, Sheard GJ. Techno-economic and environmental evaluation of integrated microgrid systems for electrification and hydrogen production. J Phys Conf Ser, vol. 2968, Institute of Physics; 2025. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2968/1/012006.

[100] Zghaibeh M, Barhoumi EM, Okonkwo PC, Ben Belgacem I, Beitelmal WH, Mansir IB. Analytical model for a techno-economic assessment of green hydrogen production in photovoltaic power station case study Salalah city-Oman. Int J Hydrogen Energy 2022;47:14171–9. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.180.

[101] Samy MM, Barakat S, Ramadan HS. A flower pollination optimization algorithm for an off-grid PV-Fuel cell hybrid renewable system. Int J Hydrogen Energy 2019:2141–52. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.127.

[102] Hasan T, Emami K, Shah R, Hassan NMS, Belokoskov V, Ly M. Techno-economic Assessment of a Hydrogen-based Islanded Microgrid in North-east. Energy Reports 2023;9:3380–96. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.02.019.

10. Anexos

Anexo I. Análisis de sensibilidad

Tabla 38. Estudio de sensibilidad del LCOE y LCOH

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,2	0,2	0,2	0,2	2,02	22,90
0,2	0,2	0,2	0,4	2,29	26,10
0,2	0,2	0,2	0,6	2,57	29,20
0,2	0,2	0,2	0,8	2,85	32,40
0,2	0,2	0,2	1,0	3,13	35,60
0,2	0,4	0,2	0,2	2,13	24,30
0,2	0,4	0,2	0,4	2,41	27,40
0,2	0,4	0,2	0,6	2,69	30,60
0,2	0,4	0,2	0,8	2,97	33,70
0,2	0,4	0,2	1,0	3,25	36,90
0,2	0,6	0,2	0,2	2,25	25,60
0,2	0,6	0,2	0,4	2,53	28,80
0,2	0,6	0,2	0,6	2,81	31,90
0,2	0,6	0,2	0,8	3,09	35,10
0,2	0,6	0,2	1,0	3,37	38,30
0,2	0,8	0,2	0,2	2,37	27,00
0,2	0,8	0,2	0,4	2,65	30,10
0,2	0,8	0,2	0,6	2,93	33,30
0,2	0,8	0,2	0,8	3,21	36,40
0,2	0,8	0,2	1,0	3,49	39,60
0,2	1,0	0,2	0,2	2,49	28,30
0,2	1,0	0,2	0,4	2,77	31,50
0,2	1,0	0,2	0,6	3,05	34,60
0,2	1,0	0,2	0,8	3,33	37,80
0,2	1,0	0,2	1,0	3,60	41,00
0,2	0,2	0,4	0,2	2,03	24,00
0,2	0,2	0,4	0,4	2,31	26,20
0,2	0,2	0,4	0,6	2,59	29,40
0,2	0,2	0,4	0,8	2,86	32,50
0,2	0,2	0,4	1,0	3,14	35,70
0,2	0,4	0,4	0,2	2,15	24,40
0,2	0,4	0,4	0,4	2,43	27,60
0,2	0,4	0,4	0,6	2,70	30,70
0,2	0,4	0,4	0,8	2,98	33,90
0,2	0,4	0,4	1,0	3,26	37,10
0,2	0,6	0,4	0,2	2,27	25,70
0,2	0,6	0,4	0,4	2,54	28,90
0,2	0,6	0,4	0,6	2,82	32,10
0,2	0,6	0,4	0,8	3,10	35,20
0,2	0,6	0,4	1,0	3,38	38,40
0,2	0,8	0,4	0,2	2,38	27,10
0,2	0,8	0,4	0,4	2,66	30,30
0,2	0,8	0,4	0,6	2,94	33,40
0,2	0,8	0,4	0,8	3,22	36,60
0,2	0,8	0,4	1,0	3,50	39,70
0,2	1,0	0,4	0,2	2,50	28,40
0,2	1,0	0,4	0,4	2,78	31,60
0,2	1,0	0,4	0,6	3,06	34,80
0,2	1,0	0,4	0,8	3,34	37,90
0,2	1,0	0,4	1,0	3,62	41,10
0,2	0,2	0,6	0,2	2,04	23,20
0,2	0,2	0,6	0,4	2,32	26,40
0,2	0,2	0,6	0,6	2,60	29,50
0,2	0,2	0,6	0,8	2,88	32,70
0,2	0,2	0,6	1,0	3,15	35,90
0,2	0,4	0,6	0,2	2,16	24,50
0,2	0,4	0,6	0,4	2,44	27,70
0,2	0,4	0,6	0,6	2,72	30,90
0,2	0,4	0,6	0,8	3,00	34,00
0,2	0,4	0,6	1,0	3,27	37,20
0,2	0,6	0,6	0,2	2,28	25,90
0,2	0,6	0,6	0,4	2,56	29,10
0,2	0,6	0,6	0,6	2,84	32,20
0,2	0,6	0,6	0,8	3,11	35,40
0,2	0,6	0,6	1,0	3,39	38,50
0,2	0,8	0,6	0,2	2,40	27,20

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,2	0,8	0,6	0,4	2,68	30,40
0,2	0,8	0,6	0,6	2,95	33,60
0,2	0,8	0,6	0,8	3,23	36,70
0,2	0,8	0,6	1,0	3,51	39,90
0,2	1,0	0,6	0,2	2,52	28,60
0,2	1,0	0,6	0,4	2,79	31,70
0,2	1,0	0,6	0,6	3,07	34,90
0,2	1,0	0,6	0,8	3,35	38,10
0,2	1,0	0,6	1,0	3,63	41,20
0,2	0,2	0,8	0,2	2,05	23,30
0,2	0,2	0,8	0,4	2,33	26,50
0,2	0,2	0,8	0,6	2,61	29,70
0,2	0,2	0,8	0,8	2,89	32,80
0,2	0,2	0,8	1,0	3,17	36,00
0,2	0,4	0,8	0,2	2,17	24,70
0,2	0,4	0,8	0,4	2,45	27,90
0,2	0,4	0,8	0,6	2,73	31,00
0,2	0,4	0,8	0,8	3,01	34,20
0,2	0,4	0,8	1,0	3,29	37,30
0,2	0,6	0,8	0,2	2,29	26,00
0,2	0,6	0,8	0,4	2,57	29,20
0,2	0,6	0,8	0,6	2,85	32,40
0,2	0,6	0,8	0,8	3,13	35,50
0,2	0,6	0,8	1,0	3,40	38,70
0,2	0,8	0,8	0,2	2,41	27,40
0,2	0,8	0,8	0,4	2,69	30,50
0,2	0,8	0,8	0,6	2,97	33,70
0,2	0,8	0,8	0,8	3,24	36,90
0,2	0,8	0,8	1,0	3,52	40,00
0,2	1,0	0,8	0,2	2,53	28,70
0,2	1,0	0,8	0,4	2,81	31,90
0,2	1,0	0,8	0,6	3,08	35,10
0,2	1,0	0,8	0,8	3,36	38,20
0,2	1,0	0,8	1,0	3,64	41,40
0,2	0,2	1,0	0,2	2,07	23,50
0,2	0,2	1,0	0,4	2,35	26,70

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,2	0,2	1,0	0,6	2,62	29,80
0,2	0,2	1,0	0,8	2,90	33,00
0,2	0,2	1,0	1,0	3,18	36,10
0,2	0,4	1,0	0,2	2,19	24,80
0,2	0,4	1,0	0,4	2,46	28,00
0,2	0,4	1,0	0,6	2,74	31,20
0,2	0,4	1,0	0,8	3,02	34,30
0,2	0,4	1,0	1,0	3,30	37,50
0,2	0,6	1,0	0,2	2,30	26,20
0,2	0,6	1,0	0,4	2,58	29,30
0,2	0,6	1,0	0,6	2,86	32,50
0,2	0,6	1,0	0,8	3,14	35,70
0,2	0,6	1,0	1,0	3,42	38,80
0,2	0,8	1,0	0,2	2,42	27,50
0,2	0,8	1,0	0,4	2,70	30,70
0,2	0,8	1,0	0,6	2,98	33,90
0,2	0,8	1,0	0,8	3,26	37,00
0,2	0,8	1,0	1,0	3,54	40,20
0,2	1,0	1,0	0,2	2,54	28,90
0,2	1,0	1,0	0,4	2,82	32,00
0,2	1,0	1,0	0,6	3,10	35,20
0,2	1,0	1,0	0,8	3,38	38,40
0,2	1,0	1,0	1,0	3,65	41,50
0,4	0,2	0,2	0,2	2,21	25,10
0,4	0,2	0,2	0,4	2,49	28,30
0,4	0,2	0,2	0,6	2,77	31,40
0,4	0,2	0,2	0,8	3,05	34,60
0,4	0,2	0,2	1,0	3,32	37,80
0,4	0,4	0,2	0,2	2,33	26,50
0,4	0,4	0,2	0,4	2,61	29,60
0,4	0,4	0,2	0,6	2,89	32,80
0,4	0,4	0,2	0,8	3,16	36,00
0,4	0,4	0,2	1,0	3,44	39,10
0,4	0,6	0,2	0,2	2,45	27,80
0,4	0,6	0,2	0,4	2,73	31,00
0,4	0,6	0,2	0,6	3,00	34,10

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,4	0,6	0,2	0,8	3,28	37,30
0,4	0,6	0,2	1,0	3,56	40,50
0,4	0,8	0,2	0,2	2,57	29,20
0,4	0,8	0,2	0,4	2,84	32,30
0,4	0,8	0,2	0,6	3,12	35,50
0,4	0,8	0,2	0,8	3,40	38,70
0,4	0,8	0,2	1,0	3,68	41,80
0,4	1,0	0,2	0,2	2,68	30,50
0,4	1,0	0,2	0,4	2,96	33,70
0,4	1,0	0,2	0,6	3,24	36,80
0,4	1,0	0,2	0,8	3,52	40,00
0,4	1,0	0,2	1,0	3,80	43,20
0,4	0,2	0,4	0,2	2,22	25,30
0,4	0,2	0,4	0,4	2,50	28,40
0,4	0,2	0,4	0,6	2,78	31,60
0,4	0,2	0,4	0,8	3,06	34,80
0,4	0,2	0,4	1,0	3,34	37,90
0,4	0,4	0,4	0,2	2,34	26,60
0,4	0,4	0,4	0,4	2,62	29,80
0,4	0,4	0,4	0,6	2,90	32,90
0,4	0,4	0,4	0,8	3,18	36,10
0,4	0,4	0,4	1,0	3,46	39,30
0,4	0,6	0,4	0,2	2,46	28,00
0,4	0,6	0,4	0,4	2,74	31,10
0,4	0,6	0,4	0,6	3,02	34,30
0,4	0,6	0,4	0,8	3,30	37,40
0,4	0,6	0,4	1,0	3,57	40,60
0,4	0,8	0,4	0,2	2,58	29,30
0,4	0,8	0,4	0,4	2,86	32,50
0,4	0,8	0,4	0,6	3,14	35,60
0,4	0,8	0,4	0,8	3,41	38,80
0,4	0,8	0,4	1,0	3,69	42,00
0,4	1,0	0,4	0,2	2,70	30,70
0,4	1,0	0,4	0,4	2,98	33,80
0,4	1,0	0,4	0,6	3,25	37,00
0,4	1,0	0,4	0,8	3,53	40,10

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,4	1,0	0,4	1,0	3,81	43,30
0,4	0,2	0,6	0,2	2,24	25,40
0,4	0,2	0,6	0,4	2,51	28,60
0,4	0,2	0,6	0,6	2,79	31,70
0,4	0,2	0,6	0,8	3,07	34,90
0,4	0,2	0,6	1,0	3,35	38,10
0,4	0,4	0,6	0,2	2,35	26,80
0,4	0,4	0,6	0,4	2,63	29,90
0,4	0,4	0,6	0,6	2,91	33,10
0,4	0,4	0,6	0,8	3,19	36,20
0,4	0,4	0,6	1,0	3,47	39,40
0,4	0,8	0,6	0,2	2,59	29,50
0,4	0,8	0,6	0,4	2,87	32,60
0,4	0,8	0,6	0,6	3,15	35,80
0,4	0,8	0,6	0,8	3,43	38,90
0,4	0,8	0,6	1,0	3,70	42,10
0,4	1,0	0,6	0,2	2,71	30,80
0,4	1,0	0,6	0,4	2,99	34,00
0,4	1,0	0,6	0,6	3,27	37,10
0,4	1,0	0,6	0,8	3,55	40,30
0,4	1,0	0,6	1,0	3,82	43,40
0,4	0,2	0,8	0,2	2,25	25,60
0,4	0,2	0,8	0,4	2,53	28,70
0,4	0,2	0,8	0,6	2,81	31,90
0,4	0,2	0,8	0,8	3,08	35,00
0,4	0,2	0,8	1,0	3,36	38,20
0,4	0,4	0,8	0,2	2,37	26,90
0,4	0,4	0,8	0,4	2,65	30,10
0,4	0,4	0,8	0,6	2,92	33,20
0,4	0,4	0,8	0,8	3,20	36,40
0,4	0,4	0,8	1,0	3,48	39,60
0,4	0,6	0,8	0,2	2,49	28,20
0,4	0,6	0,8	0,4	2,76	31,40
0,4	0,6	0,8	0,6	3,04	34,60
0,4	0,6	0,8	0,8	3,32	37,70
0,4	0,6	0,8	1,0	3,60	40,90

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,4	0,8	0,8	0,2	2,60	29,60
0,4	0,8	0,8	0,4	2,88	32,80
0,4	0,8	0,8	0,6	3,16	35,90
0,4	0,8	0,8	0,8	3,44	39,10
0,4	0,8	0,8	1,0	3,72	42,20
0,4	1,0	0,8	0,2	2,72	30,90
0,4	1,0	0,8	0,4	3,00	34,10
0,4	1,0	0,8	0,6	3,28	37,30
0,4	1,0	0,8	0,8	3,56	40,40
0,4	1,0	0,8	1,0	3,84	43,60
0,4	0,2	1,0	0,2	2,26	25,70
0,4	0,2	1,0	0,4	2,54	28,90
0,4	0,2	1,0	0,6	2,82	32,00
0,4	0,2	1,0	0,8	3,10	35,20
0,4	0,2	1,0	1,0	3,37	38,40
0,4	0,4	1,0	0,2	2,38	27,00
0,4	0,4	1,0	0,4	2,66	30,20
0,4	0,4	1,0	0,6	2,94	33,40
0,4	0,4	1,0	0,8	3,21	36,50
0,4	0,4	1,0	1,0	3,49	39,70
0,4	0,6	1,0	0,2	2,50	28,40
0,4	0,6	1,0	0,4	2,78	31,60
0,4	0,6	1,0	0,6	3,06	34,70
0,4	0,6	1,0	0,8	3,33	37,90
0,4	0,6	1,0	1,0	3,61	41,00
0,4	0,8	1,0	0,2	2,62	29,70
0,4	0,8	1,0	0,4	2,90	32,90
0,4	0,8	1,0	0,6	3,17	36,10
0,4	0,8	1,0	0,8	3,45	39,20
0,4	0,8	1,0	1,0	3,73	42,40
0,4	1,0	1,0	0,2	2,74	31,10
0,4	1,0	1,0	0,4	3,01	34,20
0,4	1,0	1,0	0,6	3,29	37,40
0,4	1,0	1,0	0,8	3,57	40,60
0,4	1,0	1,0	1,0	3,85	43,70
0,6	0,2	0,2	0,2	2,41	27,30

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,6	0,2	0,2	0,4	2,68	30,50
0,6	0,2	0,2	0,6	2,96	33,70
0,6	0,2	0,2	0,8	3,24	36,80
0,6	0,2	0,2	1,0	3,52	40,00
0,6	0,4	0,2	0,2	2,52	28,70
0,6	0,4	0,2	0,4	2,80	31,80
0,6	0,4	0,2	0,6	3,08	35,00
0,6	0,4	0,2	0,8	3,36	38,20
0,6	0,4	0,2	1,0	3,64	41,30
0,6	0,6	0,2	0,2	2,64	30,00
0,6	0,6	0,2	0,4	2,92	33,20
0,6	0,6	0,2	0,6	3,20	36,40
0,6	0,6	0,2	0,8	3,48	39,50
0,6	0,6	0,2	1,0	3,76	42,70
0,6	0,8	0,2	0,2	2,76	31,40
0,6	0,8	0,2	0,4	3,04	34,50
0,6	0,8	0,2	0,6	3,32	37,70
0,6	0,8	0,2	0,8	3,60	40,90
0,6	0,8	0,2	1,0	3,87	44,00
0,6	1,0	0,2	0,2	2,88	32,70
0,6	1,0	0,2	0,4	3,16	35,90
0,6	1,0	0,2	0,6	3,44	39,00
0,6	1,0	0,2	0,8	3,71	42,20
0,6	1,0	0,2	1,0	3,99	45,40
0,6	0,2	0,4	0,2	2,42	27,50
0,6	0,2	0,4	0,4	2,70	30,60
0,6	0,2	0,4	0,6	2,97	33,80
0,6	0,2	0,4	0,8	3,25	37,00
0,6	0,2	0,4	1,0	3,53	40,10
0,6	0,4	0,4	0,2	2,54	28,80
0,6	0,4	0,4	0,4	2,81	32,00
0,6	0,4	0,4	0,6	3,09	35,20
0,6	0,4	0,4	0,8	3,37	38,30
0,6	0,4	0,4	1,0	3,65	41,50
0,6	0,6	0,4	0,2	2,66	30,20
0,6	0,6	0,4	0,4	2,93	33,30

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,6	0,6	0,4	0,6	3,21	36,50
0,6	0,6	0,4	0,8	3,49	39,70
0,6	0,6	0,4	1,0	3,77	42,80
0,6	0,8	0,4	0,2	2,77	31,50
0,6	0,8	0,4	0,4	3,05	34,70
0,6	0,8	0,4	0,6	3,33	37,80
0,6	0,8	0,4	0,8	3,61	41,00
0,6	0,8	0,4	1,0	3,89	44,20
0,6	1,0	0,4	0,2	2,89	32,90
0,6	1,0	0,4	0,4	3,17	36,00
0,6	1,0	0,4	0,6	3,45	39,20
0,6	1,0	0,4	0,8	3,73	42,40
0,6	1,0	0,4	1,0	4,01	45,50
0,6	0,2	0,6	0,2	2,43	27,60
0,6	0,2	0,6	0,4	2,71	30,80
0,6	0,2	0,6	0,6	2,99	33,90
0,6	0,2	0,6	0,8	3,27	37,10
0,6	0,2	0,6	1,0	3,54	40,30
0,6	0,4	0,6	0,2	2,55	29,00
0,6	0,4	0,6	0,4	2,83	32,10
0,6	0,4	0,6	0,6	3,11	35,30
0,6	0,4	0,6	0,8	3,38	38,50
0,6	0,4	0,6	1,0	3,66	41,60
0,6	0,6	0,6	0,2	2,67	30,30
0,6	0,6	0,6	0,4	2,95	33,50
0,6	0,6	0,6	0,6	3,22	36,60
0,6	0,6	0,6	0,8	3,50	39,80
0,6	0,6	0,6	1,0	3,78	43,00
0,6	0,8	0,6	0,2	2,79	31,70
0,6	0,8	0,6	0,4	3,06	34,80
0,6	0,8	0,6	0,6	3,34	38,00
0,6	0,8	0,6	0,8	3,62	41,20
0,6	0,8	0,6	1,0	3,90	44,30
0,6	1,0	0,6	0,2	2,90	33,00
0,6	1,0	0,6	0,4	3,18	36,20
0,6	1,0	0,6	0,6	3,46	39,30

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,6	1,0	0,6	0,8	3,74	42,50
0,6	1,0	0,6	1,0	4,02	45,70
0,6	0,2	0,8	0,2	2,44	27,80
0,6	0,2	0,8	0,4	2,72	30,90
0,6	0,2	0,8	0,6	3,00	34,10
0,6	0,2	0,8	0,8	3,28	37,30
0,6	0,2	0,8	1,0	3,56	40,40
0,6	0,4	0,8	0,2	2,56	29,10
0,6	0,4	0,8	0,4	2,84	32,30
0,6	0,4	0,8	0,6	3,12	35,40
0,6	0,4	0,8	0,8	3,40	38,60
0,6	0,4	0,8	1,0	3,68	41,80
0,6	0,6	0,8	0,2	2,68	30,50
0,6	0,6	0,8	0,4	2,96	33,60
0,6	0,6	0,8	0,6	3,24	36,80
0,6	0,6	0,8	0,8	3,52	39,90
0,6	0,6	0,8	1,0	3,79	43,10
0,6	0,8	0,8	0,2	2,80	31,80
0,6	0,8	0,8	0,4	3,08	35,00
0,6	0,8	0,8	0,6	3,36	38,10
0,6	0,8	0,8	0,8	3,63	41,30
0,6	0,8	0,8	1,0	3,91	44,50
0,6	1,0	0,8	0,2	2,92	33,20
0,6	1,0	0,8	0,4	3,20	36,30
0,6	1,0	0,8	0,6	3,47	39,50
0,6	1,0	0,8	0,8	3,75	42,60
0,6	1,0	0,8	1,0	4,03	45,80
0,6	0,2	1,0	0,2	2,46	27,90
0,6	0,2	1,0	0,4	2,73	31,10
0,6	0,2	1,0	0,6	3,01	34,20
0,6	0,2	1,0	0,8	3,29	37,40
0,6	0,2	1,0	1,0	3,57	40,60
0,6	0,4	1,0	0,2	2,57	29,30
0,6	0,4	1,0	0,4	2,85	32,40
0,6	0,4	1,0	0,6	3,13	35,60
0,6	0,4	1,0	0,8	3,41	38,70

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,6	0,4	1,0	1,0	3,69	41,90
0,6	0,6	1,0	0,2	2,69	30,60
0,6	0,6	1,0	0,4	2,97	33,80
0,6	0,6	1,0	0,6	3,25	36,90
0,6	0,6	1,0	0,8	3,53	40,10
0,6	0,6	1,0	1,0	3,81	43,30
0,6	0,8	1,0	0,2	2,81	31,90
0,6	0,8	1,0	0,4	3,09	35,10
0,6	0,8	1,0	0,6	3,37	38,30
0,6	0,8	1,0	0,8	3,65	41,40
0,6	0,8	1,0	1,0	3,92	44,60
0,6	1,0	1,0	0,2	2,93	33,30
0,6	1,0	1,0	0,4	3,21	36,50
0,6	1,0	1,0	0,6	3,49	39,60
0,6	1,0	1,0	0,8	3,76	42,80
0,6	1,0	1,0	1,0	4,04	45,90
0,8	0,2	0,2	0,2	2,60	29,50
0,8	0,2	0,2	0,4	2,88	32,70
0,8	0,2	0,2	0,6	3,16	35,90
0,8	0,2	0,2	0,8	3,44	39,00
0,8	0,2	0,2	1,0	3,71	42,20
0,8	0,4	0,2	0,2	2,72	30,90
0,8	0,4	0,2	0,4	3,00	34,10
0,8	0,4	0,2	0,6	3,28	37,20
0,8	0,4	0,2	0,8	3,55	40,40
0,8	0,4	0,2	1,0	3,83	43,50
0,8	0,6	0,2	0,2	2,84	32,20
0,8	0,6	0,2	0,4	3,12	35,40
0,8	0,6	0,2	0,6	3,39	38,60
0,8	0,6	0,2	0,8	3,67	41,70
0,8	0,6	0,2	1,0	3,95	44,90
0,8	0,8	0,2	0,2	2,96	33,60
0,8	0,8	0,2	0,4	3,23	36,70
0,8	0,8	0,2	0,6	3,51	39,90
0,8	0,8	0,2	0,8	3,79	43,10
0,8	0,8	0,2	1,0	4,07	46,20

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,8	1,0	0,2	0,2	3,07	34,90
0,8	1,0	0,2	0,4	3,35	38,10
0,8	1,0	0,2	0,6	3,63	41,30
0,8	1,0	0,2	0,8	3,91	44,40
0,8	1,0	0,2	1,0	4,19	47,60
0,8	0,2	0,4	0,2	2,61	29,70
0,8	0,2	0,4	0,4	2,89	32,90
0,8	0,2	0,4	0,6	3,17	36,00
0,8	0,2	0,4	0,8	3,45	39,20
0,8	0,2	0,4	1,0	3,73	42,30
0,8	0,4	0,4	0,2	2,73	31,00
0,8	0,4	0,4	0,4	3,01	34,20
0,8	0,4	0,4	0,6	3,29	37,40
0,8	0,4	0,4	0,8	3,57	40,50
0,8	0,4	0,4	1,0	3,84	43,70
0,8	0,6	0,4	0,2	2,85	32,40
0,8	0,6	0,4	0,4	3,13	35,50
0,8	0,6	0,4	0,6	3,41	38,70
0,8	0,6	0,4	0,8	3,68	41,90
0,8	0,6	0,4	1,0	3,96	45,00
0,8	0,8	0,4	0,2	2,97	33,70
0,8	0,8	0,4	0,4	3,25	36,90
0,8	0,8	0,4	0,6	3,52	40,10
0,8	0,8	0,4	0,8	3,80	43,20
0,8	0,8	0,4	1,0	4,08	46,40
0,8	1,0	0,4	0,2	3,09	35,10
0,8	1,0	0,4	0,4	3,36	38,20
0,8	1,0	0,4	0,6	3,64	41,40
0,8	1,0	0,4	0,8	3,92	44,60
0,8	1,0	0,4	1,0	4,20	47,70
0,8	0,2	0,6	0,2	2,63	29,80
0,8	0,2	0,6	0,4	2,90	33,00
0,8	0,2	0,6	0,6	3,18	36,20
0,8	0,2	0,6	0,8	3,46	39,30
0,8	0,2	0,6	1,0	3,74	42,50
0,8	0,4	0,6	0,2	2,74	31,20

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,8	0,4	0,6	0,4	3,02	34,30
0,8	0,4	0,6	0,6	3,30	37,50
0,8	0,4	0,6	0,8	3,58	40,70
0,8	0,4	0,6	1,0	3,86	43,80
0,8	0,6	0,6	0,2	2,86	32,50
0,8	0,6	0,6	0,4	3,14	35,70
0,8	0,6	0,6	0,6	3,42	38,90
0,8	0,6	0,6	0,8	3,70	42,00
0,8	0,6	0,6	1,0	3,98	45,20
0,8	0,8	0,6	0,2	2,98	33,90
0,8	0,8	0,6	0,4	3,26	37,00
0,8	0,8	0,6	0,6	3,54	40,20
0,8	0,8	0,6	0,8	3,82	43,40
0,8	0,8	0,6	1,0	4,09	46,50
0,8	1,0	0,6	0,2	3,10	35,20
0,8	1,0	0,6	0,4	3,38	38,40
0,8	1,0	0,6	0,6	3,66	41,50
0,8	1,0	0,6	0,8	3,93	44,70
0,8	1,0	0,6	1,0	4,21	47,90
0,8	0,2	0,8	0,2	2,64	30,00
0,8	0,2	0,8	0,4	2,92	33,10
0,8	0,2	0,8	0,6	3,19	36,30
0,8	0,2	0,8	0,8	3,47	39,50
0,8	0,2	0,8	1,0	3,75	42,60
0,8	0,4	0,8	0,2	2,76	31,30
0,8	0,4	0,8	0,4	3,03	34,50
0,8	0,4	0,8	0,6	3,31	37,70
0,8	0,4	0,8	0,8	3,59	40,80
0,8	0,4	0,8	1,0	3,87	44,00
0,8	0,6	0,8	0,2	2,87	32,70
0,8	0,6	0,8	0,4	3,15	35,80
0,8	0,6	0,8	0,6	3,43	39,00
0,8	0,6	0,8	0,8	3,71	42,20
0,8	0,6	0,8	1,0	3,99	45,30
0,8	0,8	0,8	0,2	2,99	34,00
0,8	0,8	0,8	0,4	3,27	37,20

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
0,8	0,8	0,8	0,6	3,55	40,30
0,8	0,8	0,8	0,8	3,83	43,50
0,8	0,8	0,8	1,0	4,11	46,70
0,8	1,0	0,8	0,2	3,11	35,40
0,8	1,0	0,8	0,4	3,39	38,50
0,8	1,0	0,8	0,6	3,67	41,70
0,8	1,0	0,8	0,8	3,95	44,90
0,8	1,0	0,8	1,0	4,23	48,00
0,8	0,2	1,0	0,2	2,65	30,10
0,8	0,2	1,0	0,4	2,93	33,30
0,8	0,2	1,0	0,6	3,21	36,40
0,8	0,2	1,0	0,8	3,49	39,60
0,8	0,2	1,0	1,0	3,76	42,80
0,8	0,4	1,0	0,2	2,77	31,50
0,8	0,4	1,0	0,4	3,05	34,60
0,8	0,4	1,0	0,6	3,33	37,80
0,8	0,4	1,0	0,8	3,60	41,00
0,8	0,4	1,0	1,0	3,88	44,10
0,8	0,6	1,0	0,2	2,89	32,80
0,8	0,6	1,0	0,4	3,17	36,00
0,8	0,6	1,0	0,6	3,44	39,10
0,8	0,6	1,0	0,8	3,72	42,30
0,8	0,6	1,0	1,0	4,00	45,50
0,8	0,8	1,0	0,2	3,01	34,20
0,8	0,8	1,0	0,4	3,28	37,30
0,8	0,8	1,0	0,6	3,56	40,50
0,8	0,8	1,0	0,8	3,84	43,60
0,8	0,8	1,0	1,0	4,12	46,80
0,8	1,0	1,0	0,2	3,12	35,50
0,8	1,0	1,0	0,4	3,40	38,70
0,8	1,0	1,0	0,6	3,68	41,80
0,8	1,0	1,0	0,8	3,96	45,00
0,8	1,0	1,0	1,0	4,24	48,20
1,0	0,2	0,2	0,2	2,79	31,80
1,0	0,2	0,2	0,4	3,07	34,90
1,0	0,2	0,2	0,6	3,35	38,10

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	0,2	0,2	0,8	3,63	41,20
1,0	0,2	0,2	1,0	3,91	44,40
1,0	0,4	0,2	0,2	2,91	33,10
1,0	0,4	0,2	0,4	3,19	36,30
1,0	0,4	0,2	0,6	3,47	39,40
1,0	0,4	0,2	0,8	3,75	42,60
1,0	0,4	0,2	1,0	4,03	45,80
1,0	0,6	0,2	0,2	3,03	34,50
1,0	0,6	0,2	0,4	3,31	37,60
1,0	0,6	0,2	0,6	3,59	40,80
1,0	0,6	0,2	0,8	3,87	43,90
1,0	0,6	0,2	1,0	4,14	47,10
1,0	0,8	0,2	0,2	3,15	35,80
1,0	0,8	0,2	0,4	3,43	39,00
1,0	0,8	0,2	0,6	3,71	42,10
1,0	0,8	0,2	0,8	3,99	45,30
1,0	0,8	0,2	1,0	4,26	48,40
1,0	1,0	0,2	0,2	3,27	37,10
1,0	1,0	0,2	0,4	3,55	40,30
1,0	1,0	0,2	0,6	3,83	43,50
1,0	1,0	0,2	0,8	4,10	46,60
1,0	1,0	0,2	1,0	4,38	49,80
1,0	0,2	0,4	0,2	2,81	31,90
1,0	0,2	0,4	0,4	3,09	35,10
1,0	0,2	0,4	0,6	3,36	38,20
1,0	0,2	0,4	0,8	3,64	41,40
1,0	0,2	0,4	1,0	3,92	44,60
1,0	0,4	0,4	0,2	2,93	33,20
1,0	0,4	0,4	0,4	3,20	36,40
1,0	0,4	0,4	0,6	3,48	39,60
1,0	0,4	0,4	0,8	3,76	42,70
1,0	0,4	0,4	1,0	4,04	45,90
1,0	0,6	0,4	0,2	3,04	34,60
1,0	0,6	0,4	0,4	3,32	37,80
1,0	0,6	0,4	0,6	3,60	40,90
1,0	0,6	0,4	0,8	3,88	44,10

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	0,6	0,4	1,0	4,16	47,20
1,0	0,8	0,4	0,2	3,16	35,90
1,0	0,8	0,4	0,4	3,44	39,10
1,0	0,8	0,4	0,6	3,72	42,30
1,0	0,8	0,4	0,8	4,00	45,40
1,0	0,8	0,4	1,0	4,28	48,60
1,0	1,0	0,4	0,2	3,28	37,30
1,0	1,0	0,4	0,4	3,56	40,40
1,0	1,0	0,4	0,6	3,84	43,60
1,0	1,0	0,4	0,8	4,12	46,80
1,0	1,0	0,4	1,0	4,39	49,90
1,0	0,2	0,6	0,2	2,82	32,00
1,0	0,2	0,6	0,4	3,10	35,20
1,0	0,2	0,6	0,6	3,38	38,40
1,0	0,2	0,6	0,8	3,65	41,50
1,0	0,2	0,6	1,0	3,93	44,70
1,0	0,4	0,6	0,2	2,94	33,40
1,0	0,4	0,6	0,4	3,22	36,60
1,0	0,4	0,6	0,6	3,50	39,70
1,0	0,4	0,6	0,8	3,77	42,90
1,0	0,4	0,6	1,0	4,05	46,00
1,0	0,6	0,6	0,2	3,06	34,70
1,0	0,6	0,6	0,4	3,34	37,90
1,0	0,6	0,6	0,6	3,61	41,10
1,0	0,6	0,6	0,8	3,89	44,20
1,0	0,6	0,6	1,0	4,17	47,40
1,0	0,8	0,6	0,2	3,18	36,10
1,0	0,8	0,6	0,4	3,45	39,20
1,0	0,8	0,6	0,6	3,73	42,40
1,0	0,8	0,6	0,8	4,01	45,60
1,0	0,8	0,6	1,0	4,29	48,70
1,0	1,0	0,6	0,2	3,29	37,40
1,0	1,0	0,6	0,4	3,57	40,60
1,0	1,0	0,6	0,6	3,85	43,80
1,0	1,0	0,6	0,8	4,13	46,90
1,0	1,0	0,6	1,0	4,41	50,10

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	0,2	0,8	0,2	2,83	32,20
1,0	0,2	0,8	0,4	3,11	35,40
1,0	0,2	0,8	0,6	3,39	38,60
1,0	0,2	0,8	0,8	3,67	41,70
1,0	0,2	0,8	1,0	3,95	44,90
1,0	0,4	0,8	0,2	2,95	33,50
1,0	0,4	0,8	0,4	3,23	36,70
1,0	0,4	0,8	0,6	3,51	39,90
1,0	0,4	0,8	0,8	3,79	43,00
1,0	0,4	0,8	1,0	4,06	46,20
1,0	0,6	0,8	0,2	3,07	34,90
1,0	0,6	0,8	0,4	3,35	38,00
1,0	0,6	0,8	0,6	3,63	41,20
1,0	0,6	0,8	0,8	3,90	44,40
1,0	0,6	0,8	1,0	4,18	47,50
1,0	0,8	0,8	0,2	3,19	36,20
1,0	0,8	0,8	0,4	3,47	39,40
1,0	0,8	0,8	0,6	3,74	42,60
1,0	0,8	0,8	0,8	4,02	45,70
1,0	0,8	0,8	1,0	4,30	48,90
1,0	1,0	0,8	0,2	3,31	37,60
1,0	1,0	0,8	0,4	3,58	40,70
1,0	1,0	0,8	0,6	3,86	43,90
1,0	1,0	0,8	0,8	4,14	47,10
1,0	1,0	0,8	1,0	4,42	50,20
1,0	0,2	1,0	0,2	2,85	32,30
1,0	0,2	1,0	0,4	3,12	35,50
1,0	0,2	1,0	0,6	3,40	38,70
1,0	0,2	1,0	0,8	3,68	41,80
1,0	0,2	1,0	1,0	3,96	45,00
1,0	0,4	1,0	0,2	2,96	33,70
1,0	0,4	1,0	0,4	3,24	36,80
1,0	0,4	1,0	0,6	3,52	40,00
1,0	0,4	1,0	0,8	3,80	43,20
1,0	0,4	1,0	1,0	4,08	46,30
1,0	0,6	1,0	0,2	3,08	35,00

F. Multiplicador CAPEX electrolizador	F. multiplicador CAPEX baterías ion litio	F. multiplicador CAPEX almacenamiento H2	F. multiplicador CAPEX eólica offshore flotante	LCOE (€/kWh)	LCOH (€/kg)
1,0	0,6	1,0	0,4	3,36	38,20
1,0	0,6	1,0	0,6	3,64	41,40
1,0	0,6	1,0	0,8	3,92	44,50
1,0	0,6	1,0	1,0	4,20	47,70
1,0	0,8	1,0	0,2	3,20	36,40
1,0	0,8	1,0	0,4	3,48	39,50
1,0	0,8	1,0	0,6	3,76	42,70
1,0	0,8	1,0	0,8	4,04	45,90
1,0	0,8	1,0	1,0	4,31	49,00
1,0	1,0	1,0	0,2	3,32	37,70
1,0	1,0	1,0	0,4	3,60	40,90
1,0	1,0	1,0	0,6	3,88	44,00
1,0	1,0	1,0	0,8	4,15	47,20
1,0	1,0	1,0	1,0	4,43	50,40

ULPGC
Universidad de
Las Palmas de
Gran Canaria

eiic
ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES Y CIVILES