Universidad de Huelva

Departamento de Ingeniería Electrónica, de Sistemas Informáticos y Automática



Análisis de viabilidad técnica-económica de la integración de sistemas basados en tecnología de hidrógeno para microrredes de energías renovables

Memoria para optar al grado de doctor
presentada por:

Jesús Rey Luengo

Fecha de lectura: 18 de noviembre de 2024

Bajo la dirección de los doctores:

Francisca Segura Manzano

José Manuel Andújar Márquez

Huelva, 2024



UNIVERSIDAD DE HUELVA

Programa de Doctorado de Ciencia y Tecnología Industrial y Ambiental

Línea de Investigación

Ingeniería Eléctrica, Electrónica, de Control y Robótica

Análisis de viabilidad técnica-económica de la integración de sistemas basados en tecnología de hidrógeno para microrredes de energías renovables

Tesis Doctoral

Jesús Rey Luengo

Huelva, 2024

Directores:

Dra. Francisca Segura Manzano

Dr. José Manuel Andújar Márquez

D. José Manuel Andújar Márquez, Catedrático de Universidad de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva,

Dña. Francisca Segura Manzano, Profesora Titular de Universidad de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva,

CERTIFICAN:

Que D. Jesús Rey Luengo, Grado en Física por la Universidad de Sevilla y Máster en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética por la Universitat de Barcelona, ha realizado bajo nuestra dirección y dentro del programa de doctorado de Ciencia y Tecnología Industrial y Ambiental (CyTIA), en la línea de investigación de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, de Control y Robótica el trabajo correspondiente a su Tesis Doctoral titulada:

Análisis de viabilidad técnica-económica de la integración de sistemas basados en tecnología de hidrógeno para microrredes de energías renovables

Revisado el presente trabajo, estimamos que puede ser presentado al Tribunal que ha de juzgarlo.

Y para que así conste a efectos de lo establecido Real Decreto 99/2011 y por el Reglamento de los Estudios de Doctorado de la Universidad de Huelva, autorizamos la presentación de este trabajo en la Universidad de Huelva.

Huelva, a 14 de Mayo de 2024

Directora: Dra. Francisca Segura Manzano

Director: Dr. José Manuel Andújar Márquez

Doctorando: D. Jesús Rey Luengo

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mis directores de tesis, la Dra. Paqui Segura y el Dr. José Manuel Andújar, por brindarme esta oportunidad de investigar de la mano junto a ellos. De Paqui quiero agradecer su paciencia, comprensión y apoyo que me ha proporcionado para la realización de esta tesis. De José Manuel quiero agradecer su entrega, compromiso y el esfuerzo incansable que realiza para la obtención de proyectos que financien el Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES). Sin este apoyo, esta tesis no sería posible.

Por otra parte, quiero agradecer a mis compañeros del CITES, en especial a José, Cirilo y David, por haberme escuchado, ayudado, orientado, aconsejado y apoyado desde el momento en que me embarqué en esta aventura.

También quiero agradecer a mi familia y amigos por su apoyo, por creer en mí en todo momento, por su comprensión y por todos los momentos que hemos pasado juntos. Sin todo ello, no sería la persona que soy hoy y nunca podré agradecer lo suficiente todo lo recibido.

A Claudia, por su apoyo, cariño, comprensión y paciencia. Por entender todo el tiempo que no he podido dedicarle para afrontar este bonito reto que ha supuesto la elaboración de la tesis doctoral, por estar en mis buenos y en mis malos momentos, por ser mi compañera de aventuras y por acompañarme en todos los pasos que doy.

Este trabajo no sería posible sin vosotros. Espero humildemente que esta contribución pueda suponer un apoyo al gigante reto que afrontamos: la transición energética, que no será posible si las tecnologías de hidrógeno no despliegan todo el potencial del que disponen. Sin más, muchas gracias a todos.

"It's not in the stars to hold our destiny but in ourselves"

William Shakespeare

Índice de Contenido

Índice de Contenido VII
Índice de Tablas XI
Índice de Figuras XIII
Capítulo 1. Introducción 1
1.1 Objetivos 3
1.2 Planteamiento General de la Tesis 4
1.3 Resumen de la Tesis 6
1.4 Innovaciones que aporta la Tesis 9
1.5 Proyectos de investigación que financian la tesis 13
1.6 Resultados de investigación derivados de la tesis 14
Capítulo 2. Impacto económico y dependencia de la huella de carbono de estrategias de gestión energética en microrredes basadas en hidrógeno 23
2.1 Introducción 26
2.2 Materiales y Métodos 29
2.2.1 Componentes de la microrred 31
2.2.1.1 Paneles solares FV 31
2.2.1.2 Turbina eólica 31
2.2.1.3 Electrolizador 31
2.2.1.4 Pila de combustible PEM 31
2.2.1.5 Tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido 31
2.2.1.6 Banco de baterías de plomo-ácido 32
2.2.2 Sistemas de gestión energética (SGE): prioridad hidrógeno o baterías 33
2.2.2.1 Estrategia basada en prioridad hidrógeno 34
2.2.2.2 Estrategia basada en prioridad batería 35
2.3 Análisis de costes 36
2.3.1 Costes de inversión inicial 37
2.3.2 Costes de reemplazamiento 37
2.3.3 Costes de Operación y Mantenimiento (O&M) 42
2.3.4 Ahorro de costes y compraventa de energía 43
2.3.5 Análisis económico de la microrred 44

2.3.6 Escenario económico previsto 46
2.4 Análisis de la huella de carbono 48
2.5 Discusión 50
2.6 Conclusiones 52
Capítulo 3. Rentabilidad de las microrredes basadas en hidrógeno: Un novedoso análisis económico en función del precio de la electricidad y los costes de los equipos 55
3.1 Introducción 58
3.2 Materiales y métodos: Descripción de la microrred y el SGE implementado .. 60
3.2.1 Elementos de la microrred 62
3.2.2 Sistema de Gestión Energética (SGE) implementado 63
3.3 Análisis de rentabilidad a lo largo de la vida útil de la microrred 65
3.4 Discusiones 74
3.5 Conclusiones 76
Capítulo 4. Hidrógeno verde: Consumo de recursos, madurez tecnológica y marco regulatorio 79
4.1 Introducción: Antecedentes científicos y trabajos relacionados 83
4.2 Huella hídrica del hidrógeno verde 86
4.3 Huella energética del hidrógeno verde 94
4.4 Grado de madurez de las tecnologías de hidrógeno 97
4.5 Marco regulatorio del hidrógeno verde: Legislación mundial y garantías de origen (GO) 101
(1) España 102
(2) Unión Europea (UE) 102
(3) Estados Unidos (EE.UU.) 103
(4) Australia 104
(5) Reino Unido (RU) 104
(6) Japón 104
(7) Canadá 104
(8) China 105
(9) Brasil 105
(10) India 105

(11) Sudáfrica 106
4.6 Discusión 107
(a) Huella hídrica del hidrógeno verde 107
(b) Huella energética del hidrógeno verde 108
4.7 Conclusiones 110
Capítulo 5. Conclusiones y Desarrollos Futuros 113
5.1 Conclusiones 115
5.2 Desarrollos futuros 117
Referencias Bibliográficas 123
ANEXO 0. Resultados de investigación derivados del objetivo 0 143
ANEXO 0.A 143
ANEXO 0.B 145
ANEXO 0.C 151
ANEXO 0.D 185
ANEXO I. Resultados de investigación derivados del objetivo 1 187
ANEXO I.A 187
ANEXO I.B 189
ANEXO I.C 197
ANEXO I.D 199
ANEXO I.E 209
ANEXO II. Resultados de investigación derivados del objetivo 2 237
ANEXO II.A 237
ANEXO II.B 239
ANEXO II.C 241
ANEXO III. Resultados de investigación derivados del objetivo 3 261
ANEXO III.A 261
ANEXO III.B 263
ANEXO III.C 265

Índice de Tablas

Tabla 2.1. Comparación entre la propuesta científica de la Tesis y la literatura científica analizada. 28

Tabla 2.2. Resumen de los parámetros técnicos de los elementos de la microrred. . 32

Tabla 2.3. Costes de inversión inicial de los elementos de la microrred. 37

Tabla 2.4. Horas de trabajo anuales y energía intercambiada en la microrred en función del SGE. 39

Tabla 2.5. Frecuencia y número de sustituciones a lo largo del horizonte temporal de la microrred (20 años). 40

Tabla 2.6. Costes de sustitución de la microrred a lo largo de su vida útil en función del SGE operativo. 41

Tabla 2.7. Costes anuales iniciales de O&M de los diferentes elementos de la microrred. 42

Tabla 2.8. Evolución de los costes de O&M en función del SGE. 43

Tabla 2.9. Ahorro anual de costes y compraventa de energía de la microrred en función del SGE usado. 44

Tabla 2.10. Costes y ahorros anuales y totales de la microrred en función del SGE aplicado. 46

Tabla 2.11. Costes de inversión inicial y de O&M para el escenario objetivo. 46

Tabla 2.12. Huella de carbono de la microrred estudiada para los años 2020, 2021 y 2022, comparada con suministro íntegro por la red eléctrica española. 49

Tabla 2.13. Costes de emisión de CO_2 basados en el SGE para los años 2020, 2021 y 2022. 50

Tabla 2.14. Costes unitarios de inversión por energía (EUR/kWh) basado en SGE implementado. 51

Tabla 2.15. Costes unitarios de O&M por energía (EUR/kWh) basados en el SGE implantado. 52

Tabla 3.1. Principales aportaciones de la propuesta científica del trabajo realizado en el Capítulo 3 de la Tesis en relación con la literatura científica. 60

Tabla 3.2. Resumen de los parámetros técnicos de los distintos elementos de la microrred 62

Tabla 3.3. Ahorro anual de energía, energía vertida y energía extraída de la red para ambos SGE. 68

Tabla 3.4. Costes a lo largo de la vida útil de la microrred para ambos SGE en un escenario de reducción de costes para los sistemas de hidrógeno del 0% [79].....70

Tabla 3.5. Precio de la electricidad a partir del cual la microrred es rentable para ambos SGE en función de la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno.....71

Tabla 4.1. Principales aportaciones de la propuesta científica de la Tesis respecto a la literatura científica analizada.....86

Tabla 4.2. Etiquetas de colores utilizadas para clasificar la molécula de hidrógeno según el proceso de producción y el tipo de energía utilizada. 87

Tabla 4.3. Comparación de la huella hídrica de distintos procesos de producción de hidrógeno.....93

Tabla 4.4. Comparación de la huella hídrica del hidrógeno y otras fuentes de energía. 93

Tabla 4.5. Consumo de energía eléctrica de diferentes tecnologías de electrólisis...95

Tabla 4.6. Consumo energético de diferentes tecnologías de producción de hidrógeno. 96

Tabla 4.7. Consumo energético de distintos combustibles por energía contenida en el combustible correspondiente.....96

Tabla 4.8. Niveles de TRL.....98

Tabla 4.9. TRLs de las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno.....98

Tabla 4.10. TRLs de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. 100

Tabla 4.11. TRLs de diferentes tecnologías de uso final de hidrógeno.....101

Tabla 4.12. Marco regulatorio del hidrógeno verde en el mundo. 106

Tabla 4.13. Consumo de energía (por energía útil final) de distintos SAE frente a sistemas de hidrógeno.....108

Tabla 5. 1. Normativa vigente y propuesta de regulación para los equipos de la microrred.....118

Tabla 5. 2. Costes de adquisición ordenados de 1 (menor coste) a 5 (mayor coste) en función de la tecnología de electrólisis y vida útil del electrolizador para las diferentes configuraciones y SGE. 120

Índice de Figuras

Figura 2.1. (a) Arquitectura de la microrred renovable basada en hidrógeno de la Universidad de Huelva. (b) Diagrama conceptual del balance de potencia en la microrred. 30

Figura 2.2. Diagramas de flujo para (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad batería.....36

Figura 2.3. Gráficos de balance de potencia neta para (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad baterías. 38

Figura 2.4. Evolución prevista del coste de sustitución a lo largo de la vida útil de la microrred de (a) electrolizador alcalino; (b) PEM-FC; (c) banco de baterías de plomo-ácido.....42

Figura 2.5. Evolución de los costes de O&M para el SGE basado en prioridad hidrógeno (azul) y el SGE basado en prioridad batería (naranja). 43

Figura 2.6. Comportamiento económico de la microrred con (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad batería. 45

Figura 2.7. Comportamiento económico del escenario objetivo para (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad batería. 48

Figura 2.8. Huella de carbono de la microrred estudiada para los años 2020, 2021 y 2022, comparada con suministro íntegro por la red eléctrica española.....49

Figura 3.1. Configuración de la microrred bajo estudio. 61

Figura 3.2. Esquema de (a) SGE con prioridad hidrógeno y (b) SGE con prioridad batería. 65

Figura 3.3. Ahorro de costes de microrred basado en los costes de electricidad para (a) SGE de prioridad hidrógeno, (b) SGE de prioridad batería. 68

Figura 3.4. Costes de la microrred basados en la reducción de los costes de los sistemas de hidrógeno para: (a) SGE prioridad hidrógeno, y (b) SGE prioridad batería. 70

Figura 3.5. Precio de la electricidad a partir del cual la microrred resulta rentable, basado en la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (Precios medios de la electricidad en España obtenidos de https://www.esios.ree.es/ (Consultado el 18 de enero de 2023). En agosto de 2022, los precios de la electricidad en España alcanzaron el valor más alto del histórico de datos).....71

Figura 3.6. Beneficios del proyecto basado en el precio de la electricidad y la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno para (a) SGE prioridad hidrógeno y (b) SGE prioridad batería. 72

Figura 3.7. Beneficios de la microrred basado en el precio de la electricidad, reducción de costes de sistemas de hidrógeno (0%, 40%, 70% y 100%) y la reducción de costes de sistemas de FER + batería (0%, 40%, 70% y 100%) para (a) SGE prioridad hidrógeno y (b) SGE prioridad batería. 73

Figura 3.8. Precio de la energía a partir del cual distintas fuentes energéticas son rentables. 76

Figura 4.1. Energía generada por campo FV de 15 kW en un año en el campus La Rábida (Huelva). 89

Figura 4.2. Energía generada por un aerogenerador de 3,4 kW durante un año en el Campus de La Rábida (Huelva). 91

Figura 4.3. Huella hídrica y energética de distintos combustibles. 97

Figura 4.4. Resumen de los TRL de las principales tecnologías de hidrógeno utilizadas en la HSC. 101

Figura 4.5. Mapamundi de la regulación del hidrógeno. 107

Capítulo 1. Introducción

Palabras clave	Resumen
Fases de la Tesis Resumen de la Tesis Innovaciones aportadas por la Tesis Aportación científica de la Tesis	El primer capítulo de la Tesis Doctoral comprende los diferentes objetivos abordados, así como los proyectos gracias a los cuales dichos objetivos se han hecho cumplir. Posteriormente, se presenta un resumen de cada uno de los capítulos que componen esta Tesis Doctoral resaltando sus características principales. Por otra parte, se exponen las principales novedades y aportaciones de esta Tesis Doctoral, así como futuras líneas de investigación que pueden derivar de la misma. Por último, se detallarán las publicaciones científicas a las que ha dado lugar el trabajo de investigación desarrollado en esta Tesis Doctoral y que están publicadas en diferentes Revistas Científicas, así como en diferentes Congresos de carácter Nacional e Internacional.

1.1 Objetivos

Esta Tesis está enmarcada dentro del conjunto de Tesis que se están realizando simultáneamente en el Grupo de Investigación TEP-192, perteneciente al Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES). Dicha Tesis se centra en realizar una comparación a nivel técnico y económico de sistemas de almacenamiento, entre ellos sistemas de tecnología de hidrógeno basados en fuentes de energía renovables a escala de microrredes. Esta Tesis ha sido financiada por los siguientes proyectos:

- H2Integración&Control. Integración y Control de una planta piloto basada en hidrógeno para suministro energético en aplicaciones residenciales: PID2020-116616RB-C31
- REDGENERA (RED BASADA EN PLANTAS DE ENERGIAS RENOVABLES, CONTROL INTELIGENTE E INDUSTRIA): RED2022-134588-T
- G2GH2-Going to Green Hydrogen. Sistema de alta eficiencia y baja degradación para la producción de Hidrógeno sin residuos contaminantes UHU-1259316

Dentro de las diferentes labores a realizar en los proyectos de investigación previamente mencionados, la presente Tesis Doctoral tiene como Objetivo General el estudio de viabilidad técnica y económica de la integración de sistemas basados en tecnología de hidrógeno. Debido a la actual crisis climática, es imprescindible la integración de las fuentes de energía renovables para mitigar los efectos de la misma. Sin embargo, la estocasticidad de las energías renovables hace imprescindible almacenar los excedentes energéticos de las mismas, para poder usarlos en momentos de déficit energético. En ese sentido, los sistemas basados en tecnología de hidrógeno apuntan a ser una solución idónea a este problema. Por otra parte, para lograr la total integración de las energías renovables, es imprescindible la transición del actual modelo de generación energética centralizado (donde la energía se produce en grandes centrales) a un modelo de generación distribuido (donde la energía se produce en diversos puntos). Todo ello hace evidente que las microrredes basadas en fuentes de energía renovables con tecnología de hidrógeno van a jugar un papel relevante en los próximos años. No obstante, para confirmar dicha hipótesis es imprescindible realizar un análisis de viabilidad para la integración de sistemas de almacenamiento energético en microrredes y las ventajas que suponen los sistemas de tecnología de hidrógeno en las mismas (esto conformará el Objetivo 0).

Una vez hecho esto, y para la integración de las mencionadas microrredes, van a ser necesarios estudios técnicos y económicos que involucren al hidrógeno producido a partir de la electrólisis del agua con aporte (para que el proceso de la electrólisis tenga lugar) de energías renovables (también conocido como

hidrógeno verde). Por ello, Objetivo 1 es el estudio del impacto económico (costes de inversión, operación y mantenimiento, así como los ahorros de costes como resultado de la no compra de electricidad a la red eléctrica principal) y ambiental que tendría una microrred renovable basada en sistemas de tecnología de hidrógeno en función del sistema de gestión energética (SGE) implementado.

El Objetivo 2 consiste en analizar ya no el coste total asociado actualmente a la microrred, sino cuándo esta podría llegar a ser viable económicamente. Para ello, se realiza un estudio de la rentabilidad económica, tomando en cuenta como referencia la microrred implementada en CITES, Campus La Rábida, en función de diferentes variables: el SGE implementado, el precio de compra de la electricidad a la red eléctrica principal (el cual a su vez determinará el precio de venta de electricidad producida in situ por las energías renovables a la red principal) y del porcentaje de reducción de costes de las tecnologías de hidrógeno.

El Objetivo 3 y último se centra en estudiar diversos aspectos técnicos, ambientales, tecnológicos y regulatorios que conciernen al hidrógeno verde, los cuales van a ser determinantes a la hora de que se lleve el despliegue a gran escala. Por ello, se analizarán aspectos técnicos asociados a este vector energético que serán determinantes a la hora de determinar el impacto ambiental del mismo, tales como la huella hídrica y energética. Por otra parte, se estudiarán aspectos tecnológicos, como el grado de desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, así como aspectos regulatorios, esto es el marco normativo. La existencia de este marco normativo condicionará la definición de estándares para expedir certificados que garanticen el origen sostenible del hidrógeno producido.

1.2 Planteamiento General de la Tesis

En el Capítulo 1 de la presente Tesis se presentan los objetivos que se pretenden abordar a lo largo de la misma. El Objetivo 1 se aborda en el Capítulo 2, donde se realiza un análisis del impacto económico de microrredes renovables que integran sistemas basados en tecnología de hidrógeno, tomando como caso de estudio la microrred emplazada en el Campus La Rábida (Universidad de Huelva). Para ello, se estudian los costes de inversión iniciales de los diferentes equipos que la componen, así como los costes de reemplazamiento de los equipos que se sustituyen durante la vida útil de la microrred (si procede), de los costes de operación y mantenimiento y de los beneficios económicos asociados a la compra de menor cantidad de energía de la red eléctrica principal (puesto que durante la mayor parte del tiempo la microrred se abastece por sus propios medios), así como de la venta de energía a la misma. Por otra parte, para cumplir con el Objetivo 1, en este capítulo también se realiza un estudio del impacto ambiental (esto es, la huella de carbono asociada), debido a la compra de energía de la red eléctrica principal (la cual sí tiene una huella de carbono asociada al mix

energético) en determinados momentos. Para llevar esto a cabo, el estudio del impacto económico y ambiental se implementará en función de dos SGE: prioridad de uso de los sistemas de hidrógeno y prioridad de uso de sistema de baterías.

Para el Objetivo 2, se pretende presentar diferentes recomendaciones y líneas de investigación que consigan reducir el impacto económico asociado a la microrred renovable, esto es, hacerla más rentable. En esa línea, en el Capítulo 3, se analiza, tomando como caso de estudio la misma microrred que en el Capítulo 2, el precio de compra de electricidad a la red eléctrica principal (el cual a su vez determina el precio de venta de electricidad a la misma) a partir del cual la microrred es rentable, en comparación con un caso tradicional que se alimenta íntegramente con energía procedente de la red eléctrica principal. Dicho estudio se realiza en función de diferentes variables: el SGE implementado (que, a su vez, serán los mismos que los del Capítulo 2) y la reducción de los costes actuales de los sistemas de tecnologías de hidrógeno (con el propósito de hallar cuál sería la reducción que haga que el precio de la electricidad sea competitivo con los precios que ofrece el mercado eléctrico minorista). Por otra parte, a estas dos variables (y para añadir un nuevo caso de estudio), se añade una tercera: la reducción de costes del resto de los equipos que componen la microrred (baterías y sistemas de producción de origen renovable).

Por último, para cumplir con el Objetivo 3 se establecen una serie de recomendaciones para que los diferentes organismos públicos y privados hagan fuertes inversiones en I+D+i, de forma que se puedan mejorar los diferentes aspectos técnicos de las tecnologías que conciernen al hidrógeno verde (lo cual a su vez repercutiría en aumento de la rentabilidad de las microrredes renovables basadas en hidrógeno), con el propósito de que estas tecnologías se puedan implementar a gran escala. Así, en el Capítulo 4 se estudian posibles barreras a la hora de implementar las tecnologías basadas en hidrógeno verde a gran escala. Así, se hace un estudio comparativo de la huella hídrica y energética del hidrógeno verde (en comparación con diferentes métodos de producción de hidrógeno y con combustibles fósiles). Por otra parte, se presenta un análisis del grado de madurez tecnológica (en inglés Technology Readiness Level, TRL) de las diferentes tecnologías de hidrógeno, así como un análisis del marco regulatorio actual del hidrógeno verde en diferentes lugares del mundo, y de la existencia (en el caso de haber una legislación) de una serie de estándares que permitan la expedición de certificados de garantía de origen del hidrógeno verde (esto es, que demuestren que el hidrógeno se ha producido a partir de energía renovable). Estos aspectos van a ser cruciales a la hora de integrar (tanto a pequeña como a gran escala) el hidrógeno verde en las distintas economías de los diferentes países del planeta.

1.3 Resumen de la Tesis

La memoria de Tesis se distribuye en 5 capítulos de la siguiente forma: el *"Capítulo 1. Introducción"* realiza una descripción de la estructura de la Tesis, comentando brevemente tanto los puntos de partida que han llevado a la realización de la misma, como los objetivos y aportaciones de cada uno de los capítulos. Además, se presentan los proyectos científicos que han hecho posibles la realización de esta memoria y el impacto que han tenido los diferentes trabajos que forman parte de esta Tesis.

El *"Capítulo 2. Impacto económico y dependencia de la huella de carbono de estrategias de gestión energética en microrredes basadas en hidrógeno"* trabaja para el Objetivo 1 y estudia, para una microrred renovable (ubicada en el Campus La Rábida, Universidad de Huelva) que integra sistemas de almacenamiento de batería hibridado con tecnología de hidrógeno, la influencia del SGE implementado (SGE basado en prioridad de uso de sistema de baterías y SGE basado en prioridad de uso de sistemas de hidrógeno) en el impacto económico y ambiental de la misma.

Para ello, comienza con el estudio de los costes de inversión iniciales de los equipos que componen la microrred (que serán independientes del SGE implementado). Posteriormente, y como la microrred empieza a trabajar bajo dos SGE diferentes, los equipos que la componen trabajarán un mayor o menor número de horas. Por ello, sufrirán una mayor o menor degradación, respectivamente, lo cual afectará al número de veces que los equipos tengan que reemplazarse durante la vida útil de la microrred, lo que a su vez tendrá implicaciones directas en los costes asociados a los reemplazamientos de los equipos. Por otra parte, como los costes de operación y mantenimiento (O&M) de los equipos son directamente proporcionales a los costes de adquisición de los mismos y estos, a su vez, se reducen conforme transcurren los años; entonces, los costes de O&M dependerán del momento en el que se produzca el reemplazamiento, por tanto, dependerán de SGE implementado. En cuanto a la compraventa de electricidad a la red eléctrica principal, esta será mayor o menor en función del SGE implementado, por lo que los beneficios económicos de la microrred dependerán de este.

En cuanto al impacto ambiental de la microrred (esto es, la huella de carbono de la misma), este va a estar asociado a la compra de la electricidad de la red eléctrica principal, que tiene una huella de carbono asociada, al contrario que el resto de equipos de la microrred (cuya producción energética es 100% renovable). Este impacto ambiental será, a su vez, diferente en función del SGE implementado.

Por último, en este capítulo se estudia el impacto económico que tendría la microrred objeto de estudio en el caso de que se infiera la misma reducción de

costes que tuvo la energía eólica entre 1983 y 2019 (72%) a las tecnologías de hidrógeno. Además, se concluye la necesidad de fuertes inversiones (a nivel público y privado) en I+D+i con el objetivo tanto de reducir los costes de las tecnologías de hidrógeno, como de aumentar la vida útil y, con ello, reducir el número de reemplazamientos de los equipos (eliminando una parte de los costes asociados a ellos) basados en tecnologías de hidrógeno.

El Objetivo 2 es abordado en el *"Capítulo 3. Rentabilidad de las microrredes basadas en hidrógeno: Un novedoso análisis económico en función del precio de la electricidad y los costes de los equipos"*. Para ello, a partir de la misma microrred empleada en el Capítulo 2, se varía el precio de compra de electricidad a la red principal (el cual a su vez determina el precio de venta de electricidad generada por los equipos renovables a la misma) y se determina la rentabilidad de la microrred en función de la reducción de costes de las tecnologías de hidrógeno (cuyo precio disminuye continuamente debido a los avances en I+D+i). Dicho análisis tendrá en cuenta, además, la influencia del SGE implementado (que serán SGE similares a los analizados en el Capítulo 2).

Posteriormente, se añade en el análisis de rentabilidad una variable adicional: la reducción de costes de las fuentes de energías renovables y sistemas de almacenamiento de baterías (esto es, del resto de equipos que componen la microrred), con el objetivo de obtener una visión más completa del precio rentable de la electricidad en el futuro. Los resultados obtenidos muestran que, si bien los precios de la electricidad que hacen rentables la microrred son mayores que los actuales precios de la electricidad que se encuentran en el mercado minorista (para ambos SGE), dichos precios se han acercado peligrosamente en algunos momentos (como en agosto de 2022) a los precios rentables de la electricidad para la microrred, en el caso del SGE basado en prioridad de uso del sistema de almacenamiento de baterías.

Por otra parte, si se infiere un 70% de reducción de costes de los todos los equipos (los basados en tecnologías de hidrógeno y los que no) utilizados en la microrred, se obtienen precios de la electricidad, que hacen rentable la microrred (para el SGE basado en prioridad de uso de baterías), inferiores a los anteriores al panorama actual de incertidumbre en los precios de la energía.

Por último, el capítulo concluye la necesidad de fuerte inversiones en I+D+i, para reducir los precios de la electricidad que hagan rentable la microrred, de forma que una microrred renovable basada en hidrógeno (como la que es objeto en este estudio) sea competitiva económicamente con una vivienda íntegramente alimentada con energía procedente de la red eléctrica principal.

El *"Capítulo 4. Hidrógeno verde: Consumo de recursos, madurez tecnológica y marco regulatorio"* aborda el Objetivo 3 y comienza con el estudio de la huella hídrica del hidrógeno verde, en comparación tanto con la de otros tipos de hidrógeno como con la de combustibles fósiles. Además, se expone el caso

particular de la huella hídrica del hidrógeno verde producido en la microrred empleada en los Capítulos 2 y 3. Si bien en términos de huella hídrica, los resultados demuestran que el hidrógeno verde es claramente competitivo frente a otros tipos de hidrógeno, no ocurre lo mismo en términos de huella energética, aspecto técnico en el que ya no sólo sale perdiendo frente a otros tipos de hidrógeno o combustibles fósiles, sino que también presenta mayor huella energética que otros sistemas de almacenamiento (considerando la energía útil total que se extrae del hidrógeno frente a la energía que se necesita para producirlo).

Posteriormente, el capítulo recopila el grado de madurez tecnológica de diferentes tecnologías de hidrógeno, independientemente de si su uso es apto para usarlo en aplicaciones de hidrógeno verde (por ejemplo, electrolizadores) o no (por ejemplo, sistemas de producción de hidrógeno mediante reformado de vapor y metano). Tras ello, se analiza el actual estatus legal del hidrógeno verde en diferentes partes del mundo, recogiendo en qué países su definición se recoge en la legislación vigente, si hay una normativa en la que el hidrógeno verde se pueda encuadrar, si hay proyectos de ley en tramitación o si el país tiene intención de implementar una legislación que concierna al hidrógeno verde. Dicha legislación, si existe, puede sentar las bases sobre las que establecer una serie de estándares para la expedición de certificados de garantía de origen del hidrógeno verde, los cuales ya están vigentes en la Unión Europea (CertifHy), así como certificados similares en los que se puede integrar el hidrógeno verde en algunos estados de Estados Unidos (Low Carbon Fuel Standard).

Por último, el capítulo concluye la necesidad de fuertes inversiones en I+D+i para que el hidrógeno verde pueda alcanzar todo su potencial (lo cual permita que pueda utilizarse a gran escala), en términos de reducción de huella hídrica y energética, así como lograr el completo desarrollo tecnológico de sistemas de hidrógeno que, si bien son prometedores, aún no se han logrado implementar a escala comercial (como los electrolizadores alkaline exchange membrane, AEM, por ejemplo). De igual forma, se establece la necesidad de implementar una serie de estándares internacionales que permitan lograr una alta credibilidad a la hora de importar y exportar hidrógeno desde diferentes países. Además, esta implementación del hidrógeno a gran escala puede traer consigo la implementación de una legislación concerniente al hidrógeno más estricta, que establezca unas normas de seguridad a la hora de integrar los sistemas basados en tecnología de hidrógeno en diferentes aplicaciones (como las microrredes, por ejemplo).

Para cerrar la memoria de Tesis, en el *"Capítulo 5. Conclusiones y Desarrollos Futuros"*, se debaten las principales conclusiones obtenidas del trabajo de investigación desarrollado en esta Tesis, así como se exponen las principales líneas de investigación que se derivan de la misma, haciendo hincapié en el establecimiento de una serie de normas para que la tecnología de hidrógeno

verde se pueda integrar en microrredes con un respaldo legal, así como en el estudio del grado de modularización óptimo de electrolizadores (tanto desde el punto de vista técnico como económico). Además, se proponen futuras líneas de investigación derivadas de las que ya se encuentran en curso.

Finalmente, se incluyen las Referencias Bibliográficas consultadas durante el trabajo de investigación realizado en esta memoria de Tesis.

1.4 Innovaciones que aporta la Tesis

Esta sección recoge cada una de las aportaciones e innovaciones del trabajo de investigación desarrollado en la Tesis, subrayando todas y cada una de las contribuciones y novedades de los diferentes capítulos que la componen, respecto de lo que se puede encontrar en la literatura científica.

Ante la actual emergencia climática que estamos padeciendo, es más que evidente la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Para lograr dicho objetivo, es imprescindible reducir la dependencia de los combustibles fósiles (que conllevan altas emisiones de GEI). Por ello, se antoja una necesaria integración de las fuentes de energías renovables a nivel económico e industrial (para descarbonizar ambos sectores [1], [2]). Sin embargo, dichas fuentes energéticas no son controlables, sino que son altamente dependientes del tiempo atmosférico (así, la energía eólica precisa de la presencia de viento y la energía solar fotovoltaica precisa de radiación solar para producir electricidad) [3]. Por otra parte, el actual modelo de generación energético centralizado, donde la energía se produce en grandes centrales, es cada vez más obsoleto. Así, se hace cada vez más necesario transitar desde este modelo a un modelo de generación energético distribuido, donde la energía se produce en diversos puntos [4].

En ese sentido, las microrredes renovables jugarán un papel fundamental en los próximos años. No obstante, dichas microrredes precisarán de sistemas de almacenamiento energético para garantizar el suministro en momentos en los que la producción renovable sea inferior a la demanda energética. Para ello y, tras haber cumplido el propósito de realizar un extenso estudio sobre los diferentes sistemas de almacenamiento energético [5], [6], se observa que sistemas de almacenamiento energético como volantes de inercia, supercondensadores o almacenamiento de energía magnética en superconductores no son capaces de almacenar energía más allá de minutos (sin contar otras desventajas que cada uno de estos sistemas pueden ofrecer). Por su parte, el almacenamiento de energía gravitatoria (si bien puede almacenar energía durante largos periodos de tiempo) descarga la energía de forma muy rápida y tiene ciertas limitaciones en cuanto a la modularización del número de bloques que permitirán almacenar dicha energía (por no mencionar la altura a la que se deben ubicar para que almacenen una considerable cantidad de energía potencial). En cuanto a las centrales de bombeo hidráulico, tienen grandes limitaciones asociadas a los

recursos hidrográficos del lugar y a la necesidad de emplazamientos de grandes dimensiones (como ocurre para el almacenamiento de energía térmica que se utiliza para el abastecimiento de energía eléctrica). Por último, el almacenamiento de aire comprimido puede requerir combustibles fósiles para calentar el sistema cuando el aire se expande (y, por ello, se enfría) en la turbina; excepto si se almacena la energía térmica generada durante la compresión del aire (para ser usada durante la expansión del mismo). En cualquier caso, el almacenamiento de aire comprimido necesita combustibles fósiles (lo que se debe evitar en microrredes renovables) o un sistema de almacenamiento de energía auxiliar (que implica mayores requerimientos de espacio).

En definitiva, sólo quedan dos opciones plausibles que permitan el almacenamiento energético el tiempo suficiente para suplir los requerimientos energéticos de la microrred y que no tengan grandes limitaciones en cuanto a sus dimensiones o condiciones ambientales): el almacenamiento de energía en forma de hidrógeno y el almacenamiento en baterías. Por ello, será necesario ver el alcance que puede llegar a tener la integración de sistemas basados en tecnologías de hidrógeno hibridados con baterías en microrredes renovables, algo que si bien ya empieza a ser objeto de estudio [7], [8], está muy lejos de lograr la extensión con la que cuentan las microrredes renovables que integran únicamente baterías como sistemas de almacenamiento energético. En ese sentido, la presente Tesis estudiará aspectos técnicos y económicos, aplicables a microrredes renovables, que engloben la tecnología de hidrógeno.

Así, en el Capítulo 2 se realiza un estudio sobre el impacto económico y ambiental de una microrred renovable que integra un conjunto de paneles fotovoltaicos de 3 tecnologías diferentes (silicio monocristalino, policristalino y amorfo), así como un molino eólico de eje horizontal, para producir energía renovable. Por otra parte, para garantizar el abastecimiento energético en momentos en los que la producción renovable sea inferior a la demanda energética, la microrred dispone de un sistema de baterías de plomo ácido hibridado con un sistema basado en tecnologías de hidrógeno (compuesto por un electrolizador alcalino, un tanque de hidrógeno comprimido a 30 bar y una pila de combustible de membrana de intercambio polimérica).

Para realizar el estudio sobre el impacto económico y ambiental de la microrred descrita, la microrred trabaja bajo dos SGE: uso prioritario de las baterías (tanto en momentos de excedente como de déficit energético) y uso prioritario de los sistemas basados en tecnología de hidrógeno (uso del electrolizador para producir hidrógeno en momentos de excedente energético o uso de la pila de combustible para producir electricidad en momentos de déficit energético).

Si bien es cierto que algunas referencias encontradas en la literatura científica [9]–[16] realizan un estudio sobre el impacto económico de una

microrred renovable, todas ellas realizan un estudio económico parcial (esto es, o bien analizan los costes de inversión iniciales de los equipos que componen la microrred, los costes de reemplazamiento de los equipos en función del SGE implementado, los costes de operación y mantenimiento o los beneficios económicos de la compraventa de energía de la red principal). De entre las referencias analizadas, ninguna de ellas realiza un estudio económico completo (que tenga en cuenta, simultáneamente, todas las variables mencionadas anteriormente). Además, sólo una de ellas [11], realiza un estudio sobre el impacto ambiental que tendría una microrred como resultado de la compra de energía de la red eléctrica principal, la cual tiene una huella de carbono asociada (que dependerá del mix de generación energético), en determinados momentos (los cuales vendrán a su vez definidos por el SGE implementado). Asimismo, dicha referencia no realiza ningún estudio sobre la influencia del SGE implementado en la huella de carbono de la microrred.

De este modo, el Capítulo 2 realiza un estudio completo del impacto económico y ambiental de una microrred renovable (ubicada en el Campus La Rábida, Universidad de Huelva) que integra sistema de baterías hibridado con sistemas basados en tecnología de hidrógeno.

Por su parte, el Capítulo 3 estudia, tomando como caso de estudio la microrred analizada previamente en el Capítulo 2, el precio de compra de electricidad de la red eléctrica principal a partir del cual la microrred es económicamente rentable para una aplicación residencial de idéntico perfil de consumo, pero plenamente satisfecho por la red eléctrica principal. Dicho análisis se hace, en primer lugar, en función del SGE implementado en la microrred (que serán los mismos que los del Capítulo 2), así como del porcentaje de reducción de costes de las tecnologías de hidrógeno (cuyo precio se espera que baje en el futuro como resultado de la investigación y desarrollo). Posteriormente, se añade una tercera variable en el estudio de la rentabilidad de la microrred: la reducción de costes del resto de elementos que la componen (baterías y sistemas de producción de energía renovable).

Si bien algunas referencias estudian la influencia del precio de compra de electricidad de la red eléctrica principal [17], [18] o realizan un estudio de la influencia del incremento del precio de la electricidad en la rentabilidad de una microrred [19], [20], no siempre se consideran microrredes que integren sistemas basados en tecnologías de hidrógeno [17], [20]. Por otra parte, de entre las referencias analizadas, sólo [21] realiza un análisis económico de una microrred en función del SGE implementado. Además, ningunas de las referencias consultadas, calcula el precio de compraventa de la electricidad de la red principal a partir del cual una microrred comienza a ser rentable desde el punto de vista económico (en comparación con una vivienda conectada únicamente a la red principal y con idéntico perfil de consumo) ni realizan un estudio por

separado de la influencia de la reducción de costes de las tecnologías de hidrógeno y el resto de equipos de la microrred en la rentabilidad de la misma.

Así, el Capítulo 3 supone una clara innovación frente a lo ya estudiado en la bibliografía científica y una guía para que las empresas conozcan el punto actual en el que se encuentran las microrredes renovables que integran sistemas de baterías hibridados con sistemas basados en tecnología de hidrógeno, con el objetivo de hallar cuándo serán viables económicamente y qué SGE es más ventajoso a la hora de implementar dichas microrredes.

Posteriormente, el Capítulo 4 analiza el hidrógeno verde, no a escala económica a nivel de microrredes (previamente estudiado), sino desde sus aspectos técnicos, medioambientales, tecnológicos y regulatorios. Así, se comienza con un estudio pormenorizado de la huella hídrica del hidrógeno verde producido en diferentes partes del mundo, obteniendo la huella hídrica para un caso de estudio de una planta de producción de hidrógeno verde ubicada en el Campus La Rábida (Universidad de Huelva) a partir de energía solar y/o eólica. A continuación, se pone en contexto la huella hídrica del hidrógeno verde, comparándola con la de otros tipos de hidrógeno y la de combustibles fósiles.

Posteriormente, se analiza en detalle la huella energética del hidrógeno verde, en comparación con la de otros tipos de hidrógeno y combustibles fósiles (energía necesaria para producir 1 kWh, en términos equivalentes, en forma de combustible). En cuanto al grado de desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, en este capítulo se hace una revisión minuciosa sobre las mismas, no sólo las que involucran a las tecnologías de posible aplicación al hidrógeno verde (como los electrolizadores), sino otras tecnologías incompatibles con este vector energético (como puede ser el reformado de vapor y metano). Por último, se examina la existencia de una regulación, en diferentes países, que concierna al hidrógeno verde, la cual será determinante a la hora de establecer una serie de estándares para la expedición de certificados de garantía de origen del hidrógeno verde.

Si bien hay estudios que realizan un análisis de la huella hídrica y energética del hidrógeno verde [22], [23], ninguno, de entre las referencias consultadas, realiza una comparación de las mismas con las correspondientes a los combustibles fósiles. Por otra parte, aunque hay estudios que analizan el grado de desarrollo tecnológico de tecnologías correspondientes a algunas de las diferentes etapas en la cadena de suministro de hidrógeno (esto es, producción, almacenamiento, distribución y uso final) [24]–[29], ninguno de ellos analiza la madurez tecnológica de tecnologías correspondientes a todas las diferentes etapas. Por último, pese a que hay referencias en la literatura científica [30]–[32] que se enfocan en el análisis de la existencia de certificados de garantía de origen del hidrógeno verde, sólo una de ellas [31] examina la regulación del hidrógeno verde en los diferentes países.

En ese sentido, este capítulo supone una clara contribución respecto a lo que ya ha sido previamente estudiado en la literatura científica y una guía sobre los diferentes aspectos del hidrógeno verde a mejorar si se quiere lograr su implementación a gran escala, así como su integración en las ya previamente mencionadas microrredes renovables basadas en sistemas de tecnología de hidrógeno.

En definitiva, el trabajo de investigación desarrollado en esta Tesis supone una importante aportación a los estudios de viabilidad técnica y económica para:

- Análisis de la posibilidad de integrar hidrógeno verde en microrredes renovables, realizando un estudio económico y de rentabilidad de las mismas.
- Estudio de distintos aspectos técnicos, ambientales, tecnológicos y regulatorios que van a ser imprescindibles a la hora de incorporar a gran escala este vector energético.
- Presentar una guía de uso para las empresas tecnológicas sobre las diferentes estrategias a adoptar de cara a integrar el hidrógeno verde en la sociedad.
- Ser el punto de partida para diferentes estudios que tienen como objetivo primordial hallar el grado de modularidad óptimo (desde el punto de vista económico) de un equipo de electrólisis en una planta de hidrógeno verde
- Propuesta de legislación para que las microrredes renovables que integren baterías hibridadas con sistemas basados en tecnología de hidrógeno tengan respaldo jurídico, en base a criterios técnicos.

1.5 Proyectos de investigación que financian la tesis

Los proyectos de investigación que han contribuido a la financiación del trabajo de investigación realizado en esta Tesis son:

1) *H2Integración&Control. Integración y Control de una planta piloto basada en hidrógeno para suministro energético en aplicaciones residenciales*: PID2020-116616RB-C31

   Entidad financiadora: Ministerio de Ciencia e Innovación

   Entidad/es participante/s: Universidad de Huelva

   Subvención: 153.670 €

   Periodo de ejecución: 01/09/2021 al 31/08/2024

   Investigador/a responsable: Dr. José Manuel Andújar Márquez y Dra. Francisca Segura Manzano

2) *REDGENERA (RED BASADA EN PLANTAS DE ENERGIAS RENOVABLES, CONTROL INTELIGENTE E INDUSTRIA)*: RED2022-134588-T

   Entidad financiadora: Ministerio de Ciencia e Innovación

   Entidad/es participante/s: Universidad de Huelva

   Subvención: 16.100 €

   Periodo de ejecución: 01/06/2023 al 31/05/2025

   Investigador/a responsable: Dra. Francisca Segura Manzano

3) *G2GH2-Going to Green Hydrogen. Sistema de alta eficiencia y baja degradación para la producción de Hidrógeno sin residuos contaminantes UHU-1259316*

   Entidad financiadora: Junta de Andalucía

   Entidad/es participante/s: Universidad de Huelva

   Subvención: 35.211,48€

   Periodo de ejecución: 01/01/2020 al 30/06/2022

   Investigador/a responsable: Dra. Francisca Segura Manzano

1.6 Resultados de investigación derivados de la tesis

Esta sección recoge los resultados de investigación de mayor relevancia presentados a la comunidad científica. En base a los objetivos expuestos anteriormente, se recoge el listado de contribuciones científicas derivadas de los mismos. En el Anexo 0, Anexo I, Anexo II y Anexo III se pueden consultar los documentos acreditativos de los resultados de investigación detallados a continuación.

- **Objetivo 0: "Análisis de viabilidad de integración de sistemas de almacenamiento energético en microrredes renovables"**
  - Contribución 1:

Título: Integration of Battery in Microgrid. A New Model Based on Parameters with Physical-chemical Correspondence.

Autores: Rey, J., Segura, F., Andújar, J. M., Vivas, F. J. (2022).

Congreso: V Jornadas ScienCity 2022. Fomento de La Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación En Ciudades Inteligentes, 34–37.

V Jornadas ScienCity 2022 de Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes; 7 – 9 de noviembre de 2023; Huelva, España (Certificado de Participación ver Anexo 0).

Las V Jornadas ScienCity 2022 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes tienen como objetivo dar a conocer a la sociedad los conocimientos y tecnologías emergentes siendo

investigados en las universidades, informar de experiencias, servicios e iniciativas puestas ya en marcha por instituciones y empresas, llegar hasta decisores políticos que podrían crear sinergias, incentivar la creación de ideas y posibilidades de desarrollo conjuntas, implicar y provocar la participación ciudadana.

ScienCity se celebró por primera vez en 2018 y sirvió para que más de 20 expertos de 17 instituciones públicas y privadas tomaran contacto en la región durante una semana. En 2019 la participación aumentó a 32 expertos de 21 instituciones durante 3 días. En 2020 se presentaron un total de 40 trabajos de 63 autores pertenecientes a 30 instituciones públicas y privadas de España, Portugal, Brasil, Italia, Chipre, Francia, Polonia y Reino Unido. Durante 2021 asistieron 40 participantes de distintos rincones de España, Portugal, Méjico, Costa Rica, Italia y Polonia con 31 ponencias, 8 pósteres, 2 talleres, 8 vehículos eléctricos e híbridos, así como 8 propuestas para el concurso de ideas. Como resultado, han surgido oportunidades de colaboración en torno a la participación en redes temáticas, así como en proyectos de investigación y difusión competitivos.

El trabajo está publicado de forma individual en "Researchgate" en el siguiente enlace y adjuntado en el Anexo 0 de este documento (https://www.researchgate.net/publication/368395201_Integration_of_Battery_in_Microgrid_A_New_Model_Based_on_Parameters_with_Physical-chemical_Correspondence).

Del mismo modo, el trabajo se encuentra publicado en el Libro de Actas de las V Jornadas ScienCity 2022. Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes, accesible en "Researchgate" (https://hdl.handle.net/10272/22175).

- Contribución 2:

Título: Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option.

Autores: Andújar, J. M., Segura, F., Rey, J., Vivas, F. J (2022).

Revista: Energies

Volumen (Número), Página: 15(17), 6196.

DOI: https://doi.org/10.3390/en15176196

Índice de calidad: "Energies" es una revista revisada por pares, de acceso abierto, sobre investigación científica relacionada, desarrollo tecnológico, política de ingeniería y estudios de gestión relacionados con el campo general de la energía, desde las tecnologías de suministro, conversión, despacho y uso final de la energía hasta los procesos físicos y químicos que subyacen a dichas tecnologías. Su objetivo es la divulgación de resultados de investigación en diferentes áreas que guarden relación intrínseca con la energía, como pueden ser las fuentes de energía, el almacenamiento de energía y sus aplicaciones, fundamentos de energía y conversión, etc. Esta revista se encuentra indexada en

el Science Citation Index Expanded (SCIE). Su último JCR disponible data de 2022 y posiciona a la revista como la 80/119 en la categoría "Energy & Fuels" (Q3). Además, su último Impact Factor es de 3.2 y su último CiteScore (2022) es de 5.5.

El artículo se encuentra en el enlace (https://doi.org/10.3390/en15176196) y se adjunta en el Anexo 0 de este documento.

- Contribución 3:

Título: Energy Storage Systems: Fundamentals, Classification and a Technical Comparative.

Autores: Andújar, J. M., Segura, F., Rey, J. (2023).

Editorial: Springer Cham.

DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-38420-2

Índice de calidad: Springer es una empresa líder mundial en el sector científico, técnico y médico, que ofrece a los investigadores del mundo académico, las instituciones científicas y los departamentos de I+D de las empresas contenidos de calidad a través de información, productos y servicios innovadores.

Springer cuenta con una de las colecciones y archivos de libros electrónicos STM y HSS más potentes, así como con una amplia gama de revistas y libros híbridos y de acceso abierto bajo el sello SpringerOpen.

Springer forma parte de Springer Nature, una editorial global que sirve y apoya a la comunidad investigadora. Springer Nature tiene como objetivo avanzar en el descubrimiento mediante la publicación de ciencia sólida y perspicaz, apoyando el desarrollo de nuevas áreas de investigación y haciendo que las ideas y el conocimiento sean accesibles en todo el mundo.

El libro se encuentra publicado por la editorial Springer Cham y se puede adquirir en el siguiente enlace (https://doi.org/10.1007/978-3-031-38420-2).

- **Objetivo 1: "Estudio del impacto económico y ambiental asociado a microrredes renovables basadas en sistemas de tecnología de hidrógeno"**

- Contribución 4:

Título: Gestión energética en microrredes renovables hibridadas con hidrógeno de uso residencial. Una propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa.

Autores: Rey, J., Segura, F., Andújar, J. M., Vivas, F.J., Noguera, M., Millán, B. (2022).

Congreso: XVII Simposio CEA de Control Inteligente, 5 – 10.

DOI: http://dx.doi.org/https://doi.org/10.18002/simceaci

XVII Simposio CEA de Control Inteligente; 27-29 de junio de 2022; León, España (Certificado de Participación ver Anexo I.A).

El Simposio CEA de Control Inteligente se celebra anualmente en una universidad o centro de investigación nacional, y facilita el encuentro entre expertos en esta área en un foro que permite la puesta en común de las nuevas

ideas y proyectos en desarrollo. Al mismo tiempo, propicia un clima de colaboración entre todos los investigadores del ámbito del Control Inteligente y campos afines.

El Simposio está respaldado por CEA (Comité Español de la Automática) que es una asociación científica española que impulsa el desarrollo, la investigación y las enseñanzas universitarias de la automática, comprendiendo entre otros los aspectos relativos a automatización, control, robótica, visión artificial o inteligencia artificial.

El trabajo está incluido en el libro de actas del Simposio, que puede encontrarse en el enlace http://dx.doi.org/https://doi.org/10.18002/simceaci.

- Contribución 5:

Título: Propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa para microrredes renovables residenciales hibridadas con hidrógeno.

Autores: Rey, J., Segura, F., Andújar, J. M., Vivas, F.J., Noguera, M., Millán, B. (2022).

Congreso: XLIII Jornadas de Automática, Universidad de la Rioja 2022, 8–11.

DOI: https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418

Índice de calidad: Las Jornadas de Automática están organizadas por distintas universidades o centros de investigación de habla hispana siendo el objetivo de las mismas reunir a profesores, investigadores, estudiantes y profesionales del ámbito de la Automática para tratar temas vinculados con la docencia y la investigación (entre otros, la automatización y control, la instrumentación, la robótica, el modelado y simulación de sistemas, etc.).

El evento constituye un punto de encuentro entre quienes tienen la Automática como eje de actividad profesional, tanto en el ámbito de la investigación como de la docencia o la empresa. Representa, además, un foro de discusión en el que presentar resultados, debatir ideas y exponer proyectos relacionados con esta rama de la ingeniería.

El trabajo se encuentra incluido en el libro de actas de las Jornadas de Automática, el cual se puede encontrar en el siguiente enlace (https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418) y adjuntado en el Anexo I.D de este documento.

- Contribución 6:

Título: The Economic Impact and Carbon Footprint Dependence of Energy Management Strategies in Hydrogen-Based Microgrids.

Autores: Rey, J., Segura, F., Andújar, J. M., Monforti Ferrario, A. (2023).

Revista: Electronics

Volumen (Número), Página: 12(17), 3703

DOI: https://doi.org/10.3390/electronics12173703

Índice de calidad: "Electronics" es una revista internacional, revisada por pares y de acceso abierto, sobre la ciencia de la electrónica y sus aplicaciones. Su objetivo es la divulgación de resultados en diferentes áreas que guarden relación intrínseca con la electrónica, como pueden ser la ingeniería de sistemas y de control, inteligencia artificial, electrónica de potencia, etc. Esta revista se encuentra indexada en el Science Citation Index Expanded (SCIE). Su último JCR disponible data de 2022 y posiciona a la revista como la 131/275 en la categoría "Engineering, Electrical & Electronic" (Q2), como la 72/160 en la categoría "Physics, Applied" (Q2) y como la 99/158 en la categoría "Computer Science. Information Systems" (Q3). Además, su último Impact Factor es de 2.9 y su último CiteScore (2022) es de 4.7.

El artículo está en el enlace (https://doi.org/10.3390/electronics12173703) y adjuntado en el Anexo I.E de este documento.

- **Objetivo 2: "Análisis de la rentabilidad económica de microrredes renovables basadas en sistemas de tecnología de hidrógeno"**

  Contribución 7:

  Título: The influence of the Energy Management System on the Economic, Environmental and Profitability Impact of a Hydrogen Based Microgrid.

  Autores: Rey, J., Delgado, C., Segura, F., Andújar, J. M. (2023).

  Congreso: VI Jornadas ScienCity 2023. Fomento de La Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación En Ciudades Inteligentes, 7–10.

  VI Jornadas ScienCity 2023 de Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes; 7 – 9 de noviembre de 2023; Huelva, España (Certificado de Participación ver Anexo II.A).

Las VI Jornadas ScienCity 2023 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes tienen como objetivo dar a conocer a la sociedad los conocimientos y tecnologías emergentes siendo investigados en las universidades, informar de experiencias, servicios e iniciativas puestas ya en marcha por instituciones y empresas, llegar hasta decisores políticos que podrían crear sinergias, incentivar la creación de ideas y posibilidades de desarrollo conjuntas, implicar y provocar la participación ciudadana.

ScienCity se celebró por primera vez en 2018 y sirvió para que más de 20 expertos de 17 instituciones públicas y privadas tomaran contacto en la región durante una semana. En 2019 la participación aumentó a 32 expertos de 21 instituciones durante 3 días. En 2020 se presentaron un total de 40 trabajos de 63 autores pertenecientes a 30 instituciones públicas y privadas de España, Portugal, Brasil, Italia, Chipre, Francia, Polonia y Reino Unido. Durante 2021 asistieron 40 participantes de distintos rincones de España, Portugal, Méjico, Costa Rica, Italia

y Polonia con 31 ponencias, 8 pósteres, 2 talleres, 8 vehículos eléctricos e híbridos, así como 8 propuestas para el concurso de ideas. En 2022 se recibieron un total de 48 trabajos repartidos en 25 ponencias y 24 pósteres pertenecientes a 98 autores de 14 instituciones distintas de España, Portugal, Polonia y Países Bajos. Como resultado, han surgido oportunidades de colaboración en torno a la participación en redes temáticas, así como en proyectos de investigación y difusión competitivos.

El artículo se encuentra publicado en el Libro de Actas de las VI Jornadas ScienCity 2023. Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes, ISBN: 979-8326547798, y se puede adquirir en el siguiente enlace https://www.amazon.co.uk/Libro-Actas-Jornadas-ScienCity 2023/dp/B0D6Z7NCS9.

- Contribución 8:

Título: Profitability of Hydrogen-Based Microgrids: A Novel Economic Analysis in Terms of Electricity Price and Equipment Costs.

Autores: Rey, J., Segura, F., Andújar, J. M. (2023).

Revista: Electronics,

Volumen (Número): 12(20).

DOI: https://doi.org/10.3390/electronics12204355

Índice de calidad: "Electronics" es una revista internacional, revisada por pares y de acceso abierto, sobre la ciencia de la electrónica y sus aplicaciones. Su objetivo es la divulgación de resultados en diferentes áreas que guarden relación intrínseca con la electrónica, como pueden ser la ingeniería de sistemas y de control, inteligencia artificial, electrónica de potencia, etc. Esta revista se encuentra indexada en el Science Citation Index Expanded (SCIE). Su último JCR disponible data de 2022 y posiciona a la revista como la 131/275 en la categoría "Engineering, Electrical & Electronic" (Q2), como la 72/160 en la categoría "Physics, Applied" (Q2) y como la 99/158 en la categoría "Computer Science. Information Systems" (Q3). Además, su último Impact Factor es de 2.9 y su último CiteScore (2022) es de 4.7.

El artículo está en el enlace (https://doi.org/10.3390/electronics12204355) y se adjunta en el Anexo II.C de este documento.

- **Objetivo 3: "Análisis de los aspectos técnicos, ambientales, tecnológicos y regulatorios del hidrógeno verde"**
  - Contribución 9:

Título: Green hydrogen: Current legal status worldwide.

Autores: Rey, J., Delgado, C., Segura, F., Andújar, J. M. (2023).

Congreso: VI Jornadas ScienCity 2023. Fomento de La Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación En Ciudades Inteligentes, 7–10.

VI Jornadas ScienCity 2023 de Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes; 7 – 9 de noviembre de 2023; Huelva, España (Certificado de Participación ver Anexo II.A).

Las VI Jornadas ScienCity 2023 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes tienen como objetivo dar a conocer a la sociedad los conocimientos y tecnologías emergentes siendo investigados en las universidades, informar de experiencias, servicios e iniciativas puestas ya en marcha por instituciones y empresas, llegar hasta decisores políticos que podrían crear sinergias, incentivar la creación de ideas y posibilidades de desarrollo conjuntas, implicar y provocar la participación ciudadana.

ScienCity se celebró por primera vez en 2018 y sirvió para que más de 20 expertos de 17 instituciones públicas y privadas tomaran contacto en la región durante una semana. En 2019 la participación aumentó a 32 expertos de 21 instituciones durante 3 días. En 2020 se presentaron un total de 40 trabajos de 63 autores pertenecientes a 30 instituciones públicas y privadas de España, Portugal, Brasil, Italia, Chipre, Francia, Polonia y Reino Unido. Durante 2021 asistieron 40 participantes de distintos rincones de España, Portugal, Méjico, Costa Rica, Italia y Polonia con 31 ponencias, 8 pósteres, 2 talleres, 8 vehículos eléctricos e híbridos, así como 8 propuestas para el concurso de ideas. En 2022 se recibieron un total de 48 trabajos repartidos en 25 ponencias y 24 pósteres pertenecientes a 98 autores de 14 instituciones distintas de España, Portugal, Polonia y Países Bajos. Como resultado, han surgido oportunidades de colaboración en torno a la participación en redes temáticas, así como en proyectos de investigación y difusión competitivos.

El artículo se encuentra publicado en el Libro de Actas de las VI Jornadas ScienCity 2023. Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes, ISBN: 979-8326547798, y se puede adquirir en el siguiente enlace https://www.amazon.co.uk/Libro-Actas-Jornadas-ScienCity 2023/dp/B0D6Z7NCS9.

- Contribución 10:

Título: Green Hydrogen: Resources Consumption, Technological Maturity, and Regulatory Framework.

Autores: Rey, J., Segura, F., Andújar, J. M. (2023).

Revista: Energies

Volumen (Número), Página 16(17), 6222.

DOI: https://doi.org/10.3390/en16176222

Índice de calidad: Energies es una revista revisada por pares, de acceso abierto, sobre investigación científica relacionada, desarrollo tecnológico, política de ingeniería y estudios de gestión relacionados con el campo general de la energía, desde las tecnologías de suministro, conversión, despacho y uso final de la energía hasta los procesos físicos y químicos que subyacen a dichas tecnologías. Su objetivo es la divulgación de resultados de investigación en diferentes áreas que guarden relación intrínseca con la energía, como pueden ser las fuentes de energía, el almacenamiento de energía y sus aplicaciones, fundamentos de energía y conversión, etc. Esta revista se encuentra indexada en el Science Citation Index Expanded (SCIE). Su último JCR disponible data de 2022 y posiciona a la revista como la 80/119 en la categoría "Energy & Fuels" (Q3). Además, su último Impact Factor es de 3.2 y su último CiteScore (2022) es de 5.5.

El artículo está publicado en el enlace (https://doi.org/10.3390/en16176222) y adjuntado en el Anexo II.E de este documento.

ELECTRONICS 2023, 12(17), 3703

Capítulo 2. Impacto económico y dependencia de la huella de carbono de estrategias de gestión energética en microrredes basadas en hidrógeno



Palabras clave

Microrred basada en hidrógeno

Impacto económico

Análisis de la huella de carbono

Políticas de gestión energética

Estrategia basada en prioridad hidrógeno

Estrategia basada en prioridad batería

Resumen

Este capítulo presenta un análisis del impacto económico y un estudio de la huella de carbono de una microrred basada en hidrógeno. El impacto económico se evalúa con respecto a los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento (O&M), así como los ahorros, teniendo en cuenta dos sistemas de gestión energética (SGE) diferentes: una estrategia basada en prioridad hidrógeno y una estrategia basada en prioridad batería. La investigación se llevó a cabo tomando como caso de estudio una microrred real situada en la Universidad de Huelva, en el suroeste de España. Los resultados (que pueden extrapolarse a microrredes de arquitectura similar) muestran que, aunque ambas estrategias tienen los mismos costes de inversión iniciales (52.339,78 EUR), al final de la vida útil de la microrred, la estrategia basada en prioridad hidrógeno requiere unos costes de sustitución (74.177,4 EUR frente a 17.537,88 EUR) y costes de operación y mantenimiento (35.254,03 EUR frente a 34.877,08 EUR) más elevados, sin embargo, proporciona mejores ahorros anuales (36.753,05 EUR frente a 36.282,58 EUR) y una menor huella de carbono (98,15% frente a 95,73% de ahorro de CO_2) que la estrategia basada en prioridad batería. Además, en un escenario en el que los precios de las emisiones de CO_2 están aumentando, la estrategia basada en el hidrógeno supondrá un ahorro anual de costes aún mayor en los próximos años.

Lista de acrónimos

CA	Corriente Alterna
CAPEX	Capital expenditures
CC	Corriente Continua
FC	Fuel Cell (Pila de Combustible)
FER	Fuentes de Energías Renovables
FV	Fotovoltaico
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)
LHV	Lower Heating Value (Poder Calorífico Inferior)
MPC	Modelo Predictivo de Control
MPC-E	Modelo Predictivo de Control Estocástico
O&M	Operación y Mantenimiento
PCG	Potencial de Calentamiento Global
PEM-FC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Pila de Combustible de Membrana de Intercambio Protónica)
SAE	Sistema de Almacenamiento Energético
SAT	Sistema de Almacenamiento Térmico
SGE	Sistema de Gestión Energética
SOC	State Of Charge (Estado de Carga)
TE	Turbina Eólica

Lista de símbolos

$D_{els.max}$	Máxima degradación del electrolizador (10.000 h)
D_{fc}	Degradación de la pila de combustible (μV)
$D_{fc.max.}$	Máxima degradación de la pila de combustible (100 mV/cell)
$E_{battery}$	Máxima capacidad de almacenamiento de energía de la batería (40,8 kWh)
$E_{y.cha+disch}$	Energía usada durante todo un año para cargar y descargar la batería (kWh)
m_t	Masa del gas contenido en el tanque (kg)
M	Masa molar (kg/mol)
M_{H_2}	Masa molar del hidrógeno molecular (kg/mol)
N_h	Número de horas de funcionamiento de la pila de combustible (h)
N_{starts}	Número de arranques de la pila de combustible (starts)
n_t	Número de moles contenidos en el tanque (mol)
$N_{y.cycles}$	Número de ciclos de operación de la batería durante un año (ciclos/año)
P_{batt}	Potencia inyectada o extraída del sistema de batería (W)
$P_{batt\ charge}$	Potencia extraída del bus de CC para inyectarla en la batería (W)
$P_{batt\ discharge}$	Potencia inyectada en el bus de CC a través de la batería (W)
P_{el}	Potencia extraída del bus de CC para inyectarla en el electrolizador (W)
P_{FC}	Potencia inyectada en el bus a partir de la pila de combustible (W)
P_{grid}	Potencia inyectada o extraída de la red principal (W)
$P_{grid\ in}$	Potencia inyectada desde la red principal al bus de CC (W)
$P_{grid\ out}$	Potencia extraída del bus de CC para inyectarla en la red principal (W)
P_{H_2}	Potencia inyectada o extraída de los sistemas de hidrógeno (W)
P_{load}	Potencia de carga (W)
P_{net}	Potencia neta (W)
P_{FER}	Potencia de las FER (W)
p_t	Presión del tanque de hidrógeno (Pa)
$p_{t.max}$	Máxima presión del tanque de hidrógeno (30 bar)
$p_{t.min}$	Mínima presión del tanque de hidrógeno (1 bar)
R	Constante de los gases ideales (8.31 J/(K·mol))

SOC	Estado de carga de la batería (%)
SOC_{max}	Estado de carga máximo (80%)
SOC_{min}	Estado de carga mínimo (20%)
T_t	Temperatura del gas contenido en el tanque (K)
V_t	Volumen del tanque de hidrógeno (m^3)

2.1 Introducción

Como consecuencia del crecimiento demográfico y económico, la demanda mundial de energía (debido, entre otras razones, a que un mayor porcentaje de la población tiene acceso a la electricidad) está aumentando [1,2]. Para satisfacer esta demanda energética, se utilizan en gran medida combustibles fósiles, lo cual repercute negativamente en la contaminación atmosférica y el cambio climático. Para reducir el uso de combustibles fósiles, se han propuesto como alternativa distintas fuentes de energía renovables (FER) [3,4], pero uno de los principales problemas asociados a ellas es que, debido a su aleatoriedad, no están disponibles todo el tiempo. Por ello, una posible solución es almacenar la energía renovable cuando hay excedente para utilizarla cuando hay escasez [3,5,6].

En consecuencia, en las microrredes basadas en FER, los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) [38] son esenciales para garantizar la demanda de carga en todo momento. Las baterías suelen ser la solución más común [8,9], incluso hibridadas con un generador diésel [41] o tecnologías de bombeo hidráulico [42]. Pero, aunque los SAE más comunes a pequeña y mediana escala son las baterías, el almacenamiento de hidrógeno tiene algunas ventajas sobre las baterías y, de hecho, cada vez está cobrando más importancia [43]. Por ejemplo, el enorme poder calorífico inferior (en inglés, Lower Heating Value, LHV) del hidrógeno, concretamente de 120 MJ/kg [44], por lo que puede almacenarse para su uso en operaciones a largo plazo [45]. En este sentido, el almacenamiento híbrido basado en sistemas de hidrógeno (a largo plazo) y baterías (a corto y medio plazo) en microrredes parece ser la solución para satisfacer la demanda de carga y superar el inconveniente de la naturaleza intermitente de las FER.

Dado que la literatura científica ha demostrado que las microrredes basadas en renovables que hibridan hidrógeno y almacenamiento en baterías como SAE son técnicamente viables [8], ha llegado el momento de realizar una evaluación de costes y un análisis de la huella de carbono para estudiar cómo hacer que este tipo de plantas sean viables desde el punto de vista económico y medioambiental. Para ello, la bibliografía ofrece diferentes opciones: desde un análisis de sensibilidad de los costes de inversión y el precio de venta del hidrógeno en la red de gas [9] hasta un estudio de simulación que analiza la influencia de la capacidad del sistema y el coste de operación [10]. En la ref. [11], se presenta un modelo de programación lineal de enteros mixtos para estudiar el ahorro de CO_2 y el precio del combustible (en comparación con un combustible diésel de referencia) de una microrred que funciona como estación de servicio. La ref. [12]

se centra en el estudio de la rentabilidad y el impacto medioambiental de una hipotética microrred situada en una isla, en comparación con la red nacional del país. El trabajo presentado en la ref. [13] tiene la particularidad de resolver el SAE hibridando un sistema de almacenamiento de hidrógeno y calor, evitando el uso de baterías. Para resolver el modelo de optimización propuesto, el estudio utiliza modelos predictivos de control ponderados (MPC ponderados). En la ref. [14], se estudia una optimización orientada a la resiliencia para microrredes con un SAE compuesto por hidrógeno y baterías. En este caso, el problema se formula utilizando técnicas de MPC estocástico (SMPC) para controlar las posibles transiciones entre los modos conectado a red e insular, lo que permite aumentar los ingresos económicos y maximizar la vida útil de los sistemas teniendo en cuenta los costes de operación de los mismos [14]. También utilizando la teoría MPC, la ref. [15] presenta un sistema de gestión energética (SGE) codiciosa para una microrred híbrida basada en hidrógeno y baterías con el fin de reducir las pérdidas de carga, los costes energéticos y los costes de inversión. Finalmente, en la ref. [16], los autores desarrollan un algoritmo de gradiente de política determinista profunda para reducir los costes de operación de una microrred con almacenamiento de hidrógeno mediante simulación, en comparación con los algoritmos tradicionales.

En este capítulo, los autores proponen una evaluación econométrica y un análisis de la huella de carbono tomando como caso de estudio una microrred híbrida basada en hidrógeno y baterías que utiliza fuentes de energía renovables para la generación de electricidad, teniendo en cuenta los costes de inversión, operación y mantenimiento (O&M), así como los relacionados con el reemplazamiento de sus elementos. El estudio se ha llevado a cabo diferenciando entre dos métodos distintos de control de microrredes (SGE): una estrategia prioritaria basada en hidrógeno y una estrategia prioritaria basada en baterías, lo que permitió una comparación económica entre ambas. La huella de carbono se ha obtenido a partir del mix eléctrico español (origen de la electricidad en la red principal) teniendo en cuenta la cantidad de energía adquirida por la microrred a la red principal.

En comparación con las referencias analizadas, la principal novedad de este capítulo es que estudia todos los costes implicados: de inversión, de O&M y de reposición (en conjunción con el tiempo en el que se producen), así como el ahorro anual de toda la microrred y de cada uno de sus sistemas, considerando el tiempo real de funcionamiento según cada SGE. En este sentido, no se ha encontrado ningún enfoque similar en la literatura científica. Trabajos previos, como la ref. [15], recurren a realizar un análisis del beneficio anual, mientras que otros, como las refs. [16,18,21], realizan estudios económicos basados en la vida útil o degradación teórica de cada elemento suministrado por el fabricante, pero sin considerar el tiempo real de funcionamiento de cada elemento. Aunque la mayoría de los trabajos anteriores consideran los costes de sustitución en función

de la vida útil y la tasa de degradación definidas por los fabricantes de los equipos, en la práctica esta consideración conduciría a resultados aproximados, pero no precisos, ya que la sustitución de un elemento depende de la degradación acumulada sufrida, y ésta depende a su vez de los SGE que controlan el rendimiento de la microrred. Por lo tanto, para un verdadero análisis económico, es necesario tener en cuenta el coste real de sustitución basado en las horas reales de funcionamiento de cada elemento de la microrred, que depende del SGE utilizado. Por último, a excepción de la ref. [11], el análisis de la huella de carbono no se aborda en las referencias analizadas.

Según la revisión bibliográfica, existen trabajos en los que se estudian los costes de inversión, los costes de O&M, así como los beneficios anuales de la microrred, pero no se han encontrado trabajos que incluyan los costes de sustitución teniendo en cuenta el SGE utilizado. Además, ningún trabajo anterior ha estudiado la huella de carbono de una microrred, teniendo en cuenta el SGE. En este sentido, la laguna de investigación que se aborda en este capítulo es que se presenta una evaluación econométrica de una microrred basada en hidrógeno. En ella se tienen en cuenta las sustituciones al final de la vida útil de los elementos que componen la microrred según dos SGE diferentes: prioridad basada en hidrógeno o prioridad basada en baterías. También se realiza un análisis de la huella de carbono asociada al funcionamiento de la microrred según la estrategia de prioridad utilizada. Los resultados obtenidos en la microrred real utilizada para este estudio pueden extenderse a otras microrredes con arquitecturas similares.

La Tabla 2.1 muestra una comparación entre la propuesta científica de la Tesis y las referencias analizadas, destacando las principales novedades del presente estudio.

Tabla 2.1. *Comparación entre la propuesta científica de la Tesis y la literatura científica analizada.*

Referencia	Costes de inversión	Costes de O&M	Costes de reemplazamiento en función del SGE	Beneficios anuales	Huella de CO_2
[9]	Sí	Sí	No *	Sí	No
[10]	Sí	Sí	No	Sí	No
[11]	Sí	Sí	No *	No	Sí
[12]	No	Sí	No	Sí	No **
[13]	Sí	Sí	No	No	No
[14]	No	Sí	No *	No	No
[15]	Sí	Sí	Sí	No	No
[16]	No	Sí	No	No	No
Propuesta científica de la Tesis	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

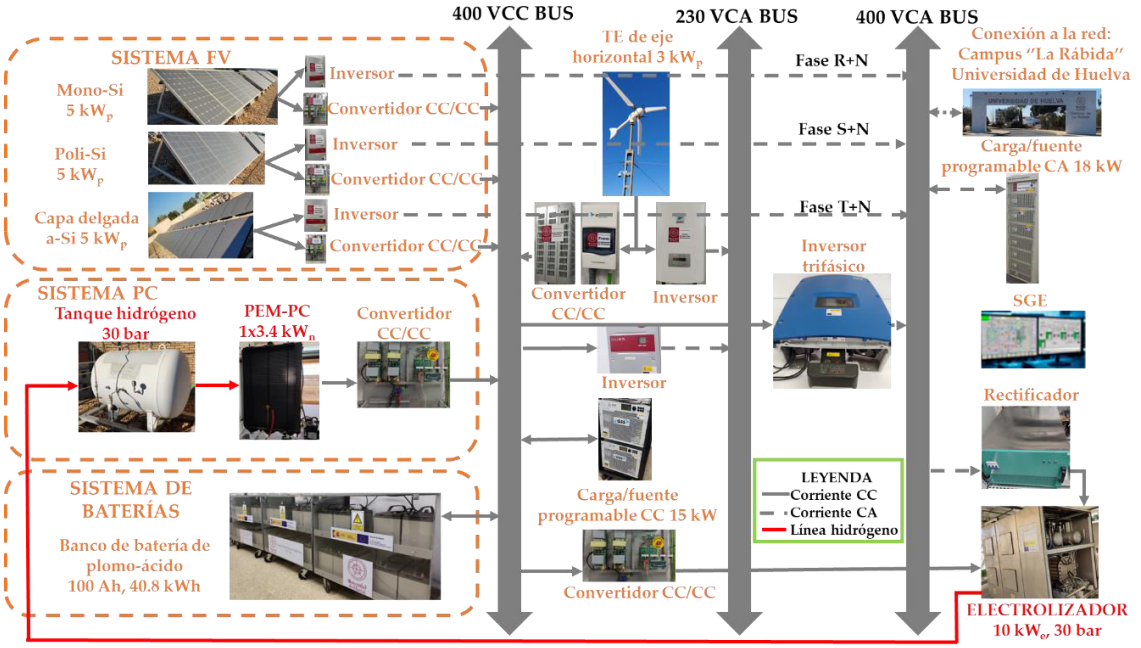
* Los costes de sustitución se calculan basándose en la vida útil del elemento o en su degradación, no en el uso real debido al SGE. ** Se estudia el potencial de calentamiento

global (PCG), es decir, la potencia relativa de un gas de efecto invernadero, teniendo en cuenta el tiempo que permanece activo en la atmósfera.

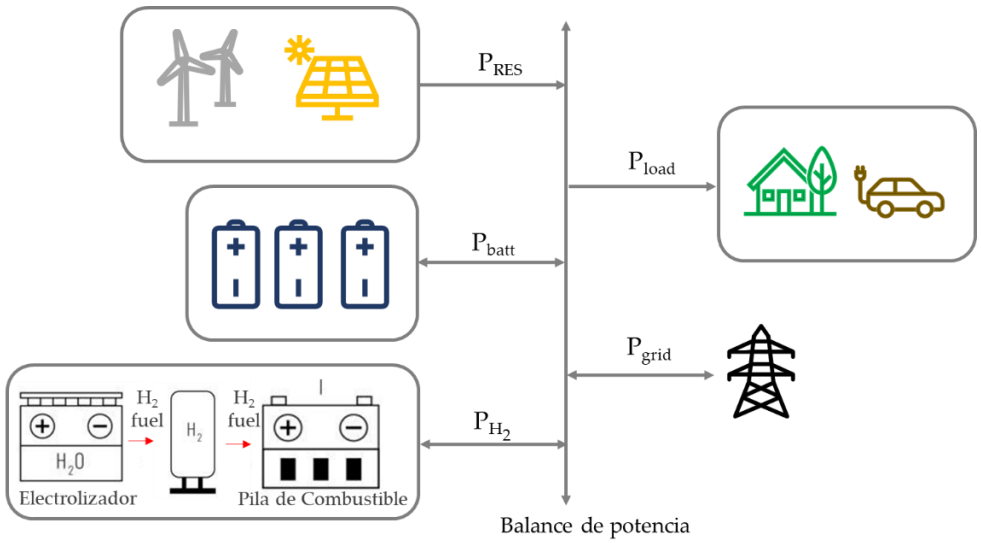
La siguiente sección describe los materiales utilizados y los métodos seguidos para desarrollar el análisis de costes realizado en la Sección 2.3. El estudio de la huella de carbono se detalla en la Sección 2.4., y las Secciones 2.5. y 2.6. incluyen la discusión y las conclusiones, respectivamente.

2.2 Materiales y Métodos

La microrred, Figura 2.1.a, utilizada para implementar el estudio econométrico produce electricidad totalmente renovable, con el fin de garantizar una producción de electricidad y un almacenamiento de energía con cero emisiones de CO_2. Está situada en el "Campus de La Rábida" de la Universidad de Huelva (suroeste de España), e incluye producción de FER (solar y eólica) de decenas de kWs, así como un SAE hibridado por un subsistema de hidrógeno (compuesto por un electrolizador, un depósito de hidrógeno y una pila de combustible) de varios kWs y un banco de baterías de decenas de kWh.



(a)



(b)

Figura 2.1. *(a) Arquitectura de la microrred renovable basada en hidrógeno de la Universidad de Huelva. (b) Diagrama conceptual del balance de potencia en la microrred.*

Para conectar los distintos elementos de la microrred se utiliza un bus de CC de alta tensión (400 VCC), que actúa como columna vertebral de la microrred. El bus de CC intercambia energía entre las fuentes (la mayoría de ellas son de CC) y las cargas, evitando problemas relacionados con la potencia reactiva y mejorando así el rendimiento de la microrred [46]). Además, los buses de CA monofásicos y trifásicos permiten que la producción basada en FER alimente las cargas de CA. En cuanto a las fuentes renovables, el sistema fotovoltaico (FV) se compone de tres tecnologías (monocristalina, policristalina y de película delgada) y se conecta a los buses de CC y CA trifásicos mediante convertidores CC/CC y CC/CA, respectivamente. Se ha establecido una conexión similar para la turbina eólica (TE) de eje horizontal, con la diferencia de que está conectada mediante un convertidor CC/CA al bus monofásico (y no al bus trifásico). La pila de combustible de membrana de intercambio protónico (en inglés, Proton Exchange Membrane, PEM) está conectada al bus de CC a través de un convertidor CC/CC que garantiza la regulación de la potencia a la tensión del bus. El banco de baterías se conecta directamente al bus de CC para garantizar la estabilidad del bus [47]. En el lado de la carga, una carga de CC programable de 15 kW permite simular de forma práctica cualquier perfil de consumo del bus de CC. Como complemento, una carga de CA programable de 18 kW puede hacer lo mismo desde el bus trifásico. Finalmente, en cuanto al subsistema de hidrógeno, un electrolizador, alimentado por el bus de CC a través de un convertidor CC/CC o por el bus de CA a través de un rectificador trifásico (que transformará CA en CC para posteriormente alimentar el electrolizador), produce hidrógeno que es almacenado en un tanque de alta presión para posteriormente ser consumido por la PEM-FC [8]. El SGE se implementa utilizando un MPC diseñado ad hoc para esta aplicación [48]. Toda la electrónica de potencia e instrumentación, así como el SGE (incluyendo sus lazos de control

local para cada elemento de la microrred) mostrados en la Figura 2.1.a, fueron desarrollados en trabajos previos [49].

2.2.1 Componentes de la microrred

A continuación, se describen en detalle los componentes de la microrred mostrada en la Figura 2.1.a, incluidas las fuentes renovables, el subsistema de hidrógeno y el banco de baterías.

2.2.1.1 Paneles solares FV

Una de las FER para la generación de energía en la microrred es un campo fotovoltaico de 15 kW_P (kilovatios pico) instalado en el tejado, que puede dividirse en tres subcampos de 5 kW_P, cada uno implementado en una tecnología diferente: monocristalina, policristalina y de capa delgada amorfa basada en Si.

2.2.1.2 Turbina eólica

La otra FER para la generación de energía en la microrred es un aerogenerador de eje horizontal de 3 kW_P que también está instalado en el tejado, junto al campo fotovoltaico.

2.2.1.3 Electrolizador

Para aprovechar el exceso de energía (que se produce cuando la producción de las FER es superior a la demanda de carga), la microrred lo utiliza para producir hidrógeno a partir de la electrólisis gracias a un electrolizador alcalino de 10 kW_e (kilovatios eléctricos) que trabaja a una presión de 30 bares y cuya producción se almacena en un depósito.

2.2.1.4 Pila de combustible PEM

Para satisfacer la demanda en los momentos en que la generación de FER es inferior a la energía demandada (déficit energético), se utiliza una PEM-FC, que puede funcionar junto con el banco de baterías o de forma independiente, dependiendo, obviamente, de la estrategia implementada en el SGE. Su potencia nominal es de 3,4 kW_n.

2.2.1.5 Tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido

Para almacenar el hidrógeno producido por el electrolizador alcalino, la microrred incluye un depósito de almacenamiento de hidrógeno con una presión nominal de 30 bares y una capacidad de 1,044 m^3. Para la implementación del SGE en el controlador de la microrred, para obtener la capacidad másica de hidrógeno del depósito, se ha utilizado la ley de los gases ideales (que puede utilizarse porque el hidrógeno se comporta como un gas ideal a presiones inferiores a 100 atm [50]). A partir de aquí, el número de moles de hidrógeno contenidos en el depósito puede obtenerse mediante la Ecuación (2.*1*.) [28,29].

$$p_t V_t = n_t R T_t \rightarrow n_t = \frac{p_t V_t}{R T_t} \tag{2.1.}$$

donde
p_t es la presión del depósito ($30 \cdot 10^5$ Pa);
n_t es el número de moles de H_2 contenidos en el tanque (mol);
V_t es el volumen del depósito (1,044 m^3);
R es la constante de los gases ideales (8,31 J/(mol·K));
T_t es la temperatura del gas contenido en el depósito (300 K).

El número de moles de hidrógeno contenidos en el depósito puede expresarse mediante la Ecuación (2.2) [50].

$$n_t = \frac{m_t}{M} \tag{2.2}$$

donde
m_t es la masa del gas H_2 contenido en el depósito (kg);
M es la masa molar del hidrógeno molecular (0,002 kg/mol).

Tras sustituir los valores, la masa contenida en el depósito puede obtenerse mediante la Ecuación (2.3).

$$m_t = \frac{M p_t V_t}{R T_t} = \frac{0.002 \frac{\text{kg}}{\text{mol}} \cdot 30 \cdot 10^5 \text{Pa} \cdot 1.044 \text{ m}^3}{8.31 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \cdot 300 \text{ K}} = 2.51 \text{ kg} \tag{2.3}$$

2.2.1.6 Banco de baterías de plomo-ácido

Durante los periodos de exceso de producción de las FER, la energía sobrante puede almacenarse en un banco de baterías formado por 34 baterías de plomo-ácido, cada una con una capacidad de 100 Ah y 12 V, que suman una capacidad total de almacenamiento de energía de 40,8 kWh. Además, cuando la producción de energía de los paneles fotovoltaicos y de la TE no es suficiente, el banco de baterías puede abastecer la demanda de carga, ya sea de forma independiente o junto con el subsistema de hidrógeno, dependiendo obviamente del SGE implementado.

La Tabla 2.2 resume los parámetros técnicos de los elementos de la microrred.

Tabla 2.2. *Resumen de los parámetros técnicos de los elementos de la microrred.*

Elemento	Parámetros	Modelo
Baterías de plomo-ácido	100 Ah (40,8 kWh)	U-Power® UP100-12
Electrolizador	10 kW_e	H2 Nitidor® 0074-01-PMO-001

Tanque de hidrógeno	30 bar, 1,044 m^3, 2,51 kg hidrógeno (300 K)	Lapesa® LSP1000H
PEM-FC	3,4 kW_e	Ballard® FCgen 1020ACS
Turbina eólica	3 kW_P	Enair® E-30PRO
Paneles solares FV mono-Si	5 kW_P	Isofoton® ISF-250
Paneles solares FV poli-Si	5 kW_P	Atersa® A-230P
Paneles solares FV capa delgada a-Si	5 kW_P	Schott® ASI 100

2.2.2 Sistemas de gestión energética (SGE): prioridad hidrógeno o baterías

Basándose en la Figura 2.1.b y teniendo en cuenta que las FER siempre están suministrando energía a la microrred (siempre que estén disponibles, por supuesto), las decisiones que debe tomar el SGE se basarán en la Ecuación (2.4).

$$P_{net} = P_{RES} - P_{load} \tag{2.4}$$

donde

P_{net}: potencia neta disponible (W); $P_{net}<0$ significa déficit de energía, mientras que $P_{net}>0$ significa exceso de energía;

P_{RES}: potencia inyectada al bus de CC procedente de la producción FV y/o de la TE (W); $P_{RES}\geq 0$ siempre se cumple;

P_{load}: potencia extraída del bus de CC debido a la demanda de carga (W); $P_{load}\leq 0$ siempre se cumple.

El criterio de signo adoptado para el balance de potencia (véanse la Figura 2.1.b y la Ecuación (2.4)) implica que si $P>0$ se inyecta potencia al bus de CC, mientras que si $P<0$ se extrae potencia de dicho bus.

El SGE implementado considera que cuando hay excedente de energía, $P_{net}>0$, puede ser conveniente vender energía a la red principal si el banco de baterías tiene un estado de carga (en inglés, state of charge, SOC) elevado y la energía sobrante no puede almacenarse en forma de hidrógeno porque el depósito está lleno. Por el contrario, en momentos de déficit energético (cuando $P_{net}<0$), es necesario comprar electricidad a la red principal si la demanda de carga no puede garantizarse con la energía almacenada en el SAE. Para decidir cómo almacenar el exceso de energía y cómo abastecer la demanda de carga en momentos de déficit energético, a continuación, se presentan dos estrategias diferentes de SGE, ambas basadas en la Ecuación (2.5) que se deriva de la Ecuación (2.4) y refleja el diagrama de la Figura 2.1.b.

$$P_t = P_{net} + P_{grid} + P_{H_2} + P_{batt} = 0 \tag{2.5}$$

donde

P_t: potencia total de la microrred (W) entendida como el balance de potencia en el bus de CC; por supuesto, siempre debe garantizarse que $P_t=0$;

P_{grid}: potencia inyectada o extraída de la red principal (W); si la potencia se extrae del bus de CC para inyectarla en la red principal, P_{grid}=$P_{grid\ out}$<0; por otro lado, si la potencia se inyecta desde la red principal al bus de CC, P_{grid}=$P_{grid\ in}$>0;
P_{H_2}: potencia inyectada o extraída del subsistema de hidrógeno (W); si la potencia se extrae del bus de CC para alimentar el electrolizador, P_{H_2}=P_{el}<0, mientras que si la potencia se inyecta en el bus a través de la pila de combustible, P_{H_2}=P_{FC}>0;
P_{batt}: potencia inyectada o extraída del banco de baterías (W); si se extrae potencia del bus de CC para cargar el banco de baterías, P_{batt}=$P_{batt\ charge}$<0, mientras que, si se inyecta potencia en el bus de CC desde el banco de baterías de plomo-ácido, P_{batt}=$P_{batt\ discharge}$>0.

2.2.2.1 Estrategia basada en prioridad hidrógeno

Esta estrategia persigue priorizar el uso del subsistema de hidrógeno frente al banco de baterías. Para ello, en momentos de exceso de potencia renovable (P_{net}>0) (Figura 2.2.a), el exceso de potencia se utilizará para producir hidrógeno mediante el electrolizador siempre que la presión del depósito, p_{tank} sea superior a la mínima (1 bar [8]) e inferior a la máxima (30 bar [8]), es decir, siempre que p_{min}<p_{tank}<p_{max} y siempre que $|P_{net}|\leq|P_{el}|$ (si no se cumple esta condición, y la batería no está en su rango operativo, el electrolizador y la red principal se utilizarán para producir hidrógeno e inyectar el exceso de potencia, respectivamente; y mientras la batería esté en su rango operativo, esto es, SOC_{min}<SOC<SOC_{max} y $|P_{net}|\leq|P_{el}|+|P_{batt.\ ch.}|$, se utilizarán tanto la batería como el electrolizador, para almacenar potencia y producir hidrógeno, respectivamente; por otro lado, si SOC_{min}<SOC<SOC_{max} y $|P_{net}|>|P_{el}|+|P_{batt.\ ch.}|$, además del electrolizador y la batería, también se utilizará la red principal para inyectar el exceso de potencia). Si no se cumple una de estas condiciones, el exceso de potencia se inyecta en el banco de baterías mientras su estado de carga se encuentre entre su mínimo (SOC_{min}= 20% [8]) y el máximo (SOC_{max} = 80% [8]), es decir, siempre que SOC_{min}<SOC<SOC_{max}, y siempre que $|P_{net}|\leq|P_{batt.ch.}|$ (si no se cumple esta última condición, tanto la batería como la red principal se utilizarán para almacenar energía y para inyectar el exceso de potencia en la red principal, respectivamente). Si no se cumple ninguna de las condiciones anteriores, el exceso de potencia se inyectará en la red principal. Por el contrario, en momentos de déficit de potencia renovable (P_{net}<0), la pila de combustible se encargará de suministrar potencia y satisfacer la demanda de carga mientras p_{min}<p_{tank}<p_{max} y mientras $|P_{net}|\leq|P_{FC}|$ (si no se cumple esta última condición, mientras SOC_{min}<SOC<SOC_{max}, tanto la pila de combustible como la batería se utilizarán para suministrar potencia si $|P_{net}|\leq|P_{FC}|+|P_{batt.\ disc.}|$, si no, además de estos dos elementos, también se utilizará la red principal para suministrar potencia). En caso contrario, y si SOC_{min}<SOC<SOC_{max} y $|P_{net}|\leq|P_{batt.disc.}|$, será el banco de baterías el que garantice la demanda de carga (mientras que si $|P_{net}|>|P_{batt.disc.}|$, serán tanto la batería como la red principal las que suministren

potencia). Si no se cumple ninguna de las condiciones anteriores, será la red principal la que suministre la demanda de carga.

La estrategia de prioridad basada en el hidrógeno permite un mejor rendimiento, debido a la mayor cantidad de energía (kWh) almacenada en forma de hidrógeno en comparación con las baterías. Sin embargo, esta estrategia implica que los equipos basados en hidrógeno funcionan más tiempo, sufren más degradación y, en consecuencia, los equipos deben sustituirse con más frecuencia.

2.2.2.2 Estrategia basada en prioridad batería

Esta estrategia persigue, siempre que sea necesario, priorizar el uso del banco de baterías sobre el subsistema de hidrógeno. Para ello, en momentos de exceso de potencia renovable (P_{net}) (Figura 2.2.b), el exceso de potencia se almacenará en el banco de baterías siempre que su $SOC_{min}<SOC<SOC_{max}$ y siempre que $|P_{net}|\leq|P_{batt.ch.}|$ (si no se cumple esta condición, mientras que el depósito de hidrógeno no esté en su rango operativo, se utilizarán la batería y la red principal para producir hidrógeno y verter potencia, respectivamente; si, por el contrario, el depósito de hidrógeno está en su rango de operación y $|P_{net}|\leq|P_{el}|+|P_{batt.\,ch.}|$, tanto la batería como el electrolizador se utilizarán para almacenar energía y para producir hidrógeno, respectivamente, mientras que si $|P_{net}|>|P_{el}|+|P_{batt.\,ch.}|$, además del electrolizador y la batería, también se utilizará la red principal para inyectar el exceso de potencia). Si el banco de baterías está cargado, $SOC=SOC_{max}$, el exceso de potencia se utiliza para producir hidrógeno mediante el electrolizador siempre que la presión del depósito se encuentre entre sus valores mínimo y máximo, $p_{min}<p_{tank}<p_{max}$ y mientras $|P_{net}|\leq|P_{el}|$ (si no se cumple esta última condición, se utilizarán tanto el electrolizador como la red principal para producir hidrógeno e inyectar el exceso de potencia, respectivamente). Cuando el depósito de hidrógeno está totalmente cargado, $p_{tank}\geq p_{max}$, el exceso de potencia se inyecta en la red principal. Por el contrario, en momentos de déficit de potencia renovable ($P_{net}<0$), el banco de baterías es el principal responsable de garantizar la demanda de carga, siempre que $SOC_{min}<SOC<SOC_{max}$ y mientras $|P_{net}|\leq|P_{batt.disc.}|$ (si no se cumple esta última condición, mientras $p_{min}<p_{tank}<p_{max}$, se utilizarán tanto la pila de combustible como la batería para suministrar potencia si $|P_{net}|\leq|P_{FC}|+|P_{batt.\,disc.}|$; si no, además de estos dos elementos, también se utilizará la red principal para suministrar potencia). En caso contrario, y si el subsistema de hidrógeno se encuentra en su rango de funcionamiento ($p_{min}<p_{tank}<p_{max}$), será la pila de combustible la que garantice la demanda de carga siempre que $|P_{net}|\leq|P_{FC}|$ (si no, tanto la pila de combustible como la red principal suministrarán potencia). Sin embargo, si el subsistema de hidrógeno tampoco se encuentra en su rango de funcionamiento, la red principal será la responsable última de suministrar la demanda de carga. La Figura 2.2 ilustra ambos SGE implementados.

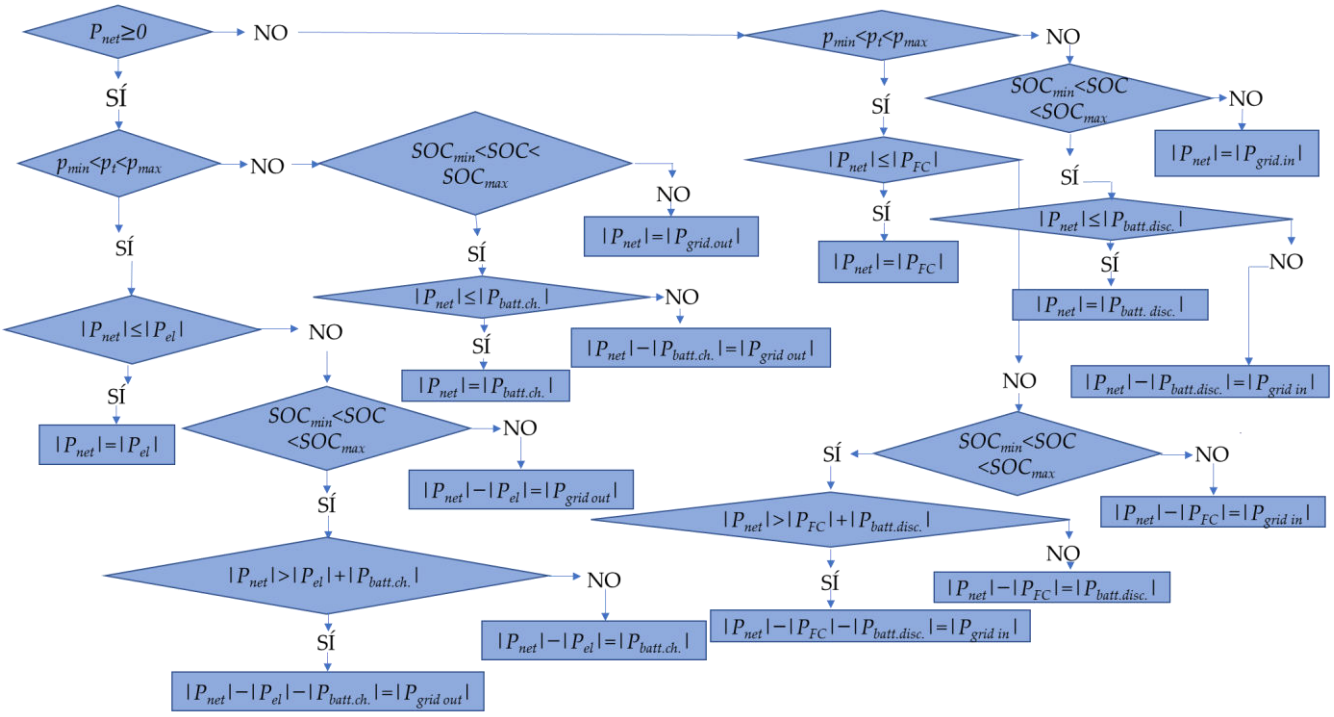


Figura 2.2. *Diagramas de flujo para (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad batería.*

2.3 Análisis de costes

Dependiendo del SGE, se espera que el banco de baterías y el subsistema de hidrógeno tengan diferentes tiempos de funcionamiento, lo que, en consecuencia, dará lugar a diferentes costes de funcionamiento y mantenimiento en la microrred. Por lo tanto, los costes de sustitución también dependerán del SGE. En esta sección, se evaluarán los costes asociados a la inversión inicial de la

microrred, su funcionamiento y la sustitución de sus componentes en un horizonte temporal de 20 años [43]. El análisis de costes se realiza sobre una microrred real en funcionamiento, como se muestra en la Figura 2.1.a.

2.3.1 Costes de inversión inicial

La microrred, formada por los elementos descritos en la sección 2, tiene un coste inicial asociado, debido a los gastos de capital iniciales (CAPEX) de cada componente, Tabla 2.3.

Tabla 2.3. *Costes de inversión inicial de los elementos de la microrred.*

Elemento	Unidades	CAPEX	Costes totales (2022)
Batería de plomo-ácido	40,8 kWh	200 EUR/kWh [43]	EUR 8.160
Electrolizador	10 kW	1.500 EUR/kW [43]	EUR 15.000
Tanque de hidrógeno	2,51 kg	2.000 EUR/kg [43]	EUR 5.025,27
PEM-FC	3,4 kW	1.500 EUR/kW [43]	EUR 5.100
Turbina eólica (1)	3 kW	1.303,54 EUR/kW [52]	EUR 3.519,56
Paneles FV (1)	15 kW	1.247,79 EUR/kW [52]	EUR 15.534,96
Inversión inicial total de la microrred			EUR 52.339,78

(1) Coste total = [CAPEX × Unidades × (1-reducción_anual_costes × número de años)]; número de años = 2022 − 2019 = 3. Coste total_TE = [CAPEX × Unidades × (1 – 0,05 × 3)]. Coste total_FV = [CAPEX × Unidades × (1 – 0,085 × 3)].

Además, los dos costes asociados a las FER (FV y TE) datan de 2019 (se ha considerado que las tres tecnologías FV tienen los mismos costes asociados), por lo que se han actualizado hasta 2022 para calcular los costes totales de inversión inicial. Para ello, se tuvo en cuenta que, de acuerdo al IRENA [52], existe una reducción anual de costes, aplicada a costes de capital descontados para cada año, del 5% para la energía eólica y 8,5% para la energía fotovoltaica residencial.

2.3.2 Costes de reemplazamiento

Por supuesto, durante la vida útil de la microrred, sus elementos se deterioran. Pero dependiendo de la estrategia de prioridades, un elemento se degrada más o menos que el otro. Salvo en circunstancias excepcionales, las FER (FV y TE) y el depósito de hidrógeno no necesitan ser sustituidos (su vida útil es mayor o igual a la de la microrred [43]), y la atención debe centrarse en el electrolizador, la pila de combustible y el banco de baterías. Los dos primeros se degradarán más con el SGE basado en la estrategia de prioridad hidrógeno, mientras que el banco de baterías se degradará más con el SGE basado en la estrategia de prioridad batería. La simulación identifica cuándo ha llegado el momento de sustituir un componente en función de la estrategia aplicada.

La Figura 2.3 muestra los resultados de la simulación de la microrred con cada uno de los SGE [8]. A partir de estos resultados, es posible obtener la Tabla

2.4, que muestra el número de horas/año que el banco de baterías, el electrolizador y la pila de combustible funcionan con cada SGE.

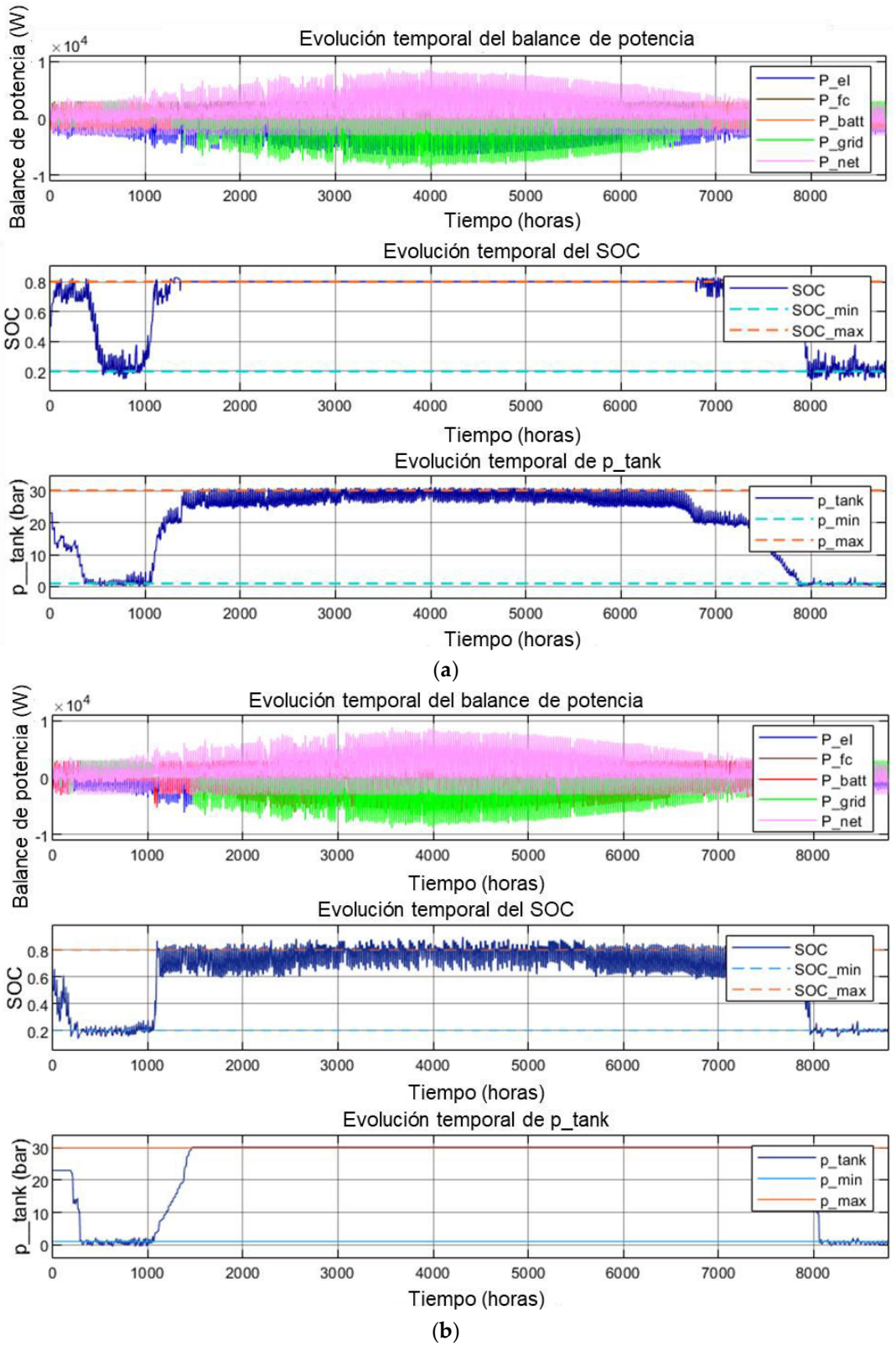


***Figura* 2.3.** *Gráficos de balance de potencia neta para (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad baterías.*

Tabla 2.4. *Horas de trabajo anuales y energía intercambiada en la microrred en función del SGE.*

Elemento	SGE basado en la prioridad hidrógeno		SGE basado en la prioridad batería	
	Horas	**Energía (kWh)**	**Horas**	**Energía (kWh)**
Carga de las baterías de plomo-ácido	1.131 h	946,3	2.797 h	4.127
Descarga de las baterías de plomo-ácido	668,1 h	874,6	3.115 h	3.250
Electrolizador	1.618,4 h	5.967	846,1 h	927,6
PEM-FC	2.794,7 h	2.842	133,6 h	175,2

A partir de la Tabla 2.4, y conociendo la degradación acumulada de cada elemento, es posible identificar el número de sustituciones necesarias durante la vida útil de la microrred.

De este modo, en el caso de la batería, su número de ciclos de funcionamiento durante todo un año, $N_{y.cycles}$, puede obtenerse a partir de la Ecuación (2.*6*).

$$N_{y.cycles} = \frac{E_{y.cha+disch} \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})}{E_{battery}} \tag{2.6}$$

donde

$N_{y.cycles}$: número de ciclos de funcionamiento de la batería durante un año (ciclos/año);

$E_{y.cha+disch}$: suma de la energía utilizada durante todo un año para cargar y descargar la batería (946,3 + 874,6 = 1.820,9 kWh para el SGE basado en prioridad hidrógeno y 4.127 + 3.250 = 7.377 kWh para el SGE basado en prioridad batería);

SOC_{max}: estado de carga máximo de la batería (80%);

SOC_{min}: estado de carga mínimo de la batería (20%);

$E_{battery}$: capacidad máxima de almacenamiento energético de la batería (40,8 kWh).

Una vez hecho esto, es posible saber cuándo hay que cambiar la batería.

Por otro lado, para calcular la vida útil de los elementos, en la ref. [53], fijan la degradación máxima del electrolizador, $D_{els.max}$, a 10.000 h, y para las baterías de plomo-ácido cabe esperar una vida útil de 1.500 ciclos [5].

Por último, con respecto a la pila de combustible, la degradación máxima de la misma se estima en $D_{fc.max}$=100 mV/cell, [53]. Para calcular cuándo es necesario sustituir la pila de combustible, la degradación aire-aire de arranque por pila (30 μV/arranque) y la degradación por tiempo de funcionamiento por célula (12 μV/h) se tienen en cuenta [54]. Teniendo en cuenta los resultados de las simulaciones de la Figura 2.3, es posible contabilizar el número de arranques de la pila de combustible (361 arranques para el SGE basado en prioridad hidrógeno y 60 arranques para el SGE basado en la prioridad batería). Además, las horas de

trabajo anuales de la pila de combustible pueden obtenerse en función de cada SGE [8]; así, la degradación anual de la pila de combustible puede calcularse mediante la Ecuación (2.7) [54].

$$D_{fc} = N_{starts} \cdot 30 \frac{\mu V}{start \cdot cell} \cdot 80\ cells/stack + N_h \cdot 12 \frac{\mu V}{h \cdot cell} \cdot 80\ cells/stack \quad (2.7)$$

donde
D_{fc}: degradación de la pila de combustible apilada (μV/stack);
N_{starts}: número de arranques de la pila de combustible (361 para el SGE basado en prioridad hidrógeno y 60 para el SGE basado en prioridad batería);
N_h: número de horas de trabajo de la pila de combustible (de la Tabla 2.4: 2.794,7 h para el SGE basado en prioridad hidrógeno y 133,6 h para el SGE basado en prioridad batería).

Como se ha comentado, para la PEM-FC, la degradación máxima de la celda es de 100 mV/cell, por lo que teniendo en cuenta que el stack tiene 80 celdas, la degradación máxima del stack será de 8000 mV/stack; por tanto, conociendo la degradación anual del mismo, es fácil obtener el momento en el que será necesario sustituir la pila de combustible en función del SGE implementado. En la Tabla 2.5 se muestran los datos calculados para el momento en que es necesario sustituir cada elemento en función del SGE utilizado, junto con el número de sustituciones de cada elemento a lo largo del horizonte temporal de la microrred (20 años).

Tabla 2.5. *Frecuencia y número de sustituciones a lo largo del horizonte temporal de la microrred (20 años).*

		SGE basado en prioridad hidrógeno			**SGE basado en prioridad batería**		
Elemento	**Máxima degradación del elemento**	**Degradación anual**	**Frecuencia de sustitución (años)**	**Número de sustituciones (en 20 años)**	**Degradación anual**	**Frecuencia de sustitución (años)**	**Número de sustituciones (en 20 años)**
Banco de baterías	1.500 ciclos [5]	26,8 ciclos	>20	0	108,5 ciclos	13,83	1
Electrolizador	10.000 h [53]	1.617,8 h	6,18	3	846,1 h	11,82	1
Pila de combustible	8.000 mV/stack [54]	3.549,28 mV/stack	2,25	8	272,24 mV/stack	>20	0

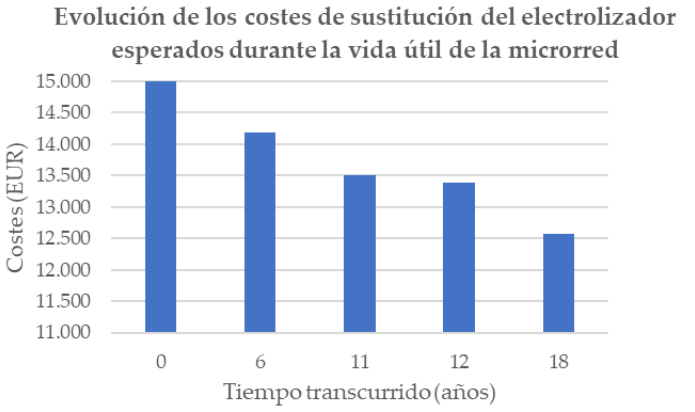
Una vez obtenida la frecuencia de sustitución de elementos necesaria en función del SGE utilizado, es el momento de calcular los costes asociados a cada sustitución. Para ello, se puede extraer de [55] la evolución de los costes de los distintos elementos. En dicho estudio se establece, para el caso del electrolizador, una reducción de costes del 9% en la década 2020-2030. Por otro lado, la ref. [56] establece una reducción del coste de las pilas de combustible de alrededor del 17% para la misma década, mientras que los precios de las baterías (en ese mismo periodo) se reducirán en un 39%. Los costes de sustitución de la microrred a lo largo de su vida útil, basados en el SGE operativo, se presentan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. *Costes de sustitución de la microrred a lo largo de su vida útil en función del SGE operativo.*

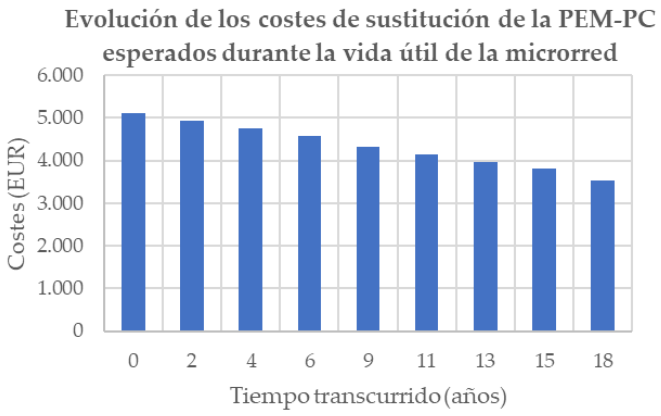
				SGE basado en prioridad hidrógeno		SGE basado en prioridad batería	
Elemento	**Costes iniciales (EUR) (1)**	**Reducción de costes en una década (%)**	**Reducción anual de costes (%) (2)**	**Número de sustituciones (en 20 años)**	**Costes de sustitución (EUR) (3)**	**Número de sustitución (en 20 años)**	**Costes de sustitución (EUR) (3)**
Banco de baterías	8.160	39 [56]	3,9	0	0	1	4.022,88
Electrolizador	15.000	9 [55]	0,9	3	40.140	1	13.515
Pila de combustible	5.100	17 [56]	1,7	8	34.037,4	0	0
		Costes de sustitución totales (EUR)			74.177,4		17.537,88

(1) Ver Tabla 2.3. (2) Se considera que la reducción anual de costes es una décima parte de la reducción de costes a lo largo de una década. (3) $Costes\ de\ sustitución = Costes_{iniciales} \cdot \frac{100 - Reducción_{anual_{costes}} \cdot Frecuencia_{sustitución}}{100}$. Batería: Prioridad basada en la batería→$Costes\ sustitución = 8.160 \cdot \frac{100-3,9\cdot 13}{100}$ = EUR 4.022,88. Electrolizador: Prioridad basada en hidrógeno→$Costes\ sustitución = 15.000 \cdot \frac{100-0,9\cdot 6}{100} + 15.000 \cdot \frac{100-0,9\cdot 12}{100} + 15.000 \cdot \frac{100-0,9\cdot 18}{100}$ = EUR 40.140. Prioridad basada en la batería→$Costes\ sustitución = 15.000 \cdot \frac{100-0,9\cdot 11}{100}$ = EUR 13.515. Pila de combustible: Prioridad basada en hidrógeno→ $Costes\ sustitución = 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 2}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 4}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 6}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 9}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 11}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 13}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 15}{100} + 5.100 \cdot \frac{100-1,7\cdot 18}{100}$ = EUR 34.037,4.

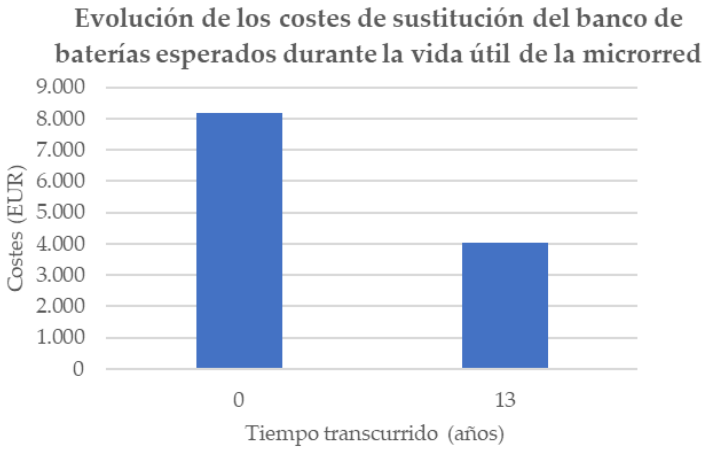
La Figura 2.4 muestra la evolución del coste de los componentes de la microrred que se sustituyen durante su vida útil (electrolizador para ambas SGE, PEM-FC para el SGE basada en prioridad hidrógeno y el banco de baterías de plomo-ácido para el SGE basado en prioridad batería), [34,35]. Gracias a la investigación y el desarrollo tecnológico, así como a la comercialización, el coste de los componentes disminuye con el tiempo.



(a)



(b)



(c)

Figura 2.4. *Evolución prevista del coste de sustitución a lo largo de la vida útil de la microrred de (a) electrolizador alcalino; (b) PEM-FC; (c) banco de baterías de plomo-ácido.*

2.3.3 Costes de Operación y Mantenimiento (O&M)

Aparte de los costes de sustitución, los componentes de la microrred tienen costes asociados debidos al funcionamiento y mantenimiento (O&M). La Tabla 2.7 presenta los costes iniciales de O&M de los distintos componentes de la microrred (los cuales se reducirán tras las sustituciones, debido a la reducción de los CAPEX):

Tabla 2.7. *Costes anuales iniciales de O&M de los diferentes elementos de la microrred.*

Elemento	Unidades	Costes iniciales (EUR) (1)	Costes de O&M	Costes totales de O&M (EUR/Año)
Banco de baterías	40,8 kWh	8.160	5% CAPEX/año [43]	EUR 408
Electrolizador	10 kW	15.000	5% CAPEX/año [43]	EUR 750
Tanque hidrógeno	2,51 kg	5.025,27	2% CAPEX/año [43]	EUR 100,51
Pila de combustible	3,4 kW	5.100	5% CAPEX/año [43]	EUR 255
Turbina eólica	3 kW	3.519,56	29,20 EUR/kW [52]	EUR 87,60
Paneles FV	15 kW	15.534,96	16,37 EUR/kW [52]	EUR 245,55
Costes totales iniciales de O&M de la microrred				EUR 1.849,67

(1) Ver Tabla 2.3

Aunque los costes anuales iniciales de O&M en la microrred son los mismos para ambos SGE, las distintas sustituciones a lo largo de su vida útil implicarán costes de O&M diferentes. La Tabla 2.8 muestra los costes anuales de O&M a lo largo de la vida útil de la microrred. La Figura 2.5 muestra la evolución de los costes de O&M en función del SGE a lo largo de la vida útil de la microrred. Obsérvese que hasta el año 12, el O&M de la microrred gobernada por el SGE prioritario basado en hidrógeno es más barato. Sin embargo, debido a la disminución del CAPEX de sustitución y a la consiguiente reducción de los costes

de O&M, al final de la vida útil de la microrred, ambos SGE generan costes similares (véase la Tabla 2.8).

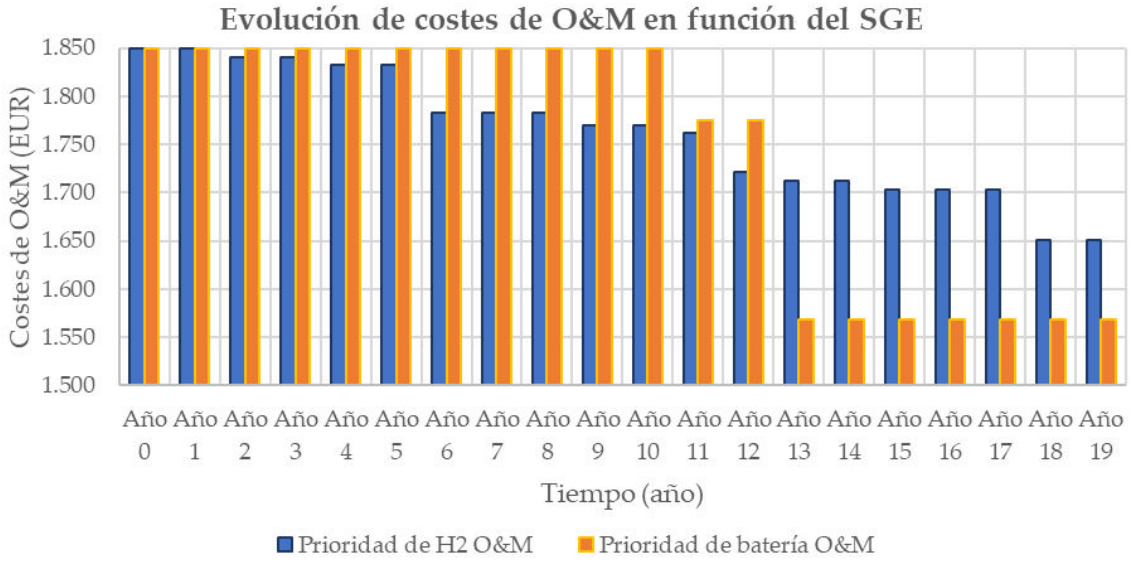


Figura 2.5. *Evolución de los costes de O&M para el SGE basado en prioridad hidrógeno (azul) y el SGE basado en prioridad batería (naranja).*

Tabla 2.8. *Evolución de los costes de O&M en función del SGE.*

Año	Costes de O&M (EUR/Año) SGE basado en prioridad hidrógeno	Costes de O&M (EUR/Año) SGE basado en prioridad batería
Años 0–1	1.849,67	1.849,67
Años 2–3	1.841,00	1.849,67
Años 4–5	1.832,33	1.849,67
Años 6–8	1.783,16	1.849,67
Años 9–10	1.770,15	1.849,67
Año 11	1.761,48	1.775,42
Año 12	1.720,98	1.775,42
Años 13–14	1.712,31	1.568,56
Años 15–17	1.703,64	1.568,56
Años 18–19	1.650,14	1.568,56
Costes totales de O&M durante la vida útil de la microrred (EUR)	35.254,03	34.877,08

2.3.4 Ahorro de costes y compraventa de energía

La producción de electricidad por parte de la microrred supone un ahorro de costes porque significa que no es necesario comprar electricidad a la red principal. Por otro lado, en momentos de excedente energético en la microrred, el exceso de energía no almacenada se vende a la red principal. Por el contrario, en momentos de déficit energético, para garantizar la demanda de carga, es necesario comprar electricidad a la red principal. La Tabla 2.9 muestra el ahorro

anual de costes y la compraventa de energía de la microrred con la red principal en función del SGE utilizado.

Tabla 2.9. *Ahorro anual de costes y compraventa de energía de la microrred en función del SGE usado.*

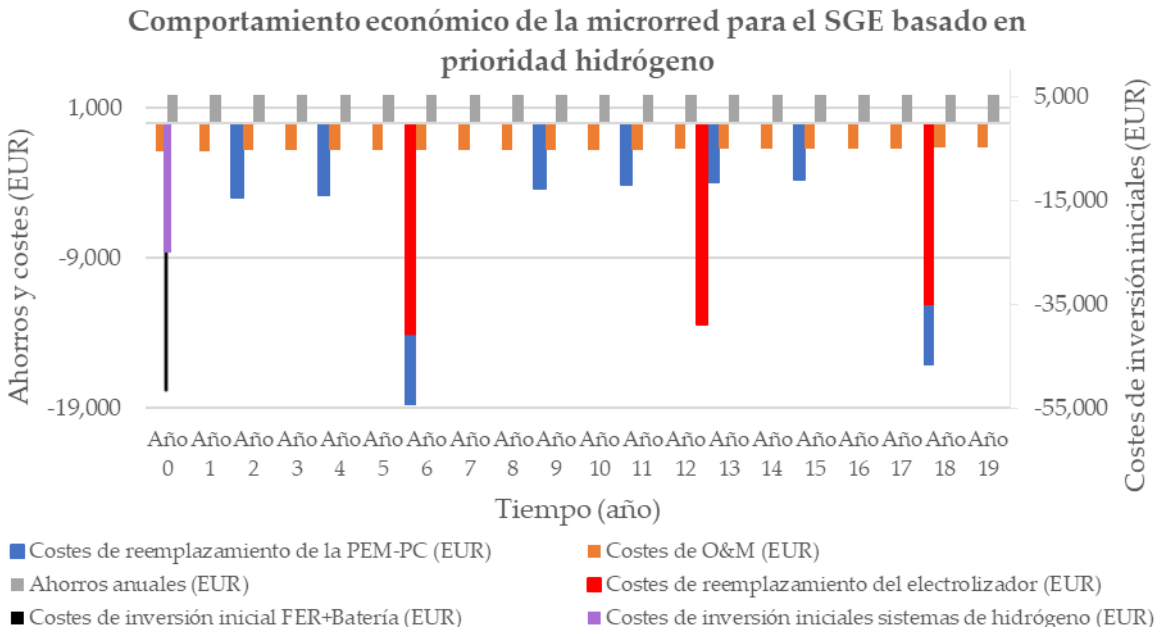
		SGE basado en prioridad hidrógeno		**SGE basado en prioridad batería**	
	Costes unitarios (EUR/kWh)	**Energía (kWh) (1)**	**Ahorros (EUR)**	**Energía (kWh) (1)**	**Ahorros (EUR)**
Demanda de carga	-	12.050	-	12.050	-
Descarga banco de baterías	0,136 [43]	874,6	118,95	3.250	442,00
Pila de combustible	0,136 [43]	2842	386,51	175,2	23,83
Extraída de la red	−0,136 [43]	223,3	−30,37	514,6[8][8][8]	−69,99
FER	0,136 [43]	8.110,1	1102,96	8.110,2	1.100,51
Vertida a la red	0,03 [43]	8.653	259,59	10,510	315,3
Ahorros anuales totales (EUR)			1.837,65		1.814,13

(1) Ver Tabla 2.4

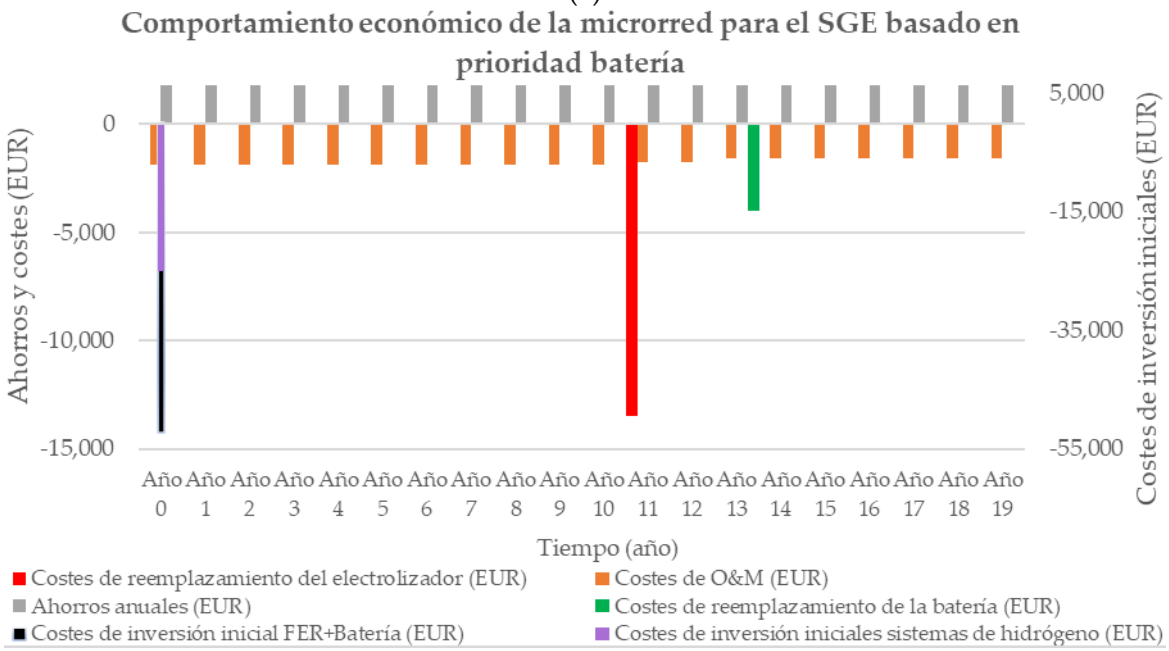
Para obtener los ahorros energéticos (energía no comprada de la red principal), se ha considerado la energía generada por las FER (FV y TE), así como el suministro del banco de baterías y de la pila de combustible, ya que estos dos últimos elementos son los que proporcionan energía a la microrred en momentos de déficit de FER. El signo negativo en la Tabla 2.9 implica la compra de energía a la red principal, que se produce cuando la microrred no es capaz de satisfacer la demanda de las cargas por sus propios medios.

2.3.5 Análisis económico de la microrred

Como se ha visto anteriormente, aunque las inversiones iniciales y los costes iniciales de O&M en la microrred son los mismos para ambos SGE, los costes de sustitución son diferentes para cada estrategia (cada SGE implica un número diferente de sustituciones), así como los costes de O&M y el ahorro anual de costes a lo largo de la vida útil de la microrred. En este apartado se analizan estos diferentes aspectos para estudiar el comportamiento económico de la microrred en función del SGE que la gobierne. La Figura 2.6 muestra el análisis realizado, en el que los valores negativos significan costes.



(a)



(b)

Figura 2.6. *Comportamiento económico de la microrred con (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad batería.*

En el análisis económico realizado, se observa una ligera ventaja del SGE basado en prioridad hidrógeno sobre el SGE basado en prioridad batería en términos de costes anuales de O&M y de ahorro anual. Así, según la Figura 2.6 y la Tabla 2.8, los costes anuales de O&M varían entre 1.849,67 y 1.650,14 EUR para el SGE basado en prioridad hidrógeno, y entre 1.849,67 y 1.568,56 EUR para el SGE basado en prioridad batería. El ahorro anual (Tabla 2.9) es de 1.837,65 euros para el SGE basado en prioridad hidrógeno frente a 1.814,13 euros para el SGE basado en prioridad batería. Sin embargo, en términos de costes de inversión, el SGE basado en prioridad batería tiene una clara ventaja sobre la estrategia basada

en prioridad hidrógeno. La Tabla 2.10 resume los costes y ahorros anuales y totales en función del SGE aplicado.

Tabla 2.10. *Costes y ahorros anuales y totales de la microrred en función del SGE aplicado.*

		SGE basado en prioridad hidrógeno	**SGE basado en prioridad batería**
Costes de inversión iniciales (EUR)		EUR 52.339,78	
Costes de O&M (EUR)	Media anual	EUR 1.762,70	EUR 1.743,85
	Total (20 años)	EUR 35.254,03	EUR 34.877,08
Costes de reemplazamiento (EUR)	Total (20 años)	EUR 74.177,40	EUR 17.537,88
Ahorro de costes (EUR)	Anual	EUR 1.837,65	EUR 1.814,13
	Total (20 años)	EUR 36.753,05	EUR 36.282,58

2.3.6 Escenario económico previsto

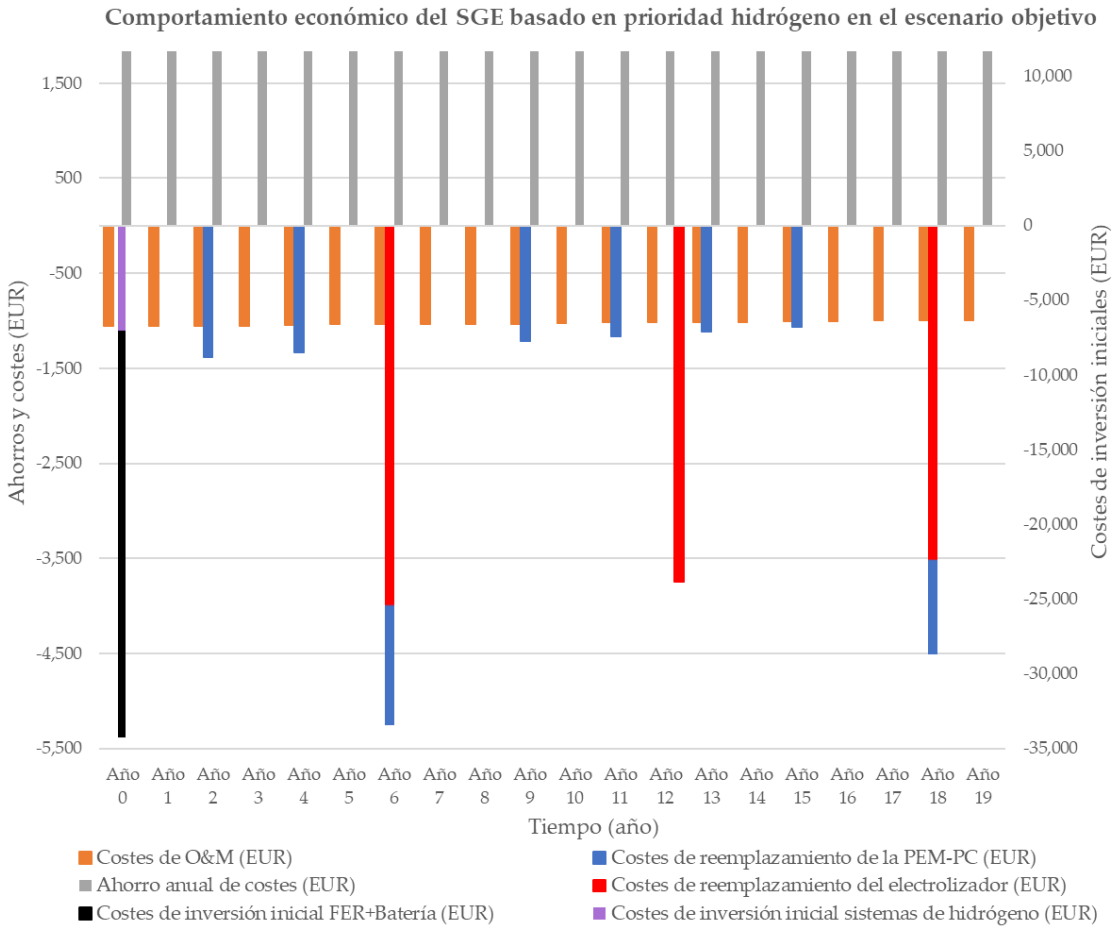
Como se ha visto anteriormente, para ambos SGE, los costes anuales de O&M son prácticamente iguales al ahorro anual de costes (de hecho, los costes anuales de O&M son ligeramente superiores en los primeros años). Debido a los elevados costes de inversión y sustitución (principalmente para los equipos de hidrógeno que se sustituyen durante la vida útil de la microrred), la tecnología basada en hidrógeno sigue siendo un reto económico. Sin embargo, por realizar una analogía, tecnologías como la energía eólica han experimentado considerables reducciones de costes a lo largo del tiempo. Así, el coste de los proyectos eólicos terrestres ha disminuido un 72% entre 1983 y 2019, pasando de 4.583,19 €/kW a 1.303,54 €/kW [52]. Si se asume este descenso de los costes para la tecnología de hidrógeno (electrolizador, tanque de almacenamiento de hidrógeno y pilas de combustible), se produce un enorme cambio en la inversión inicial y en los costes iniciales de operación y mantenimiento, lo que convierte a esta tecnología en una solución económicamente atractiva (Tabla 2.11).

Tabla 2.11. *Costes de inversión inicial y de O&M para el escenario objetivo.*

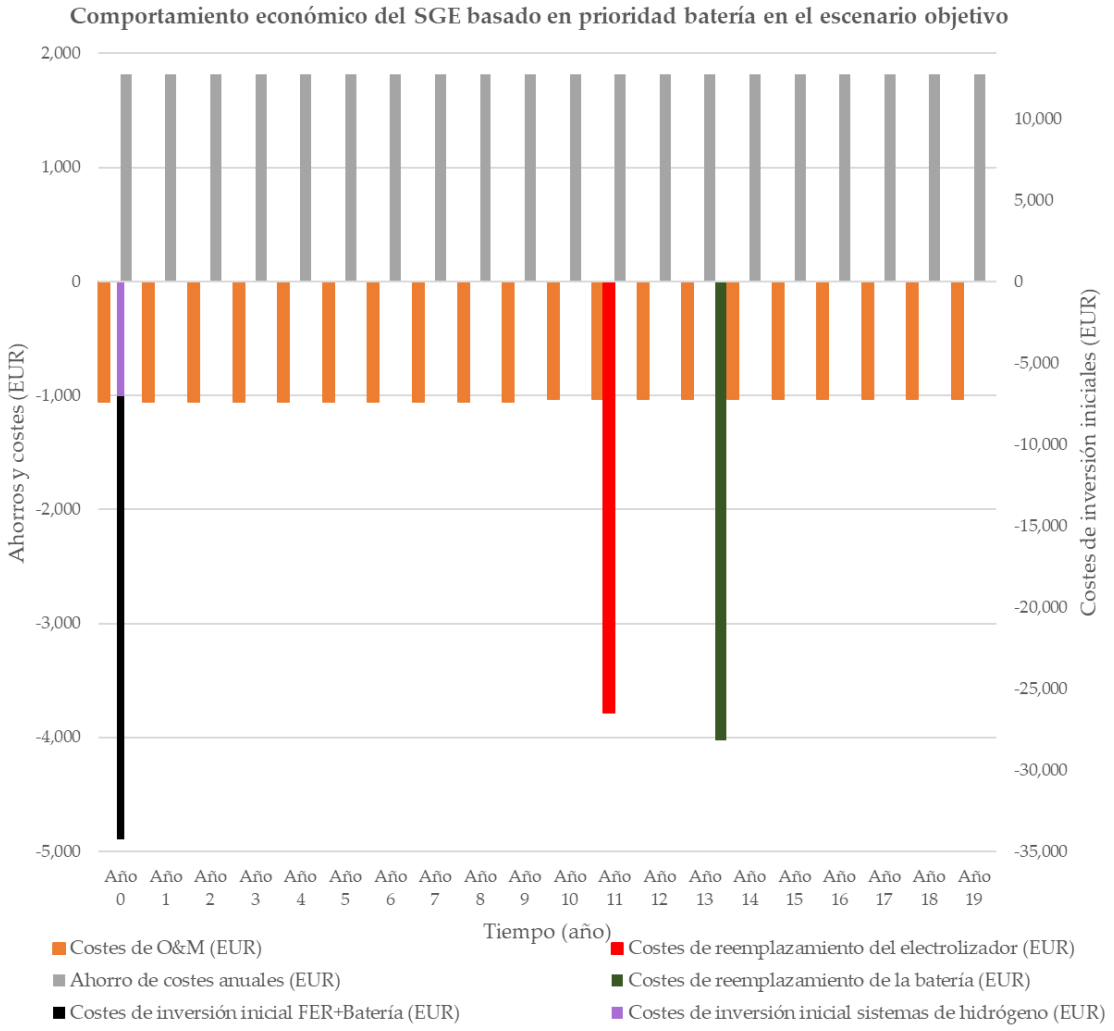
	Escenario actual		**Escenario objetivo**		**Reducción de costes total requerida para alcanzar el escenario previsto (%)**
Costes de inversión iniciales (EUR)	52.339,78	FC: 5.100	34.249,59	FC: 1.428	34,56
		TANQUE: 5.025,27		TANQUE: 1.407,08	
		ELECTROLIZADOR: 15.000		ELECTROLIZADOR: 4.200	
		BAT: 8.160		BAT: 8.160	
		FV: 15.534,96		FV: 15.534,96	
		TE: 3.519,56		TE: 3.519,56	
Costes de O&M anuales iniciales (EUR)	1.849,67	FC: 255	1.053,70	FC: 71,4	43,03
		TANQUE: 100,51		TANQUE: 28,14	
		ELECTROLIZADOR: 750		ELECTROLIZADOR: 210	
		BAT: 408		BAT: 408	
		FV: 247,77		FV: 247,77	
		TE: 88,39		TE: 88,39	

En este sentido, se estableció un escenario objetivo en el que se aplicó una reducción de costes equivalente al 72% del coste actual de las tecnologías del hidrógeno a las inversiones iniciales en la pila de combustible, el electrolizador y el depósito de almacenamiento de hidrógeno. Como resultado, los costes anuales de O&M se han reducido en un 72%, mientras que se considera que los costes asociados a las RES y a las baterías permanecen inalterados.

Considerando este escenario objetivo (en el que se modifican los costes de inversión iniciales asociados a los equipos de hidrógeno y los costes anuales de O&M, pero tomando la misma reducción anual de costes ya considerada anteriormente ([34,35]) a lo largo de la vida útil de la microrred), se observa que, para ambos SGE, el ahorro de costes es considerablemente superior a los costes anuales de O&M (Figura 2.7).



(a)



(b)

Figura 2.7. *Comportamiento económico del escenario objetivo para (a) el SGE basado en prioridad hidrógeno y (b) el SGE basado en prioridad batería.*

2.4 Análisis de la huella de carbono

La microrred basada en hidrógeno renovable descrita en este estudio persigue una producción de energía con cero emisiones de CO_2. En este sentido, esta microrred sólo tendrá emisiones de CO_2 en los momentos de déficit energético, ya que son los momentos en los que se compra electricidad a la red principal, y ésta, como es habitual, se considera que tiene emisiones de CO_2 asociadas. En [57] se señala que la huella de carbono española asociada a la generación de electricidad y calor en 2020 fue de 150 g CO_2/kWh, mientras que para los años 2021 y 2022 fue de 140 g CO_2/kWh y 160 g CO_2/kWh, respectivamente. Estos datos se ofrecen para discutir exclusivamente el mercado eléctrico español (uno de los más descarbonizados del mundo), aunque la discusión sería mucho más favorable si se extrapolara a otras partes del mundo. La Tabla 2.12 y la Figura 2.8 muestran, para los años 2020, 2021 y 2022, la reducción de la huella de carbono de la microrred propuesta respecto a otra

idéntica (referida a cargas obviamente sin generación renovable ni sistemas de almacenamiento) con exactamente la misma demanda de carga anual (12.050 kWh) pero abastecida íntegramente por la red eléctrica española.

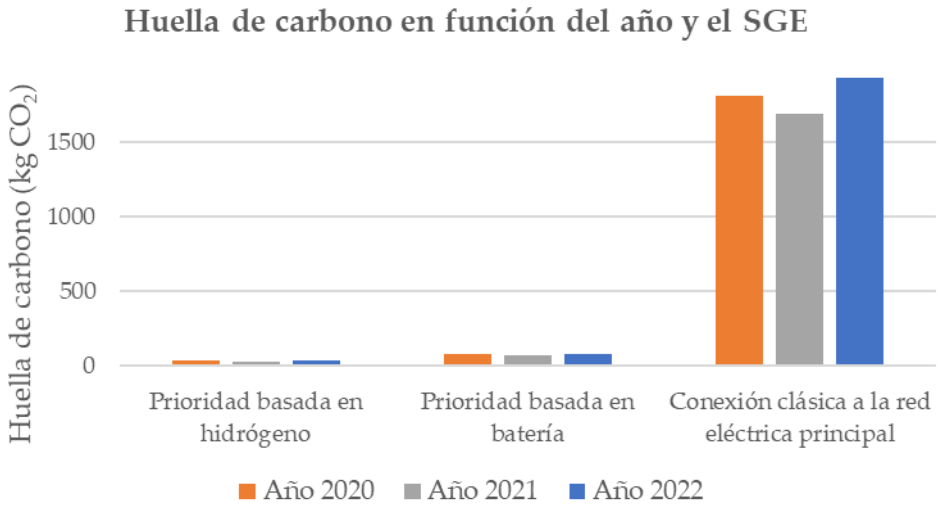


Figura 2.8. *Huella de carbono de la microrred estudiada para los años 2020, 2021 y 2022, comparada con suministro íntegro por la red eléctrica española.*

Tabla 2.12. *Huella de carbono de la microrred estudiada para los años 2020, 2021 y 2022, comparada con suministro íntegro por la red eléctrica española.*

SGE	Consumo (kWh)	Huella de carbono electricidad en España (kg CO_2) Año 2020 [57]	Huella de carbono (kg CO_2) Año 2020	% ahorro CO_2 2020	Huella de carbono electricidad en España (kg CO_2) Año 2021 [57]	Huella de carbono (kg CO_2) Año 2021	% ahorro CO_2 2021	Huella de carbono electricidad en España (kg CO_2) Año 2022 [57]	Huella de carbono (kg CO_2) Año 2022	% ahorro CO_2 2022
Microrred con prioridad basada en hidrógeno	223,3	0,15	33,495	98,15	0,14	31,262	98,15	0,16	35,728	98,15
Microrred con prioridad basada en batería	514,6	0,15	77,19	95,73	0,14	72,044	95,73	0,16	82,336	95,73
Conexión clásica a la red eléctrica principal	12.050	0,15	1.807,5	-	0,14	1.687	-	0,16	1.928	-

Como puede verse en la Tabla 2.12 y en la Figura 2.8, sea cual sea el SGE utilizado, la huella de carbono de la microrred propuesta se mantiene aproximadamente constante a lo largo de los tres años.

Además, en 2020, los costes de emisión de CO_2 eran de 35,40-70,80 EUR/tCO_2 [58] (es decir, 0,0354-0,0708 EUR/kgCO_2). Por ello, emitir CO_2 no sólo tiene un impacto medioambiental, sino también económico. La Tabla 2.13 refleja el impacto económico asociado a las emisiones de CO_2 tanto para las SGE como

para la conexión clásica a la red eléctrica principal (donde se han considerado los mismos costes de emisión de CO_2 para los años 2020, 2021 y 2022).

Tabla 2.13. *Costes de emisión de CO_2 basados en el SGE para los años 2020, 2021 y 2022.*

Aplicación	Huella de carbono (kg CO_2) Año 2020	Coste de emisiones de CO_2 2020 (EUR)	Huella de carbono (kg CO_2) Año 2021	Coste de emisiones de CO_2 2021 (EUR)	Huella de carbono (kg CO_2) Año 2022	Coste de emisiones de CO_2 2022 (EUR)
Prioridad basada en hidrógeno	33,495	1,19–2,37	31,262	1,11–2,21	35,728	1,26–2,53
Prioridad basada en batería	77,19	2,73–5,47	72,044	2,55–5,10	82,336	2,91–5,83
Sistema conectado a la red eléctrica	1.807,5	63,99–127,97	1.687	59,72–119,44	1.928	68,25–136,50

2.5 Discusión

Basándose en el análisis de costes desarrollado, se puede observar que aunque los costes de inversión iniciales en la microrred son los mismos, 52.339,78 EUR (Tabla 2.3), el SGE seleccionado conduce a resultados diferentes en función de la prioridad. La primera diferencia notable son las horas de trabajo de cada elemento. A partir de la Figura 2.3, es posible construir la Tabla 2.4, que muestra que el banco de baterías funciona sólo durante 1.799,1 h/año cuando la prioridad es el hidrógeno, mientras que este mismo elemento aumenta su tiempo de trabajo hasta 5.912 h cuando la prioridad es la batería. En cuanto al electrolizador y la pila de combustible, funcionan durante 1.618,4 h y 2.794,7 h, respectivamente, con el SGE basado en prioridad hidrógeno, mientras que con el SGE basado en prioridad batería, el electrolizador reduce su actividad en un 50% (846,1 h), y la pila de combustible funciona sólo un 4% (133,6 h) con respecto a la prioridad basada en hidrógeno.

Esta diferencia de horas de funcionamiento influye directamente en el cálculo del número de sustituciones de cada elemento necesarias a lo largo de la vida útil de la microrred (Tabla 2.5). El electrolizador se sustituirá tres veces y la pila de combustible ocho veces cuando la microrred funcione con la prioridad hidrógeno, mientras que, con la prioridad batería, la pila de combustible no se sustituirá, el electrolizador sólo se sustituirá una vez y el banco de baterías tendrá que sustituirse hacia la mitad de la vida útil de la microrred.

Además, como se muestra en la Tabla 2.6, los costes de sustitución se abaratarán con el tiempo [34,35] gracias a los avances en investigación, desarrollo y comercialización; así, sus importes alcanzarán los 74.177,4 EUR para la estrategia basada en prioridad hidrógeno y los 17.537,88 EUR para la estrategia basada en prioridad batería. A medida que los CAPEX disminuyan con el tiempo, los costes de O&M asociados a los elementos de la microrred también disminuirán (Figura 2.4). Así, de acuerdo con los costes iniciales de O&M (Tabla

2.7) y los costes actualizados de O&M a lo largo de la vida útil (Tabla 2.8), es posible obtener la Figura 2.5. Esta figura muestra que la disminución de los costes de O&M a lo largo de la vida útil de la microrred será más notable en el caso de la estrategia basada en prioridad batería.

Por otro lado, como puede verse en la Tabla 2.9, la estrategia basada en prioridad hidrógeno ofrece un ahorro anual ligeramente superior: 1.837,65 EUR/año frente a los 1.814,13 EUR/año de la estrategia basada en prioridad batería.

Tras obtener los costes de inversión inicial, O&M y sustitución, es posible ilustrar en la Figura 2.6 y la Tabla 2.10 el comportamiento económico de la microrred, a lo largo de toda su vida útil y para cada SGE. La Tabla 2.10 muestra que, sea cual sea el SGE utilizado, el ahorro total de costes (36.753,05 EUR para el SGE basada en prioridad hidrógeno y 36.282,58 EUR para el SGE basado en prioridad batería) no compensa la inversión inicial (52.339,78 EUR) y el ahorro de costes apenas cubre los costes de O&M (35.254,03 EUR para el SGE basado en prioridad hidrógeno y 34.877,08 EUR para el SGE basado en prioridad batería) a precios actuales.

Sin embargo, se espera una reducción significativa de los costes de inversión y O&M en un futuro próximo (Tabla 2.11 y Figura 2.7). Entonces, el ahorro de costes es considerablemente superior a los costes anuales de O&M. En dicho caso, este tipo de microrred podría ser económicamente viable.

Para resumir costes de inversión y costes de O&M de los elementos de la microrred en términos de energía utilizada/producida/almacenada (según proceda) por todos y cada uno de estos elementos durante la vida útil de la microrred, en función de los SGE implementados, la Tabla 2.14 y la Tabla 2.15 proporcionan tasas de coste/energía, con el fin de demostrar qué SGE tiene asociados mayores costes unitarios (por unidad de energía).

Tabla 2.14. *Costes unitarios de inversión por energía (EUR/kWh) basado en SGE implementado.*

	Prioridad basada en hidrógeno			**Prioridad basada en batería**		
Elemento	**Costes de inversión (EUR) [1]**	**Energía (kWh) [2]**	**Costes unitarios (EUR/kWh)**	**Costes de inversion (EUR) [1]**	**Energía (kWh) [2]**	**Costes unitarios (EUR/kWh)**
FER	19.054,52	162.202	0,117	19.054,52	162.202	0,117
ALKEL	55.140	119.340	0,462	28.515	18.552	1,537
PEM-FC	39.137,4	56.840	0,689	5.100	3.504	1,455
Batería	8.160	17.492	0,466	12.182,88	65.000	0,187
Tanque hidrógeno	5.025,27	72.385 [3]	0,069	5.025,27	11.253 [3]	0,447
Total	126.517,19	428.259	0,295	69.877,67	260.511	0,268

[1] Ver Tabla 2.3 y Tabla 2.6. $Inv.costs_i(\text{EUR}) = Initial\ inv.costs_i(\text{EUR}) + Rep.costs_i(\text{EUR})$. [2] Ver Tabla 2.4 y Tabla 2.9. $E_i(kWh) = E_{annual_i}\left(\frac{kWh}{\text{año}}\right) \cdot T_{microgrid}(\text{años})$, donde $T_{microgrid} = 20\ años$. [3] Se considera que la energía total almacenada en el depósito de hidrógeno es del

60,65% (eficiencia del electrolizador alcalino estudiado) de la energía total utilizada en el electrolizador para producir hidrógeno durante la vida útil de la microrred.

Tabla 2.15. *Costes unitarios de O&M por energía (EUR/kWh) basados en el SGE implantado.*

	Prioridad basada en hidrógeno			**Prioridad basada en batería**		
Elemento	**Costes de O&M (EUR)** [1]	**Energía (kWh)** [2]	**Costes unitarios (EUR/kWh)**	**Costes de O&M (EUR)** [1]	**Energía (kWh)** [2]	**Costes unitarios (EUR/kWh)**
FER	6.663	162.202	0,041	6.663	162.202	0,041
ALKEL	14.028	119.340	0,118	14.331,75	18.552	0,773
PEM-FC	4.332,705	56.840	0,076	5.100	3.504	1,455
Batería	8.160	17.492	0,466	6.712,01	65.000	0,103
Tanque hidrógeno	2.010,2	72.385 [3]	0,028	5.025,27	1.253 [3]	0,447
Total	35.193,905	428.259	0,082	37.832,03	260.511	0,145

[1] Ver Tabla 2.7 y Tabla 2.8. $O\&M.costs_{T.i}(\text{EUR}) = \sum_{i=1}^{T_{microgrid}} O\&M.costs_{T.i}\left(\frac{\text{EUR}}{\text{año}}\right)$, donde $O\&M\ costs_i\left(\frac{\text{EUR}}{\text{año}}\right) = Inv.costs_i\left(\frac{\text{EUR}}{kW}\right) \cdot \%CAPEX$. [2] Ver Tabla 2.4 y Tabla 2.9. $E_i(kWh) = E_{annual_i}\left(\frac{kWh}{\text{año}}\right) \cdot T_{microgrid}(\text{año})$, donde $T_{microgrid} = 20\ años$. [3] Se considera que la energía total almacenada en el depósito de hidrógeno es del 60,65% (eficiencia del electrolizador alcalino estudiado) de la energía total utilizada en el electrolizador para producir hidrógeno durante la vida útil de la microrred.

Por último, la Tabla 2.12 muestra que, en términos de huella de carbono, la estrategia basada en prioridad hidrógeno implica una reducción del 98,15% de las emisiones de CO_2 y del 95,73% en el caso del SGE basado en prioridad batería, en comparación con si la demanda de la microrred se abasteciera íntegramente de la red eléctrica española. Por supuesto, teniendo en cuenta la normativa vigente en España, este impacto ambiental implica un impacto económico, que será mayor cuanto mayor sean las emisiones de CO_2 (Tabla 2.13). La cantidad de 1.687 kg de CO_2 que emitiría una conexión tradicional a la red principal se reducirá hasta 72,044 kg (una reducción del 95,73%) en el caso del SGE basado en prioridad batería, y hasta 31,262 kg (una reducción del 98,15%) en el caso del SGE basado en prioridad hidrógeno.

2.6 Conclusiones

En este capítulo se ha llevado a cabo una evaluación econométrica y un análisis de la huella de carbono de las microrredes basadas en hidrógeno.

Para evaluar la viabilidad de una microrred basada en hidrógeno, es esencial estudiar tanto los costes de inversión, funcionamiento y mantenimiento como su huella de carbono. A partir de un punto de partida inicial en el que la microrred comienza a funcionar, su control posterior en el tiempo, es decir, la gestión de sus elementos y el intercambio de potencia y energía, condiciona fuertemente los costes futuros de la microrred desde la inversión inicial, lo que puede hacerla económicamente inviable. La tarea de controlar la microrred es responsabilidad de su SGE, por lo que en este trabajo se estudió la influencia del

SGE en el coste de uso de la microrred. En concreto, se estudiaron dos SGE: la estrategia basada en prioridad hidrógeno y la estrategia basada en prioridad batería. A partir de los resultados obtenidos, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

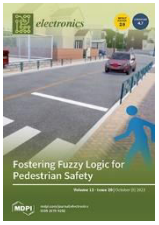
- La estrategia basada en la prioridad hidrógeno tiene la desventaja de requerir una inversión mucho mayor (concretamente, 74.177,4 euros frente a 17.537,88) y unos costes de funcionamiento y mantenimiento más elevados (concretamente, 35.254,03 euros frente a 34.877,08), y la ventaja de un mayor ahorro anual de costes (concretamente, 1.837,65 euros frente a 1.814,13).
- Se espera que las tecnologías del hidrógeno sean cada vez más competitivas desde el punto de vista económico, como resultado de la demanda y el despliegue masivos del mercado, los avances tecnológicos, la automatización de los procesos, la mayor disponibilidad de componentes, las economías de escala en la industria del hidrógeno y la creciente adopción de tecnologías del hidrógeno [34,35]. Al igual que, por ejemplo, la tecnología de la energía eólica ha experimentado una drástica reducción de costes de más del 70% desde la década de 1980 hasta la actualidad, se espera que las tecnologías del hidrógeno sigan una tendencia similar, lo que significa que la rentabilidad de una microrred basada en hidrógeno podría ser pronto una realidad.
- También se espera una evolución positiva de la vida útil de las FC, electrolizadores, etc., lo que implica que la principal desventaja de la estrategia prioritaria basada en hidrógeno, es decir, el número de sustituciones de equipos necesarias (con sus costes asociados), se reducirá en un futuro próximo, haciendo que esta estrategia sea mucho más rentable a corto plazo.
- El SGE basado en prioridad hidrógeno es más respetuoso con el medio ambiente que el SGE basado en prioridad batería. En concreto, la estrategia basada en prioridad hidrógeno genera una huella de carbono, en términos absolutos, de entre 31,262 kg de CO_2 en 2021 y 35,728 kg de CO_2 en 2022, frente a la huella de carbono de la estrategia basada en prioridad batería, de entre 72,044 kg de CO_2 (2021) y 82,336 kg de CO_2 (2022).
- El continuo aumento de los costes de las emisiones de CO_2 significa que el SGE basado en prioridad hidrógeno no sólo será una opción más respetuosa con el medio ambiente, sino que también supondrá un aumento del ahorro anual de costes en comparación con el SGE basado en prioridad batería.
- El SGE basado en prioridad hidrógeno tiene mayor independencia de la red principal que el SGE basado en prioridad batería (223,3 frente a 514,6 kWh tomados de la red principal, respectivamente), lo que hace que esta estrategia sea adecuada para comunidades remotas que no tienen acceso a la red principal. Aunque esta estrategia no podría eliminar por completo el

uso de generadores diésel tradicionales [59] en redes aisladas como elemento para garantizar el suministro eléctrico, sí podría reducir drásticamente su uso.

- Los mayores costes de sustitución de equipos y de O&M del SGE basado en prioridad hidrógeno durante la vida útil de la microrred se ven parcialmente compensados por el mayor ahorro de costes y la menor huella de carbono asociada, todo ello en un escenario en el que se espera que los costes de los equipos de hidrógeno disminuyan en los próximos años [34,35]. Asimismo, los costes de las emisiones de CO_2 aumentarán, lo que hará que la estrategia basada en prioridad hidrógeno sea cada vez más competitiva.
- Una microrred idéntica a la estudiada (Figura 2.1) con sólo generadores renovables (fotovoltaicos y eólicos), sin almacenamiento de energía, sería obviamente mucho más barata que las dos modalidades analizadas en este artículo, más aún si se compara con la microrred basada en hidrógeno. La inversión inicial, y los costes de operación y mantenimiento, serían mucho menores (asociados únicamente a la compra, operación y mantenimiento de los equipos de producción de energía renovable (ver Tabla 2.3 y Tabla 2.7, respectivamente) y, además, no habría costes de sustitución asociados (salvo accidente, los elementos de generación renovable no se sustituyen durante la vida útil de la microrred). Por otro lado, la huella de carbono sería considerablemente mayor, ya que la red principal tendría que compensar en todo momento la intermitencia natural de la energía renovable (véase la Tabla 2.9).
- En este capítulo se ha demostrado las ventajas de las tecnologías del hidrógeno para implantar microrredes fiables y limpias, profundamente respetuosas con el medio ambiente. Sin embargo, desde el punto de vista económico, aún no son competitivas. Por ello, las implicaciones políticas que se extraen de este trabajo son la necesidad de que gobiernos y empresas inviertan en investigación y desarrollo de tecnologías del hidrógeno para que los costes puedan reducirse drásticamente. Este parece que será un camino acelerado sin vuelta atrás, ya que el hidrógeno verde se considera ahora esencial para abordar la cada vez más necesaria transición energética.

ELECTRONICS 2023, 12(20), 4355

Capítulo 3. Rentabilidad de las microrredes basadas en hidrógeno: Un novedoso análisis económico en función del precio de la electricidad y los costes de los equipos



Palabras clave

Microrred basada en hidrógeno

Análisis de rentabilidad

Rentabilidad

Precio de la electricidad

Costes de los equipos

Resumen

La necesidad actual de reducir las emisiones de carbono hace imprescindible el uso de hidrógeno como vector energético para el autoconsumo en las microrredes. Para realizar un análisis de rentabilidad de una microrred es necesario conocer la influencia de los costes de los equipos y el precio de la electricidad. En este capítulo se estudia el precio de la electricidad (EUR/kWh) que hace rentable una microrred, tomando como referencia la microrred situada en el "Campus de La Rábida" (Universidad de Huelva, sur de España), para dos sistemas de gestión energética (SGE) diferentes: estrategia de prioridad hidrógeno y estrategia de prioridad baterías. El análisis de rentabilidad se basa, por un lado, en la reducción de costes (%) de los sistemas de hidrógeno y, por otro, considerando las fuentes de energía renovables (FER) y los sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Debido a los avances tecnológicos, se espera que los costes de los elementos de las microrredes disminuyan con el tiempo; por lo tanto, los futuros precios de la electricidad que hacen rentable una microrred serán aún más bajos. Los resultados muestran un precio de la electricidad que hace rentable una microrred que oscila entre 0,61 EUR/kWh y 0,16 EUR/kWh para los SGE con prioridad hidrógeno y entre 0,4 EUR/kWh y 0,17 EUR/kWh para los SGE con prioridad batería (reducción de costes de los sistemas de hidrógeno del 0 % y del 100 %, respectivamente). Estas cifras siguen disminuyendo considerablemente si se tienen en cuenta las reducciones de costes de FER y SAE. En el escenario actual de incertidumbre en los precios de la electricidad, la microrred estudiada puede llegar a ser económicamente competitiva en un futuro próximo.

Lista de acrónimos

ALKEL	Electrolizador Alcalino
BFR	Baterías de Flujo Redox
CNDE	Coste Normalizado De la Energía
FER	Fuentes de Energía Renovables
FL	Fotoluminiscente
FV	Fotovoltaica
kW_e	Kilovatios eléctricos
kW_n	Kilovatios nominales
kW_p	Kilovatios pico
O&M	Operación y Mantenimiento
FC	Fuel Cell (Pila de Combustible)
PEM-FC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Pila de Combustible de Membrana de Intercambio Protónica)
PLEM	Programación Lineal de Enteros Mixtos
PSL	Potencia Solar Luminiscente
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SGE	Sistema de Gestión Energética
SOC	State Of Charge (Estado de Carga)
TE	Turbina Eólica
UE	Unión Europea

Notaciones y símbolos

c_{buying}	Coste unitario de la compra de electricidad a la red principal (EUR/kWh)
$C_{inv_{H_2 sys.T_0}}$	Costes de inversión de los sistemas de hidrógeno (inversión inicial + sustituciones) para el escenario de reducción de costes del 0% (EUR)
$C_{inv_{T_0}}$	Costes de inversión totales (inversión inicial + sustituciones) para el escenario de reducción de costes del 0% (EUR)
$C_{inv_{Total}}$	Costes de inversión totales (inversión inicial + sustituciones) basados en el escenario de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (EUR)
$C_{O\&M_{H_2 sys.T_0}}$	Costes de O&M de los sistemas de hidrógeno para el escenario de reducción de costes del 0% (EUR)
$C_{O\&M_{T_0}}$	Costes totales de O&M para la reducción de costes del 0% (EUR)
$C_{O\&M_{Total}}$	Costes totales de O&M basados en el escenario de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (EUR)
$C_{savings}$	Costes totales de ahorro de la microrred (EUR)
$c_{selling}$	Coste unitario de venta de electricidad a la red principal (EUR/kWh)
$E_{grid\ in}$	Energía obtenida anualmente de la red principal (kWh)
$E_{grid\ out}$	Energía inyectada anualmente en la red principal (kWh)
E_{saved}	Energía ahorrada anualmente, es decir, energía no comprada a la red principal (kWh)
P_{batt}	Potencia del banco de baterías (kW)
$P_{batt\ ch.}$	Potencia (kW) extraída del bus de CC para cargar la batería ($P_{batt\ ch.} < 0$)
$P_{batt\ disc.}$	Potencia (kW) inyectada en el bus de CC por el banco de baterías ($P_{batt\ disc.} > 0$)
P_{el}	Potencia (kW) extraída del bus de CC para alimentar el electrolizador ($P_{el} < 0$)
P_{FC}	Potencia (kW) inyectada en el bus de CC por la pila de combustible ($P_{FC} > 0$)
P_{grid}	Intercambio de potencia con la red principal (kW)
$P_{grid\ in}$	Potencia (kW) inyectada en el bus de CC desde la red principal ($P_{grid\ in} > 0$)
$P_{grid\ out}$	Potencia (kW) inyectada en la red principal por el bus de CC ($P_{grid\ out} < 0$)
P_{H_2}	Potencia de los sistemas basados en hidrógeno (kW)

P_{load}	Potencia de carga (kW)
P_{net}	Potencia neta (kW)
P_{RES}	Potencia basada en FER (kW)
P_t	Balance total de potencia en el bus de CC (kW)
p_t	Presión del tanque de hidrógeno (Pa)
$p_{t.\max}$	Presión máxima del tanque de hidrógeno (30 bar)
$p_{t.\min}$	Presión mínima del tanque de hidrógeno (1 bar)
$R_{Bat.+RES_{red}}$	Tasa de reducción de costes de los sistemas de pilas de combustible+RES (%)
$R_{H_2\ sys.red}$	Tasa de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (%)
SOC_{max}	Estado de carga mínimo de la batería (20%)
SOC_{min}	Estado de carga máximo de la batería (80%)
T	Vida útil de la microrred (20 años)

3.1 Introducción

Como consecuencia del cambio climático y la contaminación atmosférica, se hace evidente la necesidad de aplicar políticas de reducción de las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero [60], [61]. En este sentido, las fuentes de energía renovables (FER) desempeñan un papel esencial en la sustitución de los combustibles fósiles [60], que están asociados a elevadas emisiones de gases de efecto invernadero y se prevé que se agoten en un futuro próximo [62], [63]. Sin embargo, las FER no siempre están disponibles, debido a su intermitencia [64], [65]. Por este motivo, es necesario implementar sistemas para almacenar el exceso de energía producido por las FER, como los sistemas de almacenamiento de baterías o hidrógeno. De este modo, la energía almacenada puede utilizarse cuando la demanda de energía es superior a la producción [36], [66], [67].

Sin embargo, los costes actuales de los sistemas de almacenamiento son muy elevados [68]. En particular, en el caso de los sistemas de almacenamiento basados en tecnología de hidrógeno, que además del tanque de almacenamiento requieren un sistema de producción de hidrógeno, como un electrolizador, y un sistema para transformar la energía química del hidrógeno en energía eléctrica, como una pila de combustible. Sin embargo, se observa que las tarifas asociadas a las FER y a los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) (sistemas de hidrógeno y baterías) disminuyen con el tiempo [52], [56]. Esta tendencia es de vital importancia para garantizar la implantación de sistemas de autoconsumo, ya que desde una perspectiva económica una reducción de las subvenciones económicas implica una mejora de la rentabilidad. En este sentido, se puede encontrar en la literatura una reducción significativa de las subvenciones necesarias para los paneles fotovoltaicos [69]. Por otro lado, también se puede encontrar que el hidrógeno verde podría ser económicamente competitivo con el hidrógeno producido a partir del reformado de vapor y metano [70] o una reducción rápida y significativa de los costes de las baterías de iones de litio [71]. Para conseguir que las FER y los sistemas de almacenamiento sean económicamente competitivos para el autoconsumo, existen diferentes

propuestas que pueden clasificarse entre las siguientes: (1) Las centradas en el sistema de gestión energética (SGE), como un modelo de programación lineal de enteros mixtos (PLEM) para minimizar el coste de operación de una microrred [12], o el uso de un algoritmo de gradiente de política determinista profunda con el fin de reducir los costes de operación de la microrred [16]. (2) Las basadas en el uso de materiales y equipos de bajo coste para la microrred, como el uso de un absorbedor fotoluminiscente (FL) de potencia solar luminiscente (PSL) para reducir los costes de la energía solar fotovoltaica [72], o el uso, en las baterías de flujo redox (BFR), de materiales redox-activos poliméricos de bajo coste y membranas porosas de exclusión por tamaño de polímeros básicos en lugar de opciones más caras como los materiales redox-activos inorgánicos y las membranas de intercambio iónico, respectivamente [73].

Basándose en lo anterior, la mayoría de los trabajos anteriores buscan reducir los costes u optimizar los beneficios de la microrred, pero muy pocas referencias estudian la influencia de los precios de la electricidad en la rentabilidad de una microrred basada en hidrógeno. Entre las referencias analizadas, Krajačić et al. [74] realizaron un estudio de la influencia de las FER y los SAE (incluidos los sistemas de hidrógeno) en el precio de la electricidad en una isla. Grosspietsch et al. [19] estudian la rentabilidad de diferentes configuraciones de microrredes compuestas, por un lado, de paneles solares fotovoltaicos y baterías y, por otro, de paneles solares fotovoltaicos, baterías y sistemas basados en hidrógeno, en ambos casos en función de la reducción de costes (%) de las tecnologías para todos los elementos, y del aumento del precio de la electricidad (%). Por otro lado, Mah et al. [21] estudian el coste normalizado de la energía (CNDE) basado en dos SGE y la reducción de costes de las diferentes tecnologías que componen la microrred; sin embargo, no tiene en cuenta el precio de la electricidad para evaluar el análisis económico de la microrred. Vincent et al. [17] realizan un análisis económico basado en el precio de la electricidad de una microrred que no incluye sistemas de hidrógeno. Del mismo modo, Azimian et al. [20] consideran una microrred sin sistemas de hidrógeno, en la que la rentabilidad se estudia en función del aumento del precio de la electricidad. Por último, Eskander et al. [18] estudian la influencia del precio de la electricidad en la rentabilidad de distintas configuraciones de una microrred. Sin embargo, ninguna de las referencias consultadas estima el precio de la electricidad a partir del cual la microrred pasa a ser económicamente competitiva.

Este capítulo estudia la rentabilidad de una microrred basada en hidrógeno, un análisis que, a su vez, contribuirá al desarrollo de ideas y recomendaciones para el despliegue de estas microrredes en diversos contextos del mercado energético. El estudio se centra en dos SGE: la estrategia de prioridad para el hidrógeno y la estrategia de prioridad para el sistema de baterías. En primer lugar, evalúa su rendimiento en un rango de precios de la electricidad, de 0,01 EUR/kWh a 3 EUR/kWh, y una reducción de los costes de

los sistemas basados en hidrógeno del 0% al 100%. Por último, el análisis incluye una tercera variable, que será la reducción de costes de las FER (energía eólica y solar fotovoltaica) y las baterías, que oscilará entre el 0% y el 100%. Así, este trabajo de investigación proporciona un punto de partida para futuras investigaciones sobre la influencia del SGE implementado en la rentabilidad de estas microrredes. Con respecto a la bibliografía analizada [17]–[21], la laguna de investigación que se aborda en este trabajo es que estima, para una microrred basada en hidrógeno, el precio de la electricidad a partir del cual la microrred resulta rentable (y no únicamente los beneficios económicos de la microrred en función del precio de compra de electricidad de la red principal), basándose en dos SGE y en función de la reducción de costes de los equipos de la microrred (sistemas basados en hidrógeno, por un lado, y el resto de equipos de origen renovable, por otro). La Tabla 3.1 resume las principales novedades de esta investigación respecto a la literatura analizada.

Tabla 3.1. *Principales aportaciones de la propuesta científica del trabajo realizado en el Capítulo 3 de la Tesis en relación con la literatura científica.*

Referencia	Beneficios en función del precio de la electricidad (EUR/kWh)	Precio de la electricidad (EUR/kWh) a partir del cual la microrred es rentable	Análisis económico en función del SGE	Sistemas de hidrógeno incluidos en el análisis	Diferenciación entre sistemas de hidrógeno y reducción de costes de FER + Batería
[19]	No (1)	No	No	Sí	No
[21]	No	No	Sí	Sí	No (2)
[17]	Sí	No	No (3)	No	No
[20]	No (1)	No	No	No	No
[18]	Sí	No	No	Sí (4)	No (5)
Propuesta científica del Capítulo 3 de la Tesis	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

(1) Se realiza un análisis económico basado en el incremento del precio de la electricidad.
(2) Se realiza un análisis en función de la reducción de costes del CNDE de los electrolizadores, pilas de combustible y baterías.
(3) Se realiza un análisis económico basado en un único SGE.
(4) Se incluye una pila de combustible en el análisis (no un electrolizador ni un tanque de almacenamiento de hidrógeno).
(5) Se hace un estudio de reducción de costes basado en diferentes configuraciones (consistente en diferentes FER y diferentes SAE, por una parte, y cargas internas de CA o CC, por otra parte) de una microrred.

3.2 Materiales y métodos: Descripción de la microrred y el SGE implementado

Para desarrollar el análisis de rentabilidad, se emplea como caso de estudio la microrred basada en hidrógeno (que incluye producción de FER y un SAE híbrido formado por un subsistema de hidrógeno y un banco de baterías)

representada en la Figura 3.1, que se encuentra en el "Campus de La Rábida" de la Universidad de Huelva (suroeste de España).

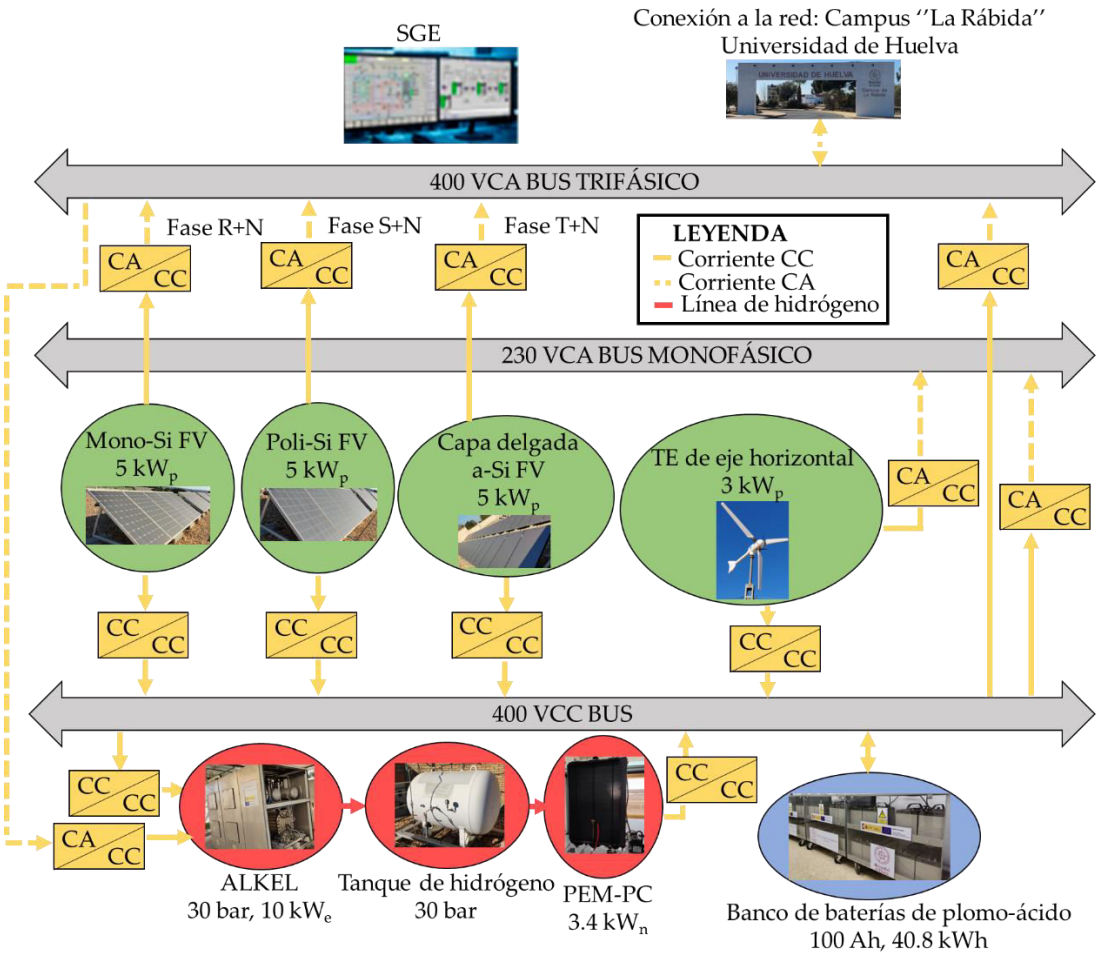


Figura 3.1. *Configuración de la microrred bajo estudio.*

La microrred, representada en la Figura 3.1, suministra decenas de kW de FER, así como un banco de baterías (de decenas de kWh) y un subsistema de hidrógeno (compuesto por un electrolizador, un tanque de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible) de varios kW. Para conectar los distintos elementos de la microrred, un bus de corriente continua de alta tensión (400 VCC) será la columna vertebral de la microrred, permitiéndole intercambiar potencia entre distintas fuentes. Este bus de CC está conectado directamente al banco de baterías, evitando problemas relacionados con la potencia reactiva [75], y asegurando su estabilidad [47]. Los sistemas FER, el electrolizador y la pila de combustible se conectan a través de convertidores CC/CC. Además, la microrred incluye un bus monofásico de 230 VCA (que se conecta al bus de 400 VCC y al aerogenerador mediante convertidores CC/CA) y un bus trifásico de 400 VCA (que se conecta al bus de 400 VCC y a las tres tecnologías de los sistemas fotovoltaicos mediante convertidores CC/CA, al electrolizador mediante un convertidor CA/CC y a la red principal directamente) que permiten que la producción de FER alimente cargas de CA. Toda la electrónica de potencia,

instrumentación y la interfaz SGE-software (desarrollada en MATLAB® R2019a), mostrada en la Figura 3.1, ha sido desarrollada en trabajos previos [49].

3.2.1 Elementos de la microrred

A continuación, se describen con más detalle los distintos elementos integrados en la microrred.

- **Paneles solares fotovoltaicos:** Se utiliza un total de 15 kW de paneles solares fotovoltaicos de tres tecnologías diferentes (monocristalina, policristalina y tecnología de capa fina amorfa basada en Si), cada uno con 5 kW_p, para producir energía basada en FER para abastecer la demanda de carga.
- **Turbina eólica (TE):** También se utiliza una turbina eólica de eje horizontal de 3 kW_p para producir la energía necesaria para contribuir a la demanda de carga.
- **Electrolizador alcalino (ALKEL):** Se utiliza un electrolizador alcalino de 10 kW_e para producir hidrógeno, a 30 bar, a partir de agua en momentos de exceso de energía (es decir, cuando la producción de energía es superior a la demanda de carga).
- **Pila de combustible de membrana de intercambio protónica (en inglés, Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEM-FC):** se utiliza una PEM-FC de 3,4 kW_n para producir energía eléctrica en momentos de déficit energético (es decir, cuando la demanda de carga es superior a la producción de origen FER).
- **Tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido:** Se utiliza un tanque de hidrógeno con un volumen de 1,044 m^3 y una presión nominal de 30 bares para almacenar el hidrógeno producido en el ALKEL.
- **Banco de baterías de plomo-ácido:** También se utiliza un banco de 34 baterías de plomo-ácido (cada una con una capacidad de 100 Ah y 12 V) con una capacidad total de almacenamiento de energía de 40,8 kWh para almacenar energía en momentos de excedente energético, que puede utilizarse posteriormente en momentos de déficit energético.

Para sintetizar las características de los elementos de la microrred, anteriormente descritos, la Tabla 3.2 presenta un resumen de sus parámetros técnicos.

***Tabla 3.2**. Resumen de los parámetros técnicos de los distintos elementos de la microrred.*

Equipo	Parámetros técnicos	Modelo	Ubicación de la compañía
Banco de baterías de plomo-ácido	100 Ah (40.8 kWh)	U-Power® UP100-12	Sofía (Bulgaria)
ALKEL	10 kW_e	H2 Nitidor® 0074-01-PMO-001	Codogno (Italia)

Tanque de hidrógeno comprimido	30 bar, 1,044 m^3	Lapesa® LSP1000H	Zaragoza (España)
PEM-FC	3,4 kW_n	Ballard® FCgen 1020ACS	Burnaby (Canadá)
TE de eje horizontal	3 kW_P	Enair® E-30PRO	Alicante (España)
Paneles solares FV Mono-Si	5 kW_P	Isofoton® ISF-250	Madrid (España)
Paneles solares FV Poli-Si	5 kW_P	Atersa® A-230P	Ribarroja del Turia (España)
Paneles solares FV capa delgada a-Si	5 kW_P	Schott® ASI 100	Varsovia (Polonia)

3.2.2 Sistema de Gestión Energética (SGE) implementado

Una vez que la microrred está en funcionamiento, es necesario establecer un SGE que decida qué elemento utilizar y cuándo, en momentos de excedente de potencia, si el electrolizador, para producir hidrógeno y así almacenar energía en forma química, o el banco de baterías, para almacenar la energía en forma electroquímica. Asimismo, en momentos de déficit de potencia, el SGE debe decidir si activa la PEM-FC, que transformará la energía química del hidrógeno en energía eléctrica, o el banco de baterías, para proporcionar energía eléctrica. Así pues, se definirán dos SGE mediante (3.1):

$$P_{net} = P_{RES} - P_{load} \tag{3.1}$$

Donde:

P_{net}: la potencia neta (kW)

P_{RES}: la potencia basada en las FER (kW)

P_{load}: la potencia de carga (kW).

El criterio de signo adoptado considera que un valor negativo de la potencia (P<0) significa potencia extraída del bus de CC, mientras que un valor positivo (P>0) significa potencia inyectada en el bus de CC. Basándose en la Ecuación (3.1), la Ecuación (3.2) también ayudará en la toma de decisiones en los dos SGE implementados:

$$P_t = P_{net} + P_{grid} + P_{H_2} + P_{batt} \tag{3.2}$$

Donde:

P_t: el balance de potencia total del bus de CC (kW), que siempre debe ser 0

P_{grid}: la potencia (kW) inyectada en la red principal, extraída del bus de CC ($P_{grid\ out} < 0$) o extraída de la red principal para ser inyectada en el bus de CC ($P_{grid\ in} > 0$)

P_{H_2}: es la potencia (kW) extraída del bus de CC para alimentar el electrolizador ($P_{H_2} = P_{el} < 0$) o potencia inyectada en el bus de CC a través de la pila de combustible ($P_{H_2} = P_{FC} > 0$)

P_{batt}: la potencia (kW) extraída del bus de CC para cargar el banco de baterías (P_{batt}=$P_{batt\ ch.} < 0$) o potencia inyectada en el bus de CC durante la descarga del banco de baterías (P_{batt}=$P_{batt\ disc.} > 0$).

- **Estrategia de prioridad hidrógeno:** Este SGE pretende priorizar el uso de sistemas de hidrógeno frente al banco de baterías. Así, en momentos de exceso de potencia ($P_{net} \geq 0$), se priorizará el uso del ALKEL sobre el uso de bancos de baterías. Mientras la presión del tanque de hidrógeno (p_t) se encuentre entre 1 bar (presión mínima, $p_{t.min}$), y 30 bar (presión máxima, $p_{t.max}$), y mientras $|P_{net}| \leq |P_{el}|$, el exceso de potencia se utilizará para producir hidrógeno. En otros casos, (es decir, $|P_{net}| > |P_{el}|$) mientras el estado de carga (EDC) de la batería se encuentra entre su mínimo (SOC_{min} = 20%) y su máximo (SOC_{max} = 80%), además de producir hidrógeno, la potencia sobrante se utilizará para cargar el banco de baterías y, en última instancia, para inyectar potencia a la red principal.

  En momentos de déficit de potencia ($P_{net} < 0$), mientras $p_{t.min} < p_t < p_{t.max}$, la demanda de carga estará asegurada, en primera instancia, por la producción de electricidad en la pila de combustible (si $P_{net} \leq P_{FC}$). Si la demanda de carga es superior a la potencia nominal de la pila de combustible y el banco de baterías tiene suficiente energía almacenada ($SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$), la demanda de carga será suministrada tanto por la pila de combustible como por la batería. Por último, será necesario tomar energía de la red principal cuando no haya suficiente hidrógeno almacenado ($p_t < p_{min}$) o el banco de baterías esté descargado ($SOC < SOC_{min}$).

- **Estrategia de prioridad batería:** En este caso, este SGE pretende priorizar el uso del banco de baterías sobre el sistema de hidrógeno. Así, en momentos de exceso de potencia ($P_{net} \geq 0$), se priorizará el uso de la batería sobre el ALKEL, de forma que mientras $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$, y mientras que $|P_{net}| \leq |P_{batt\ ch.}|$, el exceso de potencia se utilizará para cargar todo el banco de baterías. Si no se cumple esta última condición (es decir, $|P_{net}| > |P_{batt\ ch.}|$) mientras $p_{t.min} < p_t < p_{t.max}$, el excedente de potencia se utilizará, aparte de para cargar el banco de baterías, para producir hidrógeno en el electrolizador o, incluso, si el excedente neto es superior a la demanda del electrolizador y del banco de baterías ($|P_{net}| > |P_{el}| + |P_{batt\ ch.}|$), el excedente se verterá para su uso en la red principal.

  En cuanto a los momentos de déficit de potencia ($P_{net} < 0$), mientras $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$, la demanda de carga se asegurará en primer lugar utilizando el banco de baterías (si $P_{net} \leq P_{batt\ disc.}$), luego utilizando el banco de baterías y la pila de combustible si hay suficiente hidrógeno almacenado

($p_{min}<p_t<p_{max}$), y finalmente, si es necesario, utilizando la red principal (si $|P_{net}|>|P_{FC}|+|P_{batt\ disc.}|$).

Los dos SGE descritos anteriormente se resumen en la Figura 3.2.

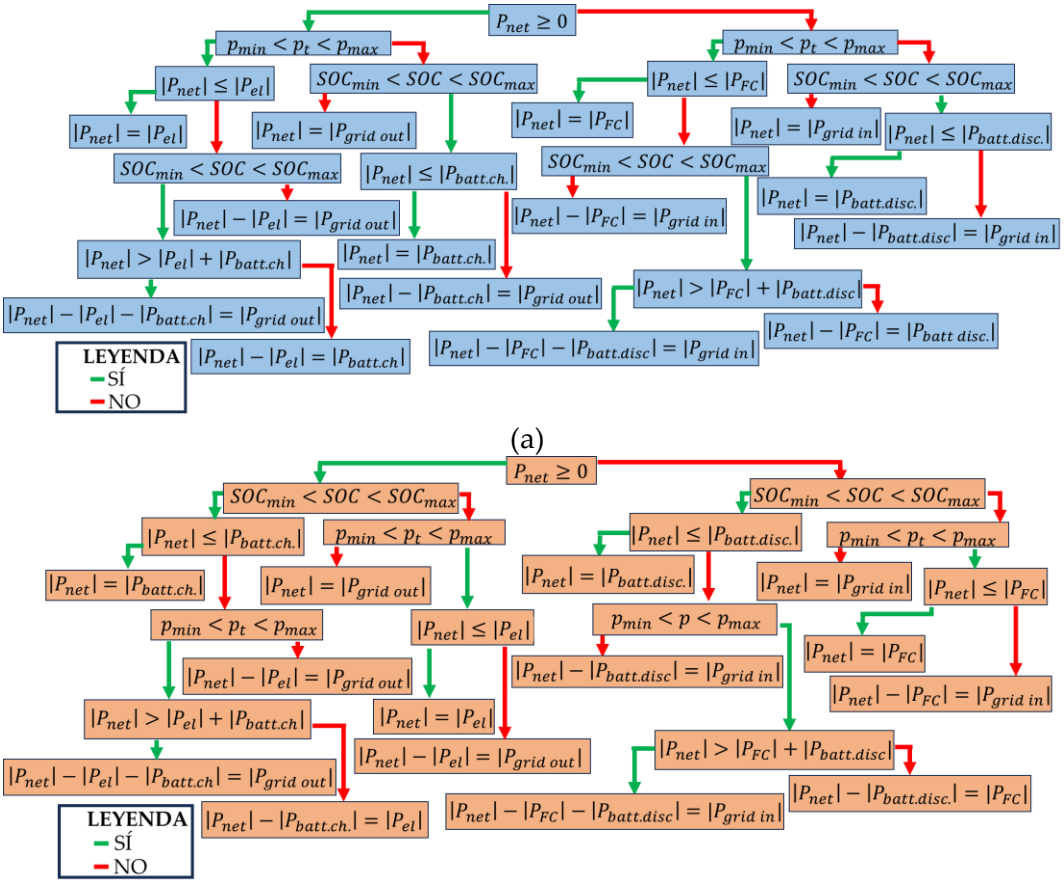


Figura 3.2. *Esquema de (a) SGE con prioridad hidrógeno y (b) SGE con prioridad batería.*

Aunque un SGE con prioridad hidrógeno tiene mayor independencia de la red principal que un SGE con prioridad batería, hace un mayor uso de equipos basados en hidrógeno, lo que implica una mayor degradación de los equipos y que se requiera un mayor número de sustituciones durante la vida útil de la microrred, lo que afectará a la rentabilidad de la microrred.

3.3 Análisis de rentabilidad a lo largo de la vida útil de la microrred

En esta sección, se analizará la rentabilidad de la microrred basada en hidrógeno en términos de precio de la electricidad y reducción de costes de los sistemas basados en hidrógeno para los dos SGE presentados (estrategia prioritaria para el hidrógeno y estrategia prioritaria para la batería). Para ello, se ha considerado que la vida útil de la microrred es de 20 años [43].

La rentabilidad de la microrred dependerá de varios factores: (1) los costes asociados a los equipos, (2) el ahorro, gracias a la producción de energía basada

en FER, y (3) la venta del excedente de energía a la red principal. Para estudiar los escenarios de rentabilidad, se considera una variación del precio de compra de la electricidad de 0,01 EUR/kWh a 3 EUR/kWh. Teniendo en cuenta la bibliografía [43], se ha supuesto una tarifa de compra de electricidad de 0,136 EUR/kWh, y un precio de venta de electricidad de 0,030 EUR/kWh. Para obtener un precio de venta/compra normalizado basado en los precios de la electricidad de la red principal, se ha utilizado el factor de conversión indicado en la Ecuación (3.3):

$$\boldsymbol{c_{selling} = c_{buying} \cdot \frac{0,03 \frac{\text{EUR}}{\text{kWh vendido}}}{0,136 \frac{\text{EUR}}{\text{kWh comprado}}}} \tag{3.3}$$

Donde:

$c_{selling}$: coste unitario de venta de electricidad de la microrred a la red principal (EUR/kWh)

c_{buying}: coste unitario de comprar electricidad de la red principal para la microrred (EUR/kWh).

Como ya se ha mencionado, el coste de la compra de electricidad, o c_{buying}, se hará variar de 0,01 EUR/kWh a 3 EUR/kWh, por lo que $c_{selling}$ estará en función de este coste.

La razón de esta amplia horquilla se debe a la enorme inestabilidad de los precios nacionales de la electricidad [76], [77]. Así, para el tercer trimestre de 2022, los precios medios de la electricidad fueron de 27,33 cEUR/kWh para el conjunto de los 27 países de la UE, con precios que oscilaron entre 7,77 cEUR/kWh y 54,65 cEUR/kWh (Países Bajos: 7,77 cEUR/kWh, Hungría: 10,59 cEUR/kWh, Polonia: 14,66 cEUR/kWh, Grecia: 18,71 cEUR/kWh, Francia: 21,59 cEUR/kWh, España: 33,07 cEUR/kWh, Alemania: 33,17 cEUR/kWh, Italia: 36,18 cEUR/kWh, Dinamarca: 54,65 cEUR/kWh, entre otros). Mientras tanto, para el cuarto trimestre de 2022, el precio medio de la electricidad fue de 29,49 cEUR/kWh para el conjunto de los países de la UE, con precios que oscilaron entre 8,35 cEUR/kWh y 62,41 cEUR/kWh (Países Bajos: 8. 35 cEUR/kWh, Hungría: 12,19 cEUR/kWh, Polonia: 14,66 cEUR/kWh, Grecia: 17,07 cEUR/kWh, Francia: 21,73 cEUR/kWh, España: 21,86 cEUR/kWh, Alemania: 35,86 cEUR/kWh, Italia: 61,21 cEUR/kWh, Dinamarca: 62,41 cEUR/kWh, entre otros) [78].

El análisis de rentabilidad requiere conocer la cantidad de energía suministrada por la microrred e inyectada en la red principal, y la cantidad de energía comprada a la red principal. Estos datos se han obtenido de un estudio previo [79] y se muestran en la Tabla 3.3. Teniendo en cuenta estos datos, la Ecuación (3.4) calcula el ahorro a lo largo de la vida útil de la microrred. El ahorro se calcula sumando los gastos asociados al ahorro de compra de energía a la red principal debido a la energía producida por la propia microrred y los ingresos

derivados de la venta del excedente de energía a la red principal y restando a esta cantidad los costes asociados a la compra de energía de la red principal en momentos en los que la microrred no puede abastecerse completamente por sus propios medios. La Figura 3.3 muestra el ahorro obtenido con cada SGE.

$$C_{savings} = \left(c_{buying} \cdot E_{saved} + c_{selling} \cdot E_{grid\ out} - c_{buying} \cdot E_{grid\ in}\right) \cdot T \qquad (3.4)$$

Donde:

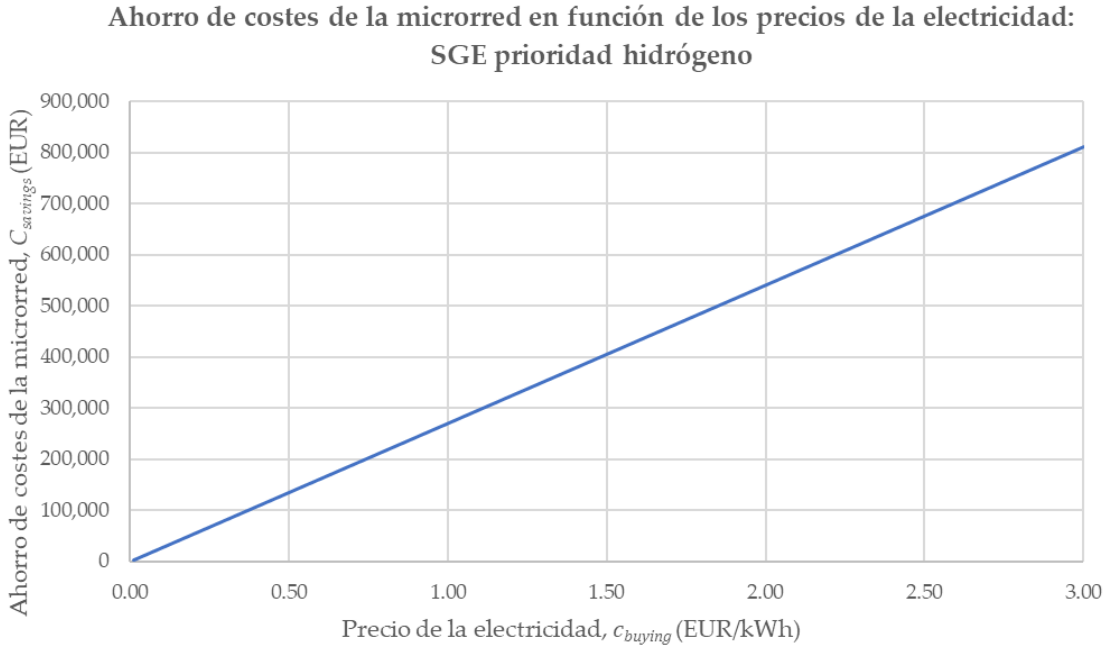
$C_{savings}$: ahorro total de la microrred (EUR)

E_{saved}: energía ahorrada anualmente, es decir, la energía que no se compra a la red principal (kWh)

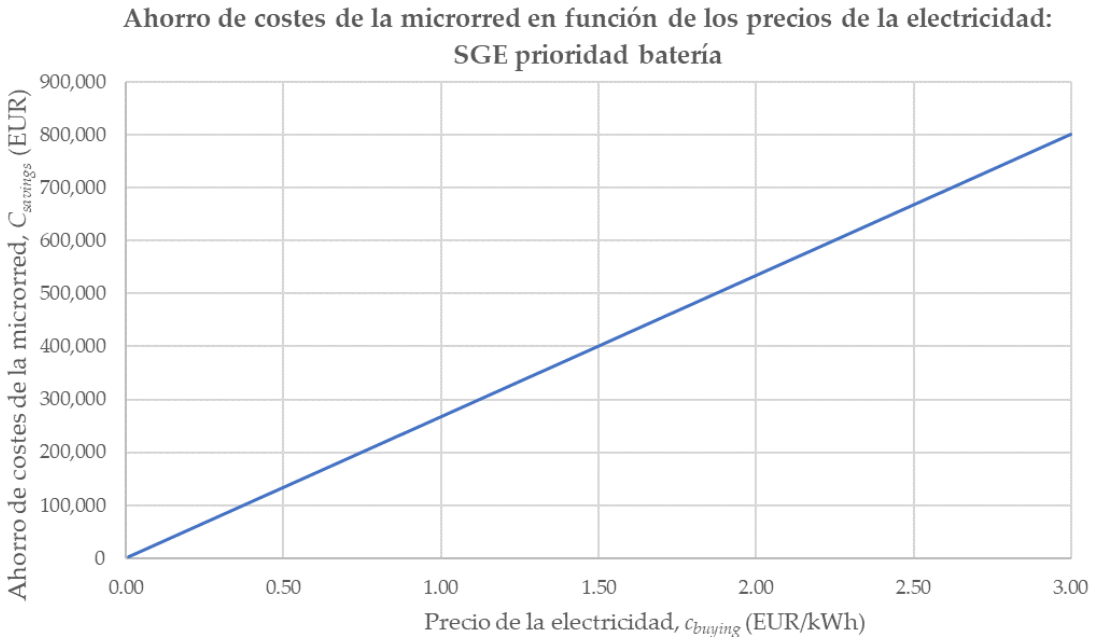
$E_{grid\ out}$: energía inyectada anualmente a la red principal (kWh)

$E_{grid\ in}$: energía obtenida de la red principal anualmente (kWh)

T: vida útil de la microrred (20 años).



(a)



(b)

Figura 3.3. *Ahorro de costes de microrred basado en los costes de electricidad para (a) SGE de prioridad hidrógeno, (b) SGE de prioridad batería.*

Tabla 3.3. *Ahorro anual de energía, energía vertida y energía extraída de la red para ambos SGE.*

	Prioridad hidrógeno	**Prioridad batería**
Energía vertida a la red (kWh)	8.653	10.510
Energía extraída de la red (kWh)	223,3	514,6
Ahorros energéticos (kWh)	11.826,7	11.535,4

La microrred objeto de estudio será rentable si los ahorros son superiores a los gastos del proyecto, que se deben a los costes de inversión y a los costes de operación y mantenimiento (O&M). Dado que la microrred estudiada tiene integrados sistemas basados en hidrógeno, se estudiarán los costes totales asociados a la microrred en función de la reducción de costes de los sistemas basados en hidrógeno para ambos SGE, basándose en los datos obtenidos del estudio previo mencionado [79], que se muestran en la Tabla 3.4. La reducción de costes de los sistemas basados en hidrógeno objeto de estudio varía entre el 0% (es decir, los costes actuales) y el 100%. Aunque el escenario de reducción de costes del 100% no es realista, se ha incluido en el estudio para ofrecer una visión general de los costes, beneficios y rentabilidad del proyecto en términos de reducción de costes. Sin embargo, si la misma reducción de costes que se produjo de 1983 a 2019 para la energía eólica (72% [52]) se infiere para los sistemas de hidrógeno, la microrred será mucho más rentable (por lo que es incluso mejor considerar, para abarcar un estudio completo, escenarios más optimistas). Así, en la Figura 3.4, los costes de inversión y de O&M (que pueden calcularse gracias a las ecuaciones (3.5) y (3.**6**), respectivamente) se pueden observar en función de la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno.

$$C_{inv_{Total}} = \frac{100 - R_{H_2\ sys.red}}{100} \cdot C_{inv_{H_2 sys.T_0}} + \frac{100 - R_{Bat.+RES_{red}}}{100} \cdot \left(C_{inv_{T_0}} - C_{inv_{H_2 sys.T_0}}\right) \quad (3.5)$$

$$C_{O\&M_{Total}} = \frac{100 - R_{H_2\ sys.red}}{100} \cdot C_{O\&M_{H_2 sys.T_0}} + \frac{100 - R_{Bat.+RES_{red}}}{100} \cdot \left(C_{O\&M_{T_0}} - C_{O\&M_{H_2 sys.T_0}}\right) \quad (3.6)$$

Donde:

$C_{inv_{total}}$: coste de inversión total (inversión inicial + sustituciones) basado en el escenario de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (EUR);

$R_{H_2\ sys.red}$: reducción estudiada del coste de los sistemas de hidrógeno (%)

$C_{inv_{H_2\ sys.T_0}}$: costes de inversión totales de los sistemas de hidrógeno (inversión inicial + sustituciones) para el escenario de reducción de costes del 0% (EUR)

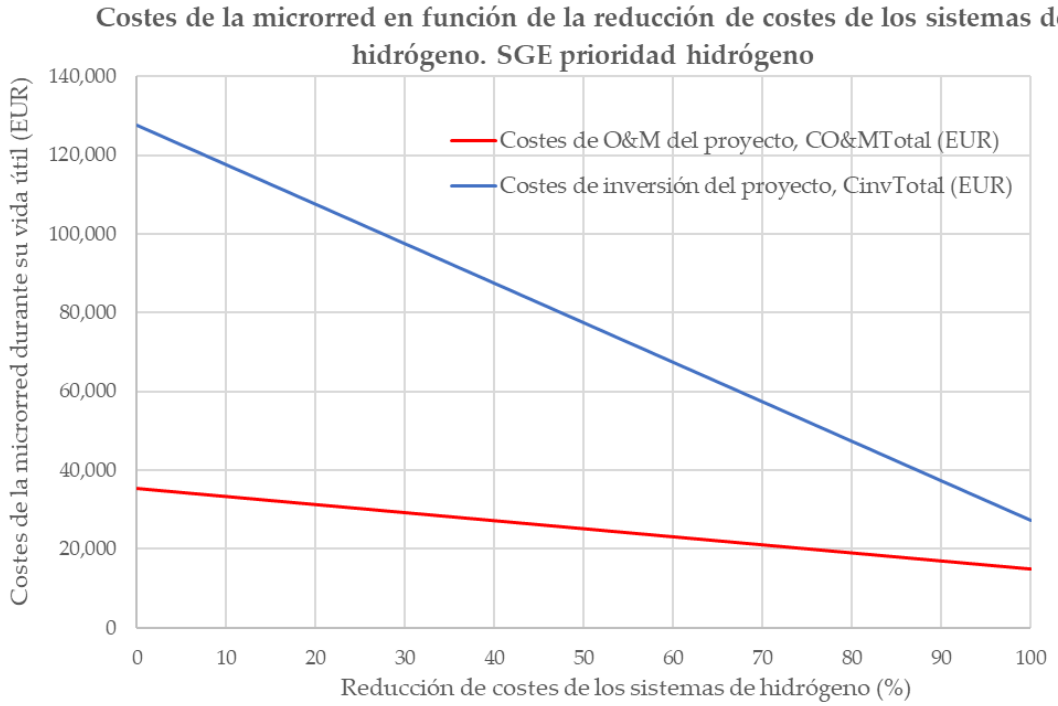
$R_{Bat.+RES_{red}}$: reducción estudiada del coste de los sistemas de baterías + FER (%)

$C_{inv_{T_0}}$: coste de inversión total (inversión inicial + sustituciones) para el escenario de reducción de costes del 0% (EUR)

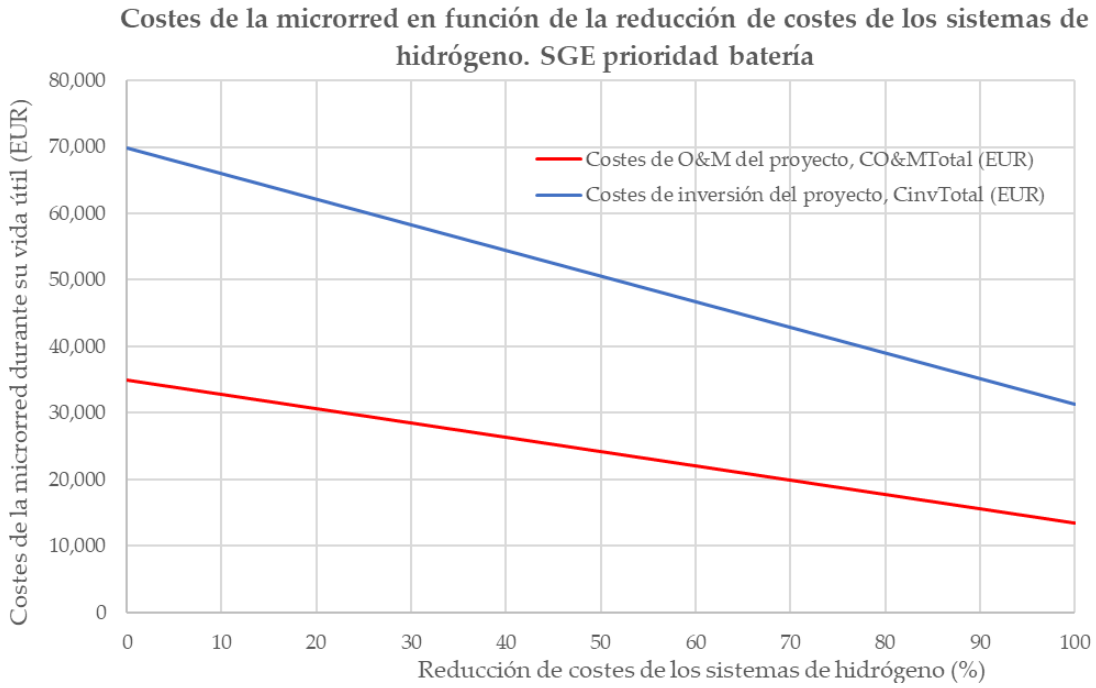
$C_{O\&M_{Total}}$: coste total de O&M basado en el escenario de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (EUR)

$C_{O\&M_{H_2\ sys.T_0}}$: coste total de O&M de los sistemas de hidrógeno para el escenario de reducción de costes al 0% (EUR)

$C_{O\&M_{T_0}}$: coste total de O&M para el escenario de reducción de costes del 0% (EUR).



(a)



(b)

Figura 3.4. *Costes de la microrred basados en la reducción de los costes de los sistemas de hidrógeno para: (a) SGE prioridad hidrógeno, y (b) SGE prioridad batería.*

Tabla 3.4. *Costes a lo largo de la vida útil de la microrred para ambos SGE en un escenario de reducción de costes para los sistemas de hidrógeno del 0%* [79].

	SGE prioridad hidrógeno	**SGE prioridad batería**
Costes de inversión inicial de los sistemas de hidrógeno (EUR)	25.125,27	25.125,27
Costes de inversión iniciales totales (EUR)	52.339,78	52.339,78
Costes de sustitución de los sistemas de hidrógeno (EUR)	74.177,4	13.515
Costes de sustitución de la batería (EUR)	0	4.022,88
Costes de inversión totales (EUR)(1)	126.517,18	69.877,66
Costes de O&M totales de los sistemas de hidrógeno (EUR)	20.370,83	21.441,87
Costes de O&M totales (EUR)	35.254,03	34.877,08

(1) Coste total de la inversión = Coste total de la inversión inicial + Coste de sustitución de los sistemas de hidrógeno + Coste de sustitución de la batería.

La Figura 3.4 muestra los costes de la microrred basados en una previsión de la tasa de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno del 0% al 100%.

Para cada tasa de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno, habrá un precio de la electricidad a partir del cual la microrred será rentable (es decir, el ahorro de costes será mayor que los costes del proyecto). La Tabla 3.5 muestra el precio de la electricidad que hace que la microrred sea un proyecto rentable en función de la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno.

Tabla 3.5. *Precio de la electricidad a partir del cual la microrred es rentable para ambos SGE en función de la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno.*

Reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (%)	Precio rentable de la electricidad c_{buying} (EUR/kWh) (SGE prioridad hidrógeno)	Precio rentable de la electricidad c_{buying} (EUR/kWh) (SGE prioridad batería)
0	0,61	0,40
10	0,56	0,38
20	0,52	0,35
30	0,47	0,33
40	0,43	0,31
50	0,38	0,29
60	0,34	0,26
70	0,29	0,24
80	0,25	0,22
90	0,21	0,19
100	0,16	0,17

Como se muestra en la Tabla 3.5, el precio de la electricidad a partir del cual la microrred será rentable para los SGE de prioridad baterías será inferior al precio respectivo para los SGE de prioridad hidrógeno. Sin embargo, cuanto mayor sea la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno, menor será la diferencia entre el precio de la electricidad que hace que la microrred sea rentable para los dos SGE. Esto se representa en la Figura 3.5.

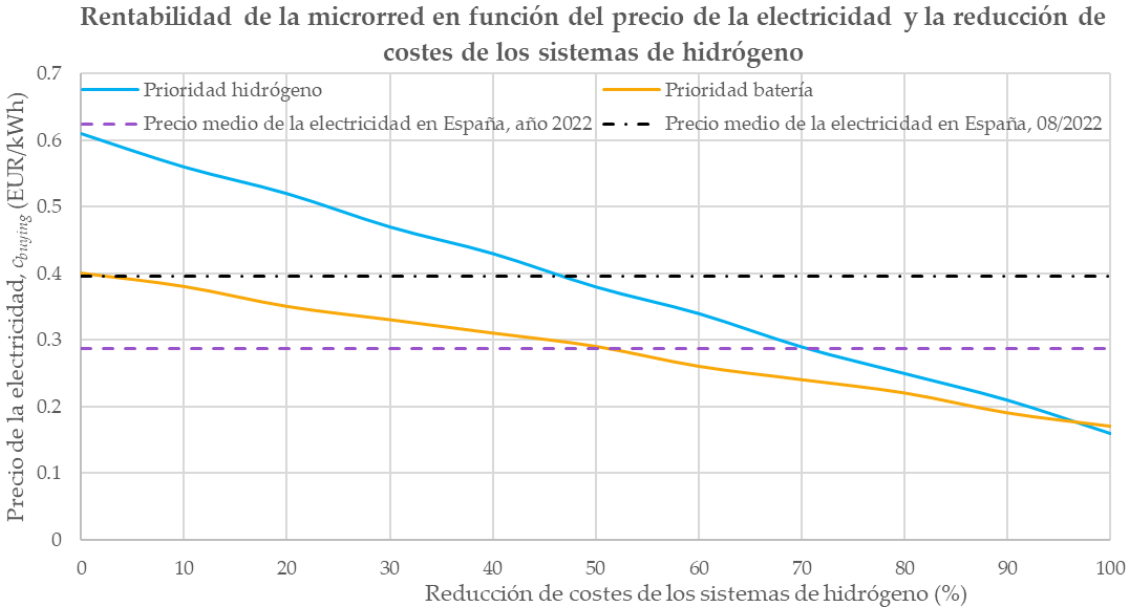
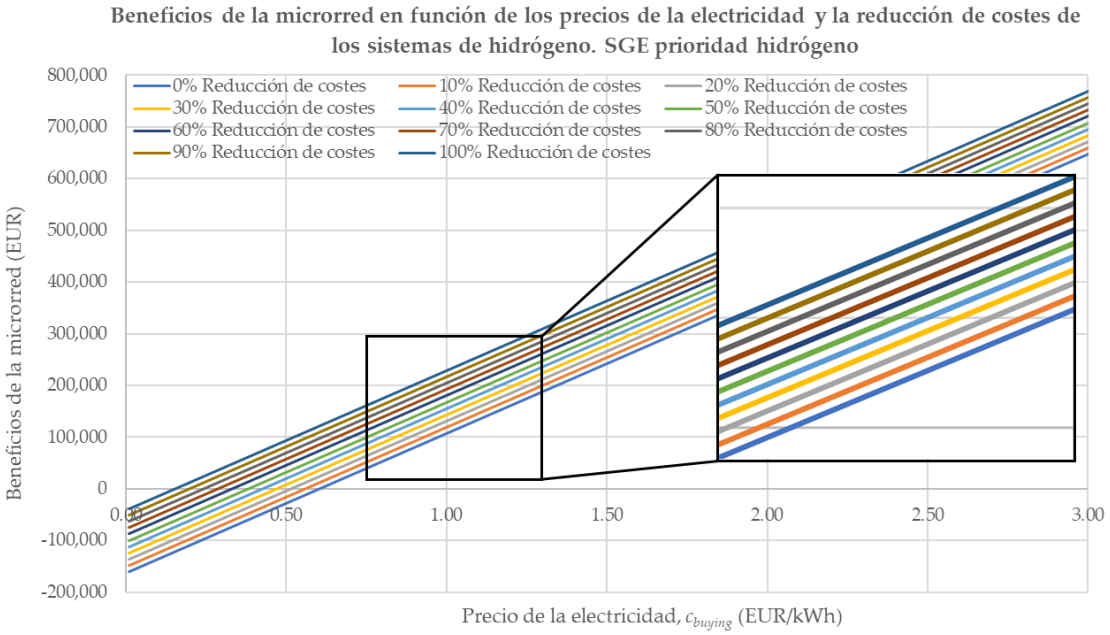


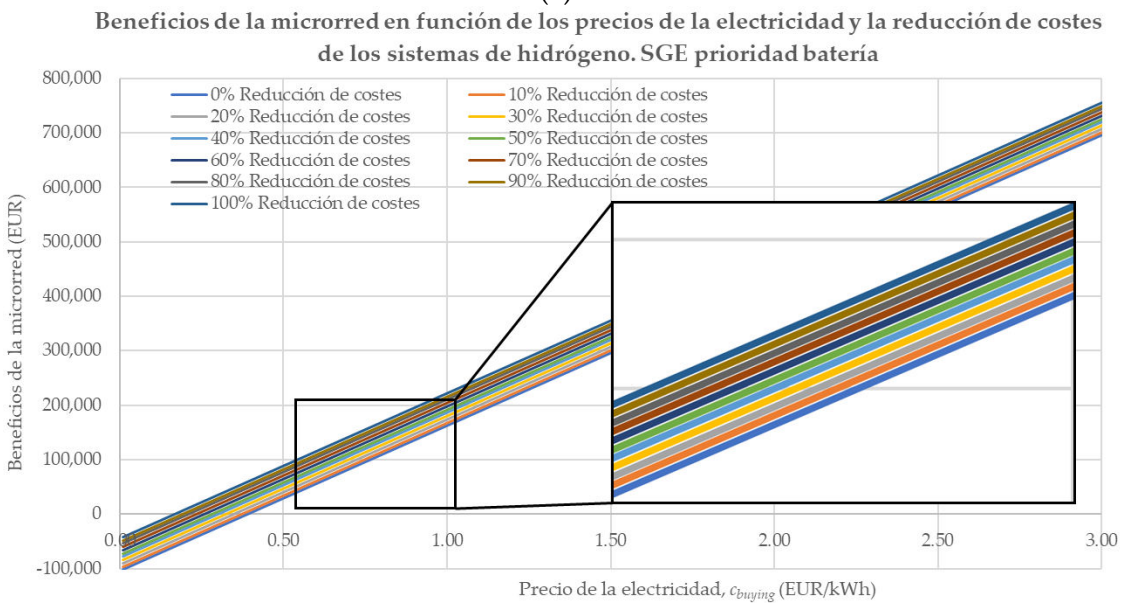
Figura 3.5. *Precio de la electricidad a partir del cual la microrred resulta rentable, basado en la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (Precios medios de la electricidad en España obtenidos de https://www.esios.ree.es/ (Consultado el 18 de enero de 2023). En agosto de 2022, los precios de la electricidad en España alcanzaron el valor más alto del histórico de datos).*

Además, la microrred generará beneficios económicos si el precio de compra de la electricidad es superior al precio rentable, y pérdidas económicas si el precio de compra de la electricidad es inferior al precio rentable. La Figura 3.6 muestra los beneficios de la microrred (a lo largo de su vida útil) en función de los precios de la electricidad (EUR/kWh) y de la reducción de costes de los

sistemas de hidrógeno (%), basándose en los datos obtenidos de un estudio anterior [79] para los dos SGE que se muestran en la Tabla 3.5.



(a)

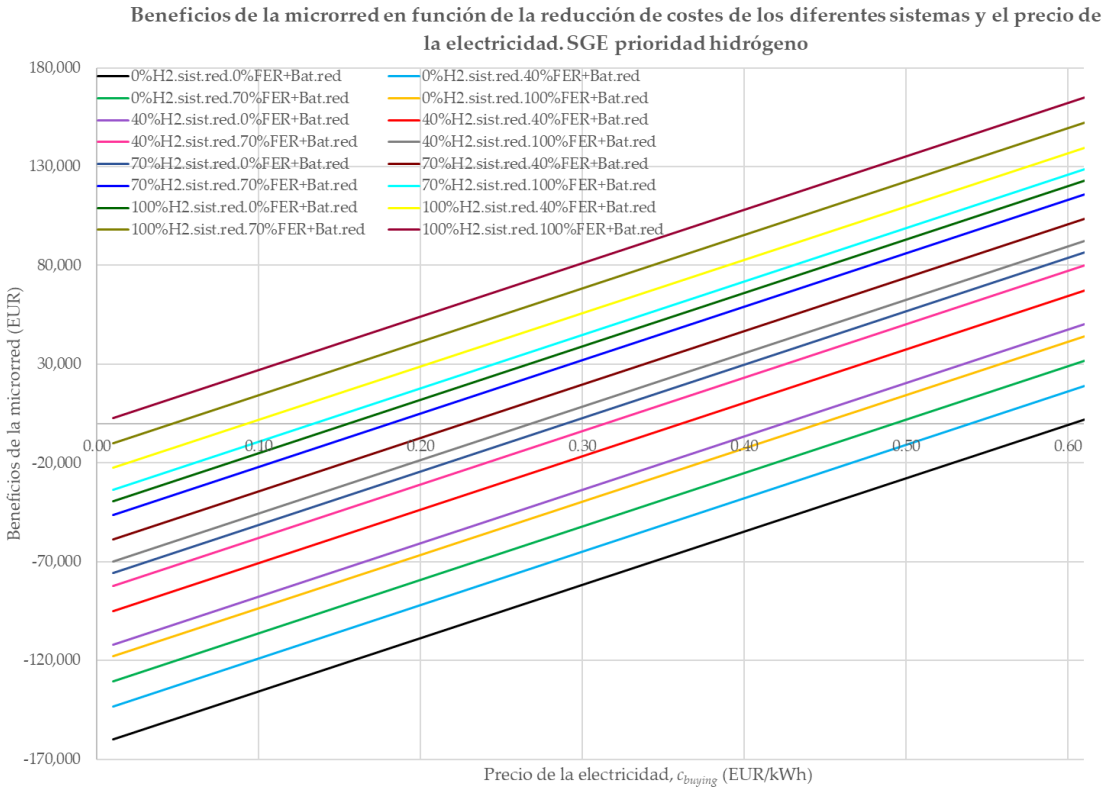


(b)

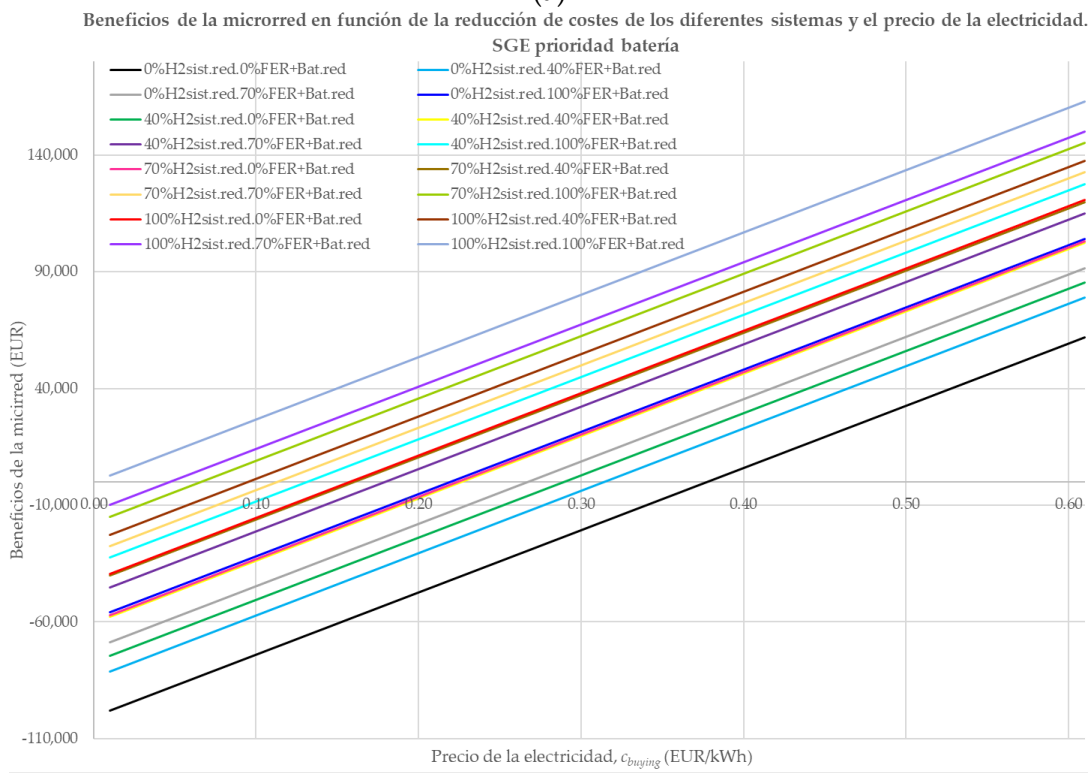
Figura 3.6. *Beneficios del proyecto basado en el precio de la electricidad y la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno para (a) SGE prioridad hidrógeno y (b) SGE prioridad batería.*

Además, dado que las tendencias del mercado muestran reducciones de costes en FER como la eólica y la solar fotovoltaica [52], y en sistemas de baterías [56], se ha incluido un nuevo escenario para el estudio de rentabilidad, en el que habrá una reducción de costes en los sistemas de hidrógeno y en los sistemas de FER + baterías (de 0 a 100%, para obtener una visión general de los beneficios del proyecto de la misma forma que se hizo anteriormente para los sistemas de hidrógeno). Así, la Figura 3.7 muestra los beneficios de la microrred, en términos de reducción de costes para los sistemas de hidrógeno y de reducción de costes

para los sistemas de FER + baterías, basándose en los datos obtenidos de un estudio previo [79] y el precio de la electricidad, para ambos SGE implementados.



(a)



(b)

Figura 3.7. *Beneficios de la microrred basado en el precio de la electricidad, reducción de costes de sistemas de hidrógeno (0%, 40%, 70% y 100%) y la reducción de costes de sistemas de FER + batería (0%, 40%, 70% y 100%) para (a) SGE prioridad hidrógeno y (b) SGE prioridad batería.*

Como se muestra en la Figura 3.7, sea cual sea el SGE que se implemente, cuanto mayor sea la reducción de costes de los sistemas que componen la microrred, mayores serán los beneficios para la microrred. Estos serán mayores para el SGE de prioridad batería, pero la diferencia se reducirá a medida que aumente la reducción de costes de los sistemas hasta el punto de que, cuando esta reducción sea lo suficientemente significativa, el SGE con prioridad hidrógeno generará mayores beneficios para la microrred.

3.4 Discusiones

En primer lugar, a partir del análisis de costes y beneficios realizado en este estudio, se ha constatado que, en el caso de los SGE de prioridad hidrógeno, el ahorro de costes del proyecto es mayor que en el caso de los SGE de prioridad batería, independientemente del precio de la electricidad, como se muestra en la Figura 3.3. No obstante, los costes del proyecto (por un lado, la inversión inicial y los costes de sustitución y, por otro, los costes de operación y mantenimiento) asociados a los SGE de prioridad hidrógeno también son superiores a los de los SGE de prioridad batería. Sin embargo, la diferencia se reduce a medida que continúa la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (y en un escenario utópico de reducción del 100% de los costes de los sistemas de hidrógeno, los SGE de prioridad hidrógeno tendrán costes asociados más bajos), como se muestra en la Figura 3.4. Como resultado, el precio de la electricidad a partir del cual la microrred resulta rentable es considerablemente más alto para la estrategia de prioridad hidrógeno que para la estrategia de prioridad batería (concretamente, para un escenario de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno del 0%, sería de 0,61 EUR/kWh, frente a 0,4 EUR/kWh, respectivamente). Pero, esta diferencia se reduce a medida que aumenta la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno. En el escenario utópico de reducción de costes del sistema de hidrógeno al 100%, prácticamente no habría diferencia entre el precio de la electricidad que haría rentable la microrred para ambos SGE. De hecho, el precio rentable de la electricidad sería de 0,16 EUR/kWh para el SGE de prioridad hidrógeno, frente a 0,17 EUR/kWh para el SGE de prioridad batería, como se muestra en la Tabla 3.5 y la Figura 3.5. Si se estudian los beneficios (o pérdidas) económicas, en función del precio de la electricidad (EUR/kWh) y de la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno (%), el resultado es que sólo en escenarios con precios de la electricidad elevados y una reducción de costes de los sistemas de hidrógeno elevadas (al menos, superior al 91%), el SGE de prioridad hidrógeno es más rentable que el SGE de prioridad batería. En el escenario utópico descrito anteriormente, el SGE de prioridad hidrógeno siempre es más rentable que el otro, como se muestra en la Figura 3.6. Por ejemplo, en un escenario de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno del 99%, para un precio de la electricidad a partir de 0,31EUR/kWh, los beneficios para el SGE de prioridad hidrógeno serían mayores. Por último, si también se

considera una reducción de los costes de los sistemas basados en batería y FER, se puede obtener un precio rentable de la electricidad significativamente más bajo. No obstante, ese precio será más alto para el SGE de prioridad hidrógeno que para el SGE de prioridad batería (excepto en escenarios en los que tanto el precio de la electricidad como la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno sean altos), como se muestra en la Figura 3.7.

Hay que tener en cuenta que, aunque una reducción del 100% de los costes de los sistemas es imposible, gracias a los avances tecnológicos se está produciendo una disminución, aunque lenta, de los costes de los equipos, por lo que se espera que el precio de la electricidad a partir del cual la microrred es rentable disminuya significativamente en los próximos años. De hecho, considerando la misma reducción de costes que han experimentado los aerogeneradores entre 1983 y 2019, del 72% [52] para los sistemas de hidrógeno y sistema de baterías + FER, el precio rentable de la electricidad sería de 0,19 €/kWh para el SGE de prioridad hidrógeno y de 0,12 €/kWh para el SGE de prioridad batería. En comparación con el escenario actual en España [76], en el tercer trimestre de 2022, cuando el precio de la electricidad era de 33,07 cEUR/kWh [77] y de 21,86 cEUR/kWh [78], en el cuarto trimestre de 2022, la mencionada reducción del 70% en el coste de los sistemas de hidrógeno sería más rentable que un escenario de conexión total a la red principal para ambos SGE. En cualquier caso, para el SGE de prioridad batería, en un escenario de 70% de reducción de costes de los sistemas de hidrógeno, el precio de la electricidad al que la microrred sería rentable (0,12 EUR/kWh) sería incluso inferior al precio de la electricidad antes del incierto escenario actual (0,136 EUR/kWh [53]), en el que los precios de la electricidad son altos y están sujetos a fuertes fluctuaciones. Este escenario significaría que una microrred basada en hidrógeno puede ser una solución económicamente competitiva, en un momento en el que se evitan las emisiones de dióxido de carbono, como se muestra en la Figura 3.8 [80].

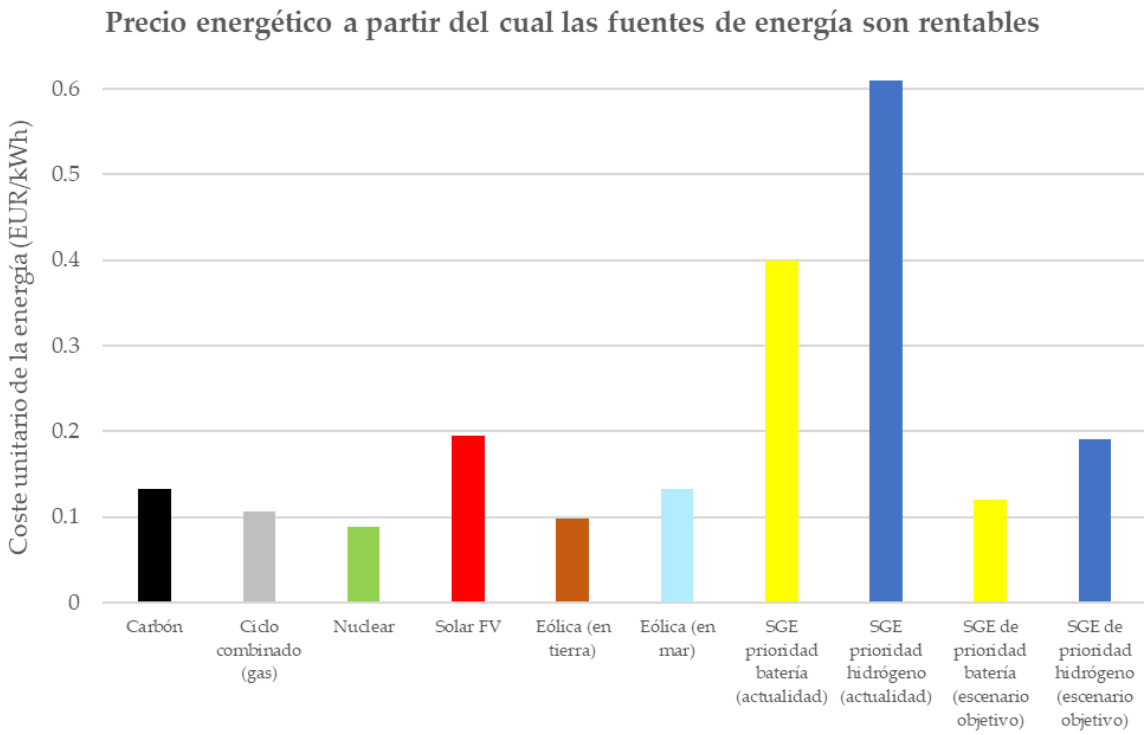


Figura 3.8. *Precio de la energía a partir del cual distintas fuentes energéticas son rentables.*

Más allá del estudio de rentabilidad realizado en este capítulo, cabe señalar que una microrred basada en hidrógeno renovable puede aportar importantes beneficios medioambientales y sociales. Es respetuosa con el medio ambiente porque los equipos basados en energías renovables que forman parte de la microrred no tienen huella de carbono asociada, excepto en los casos en los que la microrred toma electricidad de la red principal [79]. Los beneficios sociales son la posibilidad de crear nuevos puestos de trabajo asociados a las tareas de operación y mantenimiento de los equipos que componen estas microrredes, así como garantizar índices de calidad medioambientales a la población que vive en las proximidades de dichas microrredes.

3.5 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado un estudio de rentabilidad económica de una microrred basada en hidrógeno.

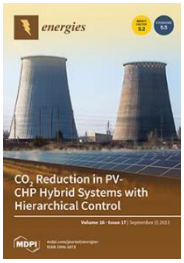
Para que una microrred basada en hidrógeno pueda ser implantada a nivel socioeconómico, es necesario estudiar los costes asociados y los beneficios que se pueden obtener de ella. Además, los resultados obtenidos en este estudio pueden ser trasladados a otras localizaciones, siempre y cuando se tenga en cuenta el perfil de producción renovable, el perfil de consumo y el tiempo de uso (que, a su vez, dependerá del SGE implementado) de cada uno de los equipos que componen la microrred. Además, es crucial estudiar cuándo los precios de compra de electricidad a la red principal son lo suficientemente altos como para que la microrred sea rentable, teniendo en cuenta tanto el precio de compra y

venta de la electricidad como la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno y de los sistemas FER + batería. Dado que el SGE implementado en una microrred (responsable de su control) condiciona el precio de la electricidad a partir del cual la microrred será rentable, en este trabajo se han estudiado dos SGE: SGE con prioridad hidrógeno y SGE con prioridad batería.

En cuanto a los resultados obtenidos, aunque el SGE de prioridad hidrógeno tiene un mayor ahorro de costes que el SGE de prioridad batería, también tiene unos costes asociados mucho más elevados (debido al mayor número de sustituciones). Esto implica que el precio de la electricidad a partir del cual se hace rentable la microrred es significativamente superior para este SGE, excepto en el escenario utópico en el que la reducción de costes del sistema de hidrógeno es del 100% (en el que sería ligeramente inferior). No obstante, los beneficios del SGE de prioridad hidrógeno pueden ser mayores que los del SGE de prioridad batería en caso de precios altos de la electricidad o de una reducción elevada de los costes del sistema de hidrógeno. Esta tendencia también se da en el escenario en el que se incluye el sistema de baterías + la reducción de costes de las FER (que supone unos precios rentables de la electricidad significativamente más bajos), en el que (a menos que la reducción de costes de los sistemas de hidrógeno y los precios de la electricidad sean elevados), el SGE de prioridad batería ofrece mayores beneficios. Sin embargo, no hay que olvidar que en el presente estudio se han considerado dos SGE: el SGE de prioridad hidrógeno y el SGE de prioridad batería. Por tanto, este estudio debe considerarse como un punto de partida para estudiar en el futuro el precio de la electricidad a partir del cual la microrred resulta rentable para otros SGE diferentes.

Este análisis de la rentabilidad económica de una microrred basada en hidrógeno tiene claras implicaciones políticas. En una época en la que los precios de la energía fluctúan, es fundamental realizar una gran inversión en investigación y desarrollo para reducir los costes de los sistemas (tanto de los sistemas de hidrógeno como de los sistemas de baterías + FER) hasta el punto en que una configuración de microrred como la descrita sea rentable en comparación con una carga permanentemente conectada a la red eléctrica principal. Aunque este escenario pueda parecer lejano, lo cierto es que, a día de hoy (escenario de 0% de reducción de costes), la estrategia de prioridad batería no está demasiado lejos de hacer la microrred rentable desde el punto de vista económico. A partir de un precio de la electricidad de 40 cEUR/kWh, alcanzaría este objetivo (este precio ha estado cerca de alcanzarse recientemente en España en el tercer trimestre 2022, 33,07 cEUR/kWh). Finalmente, este capítulo ha realizado un análisis económico clave que ayudará a la toma de decisiones políticas en el ámbito de la implantación de microrredes basadas en hidrógeno.

ENERGIES 2023, 16(17), 6222



Capítulo 4. Hidrógeno verde: Consumo de recursos, madurez tecnológica y marco regulatorio

Palabras clave

Hidrógeno verde

Huella hídrica

Huella energética

TRL de las tecnologías de hidrógeno

Marco regulatorio

Garantías de origen

Resumen

La actual crisis climática hace más que evidente la necesidad de reducir las emisiones de carbono. Por ello, se espera que las fuentes de energía renovable desempeñen un papel fundamental. Sin embargo, la producción de estas fuentes no es controlable, sino que depende de las condiciones meteorológicas. Por ello, el hidrógeno verde (hidrógeno producido a partir de la electrólisis del agua utilizando energías renovables) se perfila como el vector energético clave para resolver este problema. Aunque se han estudiado ampliamente distintas propiedades del hidrógeno, no se han analizado en profundidad algunos aspectos clave como la huella hídrica y energética, así como el desarrollo tecnológico y el marco normativo del hidrógeno verde en distintas partes del mundo. Este capítulo realiza un análisis basado en datos de estos tres pilares: huella hídrica y energética, madurez tecnológica y marco normativo de la tecnología del hidrógeno verde. Los resultados permitirán evaluar el despliegue del hidrógeno verde, tanto la situación actual como las expectativas. En cuanto a la huella hídrica, ésta es inferior a la de otros combustibles fósiles y competitiva con otros tipos de hidrógeno, mientras que la huella energética es superior a la de otros combustibles. Además, los datos muestran que el marco tecnológico y normativo para el hidrógeno no está plenamente desarrollado y existe una gran desigualdad en la legislación sobre hidrógeno verde en las distintas regiones del mundo.

Lista de acrónimos

AEC	Australian Energy Council (Consejo Australiano de la Energía)
AEG	Aerogel
AEM	Anion Exchange Membrane (Membrana de Intercambio Aniónico)
AEM-FC	Anion Exchange Membrane Fuel Cell (Pila de Combustible de Membrana de Intercambio Aniónico)
AEM-WE	Anion Exchange Membrane Water Electrolysis (Electrólisis de Membrana de Intercambio Aniónica)
AFC	Alkaline Fuel Cell
ANP	Agencia Nacional para el Petróleo, gas natural y biocombustibles
AWE	Alkaline Water Electrolysis (Electrólisis Alcalina)
BMZ	BundesMinisterium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Ministerio Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo)
CA	Carbono Activo
CCA	Captura de Carbono y Almacenamiento
CcH_2	Hidrógeno Criocomprimido
CER	Clean Energy Regulator (Regulador de Energías Limpias)
CH_2	Hidrógeno Comprimido
CNMC	Comisión Nacional de Mercados y la Competencia
CT	Carbono Templado
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Pila de Combustible de Uso Directo de Metanol)
EEUU	Estados Unidos
FC	Fibras de Carbono
FCT	FotoCaTálisis
FER	Fuentes de Energía Renovables
FF	Foto-Fermentación
$FHRDH_2$	Fabricación de Hierro por Reducción Directa de Hidrógeno
FO	Fermentación Oscura
FS	FisiSorción
FV	Fotovoltaico
GB	Gasificación de Biomasa
GC	Gasificación del Carbón
GO	Garantía de Origen
GP	Gasificación del Plasma
HC	Hidruros Complejos
HCI	Hydrogen Cleanness Index (Índice de Limpieza del Hidrógeno)
H_2ICE	Hydrogen Internal Combustion Engine (Motor de Hidrógeno de Combustión Interna)
HM	Hidruros Metálicos
HSC	Hydrogen Supply Chain (Cadena de Suministro de Hidrógeno)
HT	HidroTratamiento
HV	Hidrógeno Verde
LCFS	Low Carbon Fuel Standard (Normativa sobre Combustibles Bajos en Carbono)
LHV	Lower Heating Value (Poder Calorífico Inferior)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (Portadores de Hidrógeno Líquido Orgánico)
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Pila de Combustible de Carbonato Fundido)
MEAA	Método de Extracción Asistida por Ácido
MES	Método de Extracción en Seco
MOF	Metal Organic Framework (Estructura Metálica Orgánica)
NC	Nanotubos de Carbono
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Pila de Combustible de Ácido Fosfórico)

PEM	Proton Exchange Membrane (Membrana de Intercambio Protónica)
PEM-FC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Pila de Combustible de Membrana de Intercambio Protónica)
PEM-WE	Proton Exchange Membrane Water Electrolysis (Electrólisis de Membrana de Intercambio Protónica)
PGB	PiroGasificación de Biorresiduos
PM	Pirólisis del Metano
RAT	Reformado AutoTérmico
RB	Reformado de Biomasa
RC	Refinado de Crudo
RD	Real Decreto
RIE	Retorno de la Inversión Energética
RU	Reino Unido
SAE	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SMR	Steam and Methane Reforming (Reformado de Vapor y Metano)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Pila de Combustible de Óxido Sólido)
SO-WE	Solid Oxide Water Electrolysis (Electrólisis de Óxido Sólido)
TDH	Tecnologías de Distribución de Hidrógeno
TRL	Technology Readiness Level (Grado de Madurez Tecnológica)
UE	Unión Europea
UHU	Universidad de Huelva
US DOE	United States Department Of Energy (Departamento de Energía de Estados Unidos)

Lista de símbolos

ΔG	Energía libre de Gibbs (kJ/mol)
ΔH	Entalpía de formación (kJ/mol)
ΔS	Entropía (kJ/(mol·K))
$E_{a.PV\ microgrid}$	Energía FV generada anualmente en la microrred estudiada (22.590 kWh)
$E_{a.PV\ world}$	Energía FV generada anualmente a nivel mundial ($830.741 \cdot 10^6$ kWh/año)
$E_{a.wind\ China}$	Energía eólica generada anualmente en China ($800 \cdot 10^9$ kWh)
$E_{a.wind\ microgrid}$	Energía eólica generada anualmente en la microrred estudiada (1087 kWh)
$E_{electrolysis}$	Energía requerida por el electrolizador para que la electrólisis tenga lugar (36.14–54.6 kWh/kg H_2)
F	Constante de Faraday (96485 C/mol)
P_{PV}	Potencia FV instalada en la ubicación considerada (15 kW)
$P_{PV\ world}$	Potencia FV total instalada a nivel mundial ($710 \cdot 10^6$ kW)
P_{wind}	Potencia eólica instalada en la ubicación considerada (3.4 kW)
$P_{wind\ China}$	Potencia eólica total instalada en China ($278.353 \cdot 10^6$ kW)
T	Temperatura (K)
$T_{PV\ panel}$	Vida media de un panel FV (25–30 años/panel)
T_{WT}	Vida media de una turbina eólica (20 años/turbina eólica)
U_0	Voltaje estándar de equilibrio de la célula de electrólisis del agua ($U_0 = 1.229$ V)
$WF_{electrolyser}$	Huella hídrica del electrolizador (9.1–18 L H_2O/kg H_2)
$WF_{Huelva\ gr.H_2}$	Huella hídrica del hidrógeno verde producido en Huelva (L H_2O/kg H_2)
$WF_{Huelva\ H_2solar}$	Huella hídrica del hidrógeno verde producido a partir de energía solar en Huelva (L H_2O/kg H_2)

$WF_{Huelva\ H_2\ wind}$	Huella hídrica del hidrógeno verde producido a partir de energía eólica en Huelva (L H_2O/kg H_2)
$WF_{PV}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right)$	Huella hídrica de la potencia FV
$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	Huella hídrica energía FV en "Campus La Rábida" (University of Huelva)
$WF_{PV\ world}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	Huella hídrica de la energía FV a nivel mundial (0–0.11 L H_2O/kWh)
$WF_{wind}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right)$	Huella hídrica de la potencia eólica
$WF_{wind\ China}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	Huella hídrica de la energía eólica en China (0–0.64 L H_2O/kWh).
$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	Huella hídrica de la energía eólica en "Campus La Rábida" (Universidad de Huelva).
z	Número de electrones convertidos por molécula de H_2 (z = 2).

4.1 Introducción: Antecedentes científicos y trabajos relacionados

La emergencia climática pone de manifiesto la necesidad de reducir las emisiones de carbono de acuerdo con los compromisos del Acuerdo de París de 2015 [81] y de buscar una alternativa a los combustibles fósiles [82], [83]. En ese sentido, la implantación de sistemas basados en fuentes de energía renovables (FER) es esencial para lograr este objetivo. Sin embargo, la generación de energía a partir de FER (como la eólica o la solar) no es constante, sino estocástica, por lo que se requieren sistemas de almacenamiento de energía cuando la producción renovable es superior a la demanda energética para luego utilizar esta energía almacenada cuando se necesite [67], [75]. Entonces, el uso de hidrógeno verde (producido a partir de agua y fuentes de energía renovables) como vector energético tiene sentido [75]. Además, debido a su elevado potencial y a sus propiedades químicas, se espera que el hidrógeno sea uno de los principales vectores energéticos y que sea decisivo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir a evitar que la temperatura de la Tierra aumente por encima de 1,5 °C [24], [81], [84].

Entre las más que conocidas propiedades que hacen del hidrógeno el candidato más idóneo para descarbonizar tanto la economía como la industria, cabe destacar la posibilidad de utilizar el hidrógeno como opción de almacenamiento a largo plazo [8], [85], [86], gracias a su elevado poder calorífico inferior (en inglés, Lower Heating Value, LHV), que es de 33,36 kWh/kg (muy superior al del resto de combustibles fósiles) [8], [85]. El hidrógeno es una opción no contaminante (limpia), ya que no emite dióxido de carbono durante la combustión. Además, en el caso del hidrógeno denominado verde, también es sostenible, ya que se obtiene mediante la electrólisis del agua con aporte energético renovable [87]–[90].

La literatura científica ha demostrado que el hidrógeno posee las propiedades químicas que lo convierten en el candidato ideal para ser

considerado el combustible del futuro [8], [85], [86] y sin efecto nocivo medioambiental [87]–[89]. Ahora, ha llegado el momento de evaluar el hidrógeno verde desde otros puntos de vista que ayuden a comprender las posibilidades de despliegue a gran escala. Así, la huella de consumo de recursos, el grado de madurez tecnológica (en inglés, Technology Readiness Level, TRL) y el marco normativo son tres pilares que, debidamente analizados, permitirán definir el camino necesario que conduzca al despliegue correcto y adecuado de la tecnología del hidrógeno verde.

Se pueden encontrar diferentes estudios en los que se consideran los diferentes aspectos mencionados, como la huella hídrica del hidrógeno: en [91], se presenta la huella hídrica del hidrógeno obtenido mediante reformado de vapor y metano (en inglés, Steam and Methane Reforming, SMR), reformado de glicerol y reformado de bioetanol; en [92], se calcula la huella hídrica del hidrógeno obtenido gracias a la conversión de lodos municipales en hidrógeno mediante gasificación por plasma; en [22], se calcula, para el caso de Australia, la huella hídrica asociada al hidrógeno producido mediante electrólisis del agua con un aporte energético procedente de la red principal por un lado, de la energía fotovoltaica por otro, y finalmente de la energía eólica; mientras que en [23] se presenta la huella hídrica asociada a las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno, y en [93] se explica que una economía verde del hidrógeno tendría menores necesidades de agua que la actual economía basada en la energía de los combustibles fósiles. Sin embargo, en la bibliografía analizada no se ha encontrado ninguna comparación de la huella hídrica de las diferentes vías de producción de hidrógeno con la huella hídrica asociada a otras fuentes de energía, como la energía nuclear, el petróleo, el carbón, etc.

Por otro lado, en cuanto a la huella energética del hidrógeno, en [23], [94] se presenta la huella energética de la producción de hidrógeno mediante diferentes procesos (como el reformado de vapor y metano, la electrólisis del agua, o la gasificación de biomasa, entre otros), mientras que en [95], [96] se presenta la huella energética de diferentes tecnologías de electrólisis del agua. Sin embargo, en la bibliografía analizada no se encuentra ninguna comparación de la huella energética del hidrógeno con la huella energética de los combustibles fósiles por unidad de energía contenida en el combustible respectivo, o lo que equivalentemente se denomina la inversa del retorno de la inversión energética, RIE, por ejemplo.

Desde el punto de vista del desarrollo tecnológico de las diferentes tecnologías del hidrógeno, diversos trabajos han realizado un estudio del TRL de las tecnologías de producción de hidrógeno (como el hidrógeno obtenido mediante SMR, electrólisis del agua, pirólisis del metano, etc.) [24], [25], [27], [97]–[100]. En cuanto al almacenamiento y distribución, se presenta un estudio del TRL de las diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno (almacenamiento de hidruros metálicos, hidrógeno comprimido, hidrógeno

líquido, marcos metal-orgánicos, portadores orgánicos líquidos de hidrógeno, etc.) [27], [28], [101]–[104], y un estudio del TRL del proceso de distribución de hidrógeno (que se lleva a cabo en las tuberías) [28]. Además, es posible encontrar estudios que analizan los usos finales que se pueden dar al hidrógeno (es decir, la siderurgia, la producción de amoniaco o metanol, el uso del hidrógeno en refinerías, en pilas de combustible de membrana de intercambio protónica (en inglés, Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEM-FC), en pilas de combustible de óxido sólido (en inglés, Solid Oxide Fuel Cell, SOFC), etc.) desde el punto de vista del TRL [34,35,36]. Sin embargo, ninguna de las referencias consultadas realiza un estudio sobre el TRL incluyendo todas las tecnologías del hidrógeno en todas y cada una de las etapas de la cadena de suministro del hidrógeno, es decir, producción, almacenamiento, distribución y uso final del hidrógeno; además, en esta última etapa, casi ningún estudio analiza explícitamente el TRL [105].

El último pilar a analizar es el marco normativo desde el punto de vista de las garantías de origen (GO). Algunos trabajos [30], [31] estudian las definiciones formales de hidrógeno verde que se pueden encontrar en la literatura, así como las GOs que se están desarrollando en todo el mundo basadas en las definiciones formales en desarrollo, mientras que [32] propone un modelo para determinar el llamado Índice de Limpieza del Hidrógeno (en inglés, Hydrogen Cleanness Index, HCI), que puede ser considerado para los esquemas de GO. Además, en lo que respecta a las certificaciones de GO, ya existen proyectos como el proyecto Certifhy, que ya ha propuesto una GO de ámbito europeo para distinguir entre hidrógeno bajo en carbono e hidrógeno renovable [30], [106]. Sin embargo, entre las referencias consultadas, sólo [30] estudia el estado del arte de las certificaciones GO en todo el mundo; sin embargo, esta referencia no considera el estado legal actual del hidrógeno verde en diferentes partes del mundo, que es esencial para establecer posteriormente las certificaciones GO; además, sólo [31] estudia parcialmente la regulación del hidrógeno verde en las diferentes Estrategias Nacionales del Hidrógeno, dando definiciones de hidrógeno verde en la legislación respectiva cuando es posible.

En resumen, la propuesta de este capítulo presenta un análisis detallado de los tres pilares clave sobre los que se sustenta la tecnología del hidrógeno: consumo de recursos, desarrollo tecnológico y marco regulatorio. Para ello, en la Sección 4.2 se analiza la huella hídrica del hidrógeno verde, aportando un ejemplo práctico basado en una microrred real ubicada en el "Campus de La Rábida", Universidad de Huelva (UHU), España, y comparándola con la huella hídrica de otros tipos de hidrógeno (es decir, hidrógeno obtenido por diferentes procesos químicos y/o con un aporte energético que proviene de otras fuentes de energía).

A continuación, en la Sección 4.3 se realiza un estudio de la huella energética del hidrógeno verde, comparándola con la de otros tipos de hidrógeno

y otros combustibles fósiles (comparando la energía necesaria para obtener ese combustible por unidad de energía contenida en el combustible respectivo). Posteriormente, en la Sección 4.4 se realiza un estudio de los TRL de las tecnologías del hidrógeno que abarca toda la cadena de suministro del hidrógeno (es decir, producción, almacenamiento, distribución y aplicación final). En la Sección 4.7 se analiza la situación jurídica del hidrógeno verde en distintas partes del mundo y, en su caso, los requisitos necesarios para obtener una GO para el hidrógeno verde. El documento finaliza con las Discusiones y Conclusiones de la Sección 4.6 y la Sección 4.7, respectivamente.

En la Tabla 4.1 se destacan las principales novedades de este trabajo, en comparación con la literatura científica analizada.

Tabla 4.1. *Principales aportaciones de la propuesta científica de la Tesis respecto a la literatura científica analizada.*

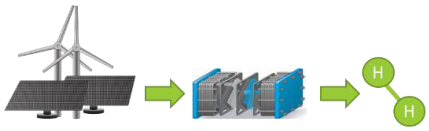
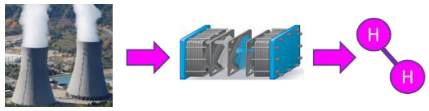
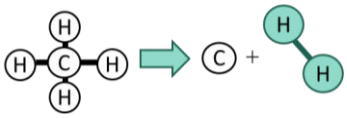
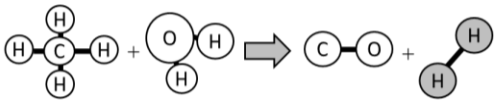
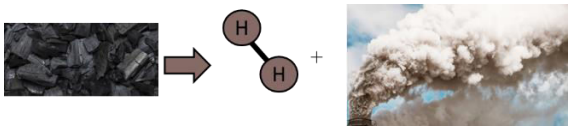
		[22]	[23]	[94]	[95], [96]	[24], [25], [97]–[100]	[27]	[101]–[104]	[28]	[29], [107], [108]	[30]	[31]	[32]	**Propuesta científica de la Tesis**
Huella hídrica	Hidrógeno verde	·	·											·
	Otros tipos		·											·
Huella energética	Hidrógeno verde [(1)]	·	·	·	·									·
	Otros tipos	·	·	·										·
	Comparación con combustibles fósiles													·
TRL Cadena de suministro de hidrógeno	Producción					·	·				·			·
	Almacenamiento						·	·	·					·
	Distribución								·					·
	Uso final									·				·
Marco regulatorio	GO										·	·	· [(2)]	·
	Normativa											·		·

[(1)] Se estudia la huella energética de las tecnologías de electrólisis del agua. [(2)] Ref. [32] propone un modelo para determinar el HCI.

4.2 Huella hídrica del hidrógeno verde

El hidrógeno atómico, que es el elemento más abundante del universo [109], [110], no puede encontrarse como elemento puro en la Tierra. Sin embargo, puede encontrarse combinado con otros elementos [111] (por ejemplo, oxígeno, formando agua, nitrógeno, formando amoníaco, o carbono, formando metano u otros hidrocarburos). Dependiendo del proceso químico llevado a cabo para extraer el hidrógeno y del tipo de energía utilizada en el proceso, la molécula de hidrógeno puede clasificarse en diferentes categorías etiquetadas con distintos colores. Estos colores indican, de verde a negro, de mayor a menor grado de sostenibilidad, respectivamente, del proceso [112]–[114], Tabla 4.2.

Tabla 4.2. *Etiquetas de colores utilizadas para clasificar la molécula de hidrógeno según el proceso de producción y el tipo de energía utilizada.*

	Etiqueta de color para el H_2	Proceso químico + Aporte energético	Aspectos destacados
	Verde	Electrólisis del agua con aporte energético renovable	Sostenible (no hay emisiones de carbono asociadas)
	Rosa	Electrólisis del agua con aporte energético nuclear	Emisiones de carbono asociadas muy bajas
	Turquesa	Pirólisis del metano	Genera residuos sólidos de carbono (neutro en emisiones de CO_2)
	Gris	Reformado de vapor y metano/gas natural	Genera emisiones de gases de efecto invernadero
	Azul	Hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles con captura de carbono	Se reducen significativamente las emisiones de CO_2
	Negro/marron	Hidrógeno obtenido a partir de la gasificación del carbón	Enormes emisiones de carbono

Entre los distintos tipos de hidrógeno que se han visto anteriormente, el hidrógeno verde (el único que se obtiene a partir de la electrólisis con aporte energético renovable), se produce a partir del agua. En este proceso, la molécula de agua se separa en hidrógeno y oxígeno, Ecuación (4.*1*) [22], [114]:

$$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2 \tag{4.1}$$

A partir de una operación sencilla, y teniendo en cuenta la relación molar para obtener hidrógeno y oxígeno a partir del agua, la masa molar de cada molécula y la densidad volumétrica del agua, se puede obtener la cantidad de agua necesaria para producir 1 kg de hidrógeno a partir de la Ecuación (4.2).

$$1\ \text{kg}\ H_2 \cdot \frac{1\ \text{mol}\ H_2}{0.002\ \text{kg}\ H_2} \cdot \frac{1\ \text{mol}\ H_2O}{1\ \text{mol}\ H_2} \cdot \frac{0.018\ \text{kg}\ H_2O}{1\ \text{mol}\ H_2O} \cdot \frac{1\ \text{L}\ H_2O}{1\ \text{kg}\ H_2O} = 9\ \text{L}\ H_2O \tag{4.2}$$

Aunque teóricamente sólo se necesitan 9 litros de agua para obtener 1 kg de hidrógeno, en la práctica esta cifra es superior para las distintas tecnologías de electrólisis del agua. Esto se debe [115] a la necesidad de una carga de refrigeración en los electrolizadores (que puede requerir hasta 30-40 L de agua adicional por kg de hidrógeno), así como a los tratamientos de agua asociados, que implican un mayor uso de agua. Por otro lado, el consumo de agua para

producir 1 kg de hidrógeno difiere completamente entre los estudios analizados y los datos proporcionados por los proveedores de los electrolizadores disponibles en el mercado. Por ejemplo, [23] estima el consumo de agua en 18 L de agua por kg de hidrógeno producido para los electrolizadores de membrana de intercambio polimérico (PEM) y en 9,1 L de agua por kg de hidrógeno producido para los electrolizadores de óxido sólido, mientras que Siemens-Energy [116] afirma que su electrolizador PEM (Silyzer 300) tiene un consumo de 10 L de agua por kg de hidrógeno producido y SinoHy Energy [117] afirma que su electrolizador alcalino tiene un consumo de 10,1 L de agua por kg de hidrógeno producido (sin embargo, todas estas cifras están muy por debajo del estudio de [115], que sitúa la cantidad de agua consumida en un electrolizador en 60-95 L de agua por kg de hidrógeno producido). En cuanto a la huella hídrica de la generación de hidrógeno verde (es decir, considerando todo el proceso de utilización de energías renovables para producir hidrógeno), [118] estima la huella hídrica del hidrógeno verde en 13,4 L de agua por kg de hidrógeno verde producido mediante electrólisis con aporte de energía eólica en una planta central de electrólisis situada en EE.UU.; mientras que el estudio realizado en [22] estima, en el caso de Australia una huella hídrica de 43 L de agua por kg de hidrógeno verde producido mediante electrólisis con aporte de energía solar y una huella hídrica de 17 L de agua por kg de hidrógeno verde producido mediante electrólisis con aporte de energía eólica (estas cifras son considerablemente inferiores a la huella hídrica del hidrógeno producido mediante electrólisis con aporte de energía del mix energético de la red principal, que se estima en 129 L de agua por kg de hidrógeno producido).

Debido a esta disparidad de datos y criterios, los autores presentan un caso práctico real de estudio de huella hídrica del hidrógeno verde producido en una microrred. La microrred está ubicada en el "Campus de La Rábida", Universidad de Huelva, España. Basándonos en [119], se sabe que la huella hídrica global media de la energía FV es de 0-0,11 L de agua por kWh (durante la etapa operativa); sin embargo, esta cifra está sujeta a grandes variaciones dependiendo de la localización. Para conocer la huella hídrica de la energía fotovoltaica en la región considerada, en primer lugar, se puede estimar la cantidad total de agua necesaria en el mundo para que las plantas fotovoltaicas puedan funcionar. Para ello, es necesario conocer la cantidad total de energía fotovoltaica producida a nivel mundial antes que la potencia fotovoltaica total instalada en todo el mundo. Como muestran los datos de IRENA [120], se sabe que esta cifra es de 830.741 GWh para el año 2020, mientras que la potencia fotovoltaica total instalada a finales de 2020 alcanzaba los 710 GW en todo el mundo. Suponiendo una vida útil de los paneles fotovoltaicos de 25 a 30 años [121], [122], se puede estimar la huella hídrica de la potencia fotovoltaica (durante toda la vida útil del panel), a partir de la Ecuación (4.3):

$$WF_{PV}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right) = \frac{WF_{PV\ world}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right) \cdot E_{a.PV\ world} \cdot T_{PV\ panel}}{P_{PV\ world}}$$

$$WF_{PV}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right) = \frac{0 - 0{,}11\frac{L\ H_2O}{kWh} \cdot 830.741\frac{GWh}{año} \cdot \frac{10^6 kWh}{1\ GWh} \cdot \frac{25 - 30\ años}{panel}}{710\ GW \cdot \frac{10^6 kW}{1\ GW}} \quad (4.3)$$

$$WF_{PV}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right) \approx 0 - 3.861\frac{L\ H_2O}{kW}$$

Donde:

$WF_{PV}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$: huella hídrica de la potencia fotovoltaica.

$WF_{PV\ world}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$: huella hídrica de la energía fotovoltaica en todo el mundo (0-0,11 L H_2O/kWh).

$E_{a.\ PV\ world}$: Energía fotovoltaica generada anualmente a nivel mundial (830.741·10⁶ kWh/año).

$T_{PV\ panel}$: vida media de un panel fotovoltaico (25-30 años/panel).

$P_{PV\ world}$: potencia fotovoltaica total instalada en todo el mundo (710·10⁶ kW).

Teniendo esto en cuenta, ahora se estudiará la huella hídrica de la energía FV por kWh (durante toda la vida útil de un panel FV) para el caso de los paneles FV ubicados en la microrred de base renovable del "Campus de La Rábida" de la Universidad de Huelva. Para ello, la huella hídrica de la potencia fotovoltaica se considerará igual independientemente de la localización geográfica, pero no realizará la misma consideración para la huella hídrica de la energía fotovoltaica, que dependerá de la cantidad de energía producida por un panel de una potencia determinada. Es decir, la huella hídrica de la energía fotovoltaica estará implícitamente determinada por la localización geográfica. Según estudios realizados con anterioridad [8], para la microrred renovable situada en Huelva, que contiene 15 kW de potencia fotovoltaica (5 kW de mono-Si, 5 kW de poli-Si y 5 kW de tecnología de capa delgada), la energía generada durante todo un año será de 22.590 kWh, véase la Figura 4.1.

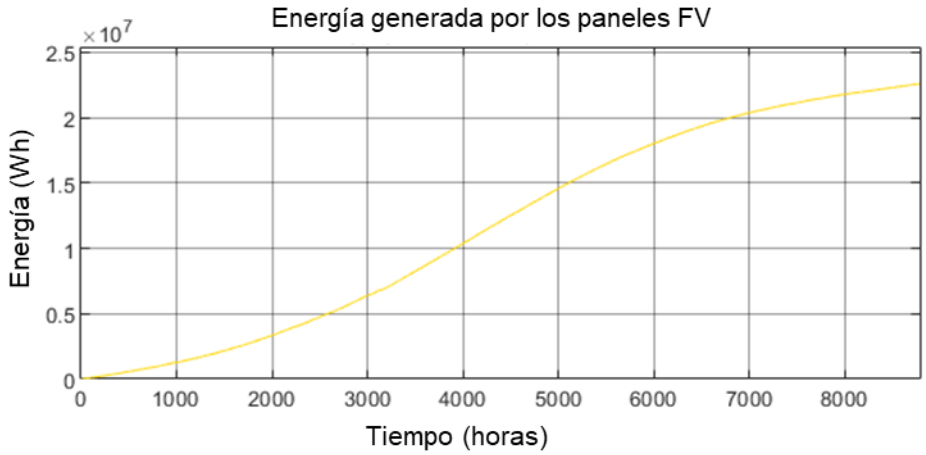


Figura 4.1. *Energía generada por campo FV de 15 kW en un año en el campus La Rábida (Huelva).*

Con toda esta información, se puede calcular la huella hídrica de la energía fotovoltaica (L H_2O/kWh) para el caso estudiado, véase la Ecuación (4.4):

$$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) = \frac{P_{PV} \cdot WF_{PV}\left(\frac{\text{LH}_2\text{O}}{\text{kW}}\right)}{E_{a.PV\ microgrid} \cdot T_{PV\ panel}}$$

$$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = 15\ \text{kW} \cdot 0 - 3861\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}} \cdot \frac{1\ \text{año}}{22.590\ \text{kWh}} \cdot \frac{1\ \text{panel}}{25-30\ \text{años}} \quad (4.4)$$

$$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) \approx 0 - 0{,}1\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}$$

Donde:

$WF_{PV-Huelva}\ \left(L\frac{H_2O}{kWh}\right)$: Huella hídrica energía FV en el Campus La Rábida (Huelva).

P_{PV}: Potencia fotovoltaica instalada en la ubicación considerada (15 kW).

$E_{a.PV\ microgrid}$: Energía FV generada anualmente en la microrred estudiada (22.590 kWh).

Es decir, la huella hídrica de la energía fotovoltaica en Huelva es ligeramente inferior a la media mundial [119].

En el caso de que el recurso renovable para la producción de hidrógeno por electrólisis sea la energía eólica, durante la etapa de operación, su huella hídrica [119] se estima en 0 L/kWh para el caso de la Unión Europea; sin embargo, esta cifra se eleva a 0,64 L/kWh [119] a lo largo del ciclo de vida de la energía eólica en el caso de China. Teniendo en cuenta que, según Reuters [123], la generación de energía eólica en China para el año 2022 era de unos 800 TWh, mientras que la potencia eólica total instalada era de 278,353 GW en enero de 2023, se puede hallar la huella hídrica de la potencia eólica. Como se calcula que la vida útil de un aerogenerador es de unos 20 años [124], [125], se puede obtener la huella hídrica media de la energía eólica (durante toda la vida útil de un aerogenerador, esto es, 20 años, teniendo en cuenta que la huella hídrica de la potencia eólica es independiente de su ubicación, similar a la huella hídrica de la potencia fotovoltaica), véase la ecuación (4.5):

$$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = \frac{WF_{wind\ China}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) \cdot E_{a.wind\ China} \cdot T_{WT}}{P_{wind\ China}}$$

$$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = \frac{0 - 0{,}64\ \frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}} \cdot 800\frac{\text{TWh}}{año} \cdot \frac{10^9\text{kWh}}{1\ \text{TWh}} \cdot \frac{20\ \text{años}}{\text{turbina eólica}}}{278{,}353\ \text{GW} \cdot \frac{10^6\text{kW}}{1\ \text{GW}}} \quad (4.5)$$

$$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) \approx 0 - 36.788\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}$$

Donde:

$WF_{wind}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right)$: huella hídrica de la potencia eólica.
$WF_{wind\ China}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$: huella hídrica energía eólica en China (0-0,64 L H_2O/kWh).
$E_{a.windChina}$: energía eólica generada anualmente en China ($800 \cdot 10^9$ kWh/año).
T_{WT}: vida media de un aerogenerador (20 años/aerogenerador).
$P_{wind\ China}$: potencia eólica total instalada en China ($278{,}353 \cdot 10^6$ kW).

Con esta información, ya se puede calcular la huella hídrica de la energía eólica para el caso de un aerogenerador ubicado en el "Campus de La Rábida" de la Universidad de Huelva. Para ello, es necesario conocer la generación anual de energía eólica. De trabajos anteriores [8], se obtiene que un aerogenerador de 3,4 kW ubicado en el lugar mencionado genera una energía anual de 1.087 kWh, Figura 4.2.

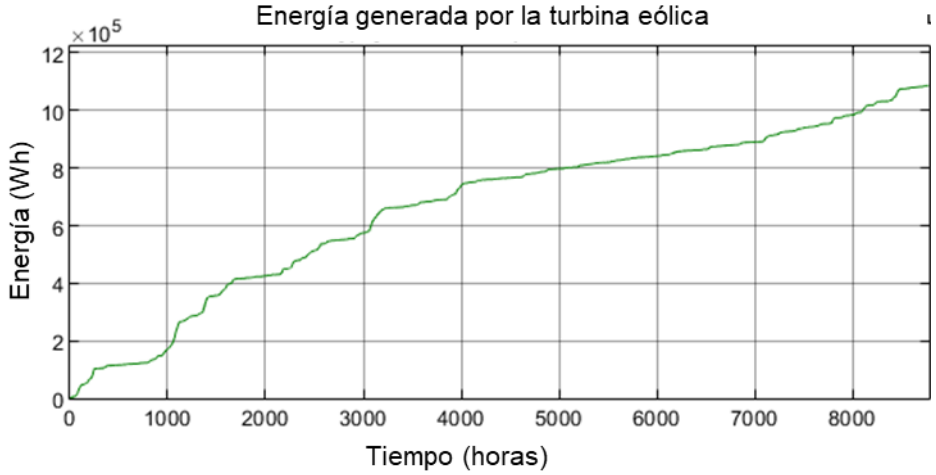


Figura 4.2. *Energía generada por un aerogenerador de 3,4 kW durante un año en el Campus de La Rábida (Huelva).*

A continuación, se puede calcular la huella hídrica (L H_2O/kWh) de la energía eólica para el caso estudiado gracias a la Ecuación (4.6):

$$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}}\right) = \frac{P_{wind} \cdot WF_{wind}\left(\frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kW}}\right)}{E_{a.wind\ microgrid} \cdot T_{WT}}$$

$$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}}\right) = 3{,}4\ \mathrm{kW} \cdot 0 - 36.788\ \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kW}} \cdot \frac{1\ \mathrm{año}}{1.087\ \mathrm{kWh}} \cdot \frac{1\ \mathrm{turbina}}{20\ \mathrm{años}} \tag{4.6}$$

$$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}}\right) \approx 0 - 5{,}75\ \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}}$$

Donde:
$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$: huella hídrica de la energía eólica en el Campus de La Rábida (Huelva).
P_{wind}: potencia eólica en la ubicación considerada (3,4 kW).
$E_{a.wind\ microgrid}$: energía eólica generada anualmente en la microrred estudiada (1.087 kWh)

Como consecuencia de la baja producción de energía eólica en el "Campus de La Rábida", la huella hídrica de la energía eólica en este emplazamiento es muy superior a la de China. Por otro lado, dado que la huella energética del hidrógeno obtenido mediante electrólisis del agua (que se estudiará con más detalle en el siguiente apartado) es de 36,14-54,6 kWh/kg [23], a continuación se calculará la huella hídrica del hidrógeno verde para el caso estudiado para tres casos: hidrógeno verde producido mediante electrólisis con aporte de energía solar, hidrógeno verde producido mediante electrólisis con aporte de energía eólica e hidrógeno verde producido mediante electrólisis con aporte de energía eólica y solar. Para el primer caso, la huella hídrica se muestra en la Ecuación (4.7):

$$WF_{Huelva\ H_2\ solar} = WF_{electrolyser} + E_{electrolysis} \cdot WF_{PV\ Huelva} \left(\frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}}\right)$$

$$WF_{Huelva\ H_2\ solar} = 9{,}1 - 18 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kg\ H_2}} + 36{,}14 - 54{,}6 \frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{kg\ H_2}} \cdot 0 - 0{,}10 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}} \quad (4.7)$$

$$WF_{Huelva\ H_2\ solar} = 9{,}1 - 23{,}46 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kg\ H_2}}$$

donde

$WF_{Huelva\ H_2\ solar}$: huella hídrica del hidrógeno verde producido mediante energía solar en Huelva (L H_2O/kg H_2).

$E_{electrolysis}$: energía necesaria en el electrolizador para que se produzca la electrólisis (36,14-54,6 kWh/kg H_2).

$WF_{electrolyser}$: huella hídrica de un electrolizador (9,1-18 L H_2O/kg H_2) [23], [117].

Por otro lado, para el caso del hidrógeno obtenido mediante electrólisis eólica en el "Campus de La Rábida", la huella hídrica se mostrará en la Ecuación (4.8):

$$WF_{Huelva\ H_2\ wind} = WF_{electrolyser} + E_{electrolysis} \cdot WF_{wind\ Huelva} \left(\frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}}\right)$$

$$WF_{Huelva\ H_2 wind} = 9{,}1 - 18 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kg\ H_2}} + 36{,}14 - 54{,}6 \frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{kg\ H_2}} \cdot 0 - 5{,}75 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kWh}} \quad (4.8)$$

$$WF_{Huelva\ H_2 wind} = 9{,}1 - 331{,}95 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kg\ H_2}}$$

Donde:

$WF_{Huelva\ H_2\ wind}$: huella hídrica del hidrógeno verde producido a través de energía eólica en Huelva (L H_2O/kg H_2).

Por último, para el caso del hidrógeno verde obtenido mediante electrólisis solar y eólica en el lugar mencionado, teniendo en cuenta que la microrred de base renovable allí colocada produce 22.590 kWh y 1.087 kWh de energía solar y eólica, respectivamente, la huella hídrica se mostrará en la Ecuación (4.9):

$$WF_{Huelva\ gr.H_2} = WF_{Huelva\ H_2\ solar} \cdot \frac{E_{a.PV\ microgrid}}{E_{a.PV\ microgrid} + E_{a.wind\ microgrid}} + WF_{Huelva\ H_2\ wind} \cdot \frac{E_{a.wind\ microgrid}}{E_{a.PV\ microgrid} + E_{a.wind\ microgrid}}$$

$$WF_{Huelva\ gr.H_2} = 9{,}1 - 37{,}6 \frac{\mathrm{L\ H_2O}}{\mathrm{kg\ H_2}} \quad (4.9)$$

Donde:

$WF_{Huelva\ gr.H_2}$: huella hídrica del hidrógeno verde producido en Huelva (L H_2O/kg H_2).

Para poner en contexto la huella hídrica del hidrógeno verde, la Tabla 4.3 muestra una comparativa de la huella hídrica (HH) de diferentes tipos de hidrógeno.

Tabla 4.3. *Comparación de la huella hídrica de distintos procesos de producción de hidrógeno.*

	Reformado de Vapor y Metano (en inglés, Steam and Methane Reforming, SMR)	**Gasificación del carbón (GC)**	**Gasificación de la biomasa (GB)**	**Reformado de biomasa (RB)**	**Gasificación del plasma (GP)**	**Hidrógeno verde (HV)**
Huella hídrica (L H_2O)/kg H_2	21,87 [23]	2,91 [23]	305,5 [23]	30,96 [23]	11,56 [92]	13,4 (eólica) [118] 43 (solar) [22] 17 (eólica) [22] 129 (mix eléctrico, no HV) [22] UHU La Rábida Campus: 9,1–23,46 (solar); 9,1–331,95 (eólica); 9,1–37,6 (solar + eólica)

Por último, si se tiene en cuenta el LHV del hidrógeno (33,36 kWh/kg) [8], [85], se puede estimar la huella hídrica del hidrógeno por unidad energética, de forma que se puede comparar con la de otros combustibles fósiles y con la de la energía nuclear gracias a los datos encontrados en la bibliografía analizada [126], ver Tabla 4.4.

Tabla 4.4. *Comparación de la huella hídrica del hidrógeno y otras fuentes de energía.*

	Hidrógeno	**Carbón**	**Petróleo convencional**	**Gas natural**	**Energía nuclear**
Huella hídrica (L H_2O/kWh)	0,656 (SMR) 0,087 (GC) 9,158 (GB) 0,928 (RB) 0,347 (GP) 0,272–1,289 (HV) (1)	0,284–7,56 [126]	0,77–4,284 [126]	0,274–4,464 [126]	0,065–4,464 [126] 1,514–2,725 [127]

(1) No se ha considerado en este caso la HH de hidrógeno obtenido mediante electrólisis alimentada por la red eléctrica (no es HV) y no se ha considerado la HH de HV obtenido mediante electrólisis con aporte de energía eólica en el "Campus de La Rábida" (donde la producción de energía eólica es muy baja).

4.3 Huella energética del hidrógeno verde

Para obtener hidrógeno a partir de materias primas, es necesario un aporte energético. En el caso del hidrógeno verde, la huella energética vendrá determinada por el consumo de energía que tendrá lugar en el proceso de electrólisis del agua. Para separar el hidrógeno del oxígeno en la molécula de agua, es necesario [114], [128]–[130] suministrar una energía igual a la entalpía de formación del agua (que es de 284-286 kJ/mol según [129], 285,84 kJ/mol según [128]). Sin embargo, no es necesario suministrar esa cantidad de energía en forma de electricidad; de hecho, la cantidad mínima de energía que debe aplicarse como energía eléctrica es la energía libre de reacción (energía libre de Gibbs) [130], que se relaciona con la entalpía de formación mediante la Ecuación (4.*10*) [129], [130]:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \tag{4.10}$$

Donde:
ΔG: Energía libre de Gibbs (kJ/mol).
ΔH: entalpía de formación (kJ/mol).
T: temperatura (K).

ΔS: entropía (kJ/(mol-K)).

Por otro lado, ΔG puede obtenerse gracias a la Ecuación (4.11) [128], [129], [131]:

$$\Delta G = zFU_0 \tag{4.11}$$

Donde:
z: número de electrones convertidos por molécula de H_2 ($z = 2$).
F: Constante de Faraday (96.485 C/mol).
U_0: tensión estándar de equilibrio de celda de electrólisis del agua (U_0=1,229 V).

La energía libre de Gibbs para la división del agua en oxígeno e hidrógeno es ΔG=237,2 kJ/mol [114], [128]. El resto de la energía necesaria para que la Ecuación (4.1) tenga lugar se toma del medio ambiente en forma de calor (es decir, el término $T\Delta S$, que es de 48,6 kJ/mol [114]). En resumen, para la electrólisis del agua se necesitan, al menos, 237,2 kJ/mol de energía eléctrica o, equivalentemente, 2,94 kWh/Nm^3 H_2 [130], [131]. Por esta razón, aunque diferentes referencias [95], [132], [133] afirman que el consumo energético del electrolizador de óxido sólido (que es una prometedora tecnología de electrólisis) es de 2,5-3,5 kWh/Nm^3 H_2, el valor mínimo dentro de este rango que se considerará válido es de 2,94 kWh/Nm^3 H_2. Teniendo esto en cuenta, la Tabla 4.5 muestra la información correspondiente al consumo energético para producir 1 Nm^3 de hidrógeno según la tecnología de electrólisis utilizada: es decir, electrólisis de agua alcalina (AWE), electrólisis de agua con membrana de

intercambio polimérica (PEM-WE), electrólisis de agua con óxido sólido (SO-WE) o electrólisis de agua con membrana de intercambio aniónica (AEM-WE).

Tabla 4.5. *Consumo de energía eléctrica de diferentes tecnologías de electrólisis.*

Tecnología de electrólisis	Consumos energéticos (kWh/Nm³ H_2)
AWE	**Consumo de energía del stack:** 4,3-4,8 [25] 3,8-4,4 [114] (Nel A3880) 5,0-5,4 [114] (Cummins HySTAT®-100-10) 4,0-4,3 [114] (John Cockerill DQ-500) 4,5 [114] (McPhy MeLyzer 800-30) 4,7 [114] (Sunfire HyLink Alkaline) 4,6 [114] (Nuberg PERIC ZDQ-600) 4,4 [114] (TIANJIN Mainland FDQ800) 4,3 [114] (Green Hydrogen Systems HyProvide A-90) 4,2-5,9 [134] 4,46 [135] (Actual estado del arte) 4,29 [135] (estimación para 2030) <3,75 [135] (estimación para 2050) 4,5-5,5 [136] 4,2-4,8 [137] 4,2-5,89 (IRENA, 2020) [138] <3,75 (IRENA, objetivo para 2050) [138] **Consumo de energía del sistema:** 4,5-7,0 [95], [137] 4,46-6,96 (IRENA, 2020) [138] 4,02 (IRENA, objetivo para 2050) [138]
PEM-WE	**Consumo de energía del stack:** 4,6-5,3 [25] 4,5 [114] (Nel M5000) 4,3 [114] (HyLyzer®-4000-30) 5,2 [114] (Plug Power GenFuel 5 MW) 4,9 [114] (Elogen ELYTE 260) 4,2-5,5 [134] 4,91 [135] (Actual estado del arte) 4,29 [135] (estimación para 2030) <3,75 [135] (estimación para 2050) 3,84 (objetivo para 2020 del US DOE) [136] 4,4-5,0 [137] 4,2-5,89 (IRENA, 2020) [138] <3,75 (IRENA, objetivo para 2050) [138] 4,88 [23] **Consumo de energía del sistema:** 3,93 (objetivo para 2020 del US DOE) [136] 4,5-7,5 [132], [137] 4,5-7,0 [95] 4,46-7,41 (IRENA, 2020) [138] 4,02 (IRENA, objetivo para 2050) [138]
SO-WE	**Consumo de energía del stack:**

	3,23 [23] 3,6 [114] (SunFire HyLink SOEC) 3,0-3,3 [134] 2,94-3,5* [95], [132], [133] 3,13-4,46 (IRENA, 2020) [138] <3,13 (IRENA, objetivo para 2050) [138] **Consumo de energía del sistema:** 3,57-4,46 (IRENA, 2020) [138] <3,57 (IRENA, objetivo para 2050) [138]
AEM-WE	**Consumo de energía del stack:** 4,8 [114] (Enapter AEM Multicore) 4,91 [135] (Actual estado del arte) 4,29 [135] (estimación para 2030) <3,75 [135] (estimación para 2050) 4,8 [132] 4,8-6,9 [137] 4,6-5,89 (IRENA, 2020) [138] <3,75 (IRENA, objetivo para 2050) [138] **Consumo de energía del sistema:** 5,09-6,16 (IRENA, 2020) [138] <4,02 (IRENA, objetivo para 2050) [138]

*: No se han tenido en cuenta los consumos de energía inferiores a 2,94 kWh/Nm^3 porque no es factible científicamente producir esa cantidad de hidrógeno con esa cantidad de energía.

Por otro lado, la huella energética de las tecnologías de electrólisis del agua puede compararse con la huella energética de otras formas de producción de hidrógeno, como se muestra en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. *Consumo energético de diferentes tecnologías de producción de hidrógeno.*

	AWE	**PEM-WE**	**SO-WE**	**AEM-WE**	**SMR**	**GC**
Consumo de energía (kWh/Nm^3 H_2)	3,8-5,4 (stack) 4,46-7,0 (sistema)	3,84-5,89 (stack) 3,93-7,5 (sistema)	2,94-4,46 (stack) 3,57-4,46 (sistema)	4,6-5,89 (stack) 5,09-6,16 (sistema)	0,10 [23] (electricidad) 2,04 [139], [140]*	0,15 [23] (electricidad) 0,55 [141]*

*: Se refiere a la cantidad de energía que se consume en el proceso de producción de hidrógeno. En el caso de las tecnologías de electrólisis del agua, la cantidad de energía consumida se considera energía eléctrica.

Sin embargo, estos datos deben ponerse en contexto con la huella energética asociada a otros combustibles, como la de algunos combustibles fósiles. Así, la Tabla 4.7 muestra una comparación entre la huella energética de distintos combustibles en términos de energía necesaria para obtener 1 kg de combustible (en kWh) por energía contenida en 1 kg del combustible correspondiente (también expresada en kWh).

Tabla 4.7. *Consumo energético de distintos combustibles por energía contenida en el combustible correspondiente.*

	Hidrógeno	**Carbón**	**Petróleo**
Consumo energético[(1)] ($kWh_{prod.}/kWh_{fuel}$)	1-2 (electrólisis, stack) 1,2-2,5 (electrólisis, sistema) 0,7 (SMR) 0,18 (GC)	0,0047 [142] 0,017 (China, 2018) [143] 0,013 (US, 2000) [144]	19,83 (MES)[(2)] [145] 4,96 (MEAA)[(3)] [145] 0,025-0,048 (Noruega, 2008) [144]

	0,017 (US, 2007) [144]	0,022 (México, 2009) [144] 0,1 (China, 2010) [144] 0,067 (China, 2018)(4) [143]

(1) Para obtener el consumo energético (en función de $kWh_{production}/kWh_{fuel}$), se han obtenido los valores de los poderes caloríficos inferiores de [146].
(2) MES: Método de Extracción en Seco.
(3) MEAA: Método de Extracción Asistida por Ácido.
(4) Las grandes diferencias entre el consumo energético en [145] y el resto de las referencias analizadas se debe a la irrisoria cantidad de petróleo extraído en [145], lo que causa que el consumo energético por unidad de energía extraída se dispare.

Por último, la Figura 4.3 presenta un gráfico comparativo de la huella hídrica y energética medias del hidrógeno verde, con otros tipos de hidrógeno (es decir, el producido a través de diferentes formas de producción) y otros combustibles a partir de los datos proporcionados en la Tabla 4.4 y la Tabla 4.7.

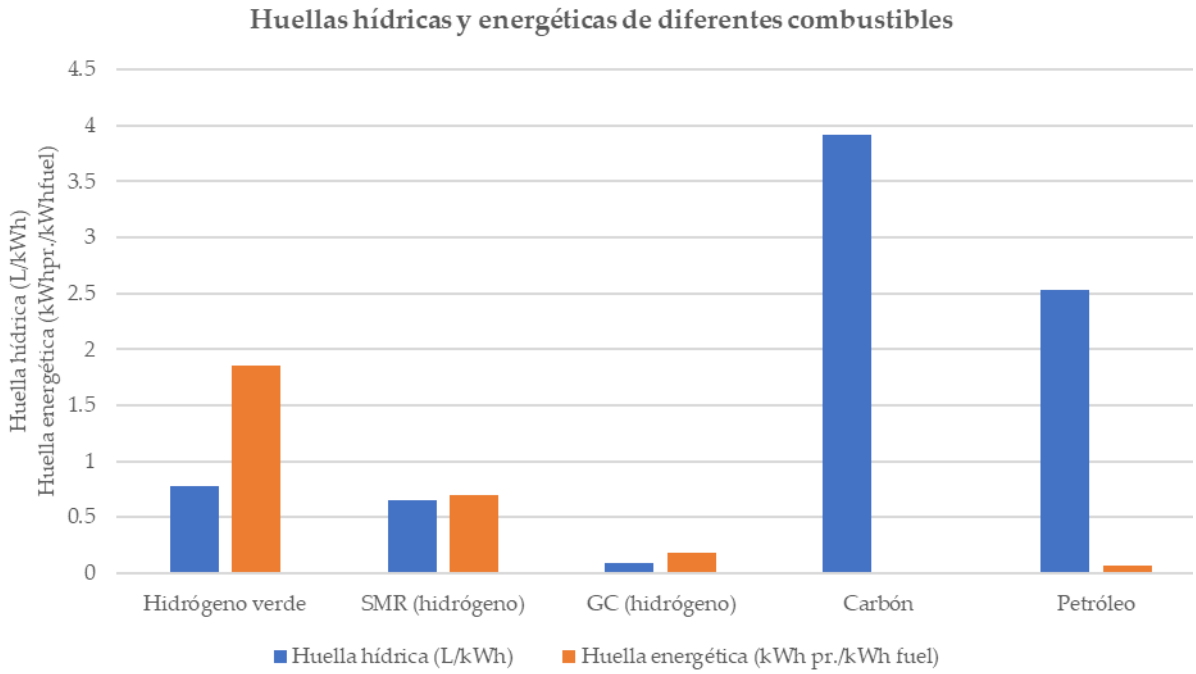


Figura 4.3. *Huella hídrica y energética de distintos combustibles.*

4.4 Grado de madurez de las tecnologías de hidrógeno

En la cadena de suministro del hidrógeno (en inglés, Hydrogen Supply Chain, HSC), los siguientes pasos tras la producción son el almacenamiento, el transporte y la distribución, para conducir el hidrógeno hasta su uso final [147], [148]. Sin embargo, se pueden encontrar diferentes cadenas de suministro de hidrógeno que incluyen diferentes tecnologías de hidrógeno [149], [150]. Por otra parte, no todas las tecnologías de hidrógeno utilizadas en la cadena de suministro tienen el mismo nivel de madurez. Así pues, el grado de madurez tecnológica (en inglés, Technology Readiness Level, TRL) mide el nivel de desarrollo de una tecnología [151]. Aunque la definición original de TRL [151] incluía siete etapas de desarrollo, la actual (que ha sido adoptada por la NASA y la Unión Europea) tiene nueve niveles, que se explican con más detalle en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. *Niveles de TRL.*

Nivel	Grado de madurez
TRL 1	Principios básicos observados y reportados
TRL 2	Concepto tecnológico o aplicación formulada
TRL 3	Concepto o aplicación probados mediante análisis y experimentación
TRL 4	Prototipo básico validado en laboratorio
TRL 5	Prototipo básico validado en un entorno relevante
TRL 6	Modelo o prototipo de sistema o subsistema demostrado en un entorno relevante
TRL 7	Prototipo del sistema demostrado en un entorno operativo
TRL 8	Sistema real completado y cualificado mediante pruebas y demostraciones
TRL 9	Sistema real probado con éxito

Como ya se ha dicho, no todas las tecnologías de hidrógeno tienen el mismo nivel de desarrollo, es decir, no tendrán el mismo TRL. Además, en cada una de las diferentes etapas de la cadena de suministro del hidrógeno, se pueden encontrar diferentes tecnologías (con diferentes TRL). Por ejemplo, para el proceso de producción de hidrógeno, pueden encontrarse varias técnicas (con diferentes niveles de madurez) [152], [153]: a partir de combustibles fósiles (que pueden acoplarse a un proceso de captura de carbono), por ejemplo, a partir de la gasificación del carbón, el reformado de vapor y gas natural, la conversión de petróleo ligero en hidrógeno, la oxidación de petróleo pesado en hidrógeno, etc.; a partir de la electrólisis del agua, en la que pueden destacarse las tecnologías de electrólisis alcalina y de electrólisis PEM; o a partir de la biomasa, que permite obtener hidrógeno a partir de métodos biológicos (fotólisis del agua, fotofermentación o fermentación oscura, entre otros) o químicos (gasificación de la biomasa, reformado por pirólisis, entre otros). Entre las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno disponibles, las tecnologías de electrólisis del agua son las que se utilizan para la producción de hidrógeno verde (que se analiza en profundidad a lo largo de este capítulo). Sin embargo, estas tecnologías presentan riesgos que hay que tener en cuenta, como los efectos de permeación cruzada de gases. Estos efectos son tan importantes que pueden crear una atmósfera explosiva. Además de lo anterior, también se debe tener en cuenta el ambiente corrosivo que se crea en el electrolito, que puede ser ácido o básico según la tecnología de electrólisis [154]. En la Tabla 4.9 se indican los TRL de diferentes tecnologías de producción de hidrógeno.

Tabla 4.9. *TRLs de las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno.*

Fuente de producción de hidrógeno	Tecnología	TRL
Electrólisis del agua	AWE	8-9 [25], [100], [155] 9 [24], [27], [97], [156], [157]
	PEM-WE	7-8 [24], [25] 6-8 [97], [156] 8-9 [100], [157], [158] 6-9 [27]

		6-7 [155]
	SO-WE	3-5 [24] 5 [97], [156] 7 [100] 5-6 [157] 4-5 [159] 6-7 [160] 2-5 [155]
	AEM-WE	3 [158] 2-3 [161], [162]
Combustibles fósiles	Reformado de vapor y metano (en inglés, Steam and Methane Reforming, SMR)	9 [97], [155], [156], [163]–[165] 7-8 (con captura de carbono y almacenamiento, CCA) [165] 5 (con CCA) [166] 9 (con CCA) [155]
	Gasificación del carbón (GC)	9 [163]–[165] 8-9 [155] 6-7 (con CCA) [165] 8-9 (con CCA) [155]
	Reformado autotérmico (RAT)	9 [99] 5 (con CCA) [166]
	Pirólisis del metano (PM)	3-6 [160] 3-5 [165]
Biohidrógeno (métodos químicos y biológicos para obtener hidrógeno a partir de la biomasa)	Fermentación oscura (FO)	5 [163] 2-4 [167]
	Foto-fermentación (FF)	4 [163] 2-4 [167]
	Reformado de biogas (RB)	6-7 [167]
	Pirogasificación de biorresiduos (PGB)	8-9 [167]
	Fotocatálisis (FC)	<4 [168]

En cuanto a la tecnología de almacenamiento de hidrógeno, debido a su baja densidad volumétrica y energética en condiciones normales de presión y temperatura, esto es, 0,0899 g/L [5], [169] y 0,003 kWh/L [169], respectivamente, las técnicas de almacenamiento de hidrógeno se centran en aumentar estos dos aspectos. Entre estas técnicas destacan el almacenamiento de hidrógeno comprimido, el almacenamiento de hidrógeno líquido, el almacenamiento de hidruros metálicos, la fisisorción, los hidruros complejos, el almacenamiento de hidrógeno criocomprimido o las tecnologías de portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (en inglés, Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) [5], [169]. Como cada una de estas técnicas tiene diferentes niveles de madurez (es decir, presentarán diferentes TRLs), la Tabla 4.10 presenta los TRLs de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno (aunque en algunas referencias se han encontrado TRLs superiores a 9 [166], [170], en este capítulo se ha considerado que, en dichos casos, estos TRLs son 9).

Tabla 4.10. *TRLs de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.*

Tecnologías			TRL
Métodos de almacenamiento físicos	Hidrógeno comprimido (CH_2)		9 [101], [102], [170] 7-9 [104] 8-9 [171], [172]
	Hidrógeno líquido (LH_2)		7 [104] 4-6 [170] 6-7 [171] 6-9 [172]
	Hidrógeno criocomprimido (CcH_2)		7 [104] 4-6 [170] 4-5 [171]
Métodos de almacenamiento basados en materiales (químicos)	Hidruros metálicos (HM)		4-6 [170] 4-5 [171] 7-9 [172]
	Hidruros complejos (HC)		4-6 [172]
	Fisisorción (FS)	Fibras de carbono (FC) y nanotubos de carbono (NC), y carbono activo (CA)	7-8 [172]
		Grafeno	5-6 [172]
		Aerogel (AEG) y carbono templado (CT)	2-4 [172]
		Metal-organic frameworks (MOFs)	2-4 [172]
	LOHC		4-6 [170] 6-7 [171] 4-7 [172]

Siguiendo con la cadena de suministro de hidrógeno, salvo en el caso de las microrredes renovables basadas en hidrógeno, en las que el punto de producción y consumo de hidrógeno se encuentra en la misma ubicación [8], [43], estos dos puntos suelen estar situados en emplazamientos diferentes. Por esta razón, el hidrógeno (una vez almacenado) necesita ser transportado y distribuido. Así pues, las tecnologías de distribución de hidrógeno (TDH) tienen un TRL de 9 [28], 4-9 [155]. Una vez distribuido el hidrógeno (si es necesario), llega el momento de darle un uso final, que puede conseguirse convirtiendo la energía química del hidrógeno en energía eléctrica mediante una pila de combustible o en energía mecánica mediante un motor de combustión interna [173], por ejemplo. Dado que las diferentes tecnologías que se utilizan en el último paso de la cadena de suministro de hidrógeno (es decir, el uso final del hidrógeno) tienen un nivel de madurez diferente, la Tabla 4.11 presenta una estimación de los TRL (basada en la información proporcionada por la bibliografía analizada para las respectivas tecnologías, ya que pocos estudios analizan explícitamente los TRL de las tecnologías de uso final del hidrógeno [105]).

Tabla 4.11. *TRLs de diferentes tecnologías de uso final de hidrógeno.*

	Tecnología	TRL
Pilas de combustible	Polymer Exchange Membrane Fuel Cell (PEM-FC)	8 [107], [174], [175] 8-9 [176]–[180] 9 [181]
	Anion Exchange Membrane Fuel Cell (AEM-FC)	4 [174], [182]–[184]
	Alkaline Fuel Cell (AFC)	8-9 [174], [180], [184]
	Direct Methanol Fuel Cell (DMFC*)	5-6 [174], [185]
	Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	8-9 [174], [186]
	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	8-9 [174], [179], [187]
	Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)	4-7 [174], [188]
Hydrogen Internal Combustion Engines (H_2ICE)		≤7 [189], [190] ≤8 [191]
Refinerías	Hidrotratamiento (HT)	7-9 [29]
	Refinado de crudo (RC)	9 [29]
Hierro y acero	Fabricación de hierro por reducción directa de hidrógeno ($FHRDH_2$)	8 [29]

*: Aunque la tecnología DMFC utiliza metanol como combustible en lugar de hidrógeno, se ha incluido esta pila de combustible porque el metanol puede utilizarse, a su vez, como método para almacenar hidrógeno en forma de LOHC [192]

Por último, la Figura 4.4 ilustra una comparación gráfica de los TRL de las distintas etapas de la cadena de suministro de hidrógeno.

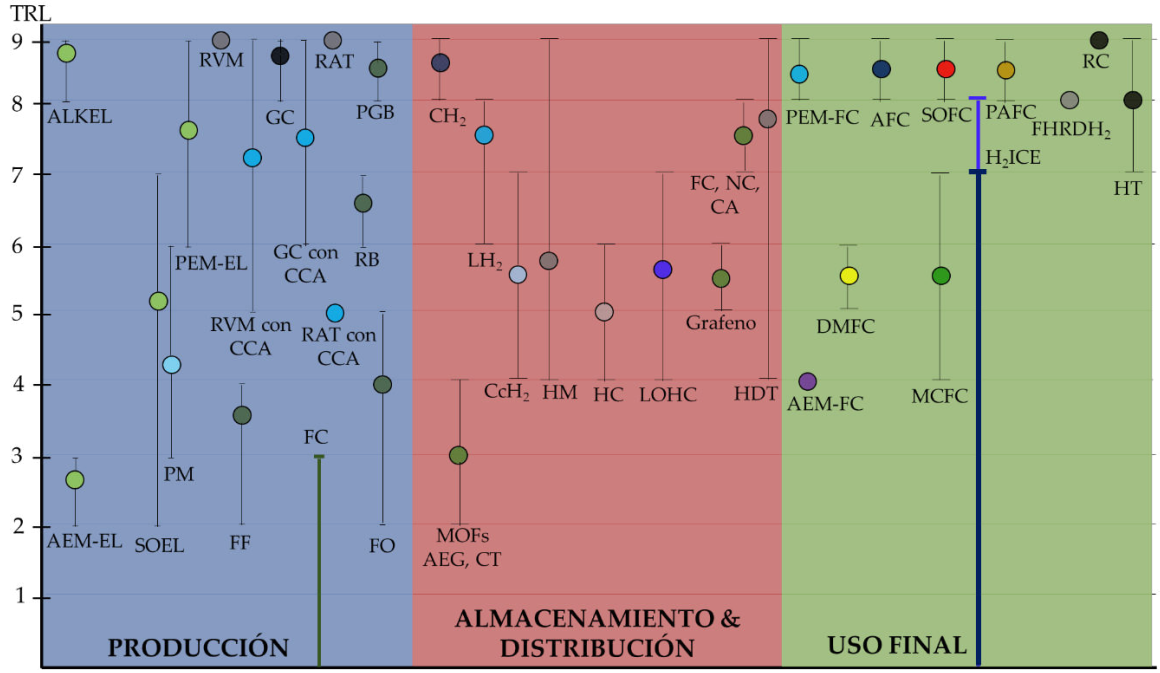


Figura 4.4. *Resumen de los TRL de las principales tecnologías de hidrógeno utilizadas en la HSC.*

4.5 Marco regulatorio del hidrógeno verde: Legislación mundial y garantías de origen (GO)

Hasta ahora, sólo se han visto aspectos técnicos y tecnológicos relacionados con el hidrógeno verde. Sin embargo, ¿cómo se puede asegurar que el hidrógeno

que se venderá en el futuro es hidrógeno verde o hidrógeno gris "revestido de verde"? Para ello, es necesario desarrollar un marco legal que involucre al hidrógeno verde, de manera que se puedan emitir certificaciones que garanticen que el hidrógeno vendido es hidrógeno verde. Por ello, aunque la industria energética está desarrollando estándares para que se puedan crear certificados de garantía de origen (GO), para asegurar a los consumidores que el hidrógeno que están comprando es hidrógeno bajo en carbono o se obtiene gracias a energías renovables [30], es necesario implementar una legislación sólida que defina qué es hidrógeno verde/limpio (para que se puedan emitir certificaciones GOs sobre esta base). Así, diferentes países de todo el mundo, algunos de los cuales se estudiarán a continuación, están desarrollando iniciativas para caracterizar el hidrógeno verde [30], [31].

(1) España

En cuanto al caso de España, según el artículo 2.22 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo de 2022, el hidrógeno verde es aquel que procede de energías renovables [193]; para que el hidrógeno sea considerado como hidrógeno verde, es necesario que su productor esté inscrito en el registro de instalaciones de producción de gas a partir de fuentes de energía renovables (según el artículo 19.1 del Real Decreto, RD, 376/2022 [193], [194]). Este registro se incluirá en el sistema de garantías de origen (GOs) que, a su vez, garantizará que el gas se produce a partir de FER [194]. Además, para emitir las GOs, según la Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre de 2022 [193], [195], la producción de gases renovables debe proceder de una producción directa de los mismos (es decir, deben proceder de cualquier fuente de energía renovable producida in situ y no del consumo de otra forma de energía, salvo consumos auxiliares) o de la conversión de estos gases, que es lo que tendrá lugar cuando procedan de cualquier otra forma de energía renovable (sin considerar consumos auxiliares) cuyo carácter renovable será acreditado mediante GOs. En la legislación española, las FER incluyen [193], [196] la energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica, undimotriz, mareomotriz, roca caliente y seca, energía térmica oceánica, energía de las corrientes marinas, hidroeléctrica, biomasa, biocarburantes, biolíquidos y biogás de acuerdo con el Apartado Segundo b. de la Circular 1/2018, de 18 de abril de 2018, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMV).

(2) Unión Europea (UE)

En cuanto a la legislación del hidrógeno verde en la Unión Europea (UE), que prevalece sobre la legislación de cada Estado miembro [197], establece en su Directiva RE II que la electricidad utilizada para

producir hidrógeno verde solo puede considerarse renovable si la energía utilizada para que tenga lugar el proceso de electrólisis se produce in situ, o si el fabricante puede aportar pruebas suficientes para demostrar que el hidrógeno se ha producido con FER [198], es decir, establece estándares para la emisión de certificados de garantías de origen del hidrógeno [199]. Esta directiva forma parte del denominado Pacto Verde Europeo (en inglés, European Green Deal) [200], [201], presentado por la Comisión Europea en diciembre de 2019, que es una estrategia europea de crecimiento que prevé el estudio, desarrollo e implementación de tecnologías con bajas emisiones de carbono asociadas. Asimismo, prevé la creación de los llamados empleos verdes, así como alcanzar la neutralidad climática en 2050, eliminar la contaminación y lograr una transición justa e inclusiva para todos los ciudadanos. El Pacto Verde Europeo convierte al hidrógeno en uno de los principales pilares de la economía del futuro y clave para la descarbonización de la industria.

Una vez establecido el marco legal del hidrógeno verde, es posible emitir certificaciones GOs. Así, diferentes iniciativas pretenden crear certificados de garantías de origen de hidrógeno en diferentes partes del mundo; entre ellas, el proyecto Certifhy "*Designing the 1st EU-wide Guarantee of Origin (GO) scheme for Green Hydrogen*" [202] ha emitido más de 75.000 certificados de garantía de origen de hidrógeno verde e hidrógeno bajo en carbono en toda la UE. Aunque Certifhy no define estándares para el hidrógeno verde y, de hecho, también certifica el hidrógeno azul [203], su objetivo es expedir certificados para el hidrógeno más allá de Europa en el futuro [204].

(3) Estados Unidos (EE.UU.)

Fuera de la Unión Europea, estados como California (en EE.UU.) cuentan con una certificación, Low Carbon Fuel Standard (LCFS), incluida en el California Code of Regulation, Title 17 [205], en la que puede incluirse el hidrógeno verde [30], [206] (además, los estados de Oregón y Washington han establecido recientemente la certificación LCFS, además, los estados de Colorado, Nueva York, Nuevo México y Minnesota están considerando implantar esta certificación [207]). Además, EE.UU. ya ha desarrollado un marco legal para el hidrógeno "limpio", en su Public Law 117-58-Nov.15 2021 [208], en la que el hidrógeno limpio se define como el que es producido con una intensidad de carbono igual o inferior a 2 kilogramos de dióxido de carbono por kilogramo de hidrógeno producido.

(4) Australia

En otros países fuera de la Unión Europea, como Australia, el Australian Energy Council (AEC) recomienda la implantación de un sistema formal de GO en dicho país (que debería centrarse únicamente en las emisiones creadas en la producción de hidrógeno) y apoya el nombramiento del Clean Energy Regulator (CER) como responsable de administrar y supervisar el sistema de GO [209].

(5) Reino Unido (RU)

En el Reino Unido, el Ministerio de Empresa, Energía y Estrategia Industrial [210] se comprometió (antes de diciembre de 2022) a crear un sistema de certificación del hidrógeno para 2025 que garantice la calidad y el origen del hidrógeno británico y que garantice que el hidrógeno importado cumple los estándares de calidad británicos.

(6) Japón

En Japón, a pesar de ser considerado como uno de los países con las estrategias de hidrógeno más ambiciosas, aún no se ha desarrollado una regulación modernizada concerniente al hidrógeno [211], [212]. Sin embargo, el gobierno japonés es consciente de la importancia de una nueva regulación relativa al hidrógeno, en la que se podrían tener en cuenta diferentes aspectos como las normas técnicas o las garantías de origen [211]. De hecho, tienen previsto establecer una nueva legislación, en la que se incluirá la exclusión de las empresas que manipulen hidrógeno producido mediante métodos no respetuosos con el medio ambiente [213], [214].

(7) Canadá

Al igual que Japón, el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá [215] es consciente de la necesidad de un marco normativo que incluya el hidrógeno y tiene previsto aplicar políticas coherentes en las distintas regiones del país. En la actualidad, las únicas normativas en las que podría incluirse el hidrógeno son las de combustibles bajos en carbono, como los mandatos de gas renovable en las redes de gas natural y la tarificación de la contaminación por carbono.

(8) China

En el caso de China, en su Plan Quinquenal para el Desarrollo Económico y Social Nacional de la República Popular China y los Objetivos a Largo Plazo para 2035 [216], el hidrógeno se reconoce como una industria de futuro; mientras que en su XIV Plan Quinquenal del Sistema Energético Moderno [217], se fomenta la innovación de las tecnologías de hidrógeno (mencionando que el hidrógeno puede utilizarse como forma de almacenar energía renovable). Por otro lado, en su 14º Plan Quinquenal de Desarrollo de Energías Renovables [218], se menciona que allí donde el coste de la electricidad renovable sea bajo, está prevista la producción de hidrógeno renovable (por lo que podría sustituir a la industria de los combustibles fósiles). Sin embargo, el gobierno chino aún no ha puesto en marcha una legislación sobre el hidrógeno verde.

(9) Brasil

Otro caso relevante que puede mencionarse es el de Brasil [219], que ha creado el Programa Nacional Brasileño del Hidrógeno-PNH2, para fomentar el desarrollo de la industria local del hidrógeno, y ha elaborado dos Proyectos de Ley, actualmente en tramitación, para regular el hidrógeno en Brasil: El Proyecto de Ley 725/2022, que establece mecanismos para insertar el hidrógeno en el sector energético nacional, define el hidrógeno sostenible como el producido a partir de recursos solares, eólicos, biomasa, biogás o hidráulicos. Permite que la Agencia Nacional para el Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) regule las actividades de la cadena del hidrógeno y establece una mezcla obligatoria de hidrógeno en los gasoductos de transporte de gas natural del 5% para 2032 (que, a su vez, contendría al menos un 60% de hidrógeno de origen sostenible) y del 10% para 2050 (al menos un 80% del cual estaría compuesto por hidrógeno de origen sostenible). Por otra parte, el Proyecto de Ley nº 1878/2022 establece que la ANP sería responsable de regular la actividad de la cadena del hidrógeno verde y de expedir las licencias para la producción de hidrógeno verde (es decir, llamadas de otra forma, certificaciones GOs).

(10) India

El Gobierno de la India está realizando serios esfuerzos para integrar el hidrógeno verde y establecer un marco regulador que cumpla las normas internacionales. Así, para 2022-2023, [220] se empezó a establecer la regulación y las normas que permitan el crecimiento de

este sector (y permitir que se aprueben proyectos piloto) y para 2023-2024 se adoptarán las normas internacionales pertinentes (los estándares internacionales sobre hidrógeno verde pueden verse con más detalle en [221]) para certificar que el hidrógeno verde se ha producido mediante FER.

(11) Sudáfrica

Sudáfrica [222] desea ser uno de los principales productores y exportadores de hidrógeno verde, y espera hacerse con el 4% de la cuota de mercado mundial en 2050. De hecho, el gobierno sudafricano está colaborando con el Ministerio alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (en alemán, BundesMinisterium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, BMZ) para promover la producción de hidrógeno verde en Sudáfrica con el fin de establecer un marco normativo.

Una vez estudiada la legislación relativa al hidrógeno limpio/verde en los distintos países, con el fin de sintetizar la normativa de las distintas partes del mundo, la Tabla 4.12 resume esta información y la Figura 4.5 presenta, en un mapamundi, la situación legal actual del hidrógeno en las distintas partes del mundo previamente analizadas.

Tabla 4.12. *Marco regulatorio del hidrógeno verde en el mundo.*

País	Legislación
España	Hidrógeno verde: el que procede de energías renovables. Su productor necesita estar inscrito en el Registro de instalaciones de producción de gas a partir de fuentes de energía renovables (artículo 19.1, RD, 376/2022). Para expedir los GOs de hidrógeno verde, éste debe proceder de una producción directa a partir de energías renovables producidas in situ o de la conversión con cualquier otra energía renovable (Orden TED/1026/1022).
UE	Hidrógeno verde: sólo puede considerarse renovable si la energía que se utiliza para que pueda tener lugar el proceso de electrólisis se produce in situ o si el fabricante puede aportar pruebas suficientes para demostrar que el hidrógeno combustible se ha producido con FER (Directiva RE II de la UE), es decir, establece normas para los certificados GOs de hidrógeno.
EE.UU.	Hidrógeno limpio: hidrógeno producido con una intensidad de carbono igual o inferior a 2 kilogramos de dióxido de carbono por kilogramo de hidrógeno producido (Public Law 117-58-Nov.15, 2021).
Australia	La AEC recomienda la implantación de un sistema formal de GO (que debería centrarse únicamente en las emisiones generadas en la producción de hidrógeno) y apoya el nombramiento de la CER como responsable de la administración y supervisión del sistema de GO.
RU	El Ministerio de Empresa, Energía y Estrategia Industrial se ha comprometido a crear un sistema de certificación del hidrógeno para 2025.
Japón	El gobierno japonés es consciente de la importancia de implantar una nueva normativa relativa al hidrógeno para excluir a las empresas que manipulan con hidrógeno no respetuoso con el medio ambiente.

Canadá	El Ministerio de Recursos Naturales de Canadá es consciente de la importancia de contar con un marco normativo que incluya el hidrógeno y que sea coherente con las distintas regiones del país (en la actualidad, sólo existe una normativa sobre combustibles bajos en carbono).
China	Todavía no se ha puesto en marcha ninguna regulación del hidrógeno verde (sólo anima en sus Planes Quinquenales a poner en marcha la producción de hidrógeno renovable y a utilizar el hidrógeno como forma de almacenar energía renovable) y no se ha encontrado ninguna pretensión de regularlo.
Brasil	Proyecto de Ley nº 725/2022: el hidrógeno sostenible se produce a partir de recursos solares, eólicos, biomasa, biogás o hidráulicos; permite a la ANP regular las actividades de la cadena del hidrógeno y establece una mezcla de hidrógeno del 5% en los gasoductos de gas natural para 2032 (60% del cual es hidrógeno sostenible como mínimo) y del 10% para 2050 (80% del cual es hidrógeno sostenible). Proyecto de Ley nº 1.878/2022: la ANP se encarga de regular la actividad de la cadena del hidrógeno verde y de expedir las licencias para la producción de hidrógeno verde.
India	2022-23: regulación y normas para que puedan aprobarse proyectos piloto. 2023-24: adopción de las normas internacionales pertinentes para la certificación de la producción ecológica de hidrógeno.
Sudáfrica	Colaboración con el BMZ con el fin de establecer un marco normativo para promover la producción ecológica de hidrógeno en Sudáfrica.

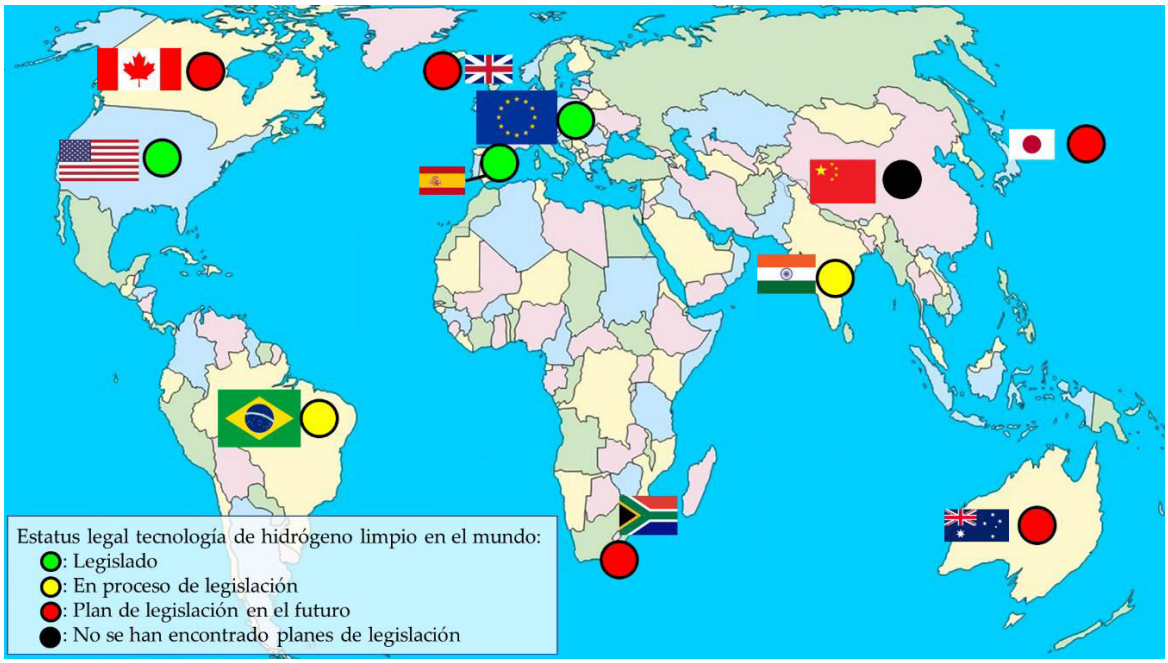


Figura 4.5. *Mapamundi de la regulación del hidrógeno.*

4.6 Discusión

Como consecuencia de la estructura de este capítulo, esta sección se dividirá en los diferentes tópicos que se han analizado previamente a lo largo de dicho capítulo.

(a) Huella hídrica del hidrógeno verde

Según la bibliografía analizada, la huella hídrica del hidrógeno verde es similar a la de otros procesos de obtención de hidrógeno como el obtenido a partir de SMR (el método más común para la producción de

hidrógeno [223]), y muy inferior a la de procesos como la GB, pero superior a la de otros procesos menos sostenibles como la GC. Sin embargo, una comparación de la huella hídrica del hidrógeno verde y de otros combustibles (tanto combustibles fósiles como energía nuclear) muestra que el hidrógeno verde, de media, tiene una huella hídrica significativamente menor que estos otros combustibles (tanto combustibles fósiles como energía nuclear).

(b) Huella energética del hidrógeno verde

Puede observarse que la huella energética del hidrógeno verde es mucho mayor que la de otros tipos de hidrógeno (en términos de energía necesaria para obtener un kilogramo de hidrógeno) e incluso mucho mayor que la huella energética de combustibles fósiles como el carbón o el petróleo (en términos de energía necesaria para extraer una determinada cantidad de energía contenida en el combustible respectivo). Sin embargo, hay que tener en cuenta que el hidrógeno es un vector energético, es decir, un dispositivo que almacena energía para ser transportada y utilizada posteriormente [224]. Por este motivo, cabría pensar comparar el hidrógeno verde con otros sistemas de almacenamiento de energía. Sin embargo, para ello es necesario considerar no sólo la energía necesaria para producir hidrógeno verde por unidad de energía contenida en el combustible hidrógeno (1,2-2,5 $kWh_{prod.}/kg\ H_2$, Tabla 4.7), sino también la eficiencia de la tecnología de uso final del hidrógeno. Así, considerando una pila de combustible PEM con una eficiencia del 55% [225] (y sin tener en cuenta las pérdidas asociadas al almacenamiento y la distribución del hidrógeno), en la Tabla 4.13 se calcula el consumo de energía, $kWh_{prod.}$, por unidad de energía útil final, kWh_{useful} (es decir, la relación entre la energía que entra en el SAE y la que sale del SAE), de diferentes sistemas de almacenamiento de energía (SAE).

Tabla 4.13. *Consumo de energía (por energía útil final) de distintos SAE frente a sistemas de hidrógeno.*

SAE	Bombeo hidráulico	Aire comprimido	Batería de ion-litio	Sistemas de hidrógeno verde
Consumo energético ($kWh_{prod.}/kWh_{useful}$)	1,15-1,54 [226]	1,12-2,5 [226], [227]	1,03-1,18 [5]	2,18-4,55*

*Obtenido a partir de los datos proporcionados por la Tabla 4.7, a partir de: $\frac{1,2-2,5\frac{kWh}{kg}}{\eta_{FC}}$, siendo η_{FC} la eficiencia de una pila de combustible (se considera en este caso una pila de combustible tipo PEM, de eficiencia 55%)

(c) TRL de tecnologías de hidrógeno

Según la cadena de suministro de hidrógeno analizada, se observa que la principal diferencia en los TRL no se da entre las distintas etapas de la cadena de suministro de hidrógeno, sino dentro de las propias etapas.

Se observan TRL muy diferentes, debido a la diferencia en la madurez de la tecnología. Por ejemplo, la tecnología de electrólisis alcalina tiene un TRL muy superior al TRL de la tecnología de electrólisis AEM. Lo mismo ocurre con las opciones de almacenamiento y distribución y con las tecnologías de uso final.

(d) Legislación mundial vigente sobre hidrógeno verde y certificados GO

En base a la legislación actual de hidrógeno verde que se ha estudiado, así como la emisión de los certificados GO, se puede encontrar una enorme desigualdad legal en los diferentes países o regiones. Así, en el caso de Europa, existe una legislación robusta y bien definida, así como un marco legal sobre el que establecer los requisitos para la emisión de certificados GO. Por otro lado, aunque otros países como EE.UU. cuentan con legislación para el hidrógeno de bajas emisiones asociadas (denominado "hidrógeno limpio") y una norma para combustibles con bajas emisiones de carbono asociadas en algunos de sus estados, el grado de desarrollo e implantación es menor que en Europa. De hecho, la huella de carbono por unidad de energía (teniendo en cuenta el LHV del hidrógeno) hasta la cual el hidrógeno puede considerarse limpio en EEUU es de 0,06 kg CO_2/kWh. Esta cifra es inferior a la huella de carbono del carbón (0,31-0,35 kg CO_2/kWh [228]), a la huella de carbono del gas natural (0,18 kg CO_2/kWh [228]), a la huella de carbono del petróleo (0,21-0,27 kg CO_2/kWh [228]), o a las huellas de carbono del hidrógeno obtenido mediante reformado de vapor y metano y mediante gasificación del carbón, que son de 0,27 y 0,6 kg CO_2/kWh [229], respectivamente. Sin embargo, esta cifra es superior a la huella de carbono de la energía nuclear (de media, 0,012 kg CO_2/kWh [229]) y a la prevista para la producción de electricidad en 2050 (0,01-0,02 kg CO_2/kWh [229]). Por otra parte, otros países como Brasil e India, aunque no tienen legislación en vigor, están en proceso de implantarla. Por último, el resto de los países analizados o bien tienen previsto aplicar una normativa que les permita establecer certificados de garantía de origen para el hidrógeno verde o, en el caso de China, ni siquiera se contempla ninguna actuación en este sentido. Esta diferencia observada en las normativas relativas al hidrógeno verde en los distintos países ha impulsado los intentos de establecer una serie de normas internacionales, como CEN-CENELEC (un conjunto de normas sobre el hidrógeno que facilitan la emisión de certificados GO) e ISO-IEC (un conjunto de normas internacionales sobre la normalización del hidrógeno) [230].

4.7 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado un estudio detallado de los tres pilares fundamentales que sustentan el hidrógeno verde: el consumo de recursos (es decir, la huella hídrica y energética), el desarrollo tecnológico y el marco regulatorio.

El estudio de la huella hídrica y energética es esencial para realizar un análisis de la viabilidad y sostenibilidad del hidrógeno verde (que no se limita a un simple análisis de la huella de carbono). El análisis de la huella hídrica muestra que el hidrógeno verde es más sostenible que la energía nuclear o los combustibles fósiles y también es competitivo con el método más común de producción de hidrógeno (SMR). Pero desde el punto de vista del consumo de energía, el análisis de la huella energética muestra que el hidrógeno verde consume una mayor cantidad de energía para su obtención (por unidad de energía contenida en el combustible) que otros combustibles fósiles u otros tipos de hidrógeno, además de requerir más energía para obtener la misma cantidad de energía útil que otros SAE.

Por otro lado, en cuanto al análisis de los TRL de las diferentes tecnologías que se pueden encontrar en la cadena de suministro del hidrógeno, éstos muestran una gran disparidad, pudiendo observarse, por ejemplo, TRL muy diferentes para las distintas tecnologías de electrólisis.

En cuanto al marco regulatorio del hidrógeno verde, el principal reto es establecer una definición de hidrógeno verde a nivel internacional, para que las certificaciones GO puedan ser comunes (o al menos aceptadas) entre los distintos países. En este sentido, la Unión Europea, cuya definición de hidrógeno verde establece 0 emisiones asociadas (esto es 0 kg CO_2/kWh), está muy por delante de su principal competidor, Estados Unidos, cuya definición de hidrógeno limpio tiene una huella de carbono máxima superior a la de la energía nuclear, e incluso a la prevista para la producción de electricidad en 2050, pero inferior a la de otros tipos de hidrógeno, como el obtenido a partir de SMR o GC.

La investigación realizada en este capítulo refuerza la idea de que las tecnologías verdes del hidrógeno aún no han alcanzado todo su potencial en términos de huella hídrica y energética, desarrollo tecnológico y marco normativo. En base a esto, se recomienda que los gobiernos de los diferentes países inviertan fuertemente en investigación y desarrollo como forma de conseguir la reducción de la huella hídrica y energética y, por otro lado, que favorezcan la implantación de tecnologías de hidrógeno que, de momento, estén lejos de ser comercializadas, aunque tengan un potencial prometedor (como, por ejemplo, los electrolizadores AEM). Además, dentro del marco legislativo y de normalización, es fundamental alcanzar acuerdos internacionales que permitan la producción, exportación/importación y usos del hidrógeno verde a través de

reglas claras y justas, favoreciendo así la generación de una verdadera economía global del hidrógeno. Si esto se lleva a cabo, el hidrógeno verde puede contribuir a un mundo más sostenible y también más igualitario, ya que podría producirse en casi cualquier parte del mundo.

Capítulo 5. Conclusiones y Desarrollos Futuros

Palabras clave	Resumen
Conclusiones extraídas de las investigaciones realizadas Trabajos futuros Hidrógeno verde Microrredes renovables Impacto económico Impacto ambiental Rentabilidad Aspectos técnicos, tecnológicos y regulatorios	En este último capítulo de la presente memoria de Tesis, se recogen las conclusiones que se obtienen de los diferentes trabajos de investigación realizados (primera sección del capítulo), así como las líneas de trabajo (en proceso y a futuro) que se derivan de los mismos (segunda sección). Esta memoria de Tesis ha analizado la viabilidad de integrar hidrógeno verde en microrredes renovables. Para ello, se han analizado diferentes aspectos técnicos y económicos que conciernen al hidrógeno verde a escala de microrredes. Entre ellos, se ha analizado el impacto económico de una microrred renovable que integra sistemas basados en tecnología de hidrógeno en función del sistema de gestión energética (SGE) implementado. Aunque el impacto económico de dicha microrred es demasiado alto (para los SGE estudiados), se espera que el I+D+i lo reduzca. Por ello, para obtener cuándo dicho impacto haría rentable la microrred (frente a una vivienda con idéntico perfil de consumo, suministrado íntegramente por la red eléctrica principal), el anterior estudio ha conducido un análisis de la rentabilidad económica de dicha microrred en función de los precios de la electricidad, el SGE implementado y la reducción de costes de las tecnologías de hidrógeno. Si bien se ha obtenido que la microrred estudiada no es rentable actualmente, independientemente del SGE implementado, en el caso del SGE de prioridad de uso de la batería, la microrred no está lejos de ser rentable (sobre todo teniendo en cuenta el actual panorama incierto de los precios de la electricidad). Por otra parte, se han analizado aspectos técnicos del hidrógeno verde como la huella hídrica o energética (la primera, muy competitiva y la segunda, muy desfavorable frente a otros tipos de hidrógeno y combustibles fósiles), el grado de desarrollo tecnológico de diferentes sistemas basados en hidrógeno (claramente desigual, observándose tecnologías completamente comercializadas y otras que se encuentran únicamente a escala de laboratorio) y el estatus legal del hidrógeno verde a nivel mundial (muy diferente para los distintos países analizados). Ello lleva a la necesidad de fuertes inversiones en I+D+i para mejorar aspectos técnicos y tecnológicos del hidrógeno, así como armonizar legalmente el hidrógeno verde a nivel mundial para aportar seguridad jurídica a la hora de importarlo y exportarlo. Todo ello es imprescindible si el hidrógeno verde se quiere implementar a gran escala. Sin embargo, para que esto sea posible es necesario realizar estudios que analicen cuál es el grado óptimo (a nivel económico) de modularización de electrolizadores en una planta de hidrógeno verde o que propongan regulaciones específicas para microrredes (actualmente inexistentes). En ese sentido, en este apartado se analizan las conclusiones de los estudios presentados en esta memoria de Tesis, así como los trabajos futuros que se derivan de los mismos.

5.1 Conclusiones

La presente memoria de Tesis nos proporciona una serie de conclusiones que van a ser clave a la hora de integrar hidrógeno verde a gran escala en microrredes renovables. A continuación, se van a desglosar cada una de las conclusiones que pueden extraerse de los diferentes estudios realizados.

En primer lugar, respecto al análisis del impacto económico y ambiental de una microrred renovable basada en sistemas de tecnología de hidrógeno llevado a cabo en el Capítulo 2, lo primero que se puede observar es que, independientemente del sistema de gestión energética (SGE) bajo el que esté gobernado, dichas microrredes tienen un alto impacto económico. Aunque el SGE de prioridad de uso del sistema de baterías hay un menor número de reemplazamientos de los equipos que componen la microrred, lo cual hace que el impacto económico de la misma sea menor, el SGE de prioridad de uso de los sistemas de hidrógeno es menos dependiente de la red eléctrica principal (que es el único elemento de la microrred que tiene una huella de carbono asociada). Por ello, este último SGE tiene menor impacto ambiental; no obstante, ambos SGE analizados suponen un impacto ambiental muchísimo menor en comparación con una vivienda con un idéntico perfil de consumo satisfecho íntegramente por la red eléctrica principal.

Si bien el impacto económico es actualmente demasiado alto para hacer económicamente competitivas las microrredes estudiadas, se prevé que el I+D+i reduzcan los costes asociados a las tecnologías de hidrógeno de forma drástica (de forma similar a como ha ocurrido en el pasado para otras fuentes de energía). En ese sentido, las inversiones públicas y privadas en I+D+i van a ser de importancia crucial a la hora de hacer posible que estas microrredes sean económicamente viables.

Por otra parte, el estudio del impacto económico asociado a una microrred renovable basada en sistemas de tecnología de hidrógeno lleva aparejado de forma obligatoria la necesidad de realizar un análisis de cuándo y cómo dichas microrredes se convierten en rentables. En ese sentido, en el Capítulo 3 obtiene el precio de la electricidad que hace rentable (frente a una vivienda con idéntico perfil de consumo, aunque íntegramente suministrado por la red eléctrica principal) la microrred en función del SGE implementado y la reducción de costes de las tecnologías de hidrógeno, en primer lugar y, en segundo lugar, añadiendo una tercera variable (la reducción de costes del resto de tecnologías que componen la microrred).

Si se consideran los precios actuales de las tecnologías que componen la microrred (tanto las de hidrógeno como el resto), se observa que, si bien dichos precios son superiores a los actuales precios de la electricidad en el mercado minorista, lo cierto es que para determinados SGE, como el de prioridad de uso

de los sistemas de batería, la microrred estudiada está cerca de ser rentable. De hecho, el precio que hace rentable la microrred gobernada bajo este SGE (0,40 €/kWh), es ligeramente superior al precio medio de la electricidad en el mercado minorista durante el tercer trimestre de 2022 (0,3307 €/kWh). Si además se tiene en cuenta que se espera que las tecnologías de hidrógeno (por un lado) y el resto de tecnologías que componen la microrred (por el otro) sufran una reducción de costes en los próximos años, es obvio que el precio de la electricidad que haga rentable la microrred se reducirá con el tiempo. Por ello, es más que necesario que haya inversiones públicas y privadas en I+D+i para abordar el problema de la rentabilidad de estas microrredes, con el objetivo de poder hacerlas competitivas frente a la clásica vivienda tradicional que se abastece íntegramente de la red eléctrica principal.

Sin embargo, no sólo los aspectos económicos son los únicos a tener en cuenta a la hora de integrar el hidrógeno verde a gran escala. Por ello, en el Capítulo 4, se abordan diferentes aspectos que conciernen a este vector energético: la huella hídrica, la huella energética, el grado de madurez tecnológica y el estatus legal a nivel mundial. Si bien la huella hídrica del hidrógeno verde no sólo es competitiva, frente a la de los combustibles fósiles y la de otros tipos de hidrógeno, sino que es menor, no ocurre lo mismo con la huella energética. Aunque no es justo comparar la huella energética (en términos de energía necesaria por unidad de energía obtenida en forma de combustible) del hidrógeno verde con la de otros tipos de hidrógeno y los combustibles fósiles (puesto que se concibe como sistema para almacenar los excedentes energéticos renovables y usarlos en momentos de déficit energético); si se compara con otros sistemas de almacenamiento energético (en este caso se debe considerar la producción, almacenamiento y uso final del hidrógeno) sale desfavorecido.

Por otra parte, las tecnologías de hidrógeno tienen un grado de desarrollo tecnológico claramente desigual, pudiendo encontrarse tecnologías ampliamente desplegadas a nivel comercial (pilas de combustible PEM, electrolizadores alcalinos, tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido, etc.), mientras que otras tecnologías prometedoras (como los electrolizadores AEM), aún se encuentran en fase de investigación (siendo únicamente posible encontrarlos a escala de laboratorio). Por último, en cuanto al estatus regulatorio del hidrógeno verde en el mundo, se aprecia una más que evidente desigualdad, pudiendo encontrarse que determinados países no tienen si quiera la intención de establecer una legislación al respecto, mientras que otros (los pertenecientes a la Unión Europea) tienen tanto una legislación que define qué es el hidrógeno verde como una serie de estándares establecidos para permitir la expedición de certificados de garantía de origen del hidrógeno verde.

En definitiva, y en línea con lo que se puede concluir de los capítulos anteriores, el hidrógeno verde, si bien es prometedor, es necesario que se investigue en profundidad antes de que se despliegue a gran escala a nivel de

microrredes renovables. De este modo, se podrá mejorar aspectos como su huella hídrica, energética (que actualmente es muy alta), o el desarrollo de tecnologías de hidrógeno prometedoras que se encuentran a escala de laboratorio (con el objetivo de que se puedan comercializar ampliamente a la mayor brevedad). Por otra parte, también es necesario abordar otro punto de vista (que será imprescindible a la hora de implementar hidrógeno verde a escala mundial): el establecimiento de una serie de estándares y normas internacionales que permitan realizar exportaciones e importaciones de hidrógeno verde con una seguridad jurídica que las soporte.

En resumen, la presente Tesis tiene como objetivo principal el análisis de la viabilidad de integración de hidrógeno verde a nivel de microrredes renovables. Este trabajo, además, va ser crucial a la hora de extrapolar los análisis realizados a la hora de integrar hidrógeno verde a nivel industrial, así como va a ser un punto de partida para la propuesta de legislación de microrredes renovables basadas en hidrógeno (actualmente no reguladas).

5.2 Desarrollos futuros

La presente Tesis no se concibe como un trabajo cerrado, sino que de la misma se derivan tanto trabajos en curso como futuras líneas de investigación.

De este modo, los estudios de impacto económico y ambiental llevados a cabo en el Capítulo 2 abren la puerta a análisis de la influencia de SGE diferentes a los propuestos en las variables ya mencionadas, buscando así optimizar el comportamiento económico y ambiental de la microrred. De forma similar, el Capítulo 3 es un excelente punto de partida para la búsqueda de diferentes SGE que tengan como objetivo minimizar el precio de la electricidad a partir del cual la microrred es rentable.

Por otra parte, del Capítulo 4, se pueden extraer futuros trabajos que tengan como objetivo primordial reducir la huella hídrica (optimizando el uso de agua a la hora de acondicionar el electrolizador o aumentando la eficiencia en la destilación de agua). De este capítulo, que analiza el estatus legal del hidrógeno verde, también se puede derivar el estudio de una propuesta de legislación, para el caso de la microrred estudiada en la presente Tesis, basada en criterios técnicos que busque complementar la normativa actualmente vigente en España y que cubra los vacíos legales existentes y que pueden afectar la seguridad de los habitantes de la microrred. Para ello, será necesario un análisis exhaustivo de los modos de fallo de los equipos que componen la microrred que puedan poner en peligro a sus habitantes.

Así, en el caso de la microrred objeto de estudio en la presente memoria de Tesis, se pueden identificar diferentes riesgos que puedan poner en peligro a los habitantes de la microrred. Por ejemplo, las FER tienen asociado riesgo eléctrico

y de caída a alturas [231], los sistemas de hidrógeno (electrolizador, tanque de almacenamiento y pila de combustible) tienen asociado el riesgo de inflamabilidad del hidrógeno (4 – 75 %) [232]. En el caso del electrolizador alcalino, habrá riesgos adicionales asociados a la alta presión de operación (30 bar), así como riesgo debido al efecto crossover y al ambiente corrosivo creado por el electrolito de hidróxido de potasio [154], [233]. En cuanto al tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido (30 bar), los riesgos que conlleva son los que están asociados a la presión de operación [234]; mientras que entre los riesgos asociados a la pila de combustible PEM, se encuentran los riesgos de electrocución, inversión de polaridad de celda (que puede provocar incendios), riesgo de asfixia (por consumo de oxígeno) o el de presión de entrada en la pila [54]. Por último, entre los riesgos asociados al banco de baterías de plomo ácido se encuentran la formación de hidrógeno cuando la batería se encuentra cargada, la acidez del electrolito de la batería o la toxicidad de los materiales utilizados en los terminales de la misma [235].

Una vez se han identificado los riesgos que ponen en peligro la seguridad de los habitantes de la microrred, se ha recopilado la normativa existente en la legislación española aplicable a los equipos de la microrred, así como se ha desarrollado una propuesta basada en criterios técnicos que cubra los vacíos legales existentes y supongan un peligro a la seguridad, Tabla 5. 1.

Tabla 5. 1. *Normativa vigente y propuesta de regulación para los equipos de la microrred.*

Elemento		Propuesta de legislación
Instalación de la microrred		***Legislación vigente:*** Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, establecido en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto: normativa a cumplir por la instalación. Las salas de microrredes con equipos de hidrógeno (potencialmente explosivas) deberán usar luminarias adecuadas para atmósferas explosivas.
Sistemas de hidrógeno	**FER**	***Normativa vigente:*** Real Decreto 244/2019, de 5 de abril: instalación en la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes en régimen de compensación para una potencia instalada superior a 15 kW. Debe disponer de permisos de acceso y conexión a la red eléctrica. ***Propuesta:*** revisión semestral de la robustez de la estructura de paneles fotovoltaicos con seguidores solares y aerogeneradores. Paneles FV anclados a superficie a la que se fijan y que soporten velocidades de viento de ≥140 km/h.
		Legislación vigente: REAL DECRETO 656/2017, de 23 de junio: establece el hidrógeno como gas inflamable y obliga al titular de la instalación a poner a disposición de las autoridades la documentación pertinente. REAL DECRETO 919/2006, de 28 de julio: establece las condiciones que debe cumplir una instalación receptora de combustible gaseoso. ITC 07: si la parte superior de la instalación está cubierta, la planta debe dejar al menos un 25% de superficie libre para comunicar con el exterior (al menos 4 m^2).
	Electrolizador	***Propuesta:*** integración de sensores de hidrógeno con comunicación bidireccional con el sistema electrolizador, que se detendrá si el hidrógeno producido tiene una pureza inferior al 90% o si el oxígeno producido tiene una concentración de hidrógeno superior al 1%. Electrolizador en un lugar al aire libre y completamente cubierto. Su carcasa estará aislada eléctricamente.

	Tanque de almacenamiento	***Legislación vigente:*** Real Decreto 656/2017: los depósitos de hidrógeno no pueden almacenarse a alturas superiores a 4 metros ni ubicarse en sótanos. Además, deben ubicarse en lugares con ventilación continua y estar separados a una distancia de 3 metros (o mediante un muro de separación) de los gases inertes. Real Decreto 809/2021, de 21 de septiembre: depósitos de almacenamiento de hidrógeno instalados según Real Decreto. ***Propuesta:*** la frecuencia mínima de mantenimiento requerida será 1,5 veces la indicada por el fabricante. Sistema de control incluido para asegurar que el depósito funciona dentro de su rango de presión de operación.
	PEM-FC	***Propuesta:*** integración de un sistema de control que desconecte la carga a la que está conectada la pila de combustible (y luego el suministro de hidrógeno) cuando su tensión llegue a cero.
Banco de baterías de plomo-ácido		***Legislación vigente:*** Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto: equipos eléctricos protegidos contra vapores emitidos por el electrolito de las baterías, lámparas de incandescencia o descarga de alumbrado y fabricados con material adecuado para soportar el ambiente corrosivo e impedir la penetración de gases en su interior. Equipos ubicados en lugares con ventilación adecuada, convenientemente aislados y en lugares de fácil sustitución. ***Propuesta:*** sensores de hidrógeno junto al banco de baterías de plomo-ácido que deben alertar y detener el funcionamiento de la batería si la concentración de hidrógeno en el aire es superior al 1%.

Por otra parte, en el Capítulo 4, se analizan diferentes aspectos técnicos del hidrógeno verde (como el grado de desarrollo tecnológico o sus huellas hídrica o energética), que son completamente cruciales a la hora de producir hidrógeno verde a gran escala. De esta necesidad se derivan análisis que tengan como objetivo primordial hallar el grado de modularización óptima de un sistema de electrolizadores integrados en una planta de hidrógeno verde a escala industrial (para así mejorar el comportamiento tecnoeconómico de la misma). Así, se diseña una planta de hidrógeno verde formada por un campo fotovoltaico (FV) de 1 MW de potencia y diferentes configuraciones del sistema de electrolizadores de 1 MW de capacidad total: la configuración 1 consiste en un sistema de único electrolizador, a la configuración 2 consiste en un sistema de dos electrolizadores y la configuración 3 consiste en un sistema de 4 electrolizadores. En todos los casos, el sistema de electrolizadores es accionado por el campo FV. Sin embargo, para las configuraciones 2 y 3 (y debido a que hay más de un electrolizador en el sistema), se pueden imponer diferentes sistemas de gestión energética (SGE) que decidan el electrolizador que estará en funcionamiento en cada momento. De este modo, se definirán dos SGE: el primero de ellos, priorizará el uso (siempre que sea posible) del electrolizador 1 sobre el electrolizador 2 (y, en la configuración 3, el electrolizador 2 se priorizará sobre el electrolizador 3 y este, a su vez, sobre el electrolizador 4); por otra parte, el segundo SGE, buscará homogeneizar las horas de uso de cada electrolizador de la planta de hidrógeno verde.

Teniendo esto en cuenta y debido a la ausencia de referencias en la literatura científica que cuantifiquen el efecto de diversos mecanismos de degradación

(como el efecto de arranque y parada) [129], [236], [237], se considerará únicamente que la vida útil del electrolizador depende del número de horas de operación. Así, para diferentes tiempos de vida útil, se obtendrán diferentes tiempos de reemplazamiento, lo cual a su vez repercutirá en los costes de adquisición de los equipos durante la vida útil de la planta de hidrógeno verde (que vendrá determinado por el tiempo de vida del campo FV, estimado en 25 años [121]).

Con todos ello, los resultados preliminares muestran un panorama en que el grado de modularización del sistema de electrolizadores, el SGE implementado y la tecnología de electrólisis (y su vida útil) que se integrará en la planta de hidrógeno verde van a ser determinantes a la hora de decantarse, por una u otra configuración, Tabla 5. 2.

Tabla 5. 2. *Costes de adquisición ordenados de 1 (menor coste) a 5 (mayor coste) en función de la tecnología de electrólisis y vida útil del electrolizador para las diferentes configuraciones y SGE.*

Tecnología de electrólisis	**Configuración 1**	**Configuración 2**		**Configuración 3**	
	Vida útil (h)	**Costes SGE 1**	**Costes SGE 1**	**Costes SGE 2**	**Costes SGE 1**	**Costes SGE 2**
PEM	10.000	5	3	1	4	2
	40.000	1	3	2	5	4
	70.000	1	2	3	5	4
	100.000	2	3	1	5	4
Alcalina	10.000	3	2	1	5	4
	40.000	1	3	2	5	4
	70.000	2	1	5	4	3
	100.000	4	3	1	5	2

De este modo, los resultados preliminares muestran que la configuración más rentable económicamente no está claramente definida, sino que va a depender de la tecnología de electrólisis y la vida útil de los electrolizadores integrados en la planta de hidrógeno verde. En cualquier caso, parece quedar claro que las configuraciones más rentables son las configuraciones 1 o 2 (esta última suele ser, teniendo en cuenta los resultados preliminares, la más rentable, ya sea bajo un SGE u otro). Por dicho motivo, el sistema de electrolizadores se debe modularizar poco (puesto que un alto grado de modularización lleva implícito un mayor coste económico) tanto por motivos económicos como por una razón exclusivamente técnica: el riesgo de que el electrolizador sufra una avería antes del fin de su vida útil (lo cual inutilizaría la planta de hidrógeno verde al completo).

Si bien se han mostrado resultados preliminares de investigaciones en curso que se derivan de la presente memoria de Tesis, de las mismas se derivarán, a su vez, futuros estudios enfocados a la cuantificación de la degradación de electrolizadores debido a arranques y paradas, así como el desarrollo de SGE que

tengan como objetivo optimizar el coste de adquisición en función del número de módulos de electrolizadores en una planta de hidrógeno verde a gran escala.

En resumen, la presente memoria de Tesis no sólo no es un trabajo cerrado, sino que de ella se derivan investigaciones que ya se encuentran en curso, así como futuras líneas de trabajo y retos enfocados a la plena integración del hidrógeno verde en nuestra sociedad.

Referencias Bibliográficas

[1] M. K. Mahalik, G. Patel, B. K. Sahoo, and M. M. Rahman, "Impact of income inequality on renewable energy demand in south Asian economies," *Energy Policy*, vol. 180, p. 113628, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113628.

[2] A. Alizadeh, I. Kamwa, A. Moeini, and S. M. Mohseni-Bonab, "Energy management in microgrids using transactive energy control concept under high penetration of Renewables; A survey and case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 176, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.RSER.2023.113161.

[3] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Generation scheduling in island systems with variable renewable energy sources: A literature review," *Renew. Energy*, vol. 205, pp. 1105–1124, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.099.

[4] M. S. Thopil, R. C. Bansal, L. Zhang, and G. Sharma, "A review of grid connected distributed generation using renewable energy sources in South Africa," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 21, pp. 88–97, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.05.001.

[5] J. M. Andújar, F. Segura, J. Rey, and F. J. Vivas, "Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option," *Energies*, vol. 15, no. 17, p. 6196, Aug. 2022, doi: 10.3390/EN15176196.

[6] J. M. Andújar, F. Segura, and J. Rey, *Energy Storage Systems: Fundamentals, Classification and a Technical Comparative*. Springer Cham, 2023.

[7] G. M. Cabello, S. J. Navas, I. M. Vázquez, A. Iranzo, and F. J. Pino, "Renewable medium-small projects in Spain: Past and present of microgrid development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 165, p. 112622, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112622.

[8] A. M. Ferrario, F. J. Vivas, F. S. Manzano, J. M. Andújar, E. Bocci, and L. Martirano, "Hydrogen vs. Battery in the long-term operation. A comparative between energy management strategies for hybrid renewable microgrids," *Electron.*, vol. 9, no. 4, p. 698, 2020, doi: 10.3390/electronics9040698.

[9] A. Roy *et al.*, "A combined optimization of the sizing and the energy management of an industrial multi-energy microgrid: Application to a harbour area," *Energy Convers. Manag. X*, vol. 12, 2021, doi: 10.1016/j.ecmx.2021.100107.

[10] B. Li and J. Li, "Sizing versus Price: How they influence the energy exchange among large numbers of hydrogen-centric multi-energy supply grid-connected microgrids," *Energy Reports*, vol. 6, 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.10.052.

[11] M. Mansoor, M. Stadler, H. Auer, and M. Zellinger, "Advanced optimal planning for microgrid technologies including hydrogen and mobility at a real microgrid testbed," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 37, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.110.

[12] J. J. Ming Kwok, N. Yu, I. A. Karimi, and D. Y. Lee, "Microgrid scheduling for reliable, cost-effective, and environmentally friendly energy management," *Ind.*

Eng. Chem. Res., vol. 52, no. 1, 2013, doi: 10.1021/ie3006897.

[13] M. Shi, H. Wang, C. Lyu, P. Xie, Z. Xu, and Y. Jia, "A hybrid model of energy scheduling for integrated multi-energy microgrid with hydrogen and heat storage system," *Energy Reports*, vol. 7, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.08.037.

[14] J. Tobajas, F. Garcia-Torres, P. Roncero-Sánchez, J. Vázquez, L. Bellatreche, and E. Nieto, "Resilience-oriented schedule of microgrids with hybrid energy storage system using model predictive control," *Appl. Energy*, vol. 306, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118092.

[15] Y. Xie, Y. Ueda, and M. Sugiyama, "Greedy energy management strategy and sizing method for a stand-alone microgrid with hydrogen storage," *J. Energy Storage*, vol. 44, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103406.

[16] Z. Zhu, Z. Weng, and H. Zheng, "Optimal Operation of a Microgrid with Hydrogen Storage Based on Deep Reinforcement Learning," *Electronics*, vol. 11, no. 2, p. 196, Jan. 2022, doi: 10.3390/ELECTRONICS11020196.

[17] R. Vincent, A. Houari, M. Ait-Ahmed, and M. F. Benkhoris, "Influence of different time horizon-based battery energy management strategies on residential microgrid profitability," *J. Energy Storage*, vol. 29, p. 101340, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101340.

[18] M. M. Eskander and C. A. Silva, "Techno-economic and environmental comparative analysis for DC microgrids in households: Portuguese and French household case study," *Appl. Energy*, vol. 349, p. 121495, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121495.

[19] D. Grosspietsch, P. Thömmes, B. Girod, and V. H. Hoffmann, "How, When, and Where? Assessing Renewable Energy Self-Sufficiency at the Neighborhood Level," *Environ. Sci. Technol.*, vol. 52, no. 4, pp. 2339–2348, Feb. 2018, doi: https://doi.org/10.1021/acs.est.7b02686.

[20] M. Azimian, V. Amir, S. Mohseni, A. C. Brent, N. Bazmohammadi, and J. M. Guerrero, "Optimal Investment Planning of Bankable Multi-Carrier Microgrid Networks," *Appl. Energy*, vol. 328, p. 120121, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120121.

[21] A. X. Y. Mah *et al.*, "Optimization of a standalone photovoltaic-based microgrid with electrical and hydrogen loads," *Energy*, vol. 235, p. 121218, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121218.

[22] X. Shi, X. Liao, and Y. Li, "Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework," *Renew. Energy*, vol. 154, pp. 786–796, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.RENENE.2020.03.026.

[23] A. Mehmeti, A. Angelis-Dimakis, G. Arampatzis, S. J. McPhail, and S. Ulgiati, "Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies," *Environments*, vol. 5, no. 2, p. 24, Feb. 2018, doi: 10.3390/ENVIRONMENTS5020024.

[24] M. G. Rasul, M. A. Hazrat, M. A. Sattar, M. I. Jahirul, and M. J. Shearer, "The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 272, p. 116326, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.116326.

[25] S. Dermühl and U. Riedel, "A comparison of the most promising low-carbon hydrogen production technologies," *Fuel*, vol. 340, p. 127478, May 2023, doi: 10.1016/J.FUEL.2023.127478.

[26] R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen, and J. O'Brien, "Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems," *Prog. Nucl. Energy*, vol. 123, May 2020, doi: 10.1016/J.PNUCENE.2020.103317.

[27] J. Incer-Valverde, J. Mörsdorf, T. Morosuk, and G. Tsatsaronis, "Power-to-liquid hydrogen: Exergy-based evaluation of a large-scale system," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 31, pp. 11612–11627, Apr. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.09.026.

[28] E. C. Okonkwo, M. Al-Breiki, Y. Bicer, and T. Al-Ansari, "Sustainable hydrogen roadmap: A holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 72, pp. 35525–35549, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.08.111.

[29] M. Neuwirth, T. Fleiter, P. Manz, and R. Hofmann, "The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany," *Energy Convers. Manag.*, vol. 252, p. 115052, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2021.115052.

[30] A. Velazquez Abad and P. E. Dodds, "Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges," *Energy Policy*, vol. 138, p. 111300, Mar. 2020, doi: 10.1016/J.ENPOL.2020.111300.

[31] W. Cheng and S. Lee, "How Green Are the National Hydrogen Strategies?," *Sustainability*, vol. 14, no. 3, p. 1930, Feb. 2022, doi: 10.3390/SU14031930.

[32] F. Dawood, M. Anda, and G. M. Shafiullah, "Hydrogen production for energy: An overview," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 7, pp. 3847–3869, Feb. 2020, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2019.12.059.

[33] World Bank, "The World Bank Annual Report 2018," *World Bank Annu. Rep. 2018*, Sep. 2018, doi: 10.1596/978-1-4648-1296-5.

[34] Y. Liu, K. Dong, and Q. Jiang, "Assessing energy vulnerability and its impact on carbon emissions: A global case," *Energy Econ.*, vol. 119, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.ENECO.2023.106557.

[35] M. Tabari and B. Shaffer, "Paying for performance: The role of policy in energy storage deployment," *Energy Econ.*, vol. 92, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.ENECO.2020.104949.

[36] M. Shatnawi, N. S. A. M. AlJaberi, and N. A. S. M. Al Qaydi, "Solar-hydrogen microgrid project," in *SEG/AAPG/EAGE/SPE Research and Development Petroleum*

Conference and Exhibition 2018, RDP 2018, SEG Library, 2018. doi: 10.1190/RDP2018-41986869.1.

[37] A. Kafetzis, C. Ziogou, K. D. Panopoulos, S. Papadopoulou, P. Seferlis, and S. Voutetakis, "Energy management strategies based on hybrid automata for islanded microgrids with renewable sources, batteries and hydrogen," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 134, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.RSER.2020.110118.

[38] Y. T. Lei, C. Q. Ma, N. Mirza, Y. S. Ren, S. W. Narayan, and X. Q. Chen, "A renewable energy microgrids trading management platform based on permissioned blockchain," *Energy Econ.*, vol. 115, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.ENECO.2022.106375.

[39] IRENA, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. International Renewable Energy Agency*, no. October. 2017.

[40] S. I. Pérez-Uresti, M. Martín, and A. Jiménez-Gutiérrez, "A Methodology for the Design of Flexible Renewable-Based Utility Plants," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 8, no. 11, 2020, doi: 10.1021/acssuschemeng.0c00362.

[41] A. Bilich *et al.*, "Life cycle assessment of solar photovoltaic microgrid systems in off-grid communities," *Environ. Sci. Technol.*, vol. 51, no. 2, 2017, doi: 10.1021/acs.est.6b05455.

[42] L. F. Fuentes-Cortés, M. Ortega-Quintanilla, and A. Flores-Tlacuahuac, "Water-Energy Off-Grid Systems Design Using a Dominant Stakeholder Approach," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 7, no. 9, 2019, doi: 10.1021/acssuschemeng.9b00348.

[43] A. Monforti Ferrario *et al.*, "A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation," *Adv. Appl. Energy*, vol. 3, p. 100048, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100048.

[44] B. Mahant, P. Linga, and R. Kumar, "Hydrogen Economy and Role of Hythane as a Bridging Solution: A Perspective Review," *Energy and Fuels*, vol. 35, no. 19. 2021. doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c02404.

[45] M. Balat, "Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 15, 2008, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.05.047.

[46] F. J. Vivas, A. De las Heras, F. Segura, and J. M. Andújar, "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 126–155, 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.09.014.

[47] F. J. Vivas, F. Segura, and J. M. Andújar, "Fuzzy logic-based energy management system for grid-connected residential DC microgrids with multi-stack fuel cell systems: A multi-objective approach," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 32, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.SEGAN.2022.100909.

[48] F. J. Vivas Fernández, F. S. Manzano, J. M. A. Márquez, and A. J. Calderón Godoy,

"Extended Model Predictive Controller to Develop Energy Management Systems in Renewable Source-Based Smart Microgrids with Hydrogen as Backup. Theoretical Foundation and Case Study," *Sustainability*, vol. 12, no. 21, p. 8969, Oct. 2020, doi: 10.3390/SU12218969.

[49] J. M. Andújar, F. J. Vivas, F. Segura, and A. J. Calderón, "Integration of air-cooled multi-stack polymer electrolyte fuel cell systems into renewable microgrids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 142, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.IJEPES.2022.108305.

[50] A. Lanz, J. Heffel, and C. Messer, "Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies - Module 1: Hydrogen Properties," Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies. Accessed: May 07, 2022. [Online]. Available: https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/14966

[51] A. I. Woody, "How is the Ideal Gas Law Explanatory?," *Sci. Educ.*, vol. 22, no. 7, 2013, doi: 10.1007/s11191-011-9424-6.

[52] IRENA Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2019," *Int. Renew. Energy Agency*, 2020.

[53] F. J. Vivas, F. Segura, J. M. Andújar, and J. J. Caparrós, "A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 219, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113053.

[54] Ballard Power Systems, "Putting fuel cells to work: FCgen ® -1020ACS Fuel Cell Stack FCvelocity ® -1020ACS Fuel Cell Stack. Product Manual and Integration Guide," p. 5117480, 2016.

[55] International Renewable Energy Agency, "GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2," 2020.

[56] Hydrogen Council, "Path to hydrogen competitiveness A cost perspective," *Hydrog. Counc.*, 2020.

[57] REData, "Emisiones y factor de emisión de CO2 eq. de la generación," Red Eléctrica. Accessed: Nov. 09, 2022. [Online]. Available: https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2

[58] World Bank, *State and Trends of Carbon Pricing 2021*, no. May. 2021. doi: 10.1596/978-1-4648-1728-1.

[59] A. G. M. B. Mustayen, M. G. Rasul, X. Wang, M. Negnevitsky, and J. M. Hamilton, "Remote areas and islands power generation: A review on diesel engine performance and emission improvement techniques," *Energy Convers. Manag.*, vol. 260, p. 115614, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115614.

[60] B. Lee *et al.*, "Economic Parity Analysis of Green Methanol Synthesis Using Water Electrolysis Based on Renewable Energy," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 9, no. 47, 2021, doi: 10.1021/acssuschemeng.1c05152.

[61] Y. Liu, Q. He, X. Shi, Q. Zhang, and X. An, "Energy storage in China: Development

progress and business model," *J. Energy Storage*, vol. 72, p. 108240, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108240.

[62] A. M. Eremeeva and Y. V Ilyushin, "Automation of the control system for drying grain crops of the technological process for obtaining biodiesel fuels," *Sci. Rep.*, vol. 13, no. 1, p. 14956, 2023, doi: 10.1038/s41598-023-41962-0.

[63] M. Amir *et al.*, "Energy storage technologies: An integrated survey of developments, global economical/environmental effects, optimal scheduling model, and sustainable adaption policies," *J. Energy Storage*, vol. 72, p. 108694, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108694.

[64] F. Shen, L. Zhao, W. Du, W. Zhong, X. Peng, and F. Qian, "Data-Driven Stochastic Robust Optimization for Industrial Energy System Considering Renewable Energy Penetration," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 10, no. 11, pp. 3690–3703, Mar. 2022, doi: 10.1021/ACSSUSCHEMENG.2C00211.

[65] S. Zhang *et al.*, "A review and outlook on cloud energy storage: An aggregated and shared utilizing method of energy storage system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 185, p. 113606, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113606.

[66] Alex Scott, "Counting the ways to store renewable energy," *C&EN Glob. Enterp.*, vol. 96, no. 42, 2018, doi: 10.1021/cen-09642-feature1.

[67] L. P. Van, K. Do Chi, and T. N. Duc, "Review of hydrogen technologies based microgrid: Energy management systems, challenges and future recommendations," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 14127–14148, May 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.12.345.

[68] E. S. Hanley, G. Amarandei, and B. A. Glowacki, "Potential of Redox Flow Batteries and Hydrogen as Integrated Storage for Decentralized Energy Systems," *Energy and Fuels*, vol. 30, no. 2, 2016, doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b02805.

[69] P. Vaishnav, N. Horner, and I. L. Azevedo, "Was it worthwhile? Where have the benefits of rooftop solar photovoltaic generation exceeded the cost?," *Environ. Res. Lett.*, vol. 12, no. 9, 2017, doi: 10.1088/1748-9326/aa815e.

[70] Marc Reisch, "The coming challenge of green hydrogen," *C&EN Glob. Enterp.*, vol. 98, no. 2, 2020, doi: 10.1021/cen-09802-cover18.

[71] B. Nykvist and M. Nilsson, "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles," *Nat. Clim. Chang.*, vol. 5, no. 4, pp. 329–332, Mar. 2015, doi: 10.1038/NCLIMATE2564.

[72] S. Haviv *et al.*, "Luminescent Solar Power - PV/Thermal Hybrid Electricity Generation for Cost-Effective Dispatchable Solar Energy," *ACS Appl. Mater. Interfaces*, vol. 12, no. 32, 2020, doi: 10.1021/acsami.0c08185.

[73] Y. Y. Lai, X. Li, and Y. Zhu, "Polymeric Active Materials for Redox Flow Battery Application," *ACS Applied Polymer Materials*, vol. 2, no. 2. 2020. doi: 10.1021/acsapm.9b00864.

[74] G. Krajačić, N. Duić, and M. da Graça Carvalho, "H2RES, Energy planning tool for

island energy systems – The case of the Island of Mljet," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7015–7026, 2009, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.12.054.

[75] F. J. Vivas, A. De las Heras, F. Segura, and J. M. Andújar, "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 126–155, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.09.014.

[76] Market Observatory for Energy, "Quarterly report On European electricity markets: With focus on the impact of wholesale electricity prices on household retail prices," *Eur. Comm.*, vol. 14, no. 3, covering third quarter of 2021, 2022.

[77] Market Observatory for Energy, "Quarterly report On European electricity markets," *Eur. Comm.*, vol. 15, no. 3, covering third quarter of 2022, 2023.

[78] Market Observatory for Energy, "Quarterly report On European electricity markets: With focus on price developments in 2022," *Eur. Comm.*, vol. 15, no. 4, covering fourth quarter of 2022, 2023.

[79] J. Rey, F. Segura, J. M. Andújar, and A. M. Ferrario, "The Economic Impact and Carbon Footprint Dependence of Energy Management Strategies in Hydrogen-Based Microgrids," *Electronics*, vol. 12, no. 17, 2023, doi: 10.3390/electronics12173703.

[80] S. Schlömer *et al.*, "III ANNEX Technology-specific Cost and Performance Parameters Editor: Lead Authors: Contributing Authors: to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer Technology-specific Cost and Performance Parameters Annex III AIII Contents," 2014.

[81] K. Beasy, S. Emery, K. Pryor, and T. A. Vo, "Skilling the green hydrogen economy: A case study from Australia," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 19811–19820, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.02.061.

[82] Z. Liu, B. Wang, and C. Cazorla, "Strain Engineering of Two-Dimensional Piezophotocatalytic Materials for Improved Hydrogen Evolution Reaction," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 10, no. 50, pp. 16924–16934, Dec. 2022, doi: 10.1021/acssuschemeng.2c05838.

[83] H. Han *et al.*, "Lattice-disorder layer generation from liquid processing at room temperature with boosted nanointerface exposure toward water splitting," *Sustain. Energy Fuels*, vol. 6, no. 12, pp. 3008–3013, 2022, doi: 10.1039/D2SE00474G.

[84] M. Genovese, V. Cigolotti, E. Jannelli, and P. Fragiacomo, "Current standards and configurations for the permitting and operation of hydrogen refueling stations," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 51, pp. 19357–19371, 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.01.324.

[85] J. Bollmann *et al.*, "A path to a dynamic hydrogen storage system using a liquid organic hydrogen carrier (LOHC): Burner-based direct heating of the dehydrogenation unit," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 3, pp. 1011–1023, Jan.

2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.09.234.

[86] P. Lubello, M. Pasqui, A. Mati, and C. Carcasci, "Assessment of hydrogen-based long term electrical energy storage in residential energy systems," *Smart Energy*, vol. 8, p. 100088, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.SEGY.2022.100088.

[87] J. P. Viteri, S. Viteri, C. Alvarez-Vasco, and F. Henao, "A systematic review on green hydrogen for off-grid communities –technologies, advantages, and limitations," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 52, pp. 19751–19771, 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.02.078.

[88] U. S. Meda, Y. V. Rajyaguru, and A. Pandey, "Generation of green hydrogen using self-sustained regenerative fuel cells: Opportunities and challenges," *Int. J. Hydrogen Energy*, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.03.430.

[89] D. Patnaik, A. K. Pattanaik, D. K. Bagal, and A. Rath, "Reducing CO2 emissions in the iron industry with green hydrogen," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 61, pp. 23449–23458, 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.03.099.

[90] Y. Qiu *et al.*, "Atmospheric-Temperature Chain Reaction towards Ultrathin Non-Crystal-Phase Construction for Highly Efficient Water Splitting," *Chem. – A Eur. J.*, vol. 28, no. 51, p. e202200683, 2022, doi: https://doi.org/10.1002/chem.202200683.

[91] T. A. Z. de Souza *et al.*, "Exergoenvironmental assessment of hydrogen water footprint via steam reforming in Brazil," *J. Clean. Prod.*, vol. 311, p. 127577, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.127577.

[92] P. Cui *et al.*, "Life cycle water footprint and carbon footprint analysis of municipal sludge plasma gasification process," *Energy*, vol. 261, p. 125280, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.ENERGY.2022.125280.

[93] R. R. Beswick, A. M. Oliveira, and Y. Yan, "Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem?," *ACS Energy Lett.*, vol. 6, no. 9, pp. 3167–3169, Sep. 2021, doi: 10.1021/ACSENERGYLETT.1C01375/ASSET/IMAGES/LARGE/NZ1C01375_0001.JPEG.

[94] R. Hren, A. Vujanović, Y. Van Fan, J. J. Klemeš, D. Krajnc, and L. Čuček, "Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 173, p. 113113, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.RSER.2022.113113.

[95] A. Z. Arsad *et al.*, "Hydrogen electrolyser technologies and their modelling for sustainable energy production: A comprehensive review and suggestions," *Int. J. Hydrogen Energy*, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.04.014.

[96] A. Pawłowski, A. ˙ Zelazna, and J. ˙ Zak, "Is the Polish Solar-to-Hydrogen Pathway Green? A Carbon Footprint of AEM Electrolysis Hydrogen Based on an LCA," *Energies*, vol. 16, no. 9, p. 3702, Apr. 2023, doi: 10.3390/EN16093702.

[97] R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen, and J. O'Brien, "Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems," *Prog.*

Nucl. Energy, vol. 123, p. 103317, May 2020, doi: 10.1016/J.PNUCENE.2020.103317.

[98] M. Solis and S. Silveira, "Technologies for chemical recycling of household plastics – A technical review and TRL assessment," *Waste Manag.*, vol. 105, pp. 128–138, Mar. 2020, doi: 10.1016/J.WASMAN.2020.01.038.

[99] S. Z. Al Ghafri *et al.*, "Techno-economic and environmental assessment of LNG export for hydrogen production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 23, pp. 8343–8369, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.11.160.

[100] J. Bollmann, S. Pitchaimuthu, and M. F. Kühnel, "Challenges of Industrial-Scale Testing Infrastructure for Green Hydrogen Technologies," *Energies*, vol. 16, no. 8, p. 3604, Apr. 2023, doi: 10.3390/EN16083604.

[101] M. Simanullang and L. Prost, "Nanomaterials for on-board solid-state hydrogen storage applications," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 69, pp. 29808–29846, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.06.301.

[102] M. C. Massaro, R. Biga, A. Kolisnichenko, P. Marocco, A. H. A. Monteverde, and M. Santarelli, "Potential and technical challenges of on-board hydrogen storage technologies coupled with fuel cell systems for aircraft electrification," *J. Power Sources*, vol. 555, p. 232397, Jan. 2023, doi: 10.1016/J.JPOWSOUR.2022.232397.

[103] M. Niermann, A. Beckendorff, M. Kaltschmitt, and K. Bonhoff, "Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 13, pp. 6631–6654, Mar. 2019, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2019.01.199.

[104] M. Böhm, A. Fernández Del Rey, J. Pagenkopf, M. Varela, S. Herwartz-Polster, and B. Nieto Calderón, "Review and comparison of worldwide hydrogen activities in the rail sector with special focus on on-board storage and refueling technologies," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 89, pp. 38003–38017, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.08.279.

[105] A. G. Olabi, T. Wilberforce, and M. A. Abdelkareem, "Fuel cell application in the automotive industry and future perspective," *Energy*, vol. 214, p. 118955, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118955.

[106] K. Mould, F. Silva, S. F. Knott, and B. O'Regan, "A comparative analysis of biogas and hydrogen, and the impact of the certificates and blockchain new paradigms," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 93, pp. 39303–39318, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.09.107.

[107] A. Kampker, P. Ayvaz, C. Schön, J. Karstedt, R. Förstmann, and F. Welker, "Challenges towards large-scale fuel cell production: Results of an expert assessment study," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 53, pp. 29288–29296, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2020.07.180.

[108] S. P. Singh, B. Ohara, and A. Y. Ku, "Prospects for cost-competitive integrated gasification fuel cell systems," *Appl. Energy*, vol. 290, p. 116753, May 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.116753.

[109] L. Yuan and G. Steinle-Neumann, "Hydrogen distribution between the Earth's inner and outer core," *Earth Planet. Sci. Lett.*, vol. 609, p. 118084, May 2023, doi: 10.1016/J.EPSL.2023.118084.

[110] Q. Hassan, A. Z. Sameen, O. Olapade, M. Alghoul, H. M. Salman, and M. Jaszczur, "Hydrogen fuel as an important element of the energy storage needs for future smart cities," *Int. J. Hydrogen Energy*, May 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.03.413.

[111] J. Hwang, K. Maharjan, and H. J. Cho, "A review of hydrogen utilization in power generation and transportation sectors: Achievements and future challenges," *Int. J. Hydrogen Energy*, 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.04.024.

[112] J. Huang, P. Balcombe, and Z. Feng, "Technical and economic analysis of different colours of producing hydrogen in China," *Fuel*, vol. 337, p. 127227, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.FUEL.2022.127227.

[113] S. T. P. Purayil, M. O. Hamdan, S. A. B. Al-Omari, M. Y. E. Selim, and E. Elnajjar, "Review of hydrogen–gasoline SI dual fuel engines: Engine performance and emission," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 4547–4573, Dec. 2023, doi: 10.1016/J.EGYR.2023.03.054.

[114] S. Shiva Kumar and H. Lim, "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793–13813, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.EGYR.2022.10.127.

[115] R. Coertzen, K. Potts, M. Brannock, and B. Dagg, "Water for Hydrogen - GHD." Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: https://www.ghd.com/en/perspectives/water-for-hydrogen.aspx

[116] Siemens-Energy, "Silyzer 300: The next paradigm of PEM electrolysis. Silyzer 300-PEM Module Array"

[117] SinoHy Energy, "5MW / 10MW Alkaline Water Electrolysis." Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: https://www.sinohyenergy.com/5mw-10mw-alkaline-water-electrolysis/

[118] D. J. Lampert, H. Cai, and A. Elgowainy, "Wells to wheels: water consumption for transportation fuels in the United States †," *Energy Environ. Sci*, vol. 9, p. 787, 2016, doi: 10.1039/c5ee03254g.

[119] X. Jia, J. J. Klemeš, and R. R. Tan, "Overview of Water Use in Renewable Electricity Generation," *Chem. Eng. Trans.*, vol. 89, pp. 403–408, 2021, doi: 10.3303/CET2189068.

[120] IRENA, "Solar energy." Accessed: May 11, 2023. [Online]. Available: https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy

[121] M. Sodhi, L. Banaszek, C. Magee, and M. Rivero-Hudec, "Economic Lifetimes of Solar Panels," *Procedia CIRP*, vol. 105, pp. 782–787, 2022, doi: 10.1016/J.PROCIR.2022.02.130.

[122] S. B. Artaş, E. Kocaman, H. H. Bilgiç, H. Tutumlu, H. Yağlı, and R. Yumrutaş,

"Why PV panels must be recycled at the end of their economic life span? A case study on recycling together with the global situation," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 174, pp. 63–78, Jun. 2023, doi: 10.1016/J.PSEP.2023.03.053.

[123] Reuters, "Column: China widens renewable energy supply lead with wind power push | Reuters." Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available: https://www.reuters.com/markets/commodities/china-widens-renewable-energy-supply-lead-with-wind-power-push-2023-03-01/

[124] C. C. Voigt, K. Kaiser, S. Look, K. Scharnweber, and C. Scholz, "Wind turbines without curtailment produce large numbers of bat fatalities throughout their lifetime: A call against ignorance and neglect," *Glob. Ecol. Conserv.*, vol. 37, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.GECCO.2022.E02149.

[125] L. Ziegler, E. Gonzalez, T. Rubert, U. Smolka, and J. J. Melero, "Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 1261–1271, Feb. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.09.100.

[126] M. M. Mekonnen, P. W. Gerbens-Leenes, and A. Y. Hoekstra, "The consumptive water footprint of electricity and heat: A global assessment," *Environ. Sci. Water Res. Technol.*, vol. 1, no. 3, pp. 285–297, 2015, doi: 10.1039/C5EW00026B.

[127] Parliament of Australia. Department of Parliamentary Services, "Water requirements of nuclear power stations," *Parliam. Libr.*, pp. 0–1, 2006.

[128] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.

[129] A. Buttler and H. Spliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

[130] M. M. Rashid, M. K. Al Mesfer, H. Naseem, and M. Danish, "Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis," *Int. J. Eng. Adv. Technol.*, vol. 4, no. 3, pp. 80–93, 2015.

[131] M. Chatenet *et al.*, "Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments," *Chem. Soc. Rev.*, vol. 51, no. 11, pp. 4583–4762, 2022, doi: 10.1039/d0cs01079k.

[132] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, and H. Hassan, "A review of water electrolysis–based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems," *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 29, no. 58, pp. 86994–87018, 2022, doi: 10.1007/s11356-022-23323-y.

[133] M. Lamagna, D. Groppi, and B. Nastasi, "Reversible solid oxide cells applications to the building sector," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 70, pp. 27033–27058, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.03.387.

[134] G. Min, S. Choi, and J. Hong, "A review of solid oxide steam-electrolysis cell systems: Thermodynamics and thermal integration," *Appl. Energy*, vol. 328, p. 120145, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120145.

[135] S. Palmas, J. Rodriguez, L. Mais, M. Mascia, M. C. Herrando, and A. Vacca, "Anion exchange membrane: A valuable perspective in emerging technologies of low temperature water electrolysis," *Curr. Opin. Electrochem.*, vol. 37, p. 101178, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.coelec.2022.101178.

[136] J. Chi and H. Yu, "Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production," *Chinese J. Catal.*, vol. 39, no. 3, pp. 390–394, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/S1872-2067(17)62949-8.

[137] H. Lange, A. Klose, W. Lippmann, and L. Urbas, "Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 42, pp. 15771–15783, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044.

[138] T. International Renewable Energy Agency, "GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2," 2020, Accessed: Aug. 04, 2022. [Online]. Available: www.irena.org/publications

[139] H. Song, Y. Liu, H. Bian, M. Shen, and X. Lin, "Energy, environment, and economic analyses on a novel hydrogen production method by electrified steam methane reforming with renewable energy accommodation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 258, p. 115513, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115513.

[140] Z. Wu, Z. Guo, J. Yang, and Q. Wang, "Numerical investigation of hydrogen production via methane steam reforming in a novel packed bed reactor integrated with diverging tube," *Energy Convers. Manag.*, vol. 289, p. 117185, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117185.

[141] J. Li and W. Cheng, "Comparative life cycle energy consumption, carbon emissions and economic costs of hydrogen production from coke oven gas and coal gasification," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 51, pp. 27979–27993, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.079.

[142] P. Roy, M. N. Hossain, S. M. M. Uddin, and M. M. Hossain, "Unraveling the sustainability aspects of coal extraction and use in Bangladesh using material flow analysis and life cycle assessment," *J. Clean. Prod.*, vol. 387, p. 135895, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.135895.

[143] M. Xie, X. Wei, C. Chen, and C. Sun, "China's natural gas production peak and energy return on investment (EROI): From the perspective of energy security," *Energy Policy*, vol. 164, p. 112913, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112913.

[144] C. A. S. Hall, J. G. Lambert, and S. B. Balogh, "EROI of different fuels and the implications for society," *Energy Policy*, vol. 64, pp. 141–152, 2014, doi: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049.

[145] U. Manikrao Ingle, P. R. Pawar, and G. Prakash, "Acid-assisted oil extraction directly from thraustochytrids fermentation broth and its energy assessment for docosahexaenoic acid-enriched oil production," *Bioresour. Technol.*, vol. 367, p. 128272, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.biortech.2022.128272.

[146] I. Dincer, M. A. Rosen, and F. Khalid, "3.16 Thermal Energy Production," in *Comprehensive Energy Systems*, I. Dincer, Ed., Oxford: Elsevier, 2018, pp. 673–706. doi: https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00335-7.

[147] R. Raeesi, C. Searle, N. Balta-Ozkan, L. Marsiliani, M. Tian, and P. Greening, "Hydrogen supply chain and refuelling network design: assessment of alternative scenarios for the long-haul road freight in the UK," *Int. J. Hydrogen Energy*, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.474.

[148] W. Dong, C. Shao, X. Li, D. Zhu, Q. Zhou, and X. Wang, "Integrated planning method of green hydrogen supply chain for hydrogen fuel cell vehicles," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 48, pp. 18385–18397, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.272.

[149] Y. Seo, H. Park, S. Lee, J. Kim, and S. Han, "Design concepts of hydrogen supply chain to bring consumers offshore green hydrogen," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 40, pp. 15126–15142, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.030.

[150] J. A. Riera, R. M. Lima, and O. M. Knio, "A review of hydrogen production and supply chain modeling and optimization," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 37, pp. 13731–13755, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.242.

[151] J. Banke, "Technology Readiness Levels Demystified." Accessed: Aug. 26, 2023. [Online]. Available: https://www.nasa.gov/topics/aeronautics/features/trl_demystified.html

[152] I. Dincer, "Green methods for hydrogen production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 2, pp. 1954–1971, 2012, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.173.

[153] X. Xu, Q. Zhou, and D. Yu, "The future of hydrogen energy: Bio-hydrogen production technology," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 79, pp. 33677–33698, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.261.

[154] M. N. I. Salehmin, T. Husaini, J. Goh, and A. B. Sulong, "High-pressure PEM water electrolyser: A review on challenges and mitigation strategies towards green and low-cost hydrogen production," *Energy Convers. Manag.*, vol. 268, p. 115985, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115985.

[155] E. Sandberg and A. Krook-Riekkola, "The impact of technology availability on the transition to net-zero industry in Sweden," *J. Clean. Prod.*, vol. 363, p. 132594, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132594.

[156] S. N. Khan, Z. Yang, W. Dong, and M. Zhao, "Cost and technology readiness level assessment of emerging technologies, new perspectives, and future research directions in H2 production," *Sustain. Energy Fuels*, vol. 6, no. 19, pp. 4357–4374, 2022, doi: 10.1039/d2se00988a.

[157] J. A. Gordon, N. Balta-Ozkan, and S. A. Nabavi, "Socio-technical barriers to domestic hydrogen futures: Repurposing pipelines, policies, and public perceptions," *Appl. Energy*, vol. 336, p. 120850, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120850.

[158] M. Riemer, S. Duval-Dachary, and T. M. Bachmann, "Environmental implications of reducing the platinum group metal loading in fuel cells and electrolysers: Anion exchange membrane versus proton exchange membrane cells," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 56, p. 103086, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103086.

[159] O. Posdziech, K. Schwarze, and J. Brabandt, "Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 35, pp. 19089–19101, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.169.

[160] S. G. Nnabuife *et al.*, "The prospects of hydrogen in achieving net zero emissions by 2050: A critical review," *Sustain. Chem. Clim. Action*, vol. 2, p. 100024, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.scca.2023.100024.

[161] P. Shirvanian, A. Loh, S. Sluijter, and X. Li, "Novel components in anion exchange membrane water electrolyzers (AEMWE's): Status, challenges and future needs. A mini review," *Electrochem. commun.*, vol. 132, p. 107140, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.elecom.2021.107140.

[162] H. A. Miller *et al.*, "Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: A review of recent developments in critical materials and operating conditions," *Sustain. Energy Fuels*, vol. 4, no. 5, pp. 2114–2133, 2020, doi: 10.1039/c9se01240k.

[163] A. Hosseinzadeh, J. L. Zhou, X. Li, M. Afsari, and A. Altaee, "Techno-economic and environmental impact assessment of hydrogen production processes using bio-waste as renewable energy resource," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 156, p. 111991, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111991.

[164] C. Acar and I. Dincer, "Selection criteria and ranking for sustainable hydrogen production options," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 95, pp. 40118–40137, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.137.

[165] M. A. Hazrat, M. G. Rasul, M. I. Jahirul, A. A. Chowdhury, and N. M. S. Hassan, "Techno-economic analysis of recently improved hydrogen production pathway and infrastructure," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 836–844, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.12.148.

[166] F. Rahim Malik, H.-B. Yuan, J. C. Moran, and N. Tippayawong, "Overview of hydrogen production technologies for fuel cell utilization," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 43, p. 101452, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.jestch.2023.101452.

[167] M. González Martínez, M. Elsaddik, and A. Nzihou, "Monitoring, analysis, and quantification of hydrogen from biomass and biowaste: A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.071.

[168] V. B.-Y. Oh, S.-F. Ng, and W.-J. Ong, "Is photocatalytic hydrogen production sustainable? – Assessing the potential environmental enhancement of photocatalytic technology against steam methane reforming and electrocatalysis," *J. Clean. Prod.*, vol. 379, p. 134673, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134673.

[169] C. Chu, K. Wu, B. Luo, Q. Cao, and H. Zhang, "Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology - A review," *Carbon Resour. Convers.*, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.crcon.2023.03.007.

[170] M. Yang, R. Hunger, S. Berrettoni, B. Sprecher, and B. Wang, "A review of hydrogen storage and transport technologies," *Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 190–216, 2023, doi: 10.1093/ce/zkad021.

[171] Z. Xu, N. Zhao, S. Hillmansen, C. Roberts, and Y. Yan, "Techno-Economic Analysis of Hydrogen Storage Technologies for Railway Engineering: A Review," *Energies*, vol. 15, no. 17, p. 6467, 2022, doi: 10.3390/en15176467.

[172] A. Patonia, R. Poudineh, A. Hove, and M. Meidan, *Hydrogen storage for a net-zero carbon future*, no. December 2021. The Oxford Institute for Energy Studies, 2023.

[173] S. Verhelst, "Recent progress in the use of hydrogen as a fuel for internal combustion engines," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 2, pp. 1071–1085, 2014, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.102.

[174] R. Wei, H. Chang, S. Huang, and L. Huang, "A bibliometric analysis on safety of fuel cells: Research trends and perspectives," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 34, pp. 12861–12876, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.211.

[175] Y. Luo *et al.*, "Development and application of fuel cells in the automobile industry," *J. Energy Storage*, vol. 42, p. 103124, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103124.

[176] Y. Wang, D. F. Ruiz Diaz, K. S. Chen, Z. Wang, and X. C. Adroher, "Materials, technological status, and fundamentals of PEM fuel cells – A review," *Mater. Today*, vol. 32, pp. 178–203, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.mattod.2019.06.005.

[177] M. A. Aminudin, S. K. Kamarudin, B. H. Lim, E. H. Majilan, M. S. Masdar, and N. Shaari, "An overview: Current progress on hydrogen fuel cell vehicles," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 11, pp. 4371–4388, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.156.

[178] B. G. Pollet, S. S. Kocha, and I. Staffell, "Current status of automotive fuel cells for sustainable transport," *Curr. Opin. Electrochem.*, vol. 16, pp. 90–95, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.coelec.2019.04.021.

[179] S. Peng, "Current Status and Future Prospects of Fuel Cells in China," *Engineering*, vol. 21, pp. 20–23, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.11.005.

[180] Y. Ishimoto, C. Wulf, A. Schonhoff, and W. Kuckshinrichs, "Life cycle costing approaches of fuel cell and hydrogen systems: A literature review," *Int. J. Hydrogen Energy*, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.035.

[181] J. Wang, H. Wang, and Y. Fan, "Techno-Economic Challenges of Fuel Cell Commercialization," *Engineering*, vol. 4, no. 3, pp. 352–360, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.eng.2018.05.007.

[182] D. R. Dekel, "Review of cell performance in anion exchange membrane fuel cells," *J. Power Sources*, vol. 375, pp. 158–169, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.07.117.

[183] S. Gottesfeld *et al.*, "Anion exchange membrane fuel cells: Current status and remaining challenges," *J. Power Sources*, vol. 375, pp. 170–184, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.08.010.

[184] T. B. Ferriday and P. H. Middleton, "Alkaline fuel cell technology - A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 35, pp. 18489–18510, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.203.

[185] N. Sazali, W. N. Wan Salleh, A. S. Jamaludin, and M. N. Mhd Razali, "New Perspectives on Fuel Cell Technology: A Brief Review," *Membranes (Basel).*, vol. 10, no. 5, 2020, doi: 10.3390/membranes10050099.

[186] B. Abderezzak, "1 - Introduction to Hydrogen Technology," in *Introduction to Transfer Phenomena in PEM Fuel Cell*, B. Abderezzak, Ed., Elsevier, 2018, pp. 1–51. doi: https://doi.org/10.1016/B978-1-78548-291-5.50001-9.

[187] C. Mendonça, A. Ferreira, and D. M. F. Santos, "Towards the Commercialization of Solid Oxide Fuel Cells: Recent Advances in Materials and Integration Strategies," *Fuels*, vol. 2, no. 4, pp. 393–419, 2021, doi: 10.3390/fuels2040023.

[188] I. Dincer and M. A. Rosen, "Chapter 18 - Exergy analyses of fuel cell systems," in *Exergy (Third Edition)*, Third Edit., I. Dincer and M. A. Rosen, Eds., Elsevier, 2021, pp. 479–514. doi: https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824372-5.00018-X.

[189] ETN Global, "Hydrogen gas turbines. The path towards a zero-carbon gas turbine," p. 28, 2020, [Online]. Available: https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf

[190] B. Sørensen and G. Spazzafumo, "2 - Hydrogen," in *Hydrogen and Fuel Cells (Third Edition)*, Third Edit., B. Sørensen and G. Spazzafumo, Eds., Academic Press, 2018, pp. 5–105. doi: https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100708-2.00002-3.

[191] J. Saint-Just and S. Etemad, "10 - Catalytic combustion of hydrogen for heat production," in *Compendium of Hydrogen Energy*, F. Barbir, A. Basile, and T. N. Veziroğlu, Eds., in Woodhead Publishing Series in Energy. , Oxford: Woodhead Publishing, 2016, pp. 263–287. doi: https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-363-8.00010-4.

[192] N. Garg, A. Sarkar, and B. Sundararaju, "Recent developments on methanol as liquid organic hydrogen carrier in transfer hydrogenation reactions," *Coord. Chem. Rev.*, vol. 433, p. 213728, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.ccr.2020.213728.

[193] Clifford Chance, "MARCO REGULATORIO ACTUAL DEL HIDRÓGENO VERDE," pp. 1–8, 2023.

[194] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema*. 2022, p. 108. [Online]. Available: https://www.boe.es

[195] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables," *Boletín Of. del Estado*, pp. 148170–148212, 2022.

[196] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficienci," *Boletín Of. del Estado*, pp. 46103–46114, 2018, [Online]. Available: https://www.boe.es/eli/es-vc/l/2019/02/05/1

[197] A. Rosas, "European Union Law and National Law: A Common Legal System?," in *International Actors and the Formation of Laws*, K. Karjalainen, I. Tornberg, and A. Pursiainen, Eds., Cham: Springer International Publishing, 2022, pp. 11–28. doi: 10.1007/978-3-030-98351-2_2.

[198] A. H. Azadnia, C. McDaid, A. M. Andwari, and S. E. Hosseini, "Green hydrogen supply chain risk analysis: A european hard-to-abate sectors perspective," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 182, p. 113371, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113371.

[199] European Parliament, "Renewable energy directive: Revision of Directive (EU) 2018/2001," 2021.

[200] European Commission, "Fit for 55: Delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality," *COM(2021) 550 Final*, p. 15, 2021, [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550

[201] United Nations Industrial Development Organization, "The European Green Deal: Europe ' s new growth strategy A climate-neutral EU by 2050," *UNIDO*, no. September, 2020.

[202] "Towards a new Hydrogen market - CertifHy Green Hydrogen Guarantees of Origin are launched - CERTIFHY." Accessed: Apr. 12, 2023. [Online]. Available: https://www.certifhy.eu/sin-categoria/towards-a-new-hydrogen-market-certifhy-green-hydrogen-guarantees-of-origin-are-launched/

[203] G. Lagioia, M. P. Spinelli, and V. Amicarelli, "Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 4, pp. 1304–1322, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.044.

[204] CertifHy, "Certification process- Steps of certification." Accessed: Jun. 13, 2023. [Online]. Available: https://www.certifhy.eu/steps-of-certification/

[205] Thomson Reuters Westlaw, "Barclays Official California Code of Regulations."

[206] California Air Resources Board, "Low Carbon Fuel Standard." Accessed: Jun. 14, 2023. [Online]. Available: https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/about

[207] K. Bracmort, "A Low Carbon Fuel Standard : In Brief SUMMARY A Low Carbon Fuel Standard : In Brief," *Congr. Res. Serv.*, 2021.

[208] Authenticated U.S. Government Information, "Public Law 117-58-Nov.15, 2021," 2021, [Online]. Available: https://ballotpedia.org/Infrastructure_Investment_and_Jobs_Act_of_2021%0Ahttps://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text

[209] Australian Energy Council, "Hydrogen Guarantee of Origin-Discussion Paper," 2021.

[210] "Hydrogen Strategy update to the market: December 2022," 2022.

[211] Clifford Chance, "Focus on Hydrogen: Japan's Energy Strategy for Hydrogen and Ammonia," no. August, pp. 1–10, 2022.

[212] M. Niunoya, M. Shima, and K. Masaki, "Hydrogen law, regulations & strategy in Japan," CMS. Accessed: Jun. 14, 2023. [Online]. Available: https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/japan

[213] D. Akimoto, "Japan Looks to Promote a Hydrogen Society," The Diplomat. Accessed: Jun. 14, 2023. [Online]. Available: https://thediplomat.com/2023/01/japan-looks-to-promote-a-hydrogen-society/

[214] FuelCellsWorks, "Japan's Govt Eyes New Legislation To Promote Wider Use Of Hydrogen, Ammonia Fuels." Accessed: Jun. 14, 2023. [Online]. Available: https://fuelcellsworks.com/news/japans-govt-eyes-new-legislation-to-promote-wider-use-of-hydrogen-ammonia-fuels/

[215] Canada's Ministry of Natural Resources, *Hydrogen Strategy for Canada: Seizing the Opportunities for Hydrogen*. 2020.

[216] Chinese Government, "Outline of the Five-Year Plan for National Economic and Social Development of the People's Republic of China and the Long-Range Goals for 2035." Accessed: Jun. 15, 2023. [Online]. Available: https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm

[217] Chinese Parliament and National People's Congress, "Modern Energy System Plan for the 14th Five-Year Plan," 2022.

[218] Chinese Parliament and National People's Congress, "Renewable Energy Development Plan for the 14th Five-Year Plan," 2022.

[219] T. Chequer and M. Brown, "Green Hydrogen," *Brazil Energy J.*, no. 09, 2023.

[220] Ministry of New and Renewable Energy and Government of India, "National Green hydrogen Mission," 2023.

[221] Green Hydrogen Organisation, "Green Hydrogen Standard: The Global Standard for Green Hydrogen and Green Hydrogen Derivatives including Green Ammonia.," 2023.

[222] T. Salma and N. Tsafos, "South Africa's Hydrogen Strategy," CSIS. Accessed: Jun. 16, 2023. [Online]. Available: https://www.csis.org/analysis/south-africas-hydrogen-strategy

[223] D. Tang *et al.*, "State-of-the-art hydrogen generation techniques and storage methods: A critical review," *J. Energy Storage*, vol. 64, p. 107196, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107196.

[224] Z. Abdin, A. Zafaranloo, A. Rafiee, W. Mérida, W. Lipiński, and K. R. Khalilpour, "Hydrogen as an energy vector," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, p. 109620, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620.

[225] L. Bartolucci, E. Cennamo, S. Cordiner, V. Mulone, F. Pasqualini, and M. A. Boot, "Digital twin of a hydrogen Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle: Effect of the control strategy on energy efficiency," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 54, pp. 20971–20985, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.283.

[226] S. Sabihuddin, A. E. Kiprakis, and M. Mueller, "A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies," *Energies*, vol. 8, pp. 172–216, 2015, doi: 10.3390/en8010172.

[227] J. Mitali, S. Dhinakaran, and A. A. Mohamad, "Energy storage systems: a review," *Energy Storage Sav.*, vol. 1, no. 3, pp. 166–216, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.ENSS.2022.07.002.

[228] Intergovernmental Panel on Climate Change, "IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage," 2005.

[229] International Atomic Energy Agency, "Nuclear Energy for a Net Zero World," 2021.

[230] European Clean Hydrogen Alliance, "Roadmap on hydrogen standardisation," no. March, pp. 1–121, 2023.

[231] S. N. Kamenopoulos and T. Tsoutsos, "Assessment of the safe operation and maintenance of photovoltaic systems," *Energy*, vol. 93, pp. 1633–1638, 2015, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.037.

[232] D. A. Crowl and Y.-D. Jo, "The hazards and risks of hydrogen," *J. Loss Prev. Process Ind.*, vol. 20, no. 2, pp. 158–164, 2007, doi: https://doi.org/10.1016/j.jlp.2007.02.002.

[233] S. Pascuzzi, I. Blanco, A. S. Anifantis, and G. Scarascia-Mugnozza, "Hazards assessment and technical actions due to the production of pressured hydrogen within a pilot photovoltaic-electrolyser-fuel cell power system for agricultural equipment," *J. Agric. Eng.*, vol. 47, no. 2, pp. 88–93, 2016, doi: 10.4081/jae.2016.507.

[234] HyResponse, "LECTURE - Safety of hydrogen Storage," 2015. [Online]. Available: http://www.hyresponse.eu/files/Lectures/Safety_of_hydrogen_storage_notes.pdf

[235] Surrette Battery Company Limited, "Safety Data Sheet - AGM Battery," 2016.

[236] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901–4934, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.

[237] G. Papakonstantinou, G. Algara-Siller, D. Teschner, T. Vidaković-Koch, R. Schlögl, and K. Sundmacher, "Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions," *Appl. Energy*, vol. 280, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115911.

ANEXO 0. Resultados de investigación derivados del objetivo 0

ANEXO 0.A

Certificado de Participación en las V Jornadas ScienCity 2022 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.



2022

ScienCity

Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes

D. Jesús Rey Luengo con NIF 49084336J

Presentó la ponencia con título "***Integration of Battery in Microgrid. A New Model Based on Parameters with Physical-chemical Correspondence***" en las V Jornadas ScienCity celebradas en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva del 14 al 16 de noviembre de 2022.

Y para que así conste a los efectos oportunos, se expide el presente certificado de aprovechamiento.

Fdo.: D. Salvador Pérez Litrán
Director de la Escuela Técnica Su

Documento firmado electrónicamente por:
Salvador Perez Litran
Fecha: 22/11/2022
CSV: jwnYQ2BQ0kMLAX7/1Y6g==

ANEXO 0.B

Integration of Battery in Microgrid. A New Model Based on Parameters with Physical-chemical Correspondence

J. Rey, F. Segura, J.M. Andújar, F.J. Vivas

Presentado en:



Evento: V Jornadas ScienCity 2022 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.

Organizador: Departamento de Ingeniería Electrónica, Sistemas Informáticos y Automática (DIESIA) y el Departamento de Tecnologías de la Información (DTI) pertenecientes a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI) de la Universidad de Huelva (UHU).

Fecha: 14 - 16 de noviembre de 2022.

Lugar: Universidad de Huelva.

Integration of Battery in Microgrid. A New Model Based on Parameters with Physical-chemical Correspondence

Jesús Rey *, Francisca Segura, José Manuel Andújar, Francisco José Vivas

[1]Grupo de Investigación de Control y Robótica TEP-192, Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES). Departamento de Ingeniería Electrónica, de Sistemas Informáticos y Automática, Universidad de Huelva, Spain

(*) Corresponding author

jesus.rey@diesia.uhu , francisca.segura@diesia.uhu.es , andujar@diesia.uhu.es, francisco.vivas@diesia.uhu.es

***Abstract*- The need of implementing smart cities represent a paradigm shift in terms of energy production and consumption. In that sense, current energy consumers will become energy consumers and energy producers. However, if current consumers are required to become energy producers, the implementation of microgrids based on Renewable Energy Sources (RES) is needed. Nevertheless, the stochasticity of the RES makes the use of energy storage systems (ESS) necessary. Furthermore, as the complexity of the management of a microgrid increases considerably depending on the number of households and elements that make it up, energy management systems (EMS) are required. To assist in decision making of EMS, mathematical models of ESS are an useful tool. In that sense, this paper presents a new simplified mathematical model that allows to know the battery voltage during not only charge and discharge cycles, but also during quiescent states, so it can address different energy management systems into the Res-based microgrid.**

***Palabras Clave*- Battery storage system, modelling, physical-chemical correspondence.**

I. Introduction

Over the last 120 years, the global temperature has risen by 0.8ºC, largely as a result of the impact of human activities [1]. As the use of fossil fuels for energy production has been one of the main contributors for that temperature rise, the use of Renewable Energy Sources (RES) plays a key role in reducing the impact of climate change. However, the availability of some RES, such as wind and solar energy, depends on weather conditions [2]. Due to that reason, it is necessary to store the excess energy produced by RES to use it when RES are not producing energy. In that sense, Energy Storage Systems (ESS) are considered a viable solution [1]. In the case of renewable based microgrids, batteries and hydrogen systems (usually consisting of an electrolyser, a hydrogen storage tank and a fuel cell) can be found as ESS [3]. Furthermore, due to that microgrid energy management schemes increase exponentially with the rise in the number of households and/or the elements composing the microgrid, Smart Energy Management Systems (SEMS) are necessary to be integrated into smart grids [4]. However, to integrate SMES into smart grids, it is unavoidable to have a mathematical model, which will guide the SMES to take the proper decisions based on factors such as energy production, energy demand or the amount of energy stored at any given time [5]. Fig. *1* shows the scheme of an energy management system of a microgrid.

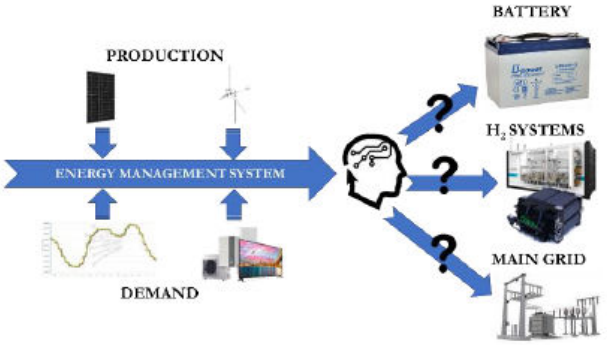


Fig. 1. Scheme of an Energy Management System of a microgrid

Thus, in the case of battery energy storage systems, Tremblay model [6] is widely known to know the voltage during the charge and discharge cycles of conventional batteries (lead-acid, lithium-ion, nickel-cadmium and nickel-metal-hydride batteries) as a function of time, with 7 parameters to be identified based on 3 points that can be extracted from the discharging curve provided by the manufacturers.

In this sense, this paper presents a new simplified model battery model based on 4 parameters to know the battery voltage during not only the charge and discharge cycles, but also during battery quiescent states. Table I shows a summary comparison between the characteristics of the mathematical model presented in this work and the reference model.

Table I
Comparison between authors' mathematical model and the mathematical model analyzed in reference

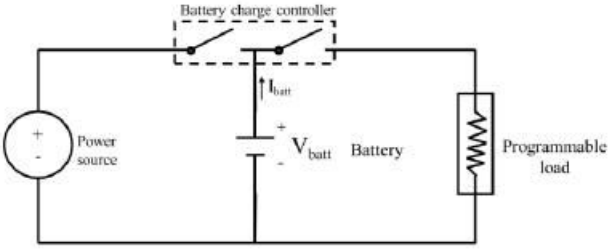
Reference	Number of explicit parameters in model	Need to know manufacturers' discharge curve	Number of points to be extracted from the curve	Valid at battery idle states
[6]	7	Yes	3 (from manufacturers' discharge curve)	No
Authors' proposal	4	No	1 (from experimental data of charging/discharging curve)	Yes

II. Materials and Methods

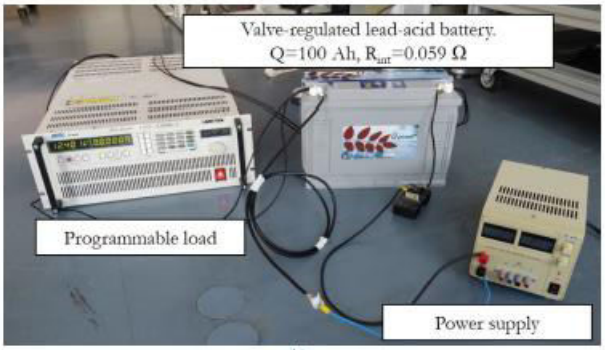
To carry out the experimental tests to obtain the data and to valid the proposed model, a test bench has been implemented

(Fig. 2a). The power source (model Blausonic EP-613A) is connected to the 100 Ah, 0.059 Ω valve regulated lead-acid battery (model U-Power UP-SP100) through a switch selector with the aim to control the charging cycles.

For discharging cycles, an electronic programmable load (model AMREL PLA5K-120-1200) will allow the battery discharge according to programmed profiles, Fig. 2b.



(a)



(b)

Fig. 2. (a) Scheme of the lead-acid battery test bench. (b) Real implementation of the lead-acid battery test bench

To charge and discharge the battery the following procedure has been carried out, Figure 3: The first step is to discharge the battery at constant current (-10 A), and voltage is measured. Next, a standby stage is applied previous to charge the battery at different and increasing rates (5 A, 7 A and 10 A). Finally, another standby stage is applied previous to discharge the battery and start the process again.

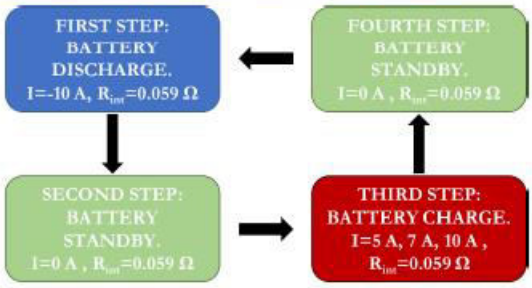


Fig. 3. Battery charging/discharging procedure

During experimental tests, in addition to voltage, the battery internal resistance and the current flowing through the battery have been assumed to be constant. Moreover, temperature has not been considered to affect the mathematical model.

III. Mathematical Model

The mathematical model allows to know the battery voltage during not only charging and discharging cycles, but also during battery idle states, thanks to (1):

$$V_{batt} = \begin{cases} V_0 + a \cdot \ln\left(\frac{b}{t - t_0} - c\right) \rightarrow \frac{dI}{dt} = 0 \\ V_f \rightarrow \frac{dI}{dt} \neq 0 \end{cases} \quad (1)$$

Where:

V_{batt}: battery voltage (V)

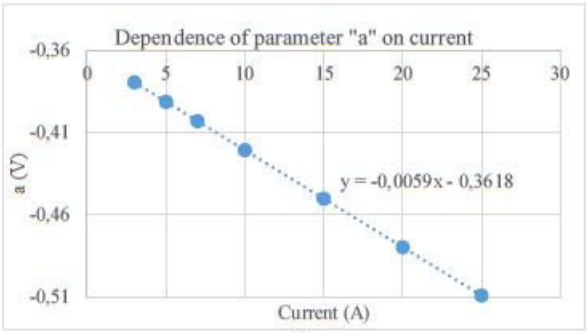
V_0: battery voltage at the beginning of the process (charge, discharge or standby) (V)

V_f: final battery voltage before current was no longer constant (V)

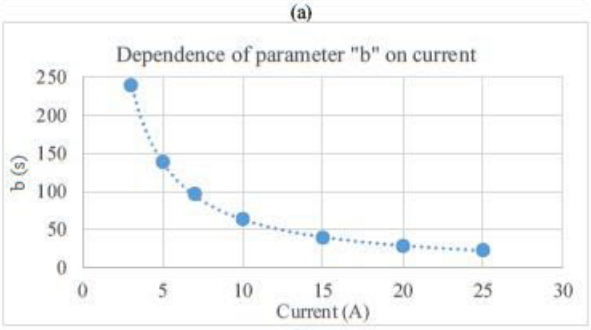
$t - t_0$: time elapsed since the beginning of the process (charge, discharge or at rest) (s)

I: battery current (A)

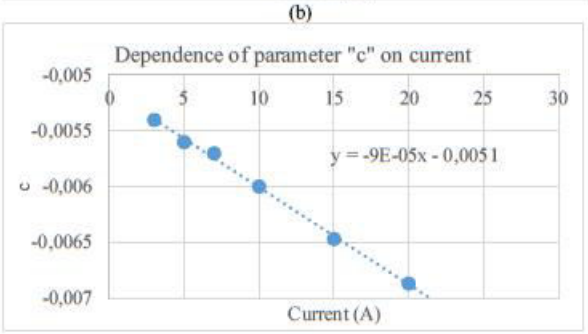
To obtain the parameters of the mathematical model a, b, c, their dependence on the current have been studied, Fig. 4.



(a)



(b)



(c)

Fig. 4. Dependence on current of: (a) parameter "a", (b) parameter "b", (c) parameter "c"

Thus, the following relationship of the parameters a, b and c with the current have be found, and it can be observed that

the relationship is not fulfilled in the parameters a and b for a zero current, (2),(3),(4).

$$a = \begin{cases} -RI + k_1 \rightarrow I < 0 \\ -RI - k_1 \rightarrow I > 0 \\ -k_2 \rightarrow I = 0; I(t-1) < 0 \\ k_2 \rightarrow I = 0; I(t-1) > 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$b = \begin{cases} \left|\frac{k_3 Q}{I}\right| \rightarrow I \neq 0 \\ k_4 \rightarrow I = 0 \end{cases} \quad (3)$$

$$c = k_5 I + k_6 \rightarrow \forall\, I \quad (4)$$

Where:

R: battery internal resistance (0.059 Ω)

k_1: experimental parameter (V). For the studied battery, $k_1 = 0.3618\ V$

k_2: experimental parameter (V). For the studied battery, $k_2 = 0.06\ V$

k_3: experimental parameter. For the studied battery, $k_3 = 2 \cdot 10^{-3}$

Q: battery capacity (A·s). For the studied battery, $Q = 100\ \text{Ah} = 360000\ \text{A} \cdot \text{s}$

k_4: experimental parameter (s). For the studied battery, $k_4 = 900\ \text{s}$

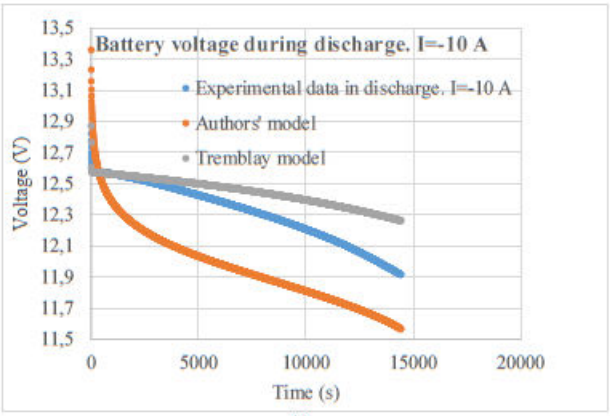
k_5: experimental parameter (A^{-1}). For the studied battery, $k_5 = -9 \cdot 10^{-5}\ \text{A}^{-1}$

k_6: experimental parameter. For the studied battery, $k_6 = -0.0051$

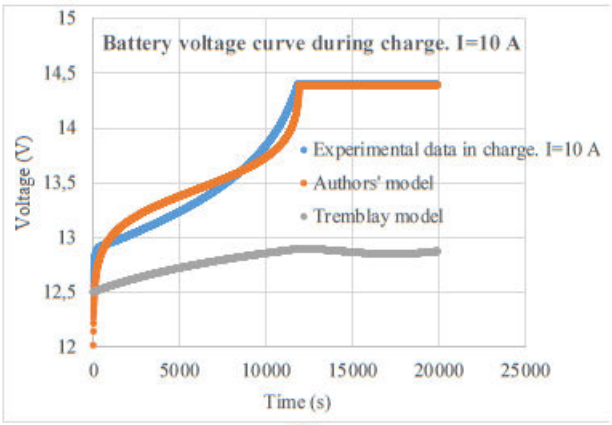
IV. Results

The mathematical model, proposed for battery charging/discharging and standby states, needs to be validated with experimental data and, in the case of the charging/discharging cycles, it will be compared with Tremblay model in order to test the goodness of authors' proposal, Figure 5. Furthermore, to check the model accuracy, the average relative error (with respect to the experimental data) committed by the proposed model will be calculated. In the case of charging/discharging cycles, the average relative error committed by the proposed model will be compared to the average relative error committed by Tremblay model, Table II

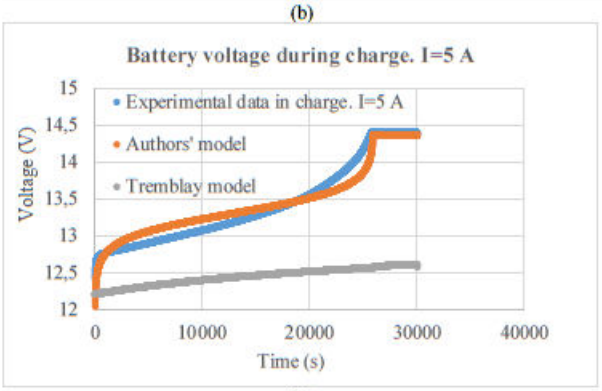
.



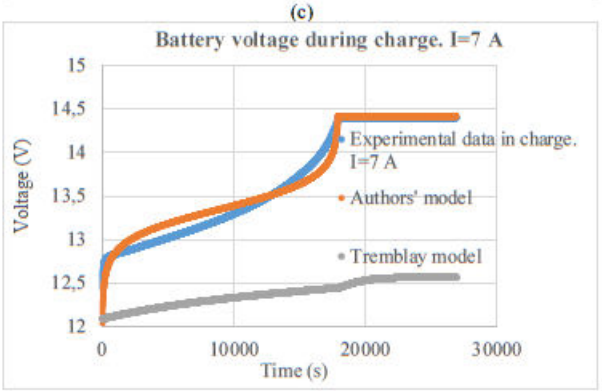
(a)



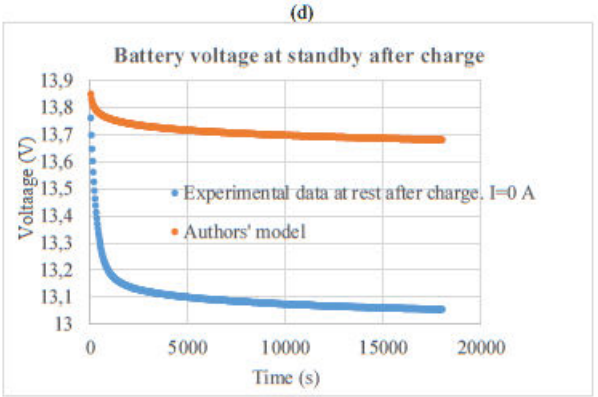
(b)



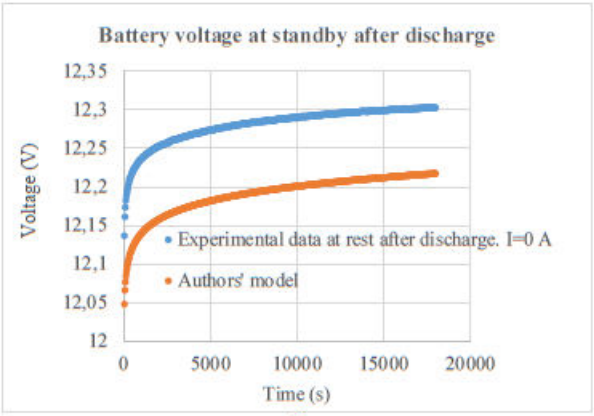
(c)



(d)



(e)



(f)

Fig. 5. Comparison between authors' proposed model, experimental data and Tremblay model during the processes of discharge (a), charge (b), (c), (d) and standby (e), (f)

Table II
AVERAGE RELATIVE ERROR OF THE PROPOSED MODEL WITH RESPECT TO EXPERIMENTAL DATA COMPARED TO TREMBLAY MODEL

	Average relative error	
Process	Authors' model	Tremblay model
Discharge. I=-10 A	2.82 %	1.13 %
Charge. I=5 A	0.87 %	7.20 %
Charge. I=7 A	0.61 %	9.33 %
Charge. I=10 A	0.53 %	7.21 %
Rest after charge	4.65 %	Not applicable
Rest after discharge	0.74 %	Not applicable

V. CONCLUSIONS

This paper presents an new simplified mathematical model based on only 4 explicit parameters (excluding time), in which it is only necessary to extract one point from experimental data of charging/discharging/standby curve of the battery voltage, more specifically, the battery voltage at the beginning of each process) to know the battery voltage not only during charging and discharging cycles, but also during the battery standby state. For the studied battery, a 100 Ah, 0.059 Ω valve regulated lead-acid battery, the proposed model has been proved to be valid. Furthermore, although the proposed model has a higher average relative error with respect to experimental data compared to Tremblay model (2.82 % vs 1.13 %), the approach is more accurate during the charging cycles than Tremblay model (with an average relative error lower than 1 % compared to more than 7 % error for Tremblay model). In addition, the proposed model is also valid during the battery standby states.

As future works, the proposed model will be validated for other battery technologies like Tremblay model does with Li-ion batteries or Ni-Cd batteries. Besides, further charging and discharging tests at different currents are required, in order to identify the parameters (from k_1 to k_6) and to study the behavior of the parameters a and b at around 0 A current.

ACKNOWLEDGMENTS

This work has been supported by SALTES project Ref. P20-00730, founded by Andalusian Regional Program of R+D+i, and H2Ready project Ref: PID2020-116616RB-C31 founded by Spanish Government.

REFERENCES

[1] Z. Zhang *et al.*, "A review of technologies and applications on versatile energy storage systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 148, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111263.

[2] M. A. Russo, D. Carvalho, N. Martins, and A. Monteiro, "Forecasting the inevitable: A review on the impacts of climate change on renewable energy resources," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 52, 102283, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.SETA.2022.102283.

[3] A. M. Ferrario, F. J. Vivas, F. S. Manzano, J. M. Andújar, E. Bocci, and L. Martirano, "Hydrogen vs. Battery in the long-term operation. A comparative between energy management strategies for hybrid renewable microgrids," *Electron.*, vol. 9, no. 4, 2020, doi: 10.3390/electronics9040698.

[4] G. S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, "Role of optimization techniques in microgrid energy management systems—A review," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 43, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.ESR.2022.100899.

[5] P. Thomas and P. K. Shanmugam, "A review on mathematical models of electric vehicle for energy management and grid integration studies," *J. Energy Storage*, vol. 55, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.105468.

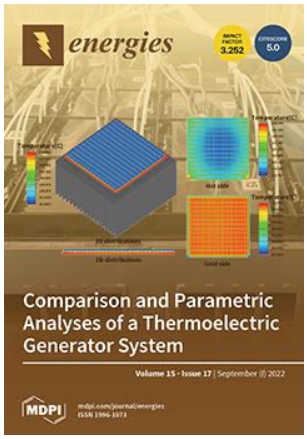
[6] O. Tremblay, M. Ieee, L. Dessaint, S. M. Ieee, and A. Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles," no. V, pp. 284–289, 2007.

ANEXO 0.C

Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option

J.M. Andújar, F. Segura, J. Rey, F.J. Vivas

Publicado en:



Revista: Energies

Editorial: MDPI

Editor Jefe: Prof. Dr. Enrico Sciubba

Referencia: Volumen 15, Número 17

Año: 2022

DOI: https://doi.org/10.3390/en15176196

Categoría	Ranking de revistas / Total de revistas	Cuartil
Energy & Fuels	80 / 119	Q3 (SCIE)
JCR (2022)	3.2	
CiteScore (2022)	5.5	
Lecturas	4066	
Citas	9	

energies

MDPI

Review

Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option

José Manuel Andújar *, Francisca Segura, Jesús Rey and Francisco José Vivas

Research Centre CITES (Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad), Campus La Rábida, University of Huelva, Avenida de las Artes, 21007 Huelva, Spain
* Correspondence: andujar@diesia.uhu.es; Tel.: +34-959-217-380

Abstract: This paper aims to analyse two energy storage methods—batteries and hydrogen storage technologies—that in some cases are treated as complementary technologies, but in other ones they are considered opposed technologies. A detailed technical description of each technology will allow to understand the evolution of batteries and hydrogen storage technologies: batteries looking for higher energy capacity and lower maintenance, while hydrogen storage technologies pursuing better volumetric and gravimetric densities. Additionally, as energy storage systems, a mathematical model is required to know the state of charge of the system. For this purpose, a mathematical model is proposed for conventional batteries, for compressed hydrogen tanks, for liquid hydrogen storage and for metal hydride tanks, which makes it possible to integrate energy storage systems into management strategies that aim to solve the energy balance in plants based on hybrid energy storage systems. From the technical point of view, most batteries are easier to operate and do not require special operating conditions, while hydrogen storage methods are currently functioning at the two extremes (high temperatures for metal and complex hydrides and low temperatures for liquid hydrogen or physisorption). Additionally, the technical comparison made in this paper also includes research trends and future possibilities in an attempt to help plan future policies.

Keywords: energy storage; energy capacity; gravimetric and volumetric density; mathematical model; hydrogen storage method; battery; hydrogen; technical comparison

check for updates

Citation: Andújar, J.M.; Segura, F.; Rey, J.; Vivas, F.J. Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option. *Energies* **2022**, *15*, 6196. https://doi.org/10.3390/en15176196

Academic Editor: Alan Brent

Received: 8 July 2022
Accepted: 22 August 2022
Published: 25 August 2022

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.

Copyright: © 2022 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

It has long been accepted that the future of energy production will not rely on the fossil fuels used today, and the international scientific community is trying to find a sustainable solution to this problem [1,2]. However, production of energy is only half of the equation. How is energy demand guaranteed when production is lower than demand? How is it accessed safely and efficiently? For intermittent renewable energy sources (RES), such as wind and solar energy (which are mainly weather-dependent), it is vital to store the energy excess to be used in deficit situations [1].

Throughout the existence of humanity, there have been many different ways to store energy—from wood (to be burned) to batteries and from pseudocapacitors to hydrogen storage technologies [2]. Which one is the most useful? It often depends on its purpose, and on the consumer preferences. For example, some societies prefer gas stoves to electric ones because of the way food is cooked. Others prefer electric ones because the energy comes from a cleaner source. Then, regarding batteries and hydrogen, although batteries are suitable for small devices, because they can be made to whatever size is necessary, they are not a great option for mobility applications, due to the long recharging time (around hours), versus the few minutes needed by a hydrogen vehicle to be refuelled up.

On the other hand, it can be asserted that, in the conventional path of energy production, transmission and distribution, energy storage systems (ESS) are crucial, Figure 1.

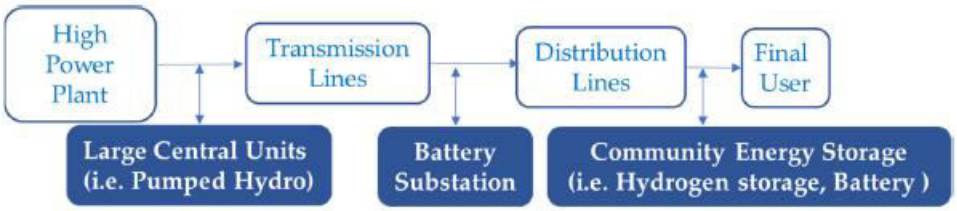


Figure 1. Conventional path of utility energy storage.

However, schemes of one-way power flow (with a centralised model) are becoming obsolete, contrary to the model of smart grid, more interactive for the consumers and easier to accommodate the ever-increasing number of ESS. Distributed generation systems, in which it is necessary a bidirectional relationship between customers and owners, are becoming more significant because customers are requesting for a better quality service (with a reduction of the number of blackouts) [3,4]. Those new systems, in which energy production takes place at points close to the place where the energy is consumed, are an opportunity to achieve greater integration of different ESS. Figures 2 and 3 present a classification of different ESS based on nature and mature of technology, respectively.

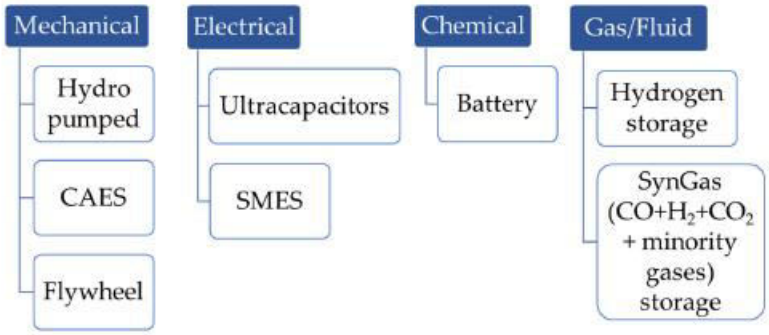


Figure 2. Energy Storage Technologies: Classification according to nature of technology. CAES: Compressed Air Energy Storage. SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage.

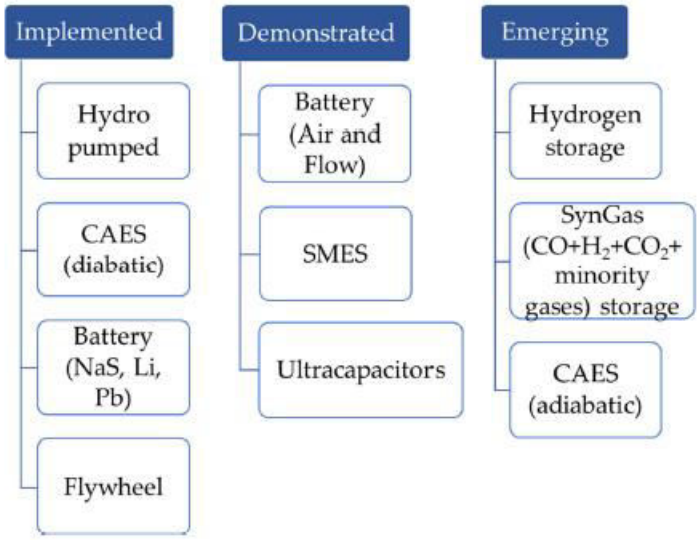


Figure 3. Energy Storage Technologies: Classification according to mature technology.

The choice of the best ESS will depend on the service that is being looked for, because each technology has unique properties that make it optimal for certain services [5]. Table 1 shows the advantages and drawbacks of the different ESS presented in Figures 2 and 3.

Table 1. Advantages and drawbacks of different ESS.

Technology	Advantages	Drawbacks
Hydro pumped [6]	- Low operating costs per energy unit. - Available for long-term storage. - Fast response. - High energy storage capacity.	- Very high investment costs. - Environmental issues. - Geographical and topographical limitations.
CAES [6]	- Large energy storage capacity. - High lifetime. - Lower cost per kW than hydro pumped.	- Originally, non-environmentally friendly. - Geographical restrictions to select underground reservoirs where the air is pressurised.
Ultracapacitors [6,7]	- High efficiency. - Low environmental impact. - High lifetime. - Medium capacity of storage. - High specific power. - Used in grid systems to stabilise them during peak demands.	- High costs. - Low specific energy.
Flywheels [6]	- Environmentally friendly. - High power and specific energy. - Low maintenance cost. - High life span. - High efficiency (85–90%). - No temperature control needed.	- High costs. - Short discharge time. - Low specific energy. - Mechanical stress and fatigue.
SMES [6]	- High efficiency (~95%). - High power capacity. - Environmentally friendly. - Fast response time.	- Need of continuous cooling. - High investment and operation costs. - Temperature sensitive.
SynGas storage ($CO+H_2+CO_2$ + minority gases) [8]	- Key role in reducing greenhouse gas emissions if carbon capture is included in reforming process. - High specific energy.	- Low volumetric density. - High costs. - Restricted to stationary applications.
Batteries [6]	- Widely used. - Can be used in devices of different sizes (from mobile phones to electric vehicles).	- Slow charging process. - Low specific energy.
Hydrogen storage [9]	- Hydrogen produced via renewable powered electrolysis plays a key role for greenhouse gas reduction. - High specific energy. - Quick charging process.	- Low volumetric density. - Variable gravimetric density, depending on the storage option.

According to Figure 1, both battery and hydrogen storage systems are two feasible options for energy storage at the connection point closest to the customer. This article presents a technical study of current technologies involving batteries and hydrogen storage systems and their uses in the market in an attempt to better understand the path their future developments should take. Then, conventional, molten salt, redox flow and metal-air battery technologies are studied; while regarding hydrogen storage systems, solutions based on compressed hydrogen, liquid hydrogen and metal hydrides storage are analysed in the paper.

The main contributions of the paper are listed below:

- A detailed study of battery and hydrogen storage technologies. The study includes fundamental principles of operation, classification and degree of technological maturity.
- A mathematical model for each technology, that allows to know the state of charge of the storage system in real time. In this way, it is possible to address energy management strategies in plants that combine storage systems of different nature such as hydrogen storage systems and battery systems.
- A technical analysis of all the studied technologies that allows to understand research trends and future possibilities in an attempt to aid in planning deciding policies.

2. Storage in Batteries. As Many Advantages as Varieties

There are two basic types of batteries: primary and secondary. The first one is not rechargeable, while the second one is. According to scientific records, the first battery was invented in 1799 by Alessandro Volta, who reported his invention to the Royal Society in London in 1800 [10]. However, the first rechargeable battery, based on lead-acid chemistry, was not discovered until 1860 by Gaston Planté [11]. This battery and those developed later contained a liquid electrolyte. It was not until 1881 that the first commercially successful dry cell battery was developed by Carl Gassner [12]. Next battery to be invented was the Nickel-Cadmium battery (by the Swedish Chemist Waldemar Jungner in 1899) [12], which used caustic KOH as its electrolyte. Many of these systems are still at the core of commercially available batteries today—most single use batteries, are based on the alkaline dry cell that Gassner originally invented [12].

After this, there have been appearing successively new designs which give name to the different technologies. Then, apart from conventional batteries, it is possible to find Molten Salt, Redox Flow and the most recent technology, Metal Air batteries, Figure 4.

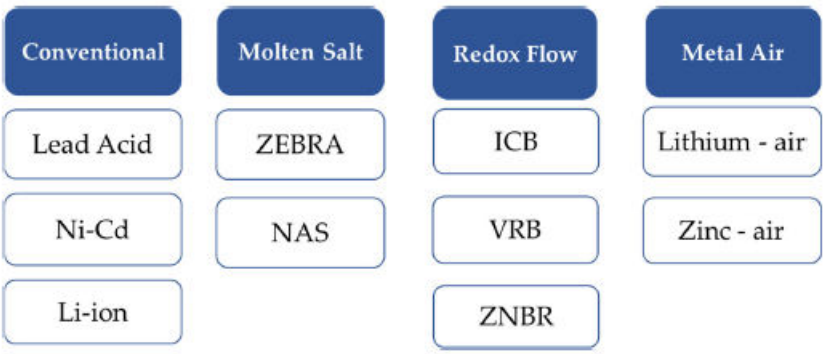


Figure 4. General classification of battery technologies.

The apparition of new types of batteries has led to the use of new terms. Then, the term *battery* refers to storage devices where the energy carrier is the electrode, the term *flow battery* is used when the energy carrier is the electrolyte and the term *fuel cell* involves devices where the energy carrier is the fuel (whose chemical energy is converted into electrical energy) [13]. However, some terms can lead to confusion. In this sense, scientific references, such as [14], consider metal/air batteries to be a hybrid between batteries and fuel cells (more specifically, the air cathode battery is considered a fuel cell). Next, a detailed study of existing battery technologies will help to understand their features and potential applications.

2.1. *Conventional Technology*

2.1.1. Fundamental Principles

Batteries included in this group are the most common and the most extended in the market, such as Lead-Acid, Nickel-Cadmium (Ni-Cd) and Lithium-ion (Li-ion) batteries. All of them have in common a redox reaction in which one of the electrodes releases electrons, which are used to supply the load in the external circuit and, after that, are carried to the other electrode. The electrode that releases electrons becomes positively charged (and will release cations to the other electrode through the electrolyte), while the electrode that receives electrons becomes negatively charged (and will release anions to the other electrode through the electrolyte), Figure 5, [15,16].

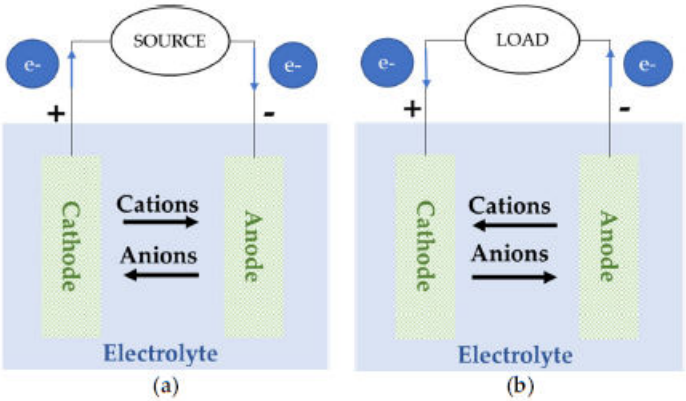


Figure 5. Cell configuration of a conventional battery during: (**a**) charge, (**b**) discharge.

The chemical characteristics and some manufacturers of the three types of batteries that have a cell configuration similar to this conventional design are shown in Table 2.

Table 2. Conventional batteries. Characteristics and Manufacturers.

Battery	Cell Reaction	Manufacturer
Lead-Acid	Anode: $Pb + HSO_4^- \rightleftharpoons 4Pb(II)SO_4 + H^+ + 2e^-$ Cathode: $Pb(IV)O_2 + 3H^+ + HSO_4^- + 2e^- \rightleftharpoons Pb(II)SO_4 + 2H_2O$ Overall cell: $PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 \rightleftharpoons 2PbSO_4 + 2H_2O$	MK Powered (Anaheim, USA), Exide (Milton, USA), Electro source (Canada), Clarios (Milwaukee, USA), Leoch (China) [17,18]
NiCd	Anode: $Cd + 2OH^- \rightleftharpoons Cd(OH)_2 + 2e^-$ Cathode: $2NiO(OH) + 2H_2O + 2e^- \rightleftharpoons 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$ Overall cell: $2NiO(OH) + Cd + 2H_2O \rightleftharpoons 2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2$	SAFT (France), ALCAD (Irun, Spain), Raytalk (China), Enersys (Reading, USA), Mouser (Mansfield, USA), HAWKER GmbH (Germany), GAZ (Russia) [18–21]
Li-ion	Anode: $Li_xC_6 \rightleftharpoons xLi^+ + C_6 + xe^-$ Cathode: $Li_{1-x}XXO_2 + xLi^+ + xe^- \rightleftharpoons LiXXO_2$ Overall cell: $Li_xC_6 + Li_{1-x}XXO_2 \rightleftharpoons LiXXO_2 + C_6$	Panasonic (Osaka, Japan), LG Chem, SK Innovation (Seoul, South Korea), A123 Systems (Michigan, USA), Samsung SDI (Yongin, South Korea), CATL (Ningde, China), Toshiba (Tokyo, Japan), AESC (China), Bisco (Anaheim, USA) [18,22]

Rechargeable lead-acid battery was invented in 1860 [23,24] by the French scientist Gaston Planté, by comparing different large lead sheet electrodes (like silver, gold, platinum or lead electrodes) immersed in diluted aqueous sulfuric acid; experiment from which it was obtained that in a cell with lead electrodes immersed in the acid, the secondary current that flowed through it was the highest and flowed for the longest period of time. Although that first battery did not have a large capacity, it attracted the interest of scientists such as Fauré (who coated lead plates with a paste of water, sulfuric acid and red lead oxide), Volckmar (who replaced the lead sheet with a lead grid) or Sellon (who used lead-antimony grids instead of pure lead grids), so the capacity of these batteries was increased. Nowadays, as a result of the rapid development of the automobile after Second World War, which led to an exponential increase in the production of lead-acid batteries, these are used in various vehicles such as aircraft, submarines or hybrid electric vehicles. Nevertheless, these batteries are still under study and present different challenges such as increasing their power performance or their specific energy [23,24].

On the other hand, the rechargeable Nickel-cadmium (NiCd) battery was created in 1899 by the Swedish chemist Waldemar Jungner. Compared to lead-acid batteries, this battery has drawbacks such as its high initial cost. However, it has other advantages over lead-acid battery such as a lower maintenance, due to higher corrosion resistance [25]. This battery is currently used for portable electronics applications, but one of its major

drawbacks is that it is made of toxic materials, so proper management and recycling of those materials is a current challenge for this technology [26].

As for the last group of conventional batteries, experiments for lithium-ion batteries began in 1912, but it was not until 1980 that John B. Goodenough created rechargeable lithium-ion batteries, such as those used in electronic devices around the world [27,28]. Lithium-ion batteries replaced zinc-mercury batteries used up to the moment in medical devices, such as pacemakers, extending the replacement time from two to five years, and improving the survival rate from 75% to 100% [29].

2.1.2. Mathematical Model

Considering charge and discharge models for conventional batteries, in the battery model described by Tremblay et al. (that can be used for lead-acid, NiCd, lithium-ion and nickel-metal hydride batteries, for both charge and discharge cycles), the controlled voltage source is described by Equation (1) [30]:

$$V = V_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - \int idt} - R_{elec} i + A e^{-B \int idt} \quad (1)$$

where:
V: battery voltage (V)
V_0: no-load battery voltage (V)
K: polarization voltage (V)
Q: battery capacity (Ah)
R_{elec}: internal resistance (Ω)
i: battery current (A)
A: exponential zone amplitude (V)
B: inverse of the charge at the end of the exponential zone $(\mathrm{Ah})^{-1}$.

In an attempt to obtain the mathematical model based on experimental data, it is first necessary to know V_0, K, A and B. In Figure 6, it is possible to identify the indicated points and obtain their values [30]. With the points in Figure 6 identified, previous parameters will be calculated thanks to Equations (2)–(5).

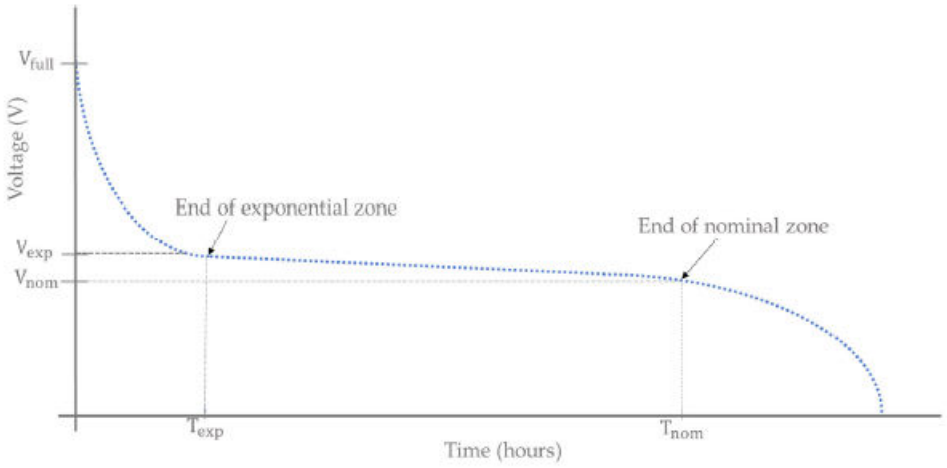


Figure 6. Typical conventional battery discharge curve.

$$A = V_{full} - V_{exp} \quad (2)$$

$$B = \frac{3}{Q_{exp}} \quad (3)$$

$$K = \frac{\left(V_{full} - V_{NOM} + A\left(e^{-BQ_{NOM}} - 1\right)\right)(Q - Q_{NOM})}{Q_{NOM}} \quad (4)$$

$$V_0 = V_{full} + K + R_{elec}i - A \quad (5)$$

where:

V_{full}: fully charged battery voltage (V)
V_{exp}: voltage at the end of exponential zone (V)
Q_{exp}: battery capacity at the end of exponential zone (Ah)
V_{NOM}: voltage at the end of nominal zone (V)
Q_{NOM}: battery capacity at the end of nominal zone (Ah).

Based on the above, Table 3 shows the typical parameters values for each of the conventional battery types studied in this paper [30]:

Table 3. Conventional batteries-controlled voltage source parameters.

Parameter \ Battery	Lead-Acid (12 V, 1.2 Ah)	NiCd (1.2 V, 1.3 Ah)	Li-Ion Polymer Battery (3.6 V, 1 Ah)
$V_0\ (V)$	12.65	1.25	3.73
$R\ (\Omega)$	0.25	0.023	0.09
$K\ (V)$	0.33	0.0085	0.0088
$A\ (V)$	0.66	0.14	0.47
$B\ (\mathrm{Ah})^{-1}$	2884.61	5.77	3.53

2.1.3. Technical Comparison

Currently, the battery industry relies on lithium for its most efficient batteries, but this element is expensive and geographically unsustainable, as most of the current lithium mines are not in ideal locations for the US or Europe. This may be the reason why sodium batteries (see Section 2.2) are slowly being developed to have the same energy capacity as their lithium counterparts, as these batteries are much cheaper, and the required sodium can simply be extracted from the ocean or practically anywhere, given that it is the sixth most common element in the Earth's crust [31].

In the beginning, lithium batteries were tested out with a bunch of different cathodes, before settling on the first commercial cathode: magnesium dioxide. Now that both anode and cathode materials have reached a plateau of sorts, the challenge is to further improve the specific energy of batteries and make them more affordable, which will require a lot of effort [32].

From a technical point of view, Li-ion batteries can reach a high lifetime of 1000–10,000 cycles [2,33], ~8000 cycles [34], ~10,000 cycles [35], while NiCd batteries can reach a lifetime of >2000 cycles [2], 2000–2500 cycles [33,35] and, on the other hand, lead-acid batteries can only reach a lifetime of 500–1500 cycles [33], <2000 cycles [34], ~2500 cycles [35]; Li-ion batteries have the greatest specific energy (80–200 Wh/kg [2], 75–200 Wh/kg [33,34], ~200 Wh/kg [35], 100–265 Wh/kg [36]), compared to lead-acid batteries (30–50 Wh/kg [33], ~50 Wh/kg [35], 30–40 Wh/kg [36]) and NiCd batteries (50–75 Wh/kg [2,36], 45–80 Wh/kg [33], 55–75 Wh/kg [35]); and Li-ion batteries exhibit higher average round-trip efficiency (<97% [2], 85–95% [33], 90–95% [34,37], 85–90% [35], 92–95% [36]) than lead-acid batteries (80% [2], 60–95% [33], ~80% [34], 80–82% [36], 70–90% [37]) and NiCd batteries (60–91% [33], 72% [36]). Furthermore, Li-ion batteries have higher specific power (500–2000 W/kg [2], 400–1200 W/kg [33], 150–3000 W/kg [37]) than Ni-Cd batteries (150–300 W/kg [33]) and lead-acid batteries (75–300 W/kg [33,37]); and for Li-ion batteries a wider power range can be found (0–50 MW [33], 0–100 MW [37] for Li-ion batteries, compared to 0–40 MW [33] for NiCd batteries and 0–20 MW [33], 0–40 MW [37] for lead-acid batteries) although these three batteries can have a wide power range. Regarding the possible applications of conventional batteries, for lead-acid batteries applications such as household Uninterruptible Power Supply (UPS) of the order of few Wh or such as submarine power or load-levelling of the order of sev-

eral MWh can be found [38], while for Li-ion batteries applications such as portable electronic devices or electric vehicles (EVs) can be found [39] and finally for NiCd batteries applications such as aviation safety, telecommunication network or off-grid PV can be found [40].

Table 4 shows a summary of a technical comparison between the different conventional batteries.

Table 4. Comparison of the main technical parameters of the different conventional batteries.

Parameters	Lead-Acid	Li-Ion	NiCd
Efficiency (%)	60–95	85–97	60–91
Life cycles	500–2500	1000–10,000	2000–2500
Specific energy (Wh/kg)	30–50	75–265	45–80

Table A1 from Appendix A.1 shows different commercial models for each kind of conventional batteries.

2.2. Molten Salt Batteries

2.2.1. Fundamental Principles

Molten salt batteries (ZEBRA batteries and sodium sulphur batteries) are designed to take advantage of the conductivity of sodium ions, higher than 0.2 S/cm at 260 °C and with a positive temperature gradient. Consequently, they are used in applications where the temperature varies between 270 °C and 350 °C. As for the history of molten salt batteries, ZEBRA batteries were invented in South Africa and were first applied in 1978. For two decades, it was developed by Daimler-Chrysler and its current production depends on MES-DEA [41]. A few years after the appearance of ZEBRA, in 1983, Tokyo Electric Power Company (TEPCO) and NGK Insulators, Ltd. introduced sodium sulphur (NAS) batteries [42].

Both batteries proposals share the cylindrical design which characterizes this kind of batteries and, in both of them, a ceramic electrolyte made from β-Al_2O_3 (alumina) transfers the sodium ions between the positive and negative electrodes, Figure 7. In this kind of batteries, there is no side reaction, so there is no charge loss due to the ceramic electrolyte and, consequently, their efficiency is high.

The two mentioned proposals can be used in different energy storage applications such as electric vehicles [41,42]; however, both present a series of disadvantages that are a challenge for the development of both technologies. In the case of ZEBRA batteries, due to the high operation temperature, the development of ZEBRA batteries for automotive applications has been affected, since they present self-discharge issues. In this sense, the combination of ZEBRA batteries with Electrochemical Double Layer Capacitors (EDLCs) is being studied as a possible solution [43]. On the other hand, NAS battery also presents a high operation temperature that reduces its efficiency, moreover, the solid electrolyte can become brittle and break during operation, which can result in an increased risk of fire and explosion due to the penetration of molten sodium through the cell. In this sense, the use of a ceramic electrolyte and molten electrodes in this kind of batteries presents different challenges such as increasing the safety of their operation or reducing their operating temperature, which limit the applications of this technology [44].

Despite their drawbacks, these kinds of batteries have lifetime and specific energy three and four times respectively, as higher as conventional batteries. In addition, they can provide power peaks in less than 30 s, so they are used in applications where the quality of the power supply is the main decision factor.

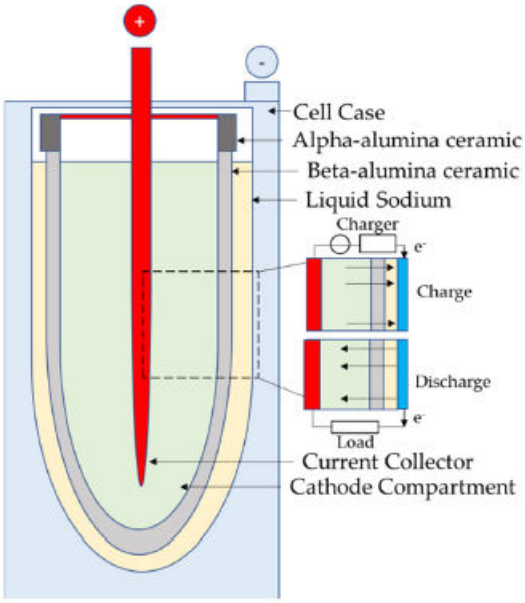


Figure 7. Cell configuration of molten salt batteries.

2.2.2. Technical Comparison

From a technical point of view, ZEBRA batteries can reach a lifetime from 2600 cycles [35] to 4000 cycles [45], while NAS batteries can reach a lifetime of 2500–4000 cycles [33], 2500–4500 cycles [35,37]; both batteries have similar operating temperature (265–350 °C [45], 270–350 °C [35] for ZEBRA batteries and 250–350 °C [2], 300–350 °C [46] for NAS batteries) and high specific energy that is higher for NAS batteries (150–240 Wh/kg [2,33], 100–240 Wh/kg [37]) than for ZEBRA batteries (approximately 100–120 Wh/kg [40,45]). However, NAS batteries have a higher round-trip efficiency than ZEBRA batteries (80–90% [2], 75–90% [33], 75–85% [35,37] vs. 70.7–80.9% [45]). On the other hand, NAS batteries present slightly higher specific power (150–230 W/kg [2], 100–230 W/kg [37]) than ZEBRA batteries (150–200 W/kg [2]). Regarding the applications of these types of batteries, ZEBRA batteries can be used in electric and hybrid electric vehicles or energy storage applications, while NAS batteries can be used for wind power integration or high-value grid services [46].

The main features of this kind of batteries are shown in Table 5, while a summary of a technical comparison between the different molten salt batteries is shown in Table 6. Table A2 in Appendix A.2 shows molten salt batteries models.

Table 5. Molten Salt batteries. Characteristics and manufacturers.

Battery	Cell Reaction	Manufacturer
ZEBRA	Anode: Molten sodium (Na) Cathode: Ni and NaCl impregnated with $NaAlCl_4$ Overall cell: $NaAlCl_4 + 3Na \rightleftharpoons 4NaCl + Al$	MES-DEA (Switzerland), Eurobat (Brussels, Belgium), FIAMM Sonick (Switzerland), General Electric (Boston, USA) [18,41]
NAS	Anode: Sodium (Na) Cathode: Sulfur (S) Overall cell: $2Na + xS \rightleftharpoons Na_2S_x$	NGK Insulators (Tokyo, Japan), ABB (Zürich, Switzerland), Silent Power (Switzerland), BASF (Ludwigshafen am Rhein, Germany) [18,42]

Table 6. Comparison of the main technical parameters of the different molten salt batteries.

Parameters	ZEBRA	NAS
Efficiency (%)	70.7–80.9	75–90
Life cycles	2600–4000	2500–4500
Specific energy (Wh/kg)	100–120	100–240

2.3. Redox Flow Batteries

2.3.1. Fundamental Principles

The two groups of batteries presented so far have well-defined applications based on their cell structure (conventional batteries for portable applications and molten salt batteries for applications requiring high quality power supply).

Nevertheless, none of these previous batteries accomplishes the requirements of the large-scale grid. First, at the grid connection line (a huge physical infrastructure, with almost no storage capability) grid storage is vital because it must uncouple oscillating customer demand from generation, which has a clear fluctuating character in the case of renewable energy sources.

Additionally, grid storage must be able to separate power from energy, tolerate a high number of charge/discharge cycles, to have good round-trip efficiency, to exhibit fast response to load or input changes, and all at reasonable capital costs [47].

Based on the above, a new cell design (Redox Flow Batteries, RFBs are also called *Regenerative Fuel Cells*, RFBs) was thought of where the reactants are not stored inside the electrode itself (as in previous battery designs), but are dissolved in the electrolyte solution and stored in external tanks, Figure 8, [48]. Then, additional balance-of-plant devices (pump, level sensors, etc.) are needed to make the liquid electrolyte flow. In addition, an Ion Exchange Membrane (IEM) separates the anolyte and catholyte solutions and allows for the transport of charge-carrying species. Furthermore, the IEM can act as an effective barrier to prevent permeation of active species and improve the ionic selectivity of the system by reducing the crosstalk of active species and addressing important drawbacks such as self-discharge or loss of capacity [49].

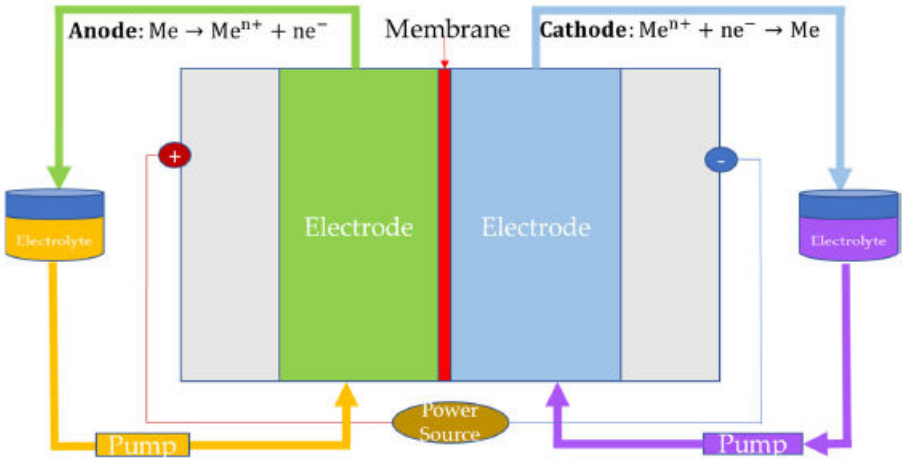


Figure 8. Cell configuration of redox flow batteries ("Me" refers to reactant dissolved in the electrolyte solution).

Additionally, thanks to the fact that there is no physical transfer of material across the electrode/electrolyte interface, the lifetime of this type of batteries is not directly influenced by the depth-of-discharge (DOD), as it is the case in conventional rechargeable batteries. In this type of batteries, the power is determined by the number of stacked cells and the stored energy depends on the reactants: their nature, their concentration, and the size of

tanks. In addition, for one of the batteries of this technology (Zinc Bromide battery), one of the potential risks is the formation of zinc dendrites, which will start their growth if the critical potential value is reached (at that moment, the equilibrium state will be broken and the growth of zinc dendrites will start). Furthermore, the growth of zinc dendrites will be accelerated in case the current density at the electrode surface is high and non-uniform [50].

There are three different electrolytes that form the basis of existing flow batteries designs, currently in demonstration or in development of large-scale projects, which are: Iron-Chromium (IC), Vanadium (VRB) and Zinc Bromide (ZNBR). Within the ZNBR batteries, it is possible to find other variants such as Polysulphide Bromide (PSB), in which the role played by zinc in the anode side is replaced by polysulphide.

The main features of the three types of batteries classified as RFB are shown in Table 7.

Table 7. Redox Flow Batteries. Characteristics and manufacturers.

Battery	Cell Reaction	Manufacturer/Developer
ICB	Anode: $Cr^{2+} \rightleftharpoons Cr^{3+} + 1e^-$ Cathode: $Fe^{3+} + 1e^- \rightleftharpoons Fe^{2+}$	NASA (Washington D.C., USA), Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. Ltd. (Tokyo, Japan), Sumitomo Electric Industries Ltd. (Osaka, Japan) [51]
VRB	Anode: $V^{4+} \rightleftharpoons V^{5+} + 1e^-$ Cathode: $V^{3+} + 1e^- \rightleftharpoons V^{2+}$	University of South Wales (Cardiff, U.K.), UniEnergy Technologies (Mukilteo, USA), Rongke Power (Dalian, China), Kashima-Kita Electric Power Group (Japan), Kansai Electric Company (Osaka, Japan), Hokkaido Electric Power Company (Sapporo, Japan), Fraunhofer Institute (Münich, Germany), Sumitomo Electric Industries, Mitsubishi Chemicals (Tokyo, Japan) [51–53]
ZNBR	Anode: $Zn \rightleftharpoons Zn^{2+} + 2e^-$ Cathode: $Br_2 + 2e^- \rightleftharpoons 2Br^-$	RedFlow (Brisbane, Australia), Jofemar Energy (Peralta, Spain) [54,55]

As for the history of RFBs, ICBs were pioneered and studied extensively by NASA in the 70′s–80′s and by Mitsui in Japan [56]. However, the conceptual design of flow batteries was introduced in 1933 in a patent by Pissoort, who described the use of a vanadium redox couple. In the late 1970s, NASA studied flow batteries and considered the Fe-Cr and Fe-Ti redox pair to be the most promising systems. Later, in 1978, Pellegri and Spaziante patented the idea of using vanadium redox salts (without relevant developments), but it was not until 1986 that a group of Australian scientists at the University of New South Wales led by Skyllas-Kazacos achieved the first successful demonstration of a commercial vanadium cell, followed in 1989 by the development of vanadium redox batteries. As for ZNBR batteries, their concept appeared more than a hundred years ago; however, it was not until 1970–1980 when Exxon and Gould brought the first proposals to practical use [52].

2.3.2. Technical Comparison

From a technical point of view, ZNBRs present the highest specific energy (30–85 Wh/L [2], 30–60 Wh/L [37], 30–50 Wh/kg [33,37]) compared to VRBs (10–50 Wh/kg [2], 10–35 Wh/kg [33], 10–30 Wh/kg [37], 20–70 Wh/L [37]) and ICBs (15.8 Wh/L [41]); ICBs present lower round-trip efficiency (76.3–79.6% [57]) than VRBs (75–85% [2], 85–90% [33], 65–85% [37]) and slightly higher than ZNBRs (65–70% [2], 65–85% [33], 60–65 % [35], 70–80% [37]) and a higher operating temperature (40–60 °C) than VRBs and ZNBRs (10–40 °C) [52,58]. Finally, redox flow batteries present a high lifetime: 10,000–16,000 cycles [2], 12,000–18,000 cycles [33], >13,000 cycles [35], 10,000–13,000 cycles [37] for VRBs and >2000 cycles [33], 2000–10,000 cycles [37] for ZNBRs. Regarding the applications of these batteries, examples can be found such as UPS, interseasonal storage, load levelling function or electric and hybrid vehicles, especially those of large dimensions

(due to the low specific energy) [53]. Table 8 shows a summary of a technical comparison between the different RFBs.

Concerning current trends in redox flow batteries, RFBs can be found to present challenges such as research on the flow management and parameter estimation [53]. Furthermore, the possibility of modifying VRB systems in order to increase the density of the active material and, above all, to find replacements for vanadium, a relatively rare material, is currently being studied [52]. Another challenge faced by redox flow batteries are the limitations associated with IEMs, such as their high costs, safety concerns due to the evolution of toxic intermediates, or temperature limitations due to corrosive gases released at temperatures above 150 °C [59].

Table 8. Comparison of the main technical parameters of the different RFBs.

Parameters	ICB	VRB	ZNBR
Efficiency (%)	76.3–79.6	65–90	60–85
Life cycles	-	100,000–18,000	2000–10,000
Specific energy	15.8 Wh/L	20–70 Wh/L 10–50 Wh/kg	30–85 Wh/L 30–50 Wh/kg

Table A3 in Appendix A.3 shows different commercial models of redox flow batteries.

2.4. Metal-Air Batteries

2.4.1. Fundamental Principles

In order to achieve batteries with higher specific energy and lower maintenance than conventional rechargeable batteries, metal-air batteries were developed. These batteries have an open cell structure, i.e., on the one side the electrode is a metal (lithium or zinc) and, on the other side, the electrode is oxygen (regarding the different designs of the cell structures studied along the paper, this last group of metal-air batteries have a cell design that likely approach to fuel cells design), taken from the air, for the reaction to take place. Air is introduced through a channels-based structure and a catalyst ensures oxygen reduction. The intermediate electrolyte allows the flow of ions, and its nature establishes the type of battery: aqueous, non-aqueous, hybrid and solid-state metal–air batteries. In the case of aqueous and hybrid electrolyte, a metal ion conducting polymer membrane is required [60]. The configuration of the different metal–air batteries is shown in Figure 9. Although, there are primary (non-rechargeable) metal–air batteries, such as aluminium–air (Al-air) or magnesium–air (Mg–air) batteries, our study will be focused on secondary (rechargeable) batteries: lithium–air (Li–air) and zinc–air batteries (Zn–air) [61] as shown in Table 9.

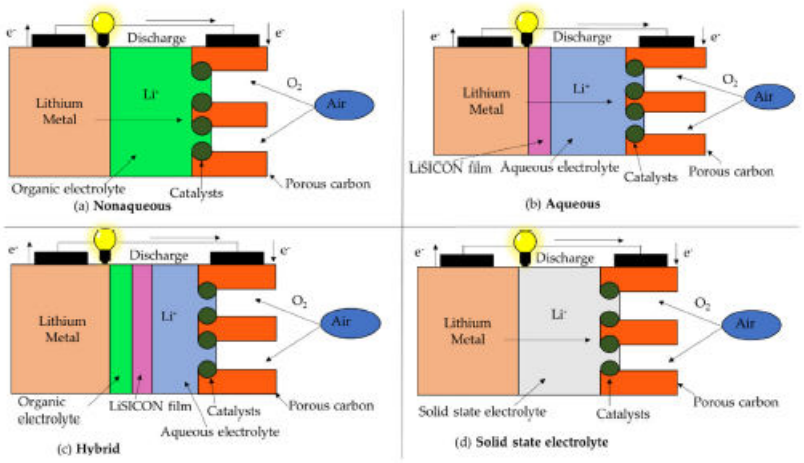


Figure 9. Metal–Air batteries cell configuration.

Table 9. Metal–Air Batteries. Characteristics and manufacturers.

Battery	Cell Reaction	Manufacturer
Li-Air	Anode: $Li \rightleftharpoons Li^+ + 1e^-$ Cathode: $Li^+ + 1e^- + O_2 \rightleftharpoons LiO_2$	American Chemical Society (Washington, DC., USA)
Zn-Air	Anode: $Zn + 4OH^- \rightleftharpoons Zn(OH)_4^{2-} + 2e^-$ Cathode: $1/2O_2 + H_2O + 2e^- \rightleftharpoons 2OH^-$	NantEnergy (Scottsdale, USA), Cegasa (Vitoria, Spain), ReVolt (USA), Energizer (Saint Louis, USA).

2.4.2. Technical Comparison

The main characteristics of these batteries are good thermal stability in the range of 30–105 °C, high specific energy of 250–300 Wh/kg and 75% efficiency [62], as well as low pollution level (so they can be considered an environmentally friendly option) [61,63] and low cost, as a consequence of the abundance of raw materials [63]. However, the main drawback of these batteries is their reduced lifetime [1000 cycles] due to the precipitation of carbonate inside the electrode pores in the electrode open to the air [62].

Although these batteries are receiving more attention recently, their origin dates back to more than twenty years ago, when Abraham et al. in 1996 [64] first presented a rechargeable Li-air battery. Nevertheless, due to the rising costs of lithium and its relative scarcity compared to other materials, various scientists have been working with other materials. Then, Iudice et al. [65] propose aluminium/air batteries in seawater, with the advantage that these batteries are more stable against corrosion.

Although these batteries have high potential, they have not fulfilled it, because this technology presents challenges with the metal anode, the air cathode, the electrolyte and its short lifetime. Therefore, before this technology becomes a real option in electric vehicles or electrochemical energy storage, it is a challenge to achieve, through research and development, a specific energy of 500 Wh/kg and a lifetime of more than 1000 cycles [66].

Some commercial examples of metal-air batteries are shown in Table A4 in Appendix A.4.

Table 10 shows a summary of a technical comparison between the different battery technologies analysed in the paper.

Table 10. Summary of the technical parameters of the batteries studied in the paper.

Comparison of Battery Storage Technologies				
Characteristics	**Conventional Batteries**	**Molten Salt Batteries**	**RFBs**	**Metal-Air Batteries**
Efficiency (%)	60–97	70.7–90	60–90	75
Life cycles	500–10,000	2500–4000	2000–18,000	<1000
Specific energy (Wh/kg)	30–200	100–240	10–50	250–300

3. Hydrogen Storage. The Power of an Invisible Fuel

Hydrogen as an energy carrier was first discovered in 1789, although it was not recognised until more than a decade later [67]. In 1888, it began to be produced for commercial use, which meant that it would have to be stored somewhere.

This fuel is used as an energy carrier because of its high Lower Heating Value (LHV), 120 MJ/kg, one of the highest compared to other fossil fuels, but by contrast, the main drawback is its low volumetric density, 0.0899 g/L at ambient pressure and temperature. So this makes hydrogen storage not a minor problem [68].

On the other hand, the 2020 targets set by the EU [69] for hydrogen storage are: volumetric density—30 g/L and gravimetric density—5.3 wt. %, while the targets set for 2024 are 33 g/L volumetric density and 5.7 wt. % gravimetric density, and the targets set for 2030 are 35 g/L volumetric density and 6 wt. % gravimetric density. In the same sense, the U.S. Department of Energy (The latest DOE update date is 2020. There are no DOE targets sets for 2030) (DOE) targets are slightly more restrictive in terms of volumetric density (39 g/L) and slightly less restrictive in terms of gravimetric density (3 wt. %) [70].

Based on above, different ways of hydrogen storage have been developed. The most common techniques are summarized in Figure 10. As can be seen, techniques such as

compressed hydrogen storage or liquid hydrogen storage store pure hydrogen by increasing the pressure or decreasing the temperature, respectively. In contrast, techniques in which both pressure and temperature are kept close to ambient conditions, the hydrogen is stored mixed with other materials such as metals.

Storage technique		Volumetric H_2 density (g/L)	Gravimetric H_2 density (% wt.)	Pressure	Operation temperature
Compressed hydrogen storage		$\leq 30 \frac{g}{L}$	$\leq 6\%$	≤ 700 bar	298 K
Liquid hydrogen storage		$71 \frac{g}{L}$	100%	1 bar	21.2 K
Metal hydrides storage		$100 \frac{g}{L}$	3%	2 bar: desorption < 30 bar: adsorption	373 K (desorption)

Figure 10. Portfolio of hydrogen storage techniques.

3.1. Compressed Hydrogen Storage

Compressed hydrogen storage is currently the most common method of hydrogen storage. Typically, hydrogen gas is pressurized in a metal-composite tank at a given pressure, which can vary widely depending on the tank and its use, from 200 bar to 700 bar [71]. Higher pressures have been used for the storage of gaseous hydrogen in order to achieve volumetric densities close to that of liquid hydrogen, 70.8 g/L (about 1000 times the volumetric density of hydrogen gas at ambient pressure and temperature).

The use of the compressed hydrogen storage technique is not new. In Teeside, England, 5 MPa compressed hydrogen was stored in caverns and, in France, between 1956–1972, an aquifer was used to store a synthetic gas of 50–60% hydrogen [72]. However, as subway hydrogen storage systems were too limited to be implemented on a large scale [73], coupled with a growing interest in hydrogen in the 1970s as a result of the oil crisis [74], led to the research and development of hydrogen storage tanks, whose vessels were initially made of aluminium; however, as they were not strong enough, vessel materials were changed to a carbon-fibre composite [75].

3.1.1. Fundamental Principles

Currently, there are different types of compressed hydrogen tanks: type I are all-metal tanks in which hydrogen is usually stored between 200 and 300 bar (this type of tank has a low gravimetric density of about 1 wt. % due to the materials from which it is made); type II are metal tanks with their cylindrical part reinforced by Carbon Fibre Reinforced Polymer (CFRP) composite material, which allows this kind of tank to reach a slightly higher storage capacity than type I tanks (both type I and type II tanks are used in stationary applications); type III are tanks that have a fully CFRP-wrapped metal liner; type IV tanks are similar to type III tanks except that their liner is polymeric and not metallic (type IV tanks have reached a gravimetric density of 4.2 wt. %, because these tanks are made of lighter materials, and a volumetric density of 24 g/L at 700 bar); and, finally, type V tanks are in the development phase and are completely made of composite materials (unlined structures). Among these tanks, the most common and widely used are type III and type IV tanks due to their light weight and fatigue resistance, as well as the fact that their nominal working pressure is usually 350 to 700 bar (considerably higher than type I and type II tanks), which explains the use of these type of tanks in the automotive sector or for industrial purposes [76–78]. In addition, the industry has set a target of storing compressed hydrogen in 700 bar tanks, whereby a 6 wt. % gravimetric density and a 30 g/L volumetric density can be achieved [79]; in comparison, a 350 bar hydrogen tank has a gravimetric density of 5.5 wt. % and a volumetric density of 17.6 g/L [80]. Furthermore, this technique

has the advantage that it can be used to repeatedly (and frequently) charge and discharge the hydrogen in the tank up to a lifetime of 20 years [81]. In fact, in the case of type III tanks, they can be charged and discharged up to 5122 times before their lifetime comes to an end [82]. Although this technique consumes 2.21 kWh/kg for an isothermal compression from 0.1 to 80 MPa, this value is much lower than that of other techniques such as hydrogen liquefaction [79].

3.1.2. Mathematical Model

To know the State of Charge (SOC) of a compressed hydrogen tank, the Noble-Abel equation of state model for real gases can first be used to calculate the tank pressure [83–85] as shown in Equation (6):

$$p = \frac{\rho RT}{M_g \cdot (1 - B_{N-A}\rho)} \quad (6)$$

where:

M_g: molar mass of gas (g/mol)
p: gas pressure (atm)
ρ: gas density (g/L)
R: universal gas constant (0.082 (atm·L)/(K·mol))
T: gas temperature (K)
B_{N-A}: Noble-Abel constant (0.007691 L/g for hydrogen gas).

After knowing this, the SOC of the hydrogen tank will be calculated according to the expression found in Equation (7):

$$SOC(H_2\ tank) = \frac{p}{p_{max}} \cdot 100 \quad (7)$$

where:

SOC: state of charge of the hydrogen tank (%)
p_{max}: maximum hydrogen tank pressure (atm).

This hydrogen storage technique can be used in different applications, such as small-scale storage, so it can be used in different vehicles like cars and buses [86], as a storage system in a microgrid [87] or even stored in a 700 bar tank in a hydrogen-powered snow groomer [88].

3.2. Liquid Hydrogen Storage

3.2.1. Fundamental Principles

To obtain liquid hydrogen, it is necessary to reach the hydrogen critical temperature, 33 K, i.e., almost to absolute zero. In this sense, liquid hydrogen storage tanks are at ambient pressure and a temperature of 21.2 K; in addition, the process to obtain it is a Joule-Thomson cycle in which gaseous hydrogen is first compressed, then cooled in a heat exchanger and finally expanded in a valve isenthalpically to form liquid. Although theoretically only 3.23 kWh/kg of energy are needed to liquefy hydrogen, in the practice, this values are as high as 15.2 kWh/kg, i.e., half of the Lower Heating Value (LHV) of hydrogen (33.36 kWh/kg) [89].

Although hydrogen began to be stored in liquid form in the 1940s, it was not until the 1980s and 1990s that liquid hydrogen began to be studied seriously because of its high potential [75].

This technique has the advantage of a high volumetric density, 71 g/L, compared to compressed gaseous hydrogen storage tanks [90], but the disadvantage of having to deal with boiloff ratio, which can be 0.1 to 0.2% per day of the total liquid hydrogen depending on the ratio of area to volume, so in order to reduce these losses, it is necessary to reduce the area, in proportion, more than the volume [91]. Furthermore, according to the U.S. Department of Energy (DOE), liquid hydrogen storage tanks lifetime are set at 30 years by 2025 [92].

3.2.2. Mathematical Model

To estimate liquid hydrogen storage tanks State of Charge (SOC), Equation (8) will be used to achieve this purpose:

$$SOC = \frac{m_t}{\rho_{H_2\,l.} \cdot V_t} \cdot 100 \quad (8)$$

where:

SOC: state of charge of the liquid hydrogen tank (%)
m_t: hydrogen mass in the tank (g)
$\rho_{H_2\,l}$: liquid hydrogen density (71 g/L)
V_t: total volume of the liquid hydrogen storage tank (L).

Although it is currently a problem to implement liquid hydrogen storage in hydrogen-powered automotive applications, it is used in aerospace engineering [93] and in marine applications as temperature sensors [94]. One future direction for this technology is to combine with compressed hydrogen storage technology to obtain cryocompressed hydrogen storage tanks, which are capable of increasing volumetric density from 70 g/L at 1 atm to 87 g/L at 237 atm [75].

3.3. Metal Hydride Storage

3.3.1. Fundamental Principles

Metal hydrides (MHx) are the most technologically relevant class of hydrogen storage materials, as they can be used in a variety of applications at ambient pressure and temperature. In this case, gaseous hydrogen molecules are absorbed by the material in the solid state to form metallic hydrogen compounds and the hydrogen is distributed compactly throughout the metal lattice.

$$\text{Metal} + H_2 \rightleftharpoons M_x H_y + \text{Heat} \quad (9)$$

The reaction is reversible and exists as an equilibrium state under certain conditions of pressure and temperature. In other words, by changing the conditions, the reaction can move in the forward or backward direction. The heat on the right-hand side indicates that heat or energy is released when the MHx is formed (during the charging process), and therefore heat must be put into the system to release the hydrogen from the metal hydride (during the discharging process).

The origins of this technology date back to 1810, when Luigi Sementini, a professor of chemistry in Naples, published a report of a new method for extracting potassium and sodium. Many years later, Thomas Graham became interested in metal hydrides because he saw in this technology a new aspect of his studies on gas diffusion and extended the research with metals from platinum to palladium to observe the high adsorption of hydrogen. However, it was not until the laboratory work of Winkler (whose work led to the discovery of a larger number of metal hydrides), Moissan and others, that industrial developments became possible. Thus, in 1905, Bitterfeld claimed in a patent that molten calcium in an iron vessel rapidly absorbed hydrogen, and a 1943 patent established the idea of hydrogen as a fuel cell in a chemical energy package thanks to metal hydrides [95].

3.3.2. Mathematical Model

For this technology, the solid density of a fully hydrogenated metal hydride (ρ_{MH}) can be calculated thanks to the expression Equation (10) [96]:

$$\rho_{MH} = \frac{(A_{MH} + C_{MH})}{1 + \frac{S \cdot C_{MH}}{100 \cdot C_{MHmax}}} \cdot \frac{\rho_{MH\ initial}}{A} \quad (10)$$

where:

ρ_{MH}: hydrogenated metal hydride density (kg/m^3)

A_{MH}: fraction (molar mass H_2/molar mass unhydrated metallic alloy)
C_{MH}: atomic ratio of hydrogen to metal (H/M)
S: swelling of the alloy volume during absorption/desorption (%)
C_{MHmax}: maximum atomic ratio of hydrogen to metal (H/M)
$\rho_{MH\ initial}$: initial metal hydride density (kg/m^3).

The packing density ($\rho_{packing}$) of the metal hydride tank can be calculated by the following volumetric method applied to the material when it is not hydrogenated; for a cylindrical metal hydride tank, it will be obtained from Equation (11):

$$\rho_{packing} = \frac{m_{t\ unhyd.}}{\pi R_{MHt}^2 H} \tag{11}$$

where:

$\rho_{packing}$: metal hydride tank packing density (g/L)
$m_{t\ unhyd.}$: metal hydride tank mass when not hydrogenated (g)
$R_{MH\ t}$: metal hydride tank radius (m)
H: metal hydride tank height (m).

On the other hand, to know the charge level (SOC) in metal hydride tank, we can use Equation (12):

$$SOC = \frac{m_{MHt} - m_{t\ unhyd.}}{m_{H_2max.}} \cdot 100 \tag{12}$$

m_{MHt}: metal hydride tank mass (g)
m_{H_2max}: nominal MH tank hydrogen mass (g).

As $m_{MHT} - m_{unhyd.}$ represents the mass of hydrogen in the metal hydride tank, it can be defined as $\Delta m = m_{MHT} - m_{unhyd.}$ To estimate the evolution of the mass of hydrogen in the metal hydride tank during charging, i.e., Δm, the authors have proposed the following mathematical model Equation (13):

$$\Delta m = m_{MH\ F} \cdot \left(1 - e^{-\frac{n(t-t_0)}{t_{MH\ T}}}\right) \tag{13}$$

where:

Δm: hydrogen mass in the metal hydride tank (g)
$m_{MH\ F}$: final hydrogen mass in the metal hydride tank (g)
t: time (s)
t_0: initial time (s)
n: dimensionless constant to be adjusted by user (in case of experimental test carried by authors, $n = 5$)
$t_{MH\ T}$: total time to charge the metal hydride tank (s).

To validate this mathematical model during charging, the authors have used a (LaCe)Ni_5 1500 NL metal hydride tank [97], which is externally cooled at 0.0 °C (so that the tank absorbs more hydrogen) and charged by a pressurized hydrogen tank. Thanks to a flowmeter which measures the volumetric flow in NL/h with a sample period of 1 s, it is possible to estimate the mass of hydrogen accumulated in the tank during charge process, Equation (14):

$$m_{H_2} = \sum_{i=1}^{N} \frac{\dot{V}_i\left(\frac{NL}{h}\right) \cdot \frac{1\ h}{3600\ s} \cdot \Delta t_i \cdot M_{H_2} \cdot p_N}{R \cdot T_N} \tag{14}$$

where:

m_{H_2}: hydrogen mass stored in the MH tank (g)
$\dot{V}_i$: hydrogen volumetric flow rate (NL/h)
Δt_i: time intervals (1 s)

M_{H_2}: molar mass of hydrogen (2 g/mol)
p_N: pressure at normal conditions (1 atm)
R: universal gas constant (0.082 (atm·L)/(K·mol))
T_N: temperature at normal conditions (273 K)

Once the tank is charged and $m_{MH\,F}$ and $t_{MH\,T}$ are obtained, the mathematical model can be validated by obtaining the constant n with mathematical methods (which, for this case, turns out to be 5). Figure 11 shows a comparison between measured results and the proposed mathematical model.

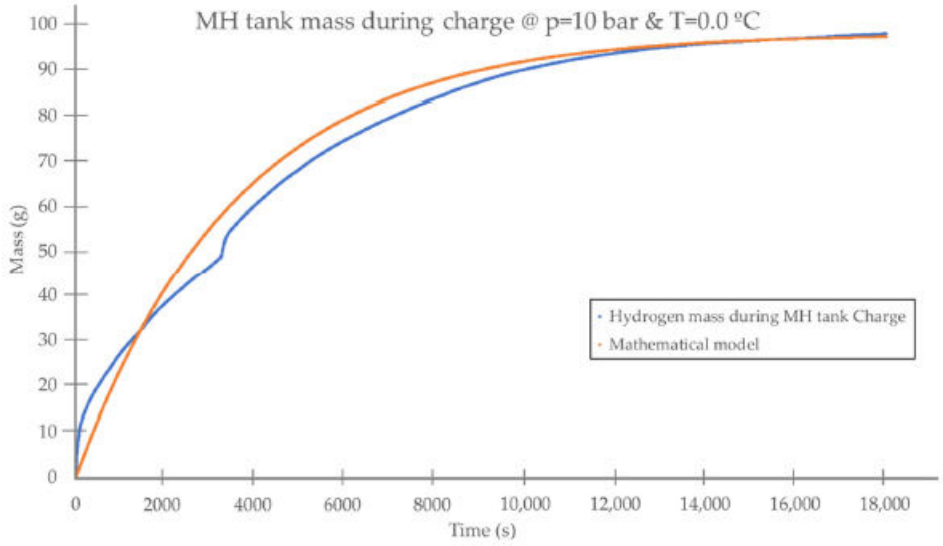


Figure 11. MH tank charging process. Hydrogen mass evolution.

The final charge mass of the MH tank is 97.92 g of hydrogen. To check that this is correct, the MH tank is discharged by a Polymeric Electrolyte Membrane Fuel Cell (PEM-FC) operating at a voltage of 62.13 V with an efficiency of 46.5%. The hydrogen mass discharged from the MH tank (which must be slightly less than the mass of hydrogen obtained during charging) can be calculated by Equation (15):

$$m_{H_2}(g) = \frac{\sum_{i=1}^{N} V_{FC} I_{FC-i} \Delta t_i}{LHV_{H_2} \eta_{FC}} \quad (15)$$

where:

m_{H_2}: hydrogen mass discharged into the MH tank (g)
V_{FC}: PEM-FC operating voltage (62.13 V)
I_{FC-i}: PEM-FC operating current for the period of time i (A)
Δt_i: period of time i (h)
LHV_{H_2}: hydrogen lower heating value (33.36 Wh/g)
η_{FC}: PEM-FC efficiency (46.5%).

Since the operating voltage of the PEM-FC is constant and its operating current is nearly constant, the discharge must be quasi-linear, as can be seen in Figure 12.

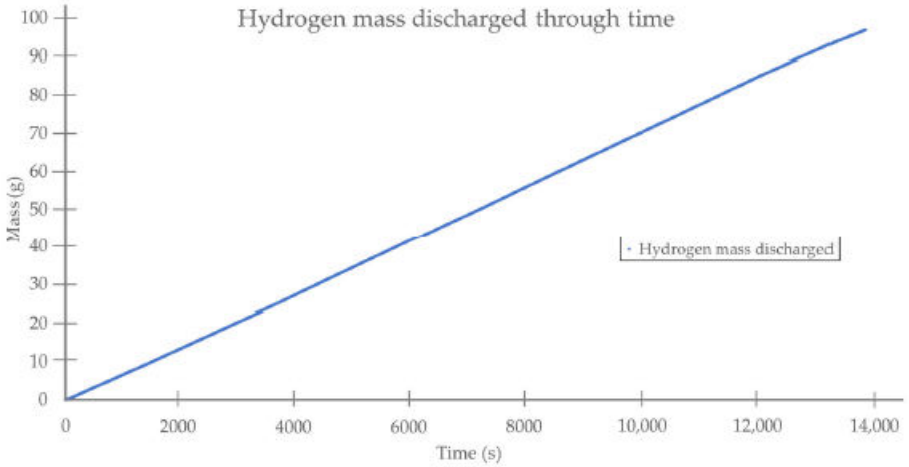


Figure 12. Hydrogen mass discharged through time.

The hydrogen mass discharged during MH tank desorption is 96.89 g, slightly lower than the hydrogen mass absorbed by the tank during the charging process. That is, the energy round-trip efficiency of MH tank reaches 98.94%.

3.3.3. Technical Comparison

Current metal hydride tanks can reach an operating charge pressure of more than 100 bar. However, for practical and economic reasons, less than 30 bar is preferred; on the other hand, the discharge process must be carried out at a pressure of about 2 bar and at a temperature below 100 °C. Although this technology provides a high volumetric density, 100 g H_2/L, its maximum gravimetric density is below 7 wt. %, but in practice, it is usually around 3 wt. %. Although this storage method has efficiency of 88% [86], its main disadvantage is the lifetime (up to 1500 cycles or 10 years) [98].

The storage materials to be combined with hydrogen in this technology include Ni, Co, Al, Mn, Sn, Cr, Fe, V, Mg, among others [86,99]. This technology can be found to be used in different applications such as stationary and mobile, heat storage, automotive, railroads or a high pressure metal hydride tank (>875 bar) for refuelling fuel cell vehicles [99,100].

3.4. Physisorption

The physisorption of gas molecules, Figure 13, onto the surface of a solid, is the result of resonant fluctuations of charge distributions (i.e., Van der Waals interactions, composed of two terms: an attractive and a repulsive one, which decrease with distance, d, in a ratio of d^{-6} and d^{-12}, respectively). For this reason, physisorption is weak, and significant physisorption can only be observed at low temperatures (<273 K) [89]. Porous materials are a potentially promising storage technology for absorbing hydrogen, since they can reach a high capacity and can release the gas reversibly [79,101]. Among all porous materials, porous carbon materials and Metal Organic Frameworks (MOFs) are known to be promising. This technology has advantages such as low cost of materials, high surface area, faster charging and discharging processes or the possibility of mitigating thermal management issues. However, the need for low pressure and temperature, the weight of carrier materials and low gravimetric and volumetric density make the application of this technology difficult. These disadvantages have meant that experiments with this technology have been unsatisfactory; and it is far from be widely used, being only possible to find applications in small-scale experiments [101].

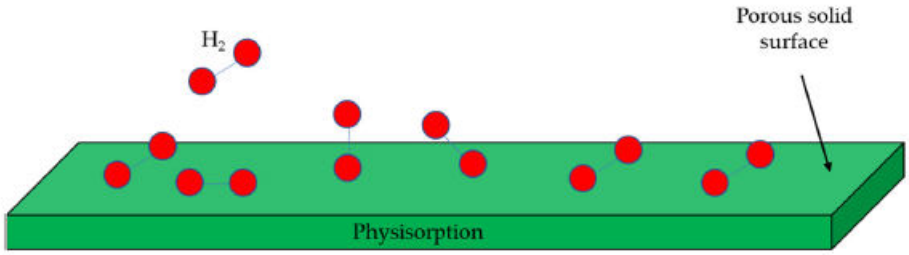


Figure 13. Physisorption process.

3.5. Complex Hydrides Storage

Complex hydrides are generally solid ions composed of cations bonded to complex anion groups (centered on Al, B or N, among others), such as AlH_4^-, NH^{2-} or NH_2^-, through a covalent bond, in which hydrogen participates. Due to slow kinetics reactions, decomposition of complex metal hydrides take place at high temperatures (in the case of $LiBH_4$, it takes place at 500 °C), while hydriding reaction take place at high pressures (up to 200 MPa) because of a faster reaction rate [102]. Figure 14 shows physical process of complex hydrides.

Although complex hydrides are known since 19th century (there is a report [103] on metal amides from 1809), it was not until the 1960s when they were started to be studied as potential hydrogen storage materials [103]. Many years later [104], in the mid-nineties, Bogdanovic discovered hydrogen uptake and release for sodium alanate, $NaAlH_4$, at moderate conditions. Later, in 2002 [104], P. Chen discovered reversible nitrogen-based complex hydrides and, in 2003, A. Züttel, and co-workers were the first to start investigating tetrahydridoboranates, such as $LiBH_4$, [104].

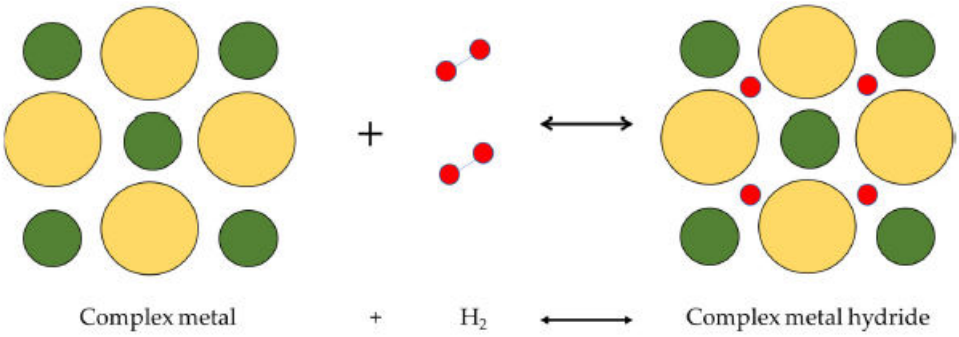


Figure 14. Complex hydrides process.

For this technology, high volumetric and gravimetric densities can be found (which will be different based on the material used). For example, for ammonia borane, NH_3BH_3, a 19.6 wt. % and a 150 g/L gravimetric and volumetric densities, respectively, are found [105], while for Mg_2FeH_6, a 5.5 wt. % and a 150 g/L gravimetric and volumetric densities, respectively, are found [106]. Furthermore, this technology has a long lifetime, with more than 5000 adsorption/desorption cycles [104]. Although these densities made complex hydrides storage a serious option to store large amounts of hydrogen (up to 700 kg [104]), this technology has to cope with issues such as thermal management (heat removal at several hundred of degrees) during refuelling [105].

This technology can be used in different applications such as on-board hydrogen storage, stationary storage, or portable power [102].

3.6. Alkalimetal + H_2O

This technology combines a particular case in complex hydrides (which it is made, for this hydrogen storage technique, from alkali or alkaline earth cations bonded to the

complex anions introduced above) with water to cause a simple reaction in which hydrogen is obtained as a product [107]. Figure 15 shows the physical process of this technology.

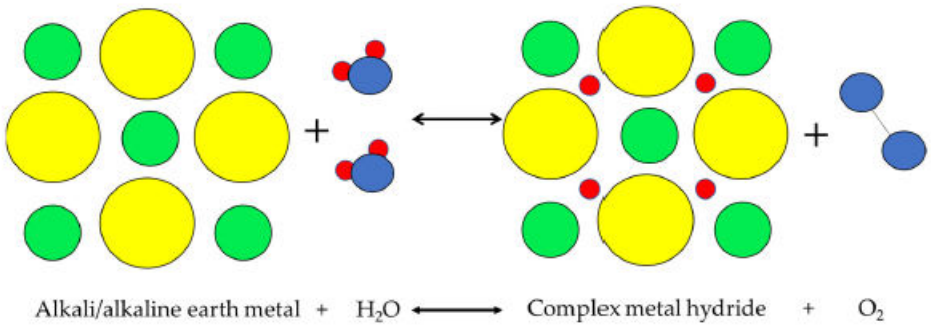


Figure 15. Alkalimetal+H_2O physical process.

This technology is far from be implemented, as it is still in the development phase. It was in 2003 that Li et al. generated hydrogen from a reaction between sodium borohydride ($NaBH_4$), with a gravimetric density of 10.6 wt. %, and water at an operating temperature of 60 °C [108].

The materials that can be used for this technique have a wide range for both volumetric and gravimetric densities, varying from 25.86 g/L for CsH to 138.08 g/L for BeH_2 in the case of volumetric density, and from 0.75 wt. % for CsH to 18.39 wt. % for $LiBH_4$ in the case of gravimetric density [107]. Furthermore, an advantage of this technology over complex hydrides is a lower operating temperature, for example, the decomposition temperature of $NaBH_4$ to obtain hydrogen is 565 °C [107], while for the reaction of this material with water, the operating temperature is just 60 °C [108]. Due to their higher gravimetric and volumetric densities, together with a higher stability of borohydrides, some of the most promising materials in this technology (still under research), $LiBH_4$, $NaBH_4$ or $Ca(BH_4)_2$, among others [107], can be found.

Once the different hydrogen storage techniques have been analysed, a comparison has been made between gravimetric and volumetric densities for the different hydrogen storage alternatives, Figure 16 (where alkali metals are treated as a particular case of complex hydrides, but in the case of a reaction with water, the operating temperature is much lower). In addition, Table 11 gives a technical comparison between the different commercial hydrogen storage technologies discussed in the paper.

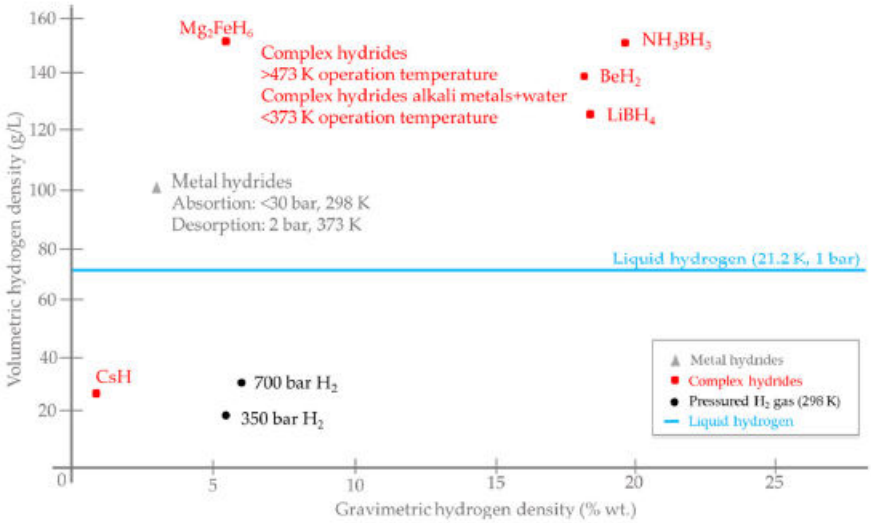


Figure 16. Alternatives for hydrogen storage: technical comparative.

Table 11. Summary of technical parameters of commercial hydrogen storage technologies.

Technology	Lifetime	Efficiency	Volumetric Density
Compressed hydrogen storage	20 years	90–95%	30 g/L
Liquid hydrogen storage	30 years (2025 DOE target)	75–80%	70.8 g/L
Metal hydrides storage	10 years	85–90%	100 g/L
Complex hydrides storage	30 years	-	150 g/L

Table A5 in Appendix B shows commercial examples for hydrogen storage solutions.

4. Batteries vs Hydrogen Storage. Substitutes or Complementary

According to the comprehensive analysis developed along the paper, there are two major green energy storage alternatives that people are considering for small and medium-sized applications: batteries and hydrogen storage. It is obvious that batteries are the most widespread (computers, mobile phones, vehicles), while hydrogen storage is used in lesser-known applications like heavy transport (trucks, buses, railways, submarines or spy-planes), or renewable sources-based microgrids.

In order to select the best choice, the first comparison to be made is the lifetime of the storage systems. For example, for a hydrogen storage system, a lifetime of 5122 cycles can be found for a type III compressed hydrogen tank [82], which is a longer lifetime than most of the batteries (only redox flow batteries and some lithium-ion batteries can present better behaviour in terms of lifetime), while for a metal hydride tank, the lifetime is up to 1500 cycles [98], which is only competitive against some battery technologies such as metal-air batteries or lead-acid batteries. On the other hand, regarding storage systems round trip efficiency, for metal hydride tanks, efficiencies of 88% can be found [86]. Although some batteries can be found with higher round-trip efficiency, this storage system is competitive against battery ones. However, contrary to battery storage systems (which convert electrical energy into chemical energy to store energy in the charging process and, in the discharging process, batteries convert chemical energy into electrical energy), a hydrogen storage system does not convert the electrical energy into chemical energy in the charging process by itself (as well as it does not convert chemical energy into electrical energy in the discharging process), since a device is needed to produce hydrogen from electrical energy. If green hydrogen (the one obtained via renewable powered electrolysis) is required to be produced, it is necessary to use an electrolyser to produce hydrogen. For an alkaline electrolyser (the most developed electrolysis technology) this process has efficiencies between 43–66% [109]. Furthermore, once the hydrogen is stored in the tank, to obtain electrical energy from it, another device is needed; if that device is a polymeric electrolyte membrane fuel cell (such as the one used to discharge the metal hydride tank in the article), with efficiency of around 46.5%. In this sense, for the whole process (production, storage and conversion into electricity), even if the energy losses associated with storage process (which in the case of metal hydride tanks, are about 12% of the stored energy), the overall efficiency is 20–31%, while for battery storage systems, the round-trip efficiency varies from 60% to 95%, i.e., between 2 and 4.75 times the hydrogen process efficiency (even if the losses associated with storage process are ignored). In addition, since the fuel cell efficiency is 46.5% (i.e., much lower than the whole round-trip efficiency of battery storage systems), the equivalent energy in a hydrogen storage tank needs to be considerably higher than the energy stored in a battery in order to obtain the same electrical energy.

Finally, although hydrogen systems (i.e., apart from the hydrogen storage, an electrolyser to produce hydrogen and a fuel cell to convert chemical energy from hydrogen into electric energy are needed) hardly can compete with batteries in terms of overall efficiency, in terms of specific energy density, hydrogen has no rival. Hydrogen has a lower heating value of 33.36 kWh/kg, i.e., more than a hundred times batteries specific energy. Therefore, hydrogen storage systems can complement batteries and be used in renewable sources-based plants as a long-term storage system, while batteries would act as short and medium-term storage system.

5. Conclusions

In this paper, two energy storage techniques have been analysed: battery and hydrogen storage systems. The main result obtained is that, in spite of the fact that batteries have been too much more useful due to the infrastructure, maybe this does not continue to be the case. As for hydrogen as an energy carrier, technology is waiting for the infrastructure to develop. It is very likely that hydrogen will take the place of fossil fuels in both the building and transportation sectors. In addition to the comprehensive study describing the fundamental principles of each technology, the authors have presented a mathematical model for both battery and hydrogen technologies. In the battery case, the model has been parametrized so that it can be used for different types of batteries. Regarding hydrogen storage, a model is proposed for each commercial hydrogen storage solution: compressed hydrogen storage, liquid hydrogen storage and metal hydride storage. Experimental tests have allowed to show the hydrogen mass evolution during the charge-discharge cycle of a 1500 NL MH tank [97], validating the corresponding proposed mathematical model. The hydrogen mass saved in the MH tank during the charging process is likely the hydrogen extracted during discharge (97.92 g vs. 96.89 g, respectively) demonstrating the high round-trip efficiency in metal hydrides.

In the future, hydrogen energy and batteries are more likely to specialize in two completely different uses—for example, batteries are practical for small devices such as mobile phones and light transport, while hydrogen storage is suitable for stationary applications and heavy transport.

Furthermore, the increase in global energy demand, along with the need to reduce dependence of fossil fuel, makes the integration of RES unavoidable. However, these systems are not always available (for example, solar energy is not available at night, or wind energy is not available when it is not windy). In that sense, ESS can be a solution to integrate RES, to improve power system security (because in case of failure of the main power grid supply, they can guarantee the load energy demand), or as a way to guarantee auxiliary services (such as battery banks in hospitals). Moreover, the different ESS reduce the need of additional resources for transmission. They also improve system efficiency, due to that they allow the system to guarantee the load energy demand when RES are not available, and a better use of existing resources due to a more controlled security and supply and production. Lastly, these systems can reduce the investment costs required for new installations.

The goal of this paper has been to analyse from a technical point of view, two different methods of energy storage—batteries and hydrogen storage systems– to try to paint a clearer picture of these methods to aid the decision to use them in real life applications. Commercial examples and technical comparisons as well as research trends and future possibilities have been detailed in an attempt to aid planning and policy decisions.

Author Contributions: Conceptualization, J.R. and F.S.; methodology, F.S. and J.R.; software, F.J.V.; validation, F.J.V.; formal analysis, J.R. and F.S.; investigation, J.R. and F.J.V.; resources, J.M.A.; data curation, F.J.V.; writing—original draft preparation, J.M.A., F.S. and J.R; writing—review and editing, J.R. and F.S.; visualization, F.J.V.; supervision, F.S. and J.M.A.; project administration, J.M.A.; funding acquisition, J.M.A. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research was funded by 1) Spanish Government, grant Ref: PID2020-116616RB-C31, 2) Andalusian Regional Program of R+D+i, grant Ref: P20-00730, and 3) FEDER-University of Huelva 2018, grant Ref: UHU-1259316.

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: Not applicable.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Nomenclature

CAES	Compressed Air Energy Storage
CFRP	Carbon Fibre Reinforced Polymer
DOD	Depth Of Discharge
DOE	Department Of Energy
ESS	Energy Storage Systems
IEM	Ion-Exchange Membrane
LHV	Lower Heating Value
MHx	Metal Hydride
O&M	Operation and Maintenance
PEM-FC	Polymeric Electrolyte Membrane-Fuel Cell
RES	Renewable Energy Sources
RFB	Redox Flow Battery
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State Of Charge
ZEBRA	Zero Emission Battery Research Activity

List of Symbols

Δm	hydrogen mass in the MH tank during charge (g)
Δt_i	time intervals (1 s)
A	exponential zone amplitude (V)
A_{MH}	fraction (*molar mass* H_2/*molar mass unhydrated metallic alloy*)
B	inverse of the charge at the end of the exponential zone $(\mathrm{Ah})^{-1}$
B_{N-A}	Noble-Abel constant (0.007691 L/g for hydrogen gas)
C_{MH}	atomic ratio of hydrogen to metal (H/M)
$C_{MH\,max}$	maximum atomic ratio of hydrogen to metal (H/M)
h	metal hydride tank height (m)
i	battery current (A)
$\int i dt$	actual battery charge (Ah)
I_{FC-i}	PEM-FC operating current for a period of time (A)
K	polarization voltage (V)
LHV_{H_2}	hydrogen lower heating value (33.36 Wh/g)
M_g	molar mass of gas (g/mol)
M_{H_2}	molar mass of hydrogen (2 g/mol)
$m_{H_2}(g)$	hydrogen mass charged (or discharged) into the MH tank
$m_{H_2 max}$	nominal MH tank hydrogen mass (g)
$m_{MH\,F}$	final hydrogen mass in the MH tank (g)
m_{MHt}	metal hydride tank mass (g)
m_t	hydrogen mass in the tank (g)
$m_{t\ unhyd.}$	metal hydride tank mass when not hydrogenated (g)
η_{FC}	yield of the PEM-FC (46.5%)
n	dimensionless constant to be adjusted by user (in case of experimental test arried 5 by authors, $n = 5$)
ρ	gas density (g/L)
$\rho_{H_2\,l}$	liquid hydrogen density (71 g/L)
ρ_{MH}	hydrogenated metal hydride density (g/L)
$\rho_{MH\,initial}$	initial metal hydride density (g/L)
$\rho_{packing}$	metal hydride tank packing density (g/L)
p	gas pressure (atm)
p_{max}	maximum hydrogen tank pressure (atm)
p_N	pressure at normal conditions (1 atm)
Q	battery capacity (Ah)
Q_{exp}	battery capacity at the end of exponential zone (Ah)
Q_{NOM}	battery capacity at the end of nominal zone (Ah)
R	universal gas constant (0.082 (atm·L)/(K·mol))
R_{elec}	internal resistance (Ω)
$R_{MH\,t}$	metal hydride tank radius (m)
S	swelling of the alloy volume during absorption/desorption (%)

SOC	state of charge (%)
t	time (s)
T	gas temperature (K)
$T_{MH\,T}$	total time to charge a MH tank (s)
T_N	temperature at normal conditions (273 K)
t_0	initial time (s)
V	no load voltage (V)
V_0	battery constant voltage (V)
V_b	battery voltage (V)
V_{exp}	voltage at end of exponential zone (V)
V_{FC}	PEM-FC operating voltage (62.13 V)
V_{full}	fully charged battery voltage (V)
$\dot{V}_i\left(\frac{NL}{h}\right)$	hydrogen volumetric flow rate
V_{NOM}	voltage at the end of nominal zone (V)
V_t	total volume of the hydrogen tank (L)

Appendix A. Battery Technology

Appendix A.1. Conventional Technology

The batteries included in this group are the most common and the most extended in the market, like Lead-Acid, Nickel-Cadmium and Lithium-ion batteries. All of them have in common a redox reaction in which one of the electrodes releases ions and the electrolyte carries them to the other side.

Table A1. Commercial examples of conventional batteries. Data provided by the manufacturer.

Lead-Acid	
	Model: 6GFMJ-65 Battery capacity: 65 Ah/12 V Lifetime: ≥10 years Dimensions: X-350 mm, Y-166 mm, Z-174 mm Weight: 21.4 kg Cost: 57 *d*
	Model: EP200-12 Battery capacity: 200 Ah/12 V Lifetime: 3–5 years Dimensions: X-533 mm, Y-250 mm, Z-240 mm Weight: 62.95 kg Cost: 201.87 *d* (1 ₹ = 0.012 *d* (3 August 2022))
Nickel-Cadmium	
	Model: N-3000CR Battery capacity: 3000 mAh/1.2 V Lifetime: 1 cycle Dimensions: Diameter-26 mm, Height-50 mm Weight: 86 g Cost: 6.86 *d*
	Model: VNT D U HC Battery capacity: 4500 mAh/1.2 V Lifetime: ≥4 years (55 °C) Dimensions: Diameter-32.15 mm, Height-59.9 mm Weight: 124 g Cost: 25.40 *d* (1 £ = 1.20 *d* (3 August 2022))

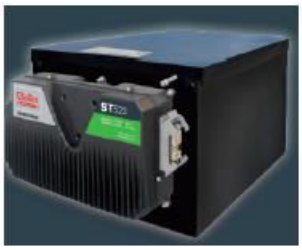
Table A1. *Cont.*

Lithium-ion	
	Model V-LYP400Ah 3.2 V Stored energy: 1.2 kWh Lifetime: 2000 cycles Dimensions: X-460 mm, Y-285 mm, Z-65 mm Weight: 13.5 kg Cost: 550 *d*
	Model: LG Chem RESU10H Energy stored: 9.8 kWh Battery capacity: 189 Ah Lifetime: ≥10 years Dimensions: X-452.12 mm, Y-482.6 mm, Z-226.06 mm Weight: 74.9 kg Cost: 5996.3 *d* (1 $ = 1.01 *d* (3 August 2022))

Appendix A.2. Molten Salt Technology

The batteries included in this group are characterized by their high operating temperature and high specific energy. Both ZEBRA and NAS batteries have in common a cylindrical cell structure where molten salts and alumina are used for electrode and electrolyte respectively.

Table A2. Commercial examples of Molten Salt batteries. Data provided by the manufacturer.

ZEBRA	
	Model ZEBRA Z5278-ML3X-64 Stored energy: 17.8 kWh Lifetime: 3500 cycles Dimensions: X-826 mm, Y-530 mm, Z-295 mm Weight: 182 Kg Cost: 1500 *d*
	Model: FZSonick ST523 Battery capacity: 38 Ah/620 V Stored energy: 22.5 kWh Lifetime: >4500 cycles (80% DOD) Dimensions: X-624 mm, Y-406 mm, Z-1023 mm Weight: 256 kg Cost-18,000 *d*
NAS	
	Model: BASF NAS® Battery Stored energy: 1450 kWh Lifetime: 20 years; 4000 cycles Dimensions: X-6058 mm, Y-2438 mm, Z-2591 mm Weight: 21 tons Cost: Non available

Appendix A.3. Redox Flow Technology

This type of battery is characterized by the fact that the electrolyte is stored in a tank that is separated from the own cell structure. Additionally, there is no material transfer between electrode and electrolyte, so the lifetime is independent of DOD.

Table A3. Commercial examples of Redox Flow Batteries. Data provided by the manufacturer.

ICB	
	Model Enervalut Proyect Nominal power: 250 kW Lifetime: research Weight: tonnes Cost: Investment 4672,900 *d*
ZnBr	
	Model: ZBM2 Stored energy: 10 kWh Lifetime: 10 years Dimensions: X-830 mm, Y-823 mm, Z-400 mm Weight: 240 kg Cost: 7921 *d* (1 $ = 1.01 *d* (3 August 2022))
	Model: ZBM3 Stored energy: 10 kWh Lifetime: 10 years Dimensions: X-861 mm, Y-747 mm, Z-400 mm Weight: 240 kg Cost: 8713 *d* (1 $ = 1.01 *d* (3 August 2022))
VRB	
	Model: RFB40X P1. Nominal power: 40 kW Stored energy: 40 kWh Lifetime: >20 years Dimensions: X-2300 mm, Y-1400 mm, Z-1900 mm Weight: 3400 kg Cost: 44,780.6 *d* (1 ₹ = 0.012 *d* (3 August 2022))
	Model: E22 VRB Battery. Nominal power: 50 kW Stored energy: 200 kWh Lifetime: >10,000 cycles; >20 years Dimensions: X-6000 mm, Y-2400 mm, Z-2600 mm Weight: 24,000 kg Cost: Non available

Appendix A.4. Metal-Air Technology

This type of battery is characterized by an open cathode structure, where air enters and, in the presence of a catalyst, oxygen reacts with the metal-ions. This allows to increase the specific energy with respect to conventional rechargeable batteries.

Table A4. Commercial examples of Metal-Air Batteries. Data provided by the manufacturer.

Li-Air	
	Model Li -Air 500 mAh Samsung Electronics Battery capacity: 500 mAh Lifetime: 7 cycles Dimensions: X-70 mm, Y-10 mm, Z-23 mm Weight: 35 mg Cost: Non available
Zn-Air	
	Model DQFC 24/24-125 Stored energy: 2.88 kWh Lifetime: 300 cycles Dimensions: X-410 mm, Y-220 mm, Z-240 mm Weight: 21.8 kg Cost: 300 *d*

Appendix B. Hydrogen Storage

In this Appendix, authors show commercial examples of hydrogen storage devices. Nowadays, it is possible to find two commercial options for hydrogen storage: compressed hydrogen storage and metal hydride storage.

Table A5. Commercial examples of Hydrogen storage. Data provided by the manufacturer.

Compressed Gas Hydrogen Storage	
	Model B50 Stored energy: 26.7 kWh Vol. H_2: 8900 NL Vol. bottle: 50 L Pressure: 200 bar Dimensions: H-1680 mm, Ø-230 mm Weight: 85 kg Cost: 200 *d* annual contract
Metal Hydride storage	
	Model Hbond 5000 L Stored energy: 15 kWh Vol. H_2: 5000 NL Vol. bottle: 98.6 L Pressure: 15 bar Dimensions: H-1100 mm, Ø-169 mm Weight: 76 kg Cost: 10,000 *d*

References

1. Russo, M.A.; Carvalho, D.; Martins, N.; Monteiro, A. Forecasting the inevitable: A review on the impacts of climate change on renewable energy resources. *Sustain. Energy Technol. Assess.* **2022**, *52*, 102283. [CrossRef]
2. Zhang, Z.; Ding, T.; Zhou, Q.; Sun, Y.; Qu, M.; Zeng, Z.; Ju, Y.; Li, L.; Wang, K.; Chi, F. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2021**, *148*, 111263. [CrossRef]
3. Communication, L.S. The smart grid: An introduction. *Smart Grid Electr. Power Transm.* **2011**, 1–45. [CrossRef]
4. Walker, T.J. EPRI Intelligrid/Smart Grid Demonstration Joint Advisory Meeting. *System* **2010**, 1–16.
5. Eustis, C.; Gyuk, I. Energy Storage Safety Strategic Plan Acknowledgements. 2014. Available online: https://vdocuments.net/energy-storage-safety-strategic-safety-strategic-planenergy-storage-safety-strategic.html?page=1 (accessed on 25 July 2022).
6. AL Shaqsi, A.Z.; Sopian, K.; Al-Hinai, A. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. *Energy Rep.* **2020**, *6*, 288–306. [CrossRef]
7. Pershaanaa, M.; Bashir, S.; Ramesh, S.; Ramesh, K. Every bite of Supercap: A brief review on construction and enhancement of supercapacitor. *J. Energy Storage* **2022**, *50*, 104599. [CrossRef]
8. Fiore, M.; Magi, V.; Viggiano, A. Internal combustion engines powered by syngas: A review. *Appl. Energy* **2020**, *276*, 115415. [CrossRef]
9. Rullo, P.; Braccia, L.; Luppi, P.; Zumoffen, D.; Feroldi, D. Integration of sizing and energy management based on economic predictive control for standalone hybrid renewable energy systems. *Renew. Energy* **2019**, *140*, 436–451. [CrossRef]
10. Piccolino, M. The bicentennial of the Voltaic battery (1800-2000): The artificial electric organ. *Trends Neurosci.* **2000**, *23*, 147–151. [CrossRef]
11. Kurzweil, P. Gaston Planté and his invention of the lead-acid battery-The genesis of the first practical rechargeable battery. *J. Power Sources* **2010**, *195*, 4424–4434. [CrossRef]
12. Kandeeban, R.; Saminathan, K.; Manojkumar, K.; Dilsha, C.G.; Krishnaraj, S. Battery economy: Past, present and future. *Mater. Today Proc.* **2019**, *48*, 143–147. [CrossRef]
13. Mitali, J.; Dhinakaran, S.; Mohamad, A.A. Energy storage systems: A review. *Energy Storage Sav.* 2022; *in press*. [CrossRef]
14. Winter, M.; Brodd, R.J. What are batteries, fuel cells, and supercapacitors? *Chem. Rev.* **2004**, *104*, 4245–4269. [CrossRef] [PubMed]
15. Ghiji, M.; Novozhilov, V.; Moinuddin, K.; Joseph, P.; Burch, I.; Suendermann, B.; Gamble, G. A Review of Lithium-Ion Battery Fire Suppression. *Energies* **2020**, *13*, 5117. [CrossRef]
16. Riaz, A.; Sarker, M.R.; Saad, M.H.M.; Mohamed, R. Review on Comparison of Different Energy Storage Technologies Used in Micro-Energy Harvesting, WSNs, Low-Cost Microelectronic Devices: Challenges and Recommendations. *Sensors* **2021**, *21*, 5041. [CrossRef]
17. Valve-Regulated Lead-Acid (VRLA) Gelled Electrolyte (gel) and Absorbed Glass Mat (AGM) Batteries. Available online: https://www.mkbattery.com/application/files/9615/3374/2592/Valve_Regulated_Lead-Acid_VRLA_Gel_and_AGM_batteries.pdf (accessed on 25 July 2022).
18. Asghar, R.; Rehman, F.; Ullah, Z.; Qamar, A.; Ullah, K.; Iqbal, K.; Aman, A.; Nawaz, A.A. Electric vehicles and key adaptation challenges and prospects in Pakistan: A comprehensive review. *J. Clean. Prod.* **2021**, *278*, 123375. [CrossRef]
19. Tucker, C. Battery Information Sheet. *FlashCAV* **2010**, *49*, 1–8.
20. Nickel—Cadmium Batteries Operating and Nickel—Cadmium Airborne Batteries. Available online: https://www.enersys.com/493bb4/globalassets/documents/product-documentation/_enersys/emea/legacy/batteries/hawker/aviation/enersys_ni-cad_aircraft_maint_manual_may-2013_version1_en.pdf (accessed on 25 July 2022).
21. Technical Manual Lomain Ni-Cd Pocket Plate Battery, n.d. Available online: https://www.gaz-gmbh.com/UserFiles/Image/1575292176GAZ-Manual-lomain-2019.pdf (accessed on 25 July 2022).
22. Liu, Y.; Zhang, R.; Wang, J.; Wang, Y. Current and future lithium-ion battery manufacturing. *iScience* **2021**, *24*, 102332. [CrossRef]
23. Ruetschi, P. Review on the lead-acid battery science and technology. *J. Power Sources* **1977**, *2*, 3–120. [CrossRef]
24. Pavlov, D. *Lead-Acid Batteries: Science and Technology: A Handbook of Lead-Acid Battery Technology and Its Influence on the Product*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2011; p. 722.
25. Industrial Batteries 101. Available online: http://site.ieee.org/fw-pes/files/2018/07/Industrial-Batteries-101-IEEE-PES-Ft-Worth.pdf (accessed on 25 April 2022).
26. Johnson, S.C.; Todd Davidson, F.; Rhodes, J.D.; Coleman, J.L.; Bragg-Sitton, S.M.; Dufek, E.J.; Webber, M.E. Selecting Favorable Energy Storage Technologies for Nuclear Power. *Storage Hybrid. Nucl. Energy Techno-Econ. Integr. Renew. Nucl. Energy* **2019**, 119–175. [CrossRef]
27. Sarma, D.D.; Shukla, A.K. Building better batteries: A travel back in time. *ACS Energy Lett.* **2018**, *3*, 2841–2845. [CrossRef]
28. Xie, J.; Lu, Y.C. A retrospective on lithium-ion batteries. *Nat. Commun.* **2020**, *11*, 9–12. [CrossRef] [PubMed]
29. Scrosati, B. History of lithium batteries. *J. Solid State Electrochem.* **2011**, *15*, 1623–1630. [CrossRef]
30. Tremblay, O.; Dessaint, L.; Dekkiche, A. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. In Proceedings of the IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Arlington, TX, USA, 9–12 September 2007; pp. 284–289.
31. Lutgens, F.K.; Tarbuck, E.J.; Tasa, D.G. *Essentials of Geology, Global Edition*; Pearson: London, UK, 2015.
32. Scrosati, B.; Garche, J. Lithium batteries: Status, prospects and future. *J. Power Sources* **2010**, *195*, 2419–2430. [CrossRef]
33. Wang, W.; Yuan, B.; Sun, Q.; Wennersten, R. Application of energy storage in integrated energy systems—A solution to fluctuation and uncertainty of renewable energy. *J. Energy Storage* **2022**, *52*, 104812. [CrossRef]

34. Choudhury, S. Review of energy storage system technologies integration to microgrid: Types, control strategies, issues, and future prospects. *J. Energy Storage* **2022**, *48*, 103966. [CrossRef]
35. Zakeri, B.; Syri, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, *42*, 569–596. [CrossRef]
36. Liu, J.; Hu, C.; Kimber, A.; Wang, Z. Uses, Cost-Benefit Analysis, and Markets of Energy Storage Systems for Electric Grid Applications. *J. Energy Storage* **2020**, *32*, 101731. [CrossRef]
37. Elio, J.; Phelan, P.; Villalobos, R.; Milcarek, R.J. A review of energy storage technologies for demand-side management in industrial facilities. *J. Clean. Prod.* **2021**, *307*, 127322. [CrossRef]
38. Banerjee, A.; Ziv, B.; Shilina, Y.; Levi, E.; Luski, S.; Aurbach, D. Single-wall carbon nanotube doping in lead-acid batteries: A new horizon. *ACS Appl. Mater. Interfaces* **2017**, *9*, 3634–3643. [CrossRef]
39. Gangaja, B.; Nair, S.; Santhanagopalan, D. Reuse, Recycle, and Regeneration of LiFePO4Cathode from Spent Lithium-Ion Batteries for Rechargeable Lithium- and Sodium-Ion Batteries. *ACS Sustain. Chem. Eng.* **2021**, *9*, 4711–4721. [CrossRef]
40. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Associaton for Storage of Energy. Available online: www.ease-storage.eu (accessed on 11 April 2022).
41. Dustmann, C.H. Advances in ZEBRA batteries. *J. Power Sources* **2004**, *127*, 85–92. [CrossRef]
42. Wen, Z.; Cao, J.; Gu, Z.; Xu, X.; Zhang, F.; Lin, Z. Research on sodium sulfur battery for energy storage. *Solid State Ion.* **2008**, *179*, 1697–1701. [CrossRef]
43. Capasso, C.; Veneri, O. Integration between Super-capacitors and ZEBRA Batteries as High Performance Hybrid Storage System for Electric Vehicles. *Energy Procedia* **2017**, *105*, 2539–2544. [CrossRef]
44. Kumar, D.; Kuhar, S.B.; Kanchan, D.K. Room temperature sodium-sulfur batteries as emerging energy source. *J. Energy Storage* **2018**, *18*, 133–148. [CrossRef]
45. Shamim, N.; Thomsen, E.C.; Viswanathan, V.V.; Reed, D.M.; Sprenkle, V.L.; Li, G. Evaluating ZEBRA Battery Module under the Peak-Shaving Duty Cycles. *Materials* **2021**, *14*, 2280. [CrossRef]
46. Aneke, M.; Wang, M. Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review. *Appl. Energy* **2016**, *179*, 350–377. [CrossRef]
47. Chauhan, A.; Saini, R.P. A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2014**, *38*, 99–120. [CrossRef]
48. Weber, A.Z.; Mench, M.M.; Meyers, J.P.; Ross, P.N.; Gostick, J.T.; Liu, Q. Redox flow batteries: A review. *J. Appl. Electrochem.* **2011**, *41*, 1137–1164. [CrossRef]
49. Sun, C.; Negro, E.; Nale, A.; Pagot, G.; Vezzù, K.; Zawodzinski, T.A.; Meda, L.; Gambaro, C.; Di Noto, V. An efficient barrier toward vanadium crossover in redox flow batteries: The bilayer [Nafion/(WO3)x] hybrid inorganic-organic membrane. *Electrochim. Acta* **2021**, *378*, 138133. [CrossRef]
50. Xu, Z.; Fan, Q.; Li, Y.; Wang, J.; Lund, P.D. Review of zinc dendrite formation in zinc bromine redox flow battery. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2020**, *127*, 109838. [CrossRef]
51. Alotto, P.; Guarnieri, M.; Moro, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2014**, *29*, 325–335. [CrossRef]
52. Vanýsek, P.; Novák, V. Redox flow batteries as the means for energy storage. *J. Energy Storage* **2017**, *13*, 435–441. [CrossRef]
53. Clemente, A.; Costa-Castelló, R. Redox Flow Batteries: A Literature Review Oriented to Automatic Control. *Energies* **2020**, *13*, 4514. [CrossRef]
54. Rajarathnam, G.P.; Montoya, A.; Vassallo, A.M. The influence of a chloride-based supporting electrolyte on electrodeposited zinc in zinc/bromine flow batteries. *Electrochim. Acta* **2018**, *292*, 903–913. [CrossRef]
55. Jiménez-Blasco, U.; Moreno, E.; Cólera, M.; Díaz-Carrasco, P.; Arrebola, J.C.; Caballero, A.; Morales, J.; Vargas, A. Enhanced Performance of Zn/Br Flow Battery Using N-Methyl-N-Propylmorpholinium Bromide as Complexing Agent. *Int. J. Mol. Sci. Artic.* **2021**, *22*, 9288. [CrossRef]
56. Bartolozzi, M. Development of redox flow batteries. A historical bibliography. *J. Power Sources* **1989**, *27*, 219–234. [CrossRef]
57. Zeng, Y.K.; Zhou, X.L.; An, L.; Wei, L.; Zhao, T.S. A high-performance flow-field structured iron-chromium redox flow battery. *J. Power Sources* **2016**, *324*, 738–744. [CrossRef]
58. Solid Electrode Battery Technology | Energy Storage Assocation. Available online: https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/solid-electrode-batteries/ (accessed on 12 April 2022).
59. Prifti, H.; Parasuraman, A.; Winardi, S.; Lim, T.M.; Skyllas-Kazacos, M. Membranes for redox flow battery applications. *Membranes* **2012**, *2*, 275–306. [CrossRef]
60. Lee, J.-S.; Kim, S.T.; Cao, R.; Choi, N.-S.; Liu, M.; Lee, K.T.; Cho, J. Metal-air batteries with high energy density: Li-air versus Zn-air. *Adv. Energy Mater.* **2011**, *1*, 34–50. [CrossRef]
61. Wang, Y.; Pan, W.; Luo, S.; Zhao, X.; Kwok, H.Y.H.; Xu, X.; Leung, D.Y. High-performance solid-state metal-air batteries with an innovative dual-gel electrolyte. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 15024–15034. [CrossRef]
62. Crompton, T.R. Battery reference book—Second Edition. *Fuel Energy Abstr.* **1996**, *37*, 192. [CrossRef]
63. Li, S.; Guo, H.; He, S.; Yang, H.; Liu, K.; Duan, G.; Jiang, S. Advanced electrospun nanofibers as bifunctional electrocatalysts for flexible metal-air (O2) batteries: Opportunities and challenges. *Mater. Des.* **2022**, *214*, 110406. [CrossRef]

64. Abraham, K.M.; Jiang, Z. A Polymer Electrolyte—Based Rechargeable Lithium/Oxygen Battery TECHNICAL PAPERS ELECTROCHEMICAL SCIENCE AND TECHNOLOGY A Polymer Electrolyte-Based Rechargeable lithium/Oxygen Battery. *J. Electrochem. Soc.* **1996**, *143*, 1–5. [CrossRef]
65. Iudice de Souza, J.P.B.; Belem, U.F.d.P.; Vielstich, W.B. IQSC, Sao Carlos, Universidade de Sao Paulo Seawater aluminum/air cells. *Handb. Fuel Cells Fundam. Technol. Appl.* **2003**, *1*, 409–415.
66. Li, Y.; Lu, J. Metal−Air Batteries: Will They Be the Future Electrochemical Energy Storage Device of Choice? *ACS Energy Lett.* **2017**, *2*, 15. [CrossRef]
67. Paidar, M.; Fateev, V.; Bouzek, K. Membrane electrolysis–History, current status and perspective. *Electrochim. Acta* **2016**, *209*, 737–756. [CrossRef]
68. Bhasker, J.P.; Porpatham, E. Effects of compression ratio and hydrogen addition on lean combustion characteristics and emission formation in a Compressed Natural Gas fuelled spark ignition engine. *Fuel* **2017**, *208*, 260–270. [CrossRef]
69. Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH JU). *Addendum to the Multi-Annual Work Plan 2014–2020*; European Commission's Horizon 2020 Programme for Research and Innovation; FCH JU: Brussels, Belgium, 2018.
70. Menezes, M.W.; Simmons, D.R.; Winberg, S.; Baranwal, R.; Hoffman, P.; Genatowski, S.L. U.S. Department of Energy Hydrogen Program Plan. Available online: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf (accessed on 23 April 2022).
71. Quantum Fuel Systems Technologies, Worldwide I. High-Pressure Hydrogen Storage Systems. 2004. Available online: http://www.prl.gov/fuelcells/docs/summits/summit8/presentations/day2/abele%7B%5C_%7D915am.pdf (accessed on 24 April 2004).
72. Lindblom, U.E. A Conceptual Design for Compressed Hydrogen Storage in Mined Caverns. *Int. J. Hydrogen Energy* **1985**, *10*, 667–675. [CrossRef]
73. Thiyagarajan, S.R.; Emadi, H.; Hussain, A.; Patange, P.; Watson, M. A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage. *J. Energy Storage* **2022**, *51*, 104490. [CrossRef]
74. Arsad, A.Z.; Hannan, M.A.; Al-Shetwi, A.Q.; Mansur, M.; Muttaqi, K.M.; Dong, Z.Y.; Blaabjerg, F. Hydrogen energy storage integrated hybrid renewable energy systems: A review analysis for future research directions. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 17285–17312. [CrossRef]
75. Durbin, D.J.; Malardier-Jugroot, C. Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications. *Int. J. Hydrogen Energy* **2013**, *38*, 14595–14617. [CrossRef]
76. Zhao, L.; Zhao, Q.; Zhang, J.; Zhang, S.; He, G.; Zhang, M.; Su, T.; Liang, X.; Huang, C.; Yan, W. Review on studies of the emptying process of compressed hydrogen tanks. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 22554–22573. [CrossRef]
77. Landi, D.; Vita, A.; Borriello, S.; Scafà, M.; Germani, M. A Methodological Approach for the Design of Composite Tanks Produced by Filament Winding. *Comput. Des. Appl.* **2020**, *17*, 1229–1240. [CrossRef]
78. Hassan, I.A.; Ramadan, H.S.; Saleh, M.A.; Hissel, D. Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2021**, *149*, 111311. [CrossRef]
79. Zhou, L. Progress and problems in hydrogen storage methods. *Renew Sustain. Energy Rev.* **2005**, *9*, 395–408. [CrossRef]
80. Technical Assessment of Compressed Hydrogen Storage Tank Systems for Automotive Applications Nuclear Engineering Division. 2010. Available online: www.anl.gov (accessed on 13 April 2022).
81. Monforti Ferrario, A.; Bartolini, A.; Segura Manzano, F.; Vivas, F.J.; Comodi, G.; McPhail, S.J.; Andujar, J.M. A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation. *Adv. Appl. Energy* **2021**, *3*, 100048. [CrossRef]
82. Zhang, M.; Lv, H.; Kang, H.; Zhou, W.; Zhang, C. A literature review of failure prediction and analysis methods for composite high-pressure hydrogen storage tanks. *Int. J. Hydrogen Energy* **2019**, *44*, 25777–25799. [CrossRef]
83. Florio, L.A. Effect of gas equation of state on CFD predictions for ignition characteristics of hydrogen escaping from a tank. *Int. J. Hydrogen Energy* **2014**, *39*, 18451–18471. [CrossRef]
84. Li, J.Q.; Myoung, N.S.; Kwon, J.T.; Jang, S.J.; Lee, T. A Study on the Prediction of the Temperature and Mass of Hydrogen Gas inside a Tank during Fast Filling Process. *Energies* **2020**, *13*, 6428. [CrossRef]
85. Le Métayer, O.; Saurel, R. The Noble-Abel Stiffened-Gas equation of state. *Phys. Fluids* **2016**, *28*, 046102. [CrossRef]
86. Ni, M. An Overview of Hydrogen Storage Technologies. *ENERGY Explor. Exploit.* **2006**, *24*, 197–209. [CrossRef]
87. Ferrario, A.M.; Vivas, F.J.; Manzano, F.S.; Andújar, J.M.; Bocci, E.; Martirano, L. Hydrogen vs. Battery in the long-term operation. A comparative between energy management strategies for hybrid renewable microgrids. *Electronics* **2020**, *9*, 698. [CrossRef]
88. Composite cylinders for hydrogen-powered snow groomer. *Reinf. Plast.* **2021**, *65*, 66. [CrossRef]
89. Züttel, A. Materials for hydrogen storage. *Mater. Today* **2003**, *6*, 24–33. [CrossRef]
90. Choi, Y.; Kim, J.; Park, S.; Park, H.; Chang, D. Design and analysis of liquid hydrogen fuel tank for heavy duty truck. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 14687–14702. [CrossRef]
91. Berstad, D.; Gardarsdottir, S.; Roussanaly, S.; Voldsund, M.; Ishimoto, Y.; Nekså, P. Liquid hydrogen as prospective energy carrier: A brief review and discussion of underlying assumptions applied in value chain analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2022**, *154*, 111772. [CrossRef]
92. Aziz, M. Liquid hydrogen: A review on liquefaction, storage, transportation, and safety. *Energies* **2021**, *14*, 5917. [CrossRef]
93. Tang, X.; Pu, L.; Shao, X.; Lei, G.; Li, Y.; Wang, X. Dispersion behavior and safety study of liquid hydrogen leakage under different application situations. *Int. J. Hydrogen Energy* **2020**, *45*, 31278–31288. [CrossRef]

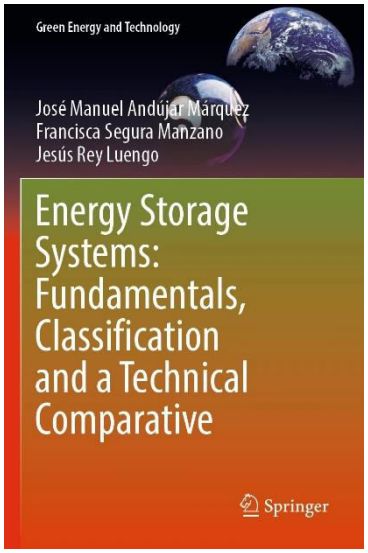
94. Nakano, A.; Shimazaki, T.; Sekiya, M.; Shiozawa, H.; Ohtsuka, K.; Aoyagi, A.; Iwakiri, T.; Mikami, Z.; Sato, M.; Sugino, Y.; et al. Research and development of liquid hydrogen (LH2) temperature monitoring system for marine applications. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 15649–15659. [CrossRef]
95. Farber, E. The Development of Metal Hydride Chemistry. *Chymia* **1962**, *8*, 165–180. [CrossRef]
96. Førde, T.; Næss, E.; Yartys, V.A. Modelling and experimental results of heat transfer in a metal hydride store during hydrogen charge and discharge. *Int. J. Hydrogen Energy* **2009**, *34*, 5121–5130. [CrossRef]
97. Energ, A. Manual de Instalación y Uso de Hidruros Metálicos HBOND1500.
98. Bhattacharyya, R.; El-Emam, R.S.; Khalid, F. Multi-criteria analysis for screening of reversible metal hydrides in hydrogen gas storage and high pressure delivery applications. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 19718–19731. [CrossRef]
99. Tarasov, B.P.; Fursikov, P.V.; Volodin, A.A.; Bocharnikov, M.S.; Shimkus, Y.Y.; Kashin, A.M.; Yartys, V.A.; Chidziva, S.; Pasupathi, S.; Lototskyy, M.V. Metal hydride hydrogen storage and compression systems for energy storage technologies. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 13647–13657. [CrossRef]
100. Bellosta von Colbe, J.; Ares, J.-R.; Barale, J.; Baricco, M.; Buckley, C.; Capurso, G.; Gallandat, N.; Grant, D.M.; Guzik, M.N.; Jacob, I.; et al. Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives. *Int. J. Hydrogen Energy* **2019**, *44*, 7780–7808. [CrossRef]
101. Moradi, R.; Groth, K.M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *Int. J. Hydrogen Energy* **2019**, *44*, 12254–12269. [CrossRef]
102. Majzoub, E.H.; Rönnebro, E.C.E. Methodology of materials discovery in complex metal hydrides using experimental and computational tools. *Mater. Sci. Eng. R Reports* **2012**, *73*, 15–26. [CrossRef]
103. Milanese, C.; Jensen, T.R.; Hauback, B.C.; Pistidda, C.; Dornheim, M.; Yang, H.; Lombardo, L.; Zuettel, A.; Filinchuk, Y.; Ngene, P.; et al. Complex hydrides for energy storage. *Int. J. Hydrogen Energy* **2019**, *44*, 7860–7874. [CrossRef]
104. Ley, M.B.; Jepsen, L.H.; Lee, Y.-S.; Cho, Y.W.; Bellosta Von Colbe, J.M.; Dornheim, M.; Rokni, M.; Jensen, J.O.; Sloth, M.; Filinchuk, Y.; et al. Complex hydrides for hydrogen storage—New perspectives. *Mater. Today* **2014**, *17*, 122–128. [CrossRef]
105. Mcwhorter, S.; Read, C.; Ordaz, G.; Stetson, N. Materials-based hydrogen storage: Attributes for near-term, early market PEM fuel cells. *Curr. Opin. Solid State Mater. Sci.* **2011**, *15*, 29–38. [CrossRef]
106. Millet, P. Hydrogen storage in hydride-forming materials. In *Advances in Hydrogen Production, Storage and Distribution*; Woodhead Publishing: Sawston, UK, 2014; pp. 368–409. [CrossRef]
107. George, L.; Saxena, S.K. Structural stability of metal hydrides, alanates and borohydrides of alkali and alkali- earth elements: A review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2010**, *35*, 5454–5470. [CrossRef]
108. Li, Z.P.; Liu, B.H.; Arai, K.; Asaba, K.; Suda, S. Evaluation of alkaline borohydride solutions as the fuel for fuel cell. *J. Power Sources* **2004**, *126*, 28–33. [CrossRef]
109. Renewable Energy Agency, Making the Breakthrough: Green Hydrogen Policies and Technology Costs. 2021. Available online: www.irena.org (accessed on 4 August 2022).

ANEXO 0.D

Energy Storage Systems: Fundamentals, Classification and a Technical Comparative

J.M. Andújar, F. Segura, J. Rey

Publicado en:



Editorial: Springer Cham

ISBN: 978-3-031-38419-6

Año: 2023

DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-38420-2

ANEXO I. Resultados de investigación derivados del objetivo 1

ANEXO I.A

Certificado de Participación en el XVII Simposio CEA de Control Inteligente: Reunión anual del grupo de Control Inteligente del comité español de automática (CEA).



Jesús Rey Luengo

con DNI núm. 49084336J

ha asistido con asiduidad y aprovechamiento al

Congreso, Jornada, Seminario o Taller

XVII Simposio CEA de Control Inteligente

celebrado en León

del 27/06/2022 al 29/06/2022

con una duración de 23 horas organizado por el Vicerrectorado de Relaciones Institucionales y con la Sociedad de la Universidad de León.

Y para que así conste, se expide la presente certificación.

Libro de registro: A42911

Nota: La presente certificación no tiene el carácter oficial establecido en el artículo 35.1 de la Ley Orgánica de Universidades.

ANEXO I.B

Gestión energética en microrredes renovables hibridadas con hidrógeno de uso residencial. Una propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa

Rey, J., Segura, F., Andújar, J.M, Vivas, F.J., Noguera, M., Millán, B.

Presentado en:



Evento: XVII Simposio CEA de Control Inteligente: Reunión anual del grupo de Control Inteligente del comité español de automática (CEA).

Organizador: Comité Español de Automática (CEA). Universidad de León.

Fecha: 27 - 29 de junio de 2022.

Lugar: Universidad de León

ISBN: 978-84-18490-65-1 XVII SIMPOSIO CEA DE CONTROL INTELIGENTE

XVII Simposio CEA de Control Inteligente

27-29 de junio de 2022, León

Gestión energética en microrredes renovables hibridadas con hidrógeno de uso residencial. Una propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa

Rey, J.ª*, Segura, F.ª, Andújar, J.M.ª, Vivas, F.J.ª, Noguera, M.ª, Millán, B.ª

ª *Universidad de Huelva; Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES)*

To cite this article: Rey, J., Segura, F., Andújar, J.M, Vivas, F.J., Noguera, M., Millán, B.. 2022. Energy management in residential hydrogen hybridised renewable microgrids. A multi-objective proposal based on fuzzy logic. XVII Simposio CEA de Control Inteligente. 2022.

Resumen

Los sistemas de almacenamiento en microrredes basadas en fuentes de energía renovable (FER) son elementos imprescindibles para adecuar la producción a la demanda, de modo que el exceso de energía renovable presente en la red en periodos determinados, pueda ser almacenado y utilizado en situaciones de déficit de producción. Como es sabido, las FER tienen una producción no constante y no continua. Dada la naturaleza multi componente (elementos de producción y almacenamiento de características y dinámicas diferentes) de las microrredes renovables hibridadas con hidrógeno, resulta necesario implementar sistemas de gestión energética (SGE), los cuales son sistemas de control que persiguen obtener las mejores prestaciones de cada elemento para lograr de forma sinérgica un funcionamiento adecuado de la microrred. Este artículo propone, para una microrred renovable hibridada con hidrógeno de uso residencial, un SGE implementado mediante un controlador lógico borroso (CLB) multivariable y multietapa. Se trata de hacer frente a un problema multiobjetivo, con objeto de aumentar el rendimiento de la microrred en términos de eficiencia, costes operativos y vida útil de sus elementos. Para ello, se tendrá en cuenta el balance de potencia de la microrred, el rendimiento y la degradación de sus elementos, así como los costes/beneficios de la energía intercambiada con la red eléctrica principal. Los resultados obtenidos muestran un mejor rendimiento y mayor beneficio económico en comparación con SGE tradicionales basados en modelos o técnicas heurísticas.

Palabras clave: control lógico borroso, control multiobjetivo, microrredes renovables, sistemas de hidrógeno, sistemas de gestión de energía.

Abstract

Storage systems in microgrids based on renewable energy sources (RES) are essential elements to match production to demand, so that excess renewable energy present in the grid at given periods can be stored and used in situations of production shortfalls. As is well known, RES have a non-constant and non-continuous production. Given the multi-component nature (production and storage elements with different characteristics and dynamics) of hydrogen-hybridised renewable microgrids, which are control systems that seek to obtain the best performance from each element in order to achieve synergistic operation of the microgrid. This article proposes, for a residential hydrogen-hybridised renewable microgrid, an EMS implemented by means of a multivariable and multistage fuzzy logic controller (FLC). The aim is to address a multi-objective problem in order to increase the performance of the microgrid in terms of efficiency, operational costs and lifespan of its elements. This will take into account the power balance of the microgrid, the performance and degradation of its elements, as well as the costs/benefits of the energy exchanged with the main grid. The results obtained show a better performance and higher economic benefit compared to traditional EMSs based on models or heuristic techniques.

Keywords: fuzzy logic control, multi-objective control, renewable microgrids, hydrogen systems, energy management systems.

*Autor para correspondencia: jesus.rey@diesia.uhu.es
Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0)

DOI: 10.18002/simceaci

ISBN: 978-84-18490-65-1

1. Introducción

En un contexto en el que impera la necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles (debido a enormes problemas medioambientales y geopolíticos), la apuesta por energías renovables y modelos de generación distribuidos centra el objetivo de las políticas europeas en materia climática (Vivas et al., 2018). Por otro lado, la vital importancia del mercado residencial (debido al peso de este sector, que viene aumentando desde 1960) para descarbonizar la economía (Jafari et al., 2019), el cual tiene patrones de demanda muy desiguales, lleva a la necesidad de sistemas de almacenamiento de energía para garantizar la demanda energética a partir de fuentes de energía renovables (FER). En ese sentido, un sistema de almacenamiento prometedor para microrredes renovables, es el basado en baterías hibridado con los basados en hidrógeno. Éstos, si la producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno se produce en la misma red, suelen estar compuestos por un electrolizador, un tanque de almacenamiento y una pila de combustible, de estructura simple o modular (Abo-Elyousr et al., 2021). En general, en este tipo de microrredes, el uso de buses de corriente continua (CC) mejora el comportamiento de la microrred, evitando, entre otros, problemas relacionados con la potencia reactiva (Vivas et al., 2018). En estos sistemas híbridos de almacenamiento de energía, las baterías funcionan mejor en el corto-medio plazo y los sistemas de hidrógeno en el largo plazo (Herr et al., 2017).

Respecto a la estructura del sistema de pila de combustible en la microrred, uno multi-stack ofrece mayor durabilidad y eficiencia (Marx et al., 2014). Sin embargo, al añadir un mayor número de variables al sistema de gestión de energía (SGE) de la microrred, se requiere un control más complejo (Calderón et al., 2020). Sin embargo y como contrapartida, el SGE puede afrontar el problema de control con más grados de libertad, lo cual permite gestionar la microrred tanto desde el punto de vista técnico (satisfaciendo la demanda) como económico, haciéndola más eficiente y rentable (Ullah et al., 2021).

Para la gestión de los sistemas de almacenamiento, se proponen diferentes SGE tales como los fundamentados en técnicas heurísticas, basados en histéresis y reglas deterministas. En ellos, la producción renovable es empleada, en primera instancia, para recargar baterías (Bizon et al., 2015). También están los basados en una doble banda de histéresis, que persiguen reducir la degradación que los sistemas de hidrógeno sufren a consecuencia de los arranques y paradas (Ziogou et al., 2011). A estos se suman los SGE basados en modelos, donde se pueden encontrar aplicaciones de control predictivo para resolver problemas complejos de optimización multivariable (Hu et al., 2021), o de técnicas multiobjetivo lineales invariantes en el tiempo para optimizar la distribución energética en el corto plazo, así como para reducir la complejidad asociada a los problemas no lineales (Freire et al., 2020). Sin embargo, entre las referencias consultadas, no se garantiza un control real del bus de CC ni se considera el uso y gestión de sistemas de pila de combustible de tipo modular.

Para tratar con problemas complejos de control y fuertemente no lineales, la técnica de control borroso tipo Mandani (Mamdani and Assilian, 1975) lleva décadas mostrando éxitos desde el punto de vista práctico. Así, el problema de control no necesita de un modelo explícito, sino que se puede reemplazar mediante reglas lingüísticas fácilmente interpretables (Barragan et al., 2020). Esto permite incorporar a las reglas el conocimiento de un experto en el problema de control abordado (Andújar et al., 2007). En concreto, para el problema propuesto en este trabajo, se encuentran en la literatura diferentes soluciones basadas en control lógico borroso (CLB), como un CLB optimizado mediante algoritmos genéticos y evolutivos para reducir los costes de operación de la red eléctrica principal y de las horas de operación del sistema de almacenamiento, teniendo en cuenta la variabilidad en los precios de la red eléctrica principal y la intermitencia de las FER (Athari & Ardehali, 2016). Otro ejemplo es un CLB para el control de los convertidores de potencia de los generadores renovables y de los sistemas de almacenamiento, para así regular la tensión en el bus de CC en la microrred (Nabipour et al., 2020).

Por ser los elementos más delicados y caros, las acciones de control se suelen centrar en mejorar la eficiencia del ciclo completo de hidrógeno (producción-almacenamiento-consumo). Así, nuevamente en el ámbito de los CLB, se pueden encontrar SGE cuyo objetivo es conseguir que la pila de combustible opere en su punto de mayor eficiencia (Keskin Arabul et al., 2017), o optimizar la eficiencia del sistema de almacenamiento junto a los costes de la red eléctrica principal (Al-Sakkaf et al., 2019).

La principal novedad de este trabajo es que utiliza un SGE basado en un CLB que permite la gestión de una microrred renovable hibridada con hidrógeno de uso residencial, la cual está conectada a la red principal, e integra el ciclo completo de hidrógeno, cargas residenciales y recarga de vehículos eléctricos. Además, para satisfacer la demanda en el corto y medio plazo, integra un sistema de almacenamiento basado en baterías de plomo ácido, cuya función es también estabilizar la tensión en el bus de CC. Esto permite que los controladores locales de las fuentes renovables que vierten energía al bus de CC solo se preocupen de la máxima transferencia de potencia, no de estabilizar la tensión a su salida. Asimismo, la microrred integra una pila de combustible multi-stack (PCME), en concreto dos. El CLB diseñado que implementa el SGE, permite una operación segura de la microrred en función de la energía almacenada, la tensión del bus de CC, el balance de potencia, la degradación y eficiencia del sistema de almacenamiento y el coste de intercambio con la red eléctrica principal, lo cual ha permitido resolver un problema complejo multiobjetivo. Además, los resultados de la simulación muestran una mejora en el comportamiento de la microrred a nivel técnico y económico.

2. Descripción de la microrred objeto de estudio

La microrred, ubicada en la Universidad de Huelva, cuenta con un bus de 360 VCC alimentado por un campo de paneles fotovoltaicos (FV) de 10 kWp de potencia, conectado mediante un convertidor de CC/CC al bus de CC. Para el almacenamiento de energía, se dispone, para la respuesta en el corto-medio plazo, de un banco de baterías de plomo ácido de 36 kWh y, para la respuesta en el largo plazo, de un sistema de hidrógeno formado por un electrolizador alcalino de 1 Nm^3/h, un tanque de hidrógeno a 30 bar de 1 Nm^3 de capacidad volumétrica y un sistema de modular de pila de

DOI: 10.18002/simceaci

ISBN: 978-84-18490-65-1

combustible de tipo PEM (membrana de electrolito de polímero) de 6 kW. El sistema de pila de combustible está implementado a partir de dos stacks conectados en paralelo con diferente grado de degradación cada uno. Por último, la microrred cuenta con una comunicación bidireccional con la red eléctrica principal (Figura 1).

El balance de potencia de la microrred vendrá definido por la diferencia entre la generación de origen renovable y la demanda (CVAC es el conjunto calefacción, ventilación y aire acondicionado), que debe ser satisfecha bien por el sistema híbrido de almacenamiento de energía (SHAE) o bien por la red eléctrica principal. El criterio de signo elegido por los autores es: signo negativo en el balance de potencia implica potencia extraída del bus, mientras que el signo positivo implica potencia inyectada en el bus de CC (1):

$$P_{BAL}(k) = P_{FV}(k) - P_{CARGA}(k) = \underbrace{P_{BAT}(k) + P_{H_2}(k)}_{P_{HESS}(k)} + P_{RED}(k) \quad (1)$$

Donde:
$P_{FV}(k)$: potencia generada por los paneles FV (W).
$P_{CARGA}(k)$: potencia demandada por la carga (W).
$P_{BAT}(k)$: potencia de batería (W).
$P_{H_2}(k)$: potencia del sistema de hidrógeno (W).
$P_{RED}(k)$: potencia de la red eléctrica principal (W).

$P_{H_2}(k)$ y $P_{RED}(k)$ se pueden expresar como (2):

$$P_{H_2}(k) = \begin{cases} P_{ELE}(k), & P_{H_2}(k) < 0 \\ P_{PCME}(k), & P_{H_2}(k) \geq 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{Grid}(k) = \begin{cases} P_{RED_{SAL}}(k), & P_{RED}(k) < 0 \\ P_{RED_{EN}}(k), & P_{RED}(k) \geq 0 \end{cases}$$

Donde:
$P_{ELE}(k)$: potencia consumida por electrolizador (W).
$P_{PCME}(k)$: potencia generada por la PCM (W).
$P_{RED_{SAL}}(k)$: potencia vertida a la red eléctrica principal (W).
$P_{RED_{EN}}(k)$: potencia suministrada por la red eléctrica principal (W).

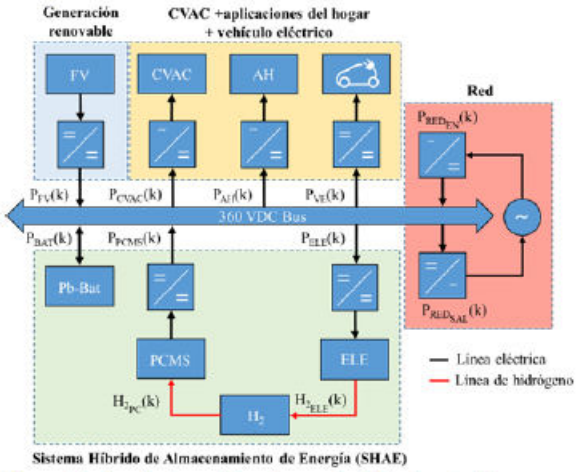


Figura 1. Arquitectura de la microrred objeto de estudio.

3. Diseño del SGE basado en lógica borrosa

Debido a la reducida vida útil de las pilas de combustible, altamente dependientes de las condiciones de operación, la PCME requiere acciones de control locales para evitar altas degradaciones del mismo (Calderón et al., 2020). Además, debido a la baja eficiencia del ciclo de hidrógeno, es necesario considerar la potencia de operación, el tiempo de operación y el número de ciclos.

Por otra parte, desde el punto de vista económico, se debe calcular el punto de ajuste de potencia de la microrred en función del balance de potencia, de la energía almacenada y el coste de conexión con la red principal.

3.1. Estructura del controlador lógico borroso

Debido a que la operación del SHAE y la interacción con la red eléctrica principal dependen del balance de potencia, se ha definido un SGE (Figura 2) basado en los controladores siguientes: uno para momentos de exceso de potencia (CLB_E) y otro para momentos de déficit (CLB_D), los cuales operan en paralelo. Además, se emplea un controlador basado en eventos (CBE) para determinar las variables de salida del CLB en función del signo del balance de potencia. Por último, con objeto de aumentar la vida útil de la PCME, se ha diseñado un CLB local (CLB_{PCME}) que calcula la potencia de operación de cada stack en función de su degradación acumulada.

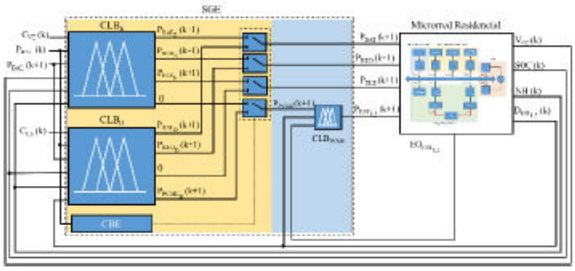


Figura 2. Estructura de control del SGE.

3.2. Conjuntos borrosos

Los universos de discurso de cada variable borrosa han sido definidos teniendo en cuenta los límites seguros de operación que garantizan el correcto funcionamiento de la microrred, así como las especificaciones de los fabricantes. En Tabla 1 se recogen los límites inferiores y superiores de cada una de las variables borrosas de la Figura 2.

Tabla 1. Rango operativo de las variables borrosas

Variable	Límite inferior	Límite superior	Variable	Límite inferior	Límite superior
$C_{VE}(k)$	0,03 €/kWh	0,08 €/kWh	$P_{BAL}(k+1)$	-10 kW	10 kW
$C_{CE}(k)$	0,03 €/kWh	0,12 €/kWh	$P_{PCME}(k)$	0 kW	6 kW
$D_{EST_{1,2}}(k)$	0 mV/celda	100 mV/celda	$EO_{EST_{1,2}}(k)$	0 kW	3 kW
$NH(k)$	3 Nm³	27 Nm³	$SOC(k)$	50%	90%
$P_{BAL}(k)$	-10 kW	10 kW	$V_{BAT}(k)$	330 V	420 V

Donde:
$C_{VE}(k)$: precio de venta de energía a red (€/kWh).
$C_{CE}(k)$: precio de compra de energía a red (€/kWh).

DOI: 10.18002/simceaci

ISBN: 978-84-18490-65-1

$D_{EST_{1,2}}(k)$: degradación de cada stack (mV/celda).

$NH(k)$: nivel de hidrógeno almacenado en el tanque (Nm^3).

$EO_{EST_{1,2}}(k)$: estado de operación de cada stack (ON/OFF).

$SOC(k)$: estado de carga de batería (%).

$V_{BAT}(k)$: voltaje de batería (V).

Atendiendo al diseño de la Figura 2, se han definido 3 bases de reglas borrosas, una para cada controlador: CLB_E (situación de exceso de potencia en la microrred), CLB_D (situación de déficit de potencia en la microrred) y CLB_{PCME} (control de los stacks de la PCME). Las reglas de cada base se han definido mediante funciones de pertenencia trapezoidales y triangulares con un grado de pertenencia en el intervalo [0,1].

Las bases de reglas han sido diseñadas en función del modo de funcionamiento requerido para el SGE: cuando hay exceso de potencia renovable en la microrred (CLB_E, Figura 4), éste se utiliza, en primera instancia, para recargar la batería (esto mantiene estable la tensión en el bus de CC) y, después, se balancea, en función del precio de venta de energía a la red eléctrica principal y las reservas de hidrógeno disponibles. Cuando la situación es de déficit de potencia renovable en la microrred (CLB_D, Figura 4), se prioriza garantizar el balance de potencia mediante recursos propios (primero mediante la energía almacenada en las baterías y, a continuación, mediante el hidrógeno almacenado en el tanque.

4. Resultados

En primer lugar, se ha tenido en cuenta un perfil de generación FV en la zona climática de Huelva (suroeste de España) basado en el valor medio de la generación anual y en el que el perfil de demanda se basa en el consumo típico de una familia, de acuerdo a los datos del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE). En Figura 3, se recoge el perfil de potencia de las diferentes variables de la microrred de la Figura 1: potencia renovable (PFV), potencia para calefacción, ventilación y aire acondicionado (PCVAC), potencia destinada a la recarga del vehículo eléctrico (PVE) y potencia para aplicaciones del hogar (PAH).

A partir de una simulación durante 791 días (coincidiendo con el tiempo en el que se el sistema de pila de combustible sufre la mayor degradación posible), se selecciona el primer tramo de operación (entre las horas 8 y 56) y el último tramo de operación (entre las horas 18.920 y 18.968), Figura 4. Por otra parte, para validar el comportamiento del SGE desarrollado (SGE-CLB), se compara en la Figura 5 la degradación de los dos stacks que conforman la PCME con la que tendrían al aplicar otros SGE propuestos en la literatura. En concreto, dos de naturaleza predictiva: SGE-MPC1 (García-Torres et. al., 2015), SGE-MPC2 (Valverde et. al., 2016), y otro basado en histéresis: SGE-HIST (Vivas et. al., 2017).

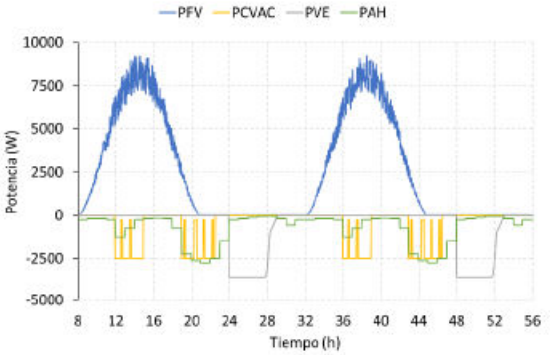
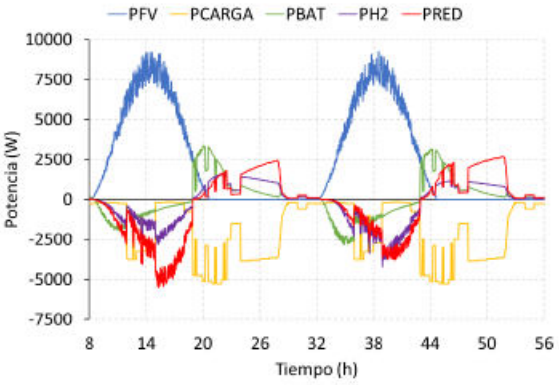
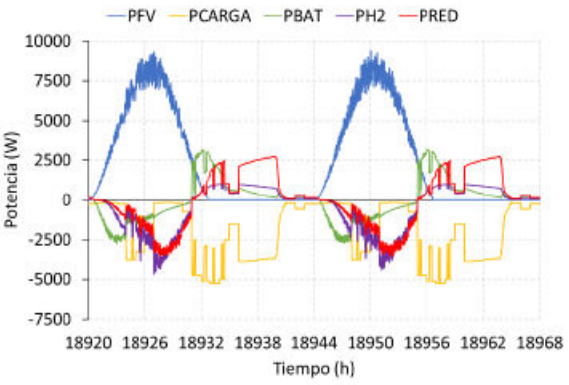


Figura 3. Perfil de potencia de las variables de generación y consumo de la microrred: PFV, PCVAC, PVE y PAH.



(a)



(b)

Figura 4. Variables de potencia de la microrred para el SGE desarrollado durante: a) primer tramo (horas 8 a 56); b) último tramo (horas 18.920 a 18.968).

DOI: 10.18002/simceaci

ISBN: 978-84-18490-65-1

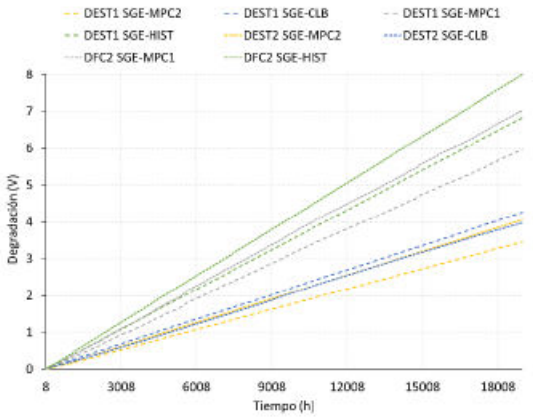


Figura 5. Degradación de cada stack para diferentes SGE: basados en MPC (1 y 2), basado en histéresis (HIST) y el desarrollado en este trabajo basado en lógica borrosa (CLB).

Por último, en la Figura 6 se realiza una comparación del coste de operación de la microrred para el SGE propuesto con respecto al coste obtenido si el SGE aplicado fuera uno de los utilizados para configurar la Figura 5. Cuando hay conexión con la red eléctrica principal, coste > 0 significa compra de energía y coste < 0 significa venta de energía. Por conexión permanente a la red eléctrica ha de entenderse la conexión usual, esto es, que la microrred no existiera.

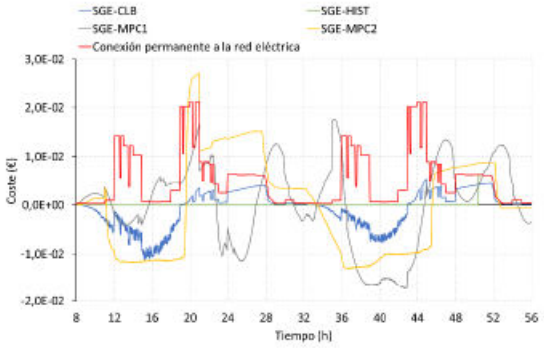


Figura 6. Coste de operación de la microrred para el SGE (LB), en comparación con los SGE confrontados.

5. Discusión

En primer lugar, como se recoge en las Figura 4(a) y (b), el comportamiento de la microrred varía entre las primeras horas de funcionamiento de la PCME y las últimas, pues debido a la degradación acumulada, la red eléctrica principal irá aportando cada vez más potencia para satisfacer la demanda. Por tanto, se hará un menor uso del sistema de hidrógeno a costa de un mayor protagonismo de la red eléctrica principal, lo cual, en consecuencia, originará un mayor coste.

Por otra parte, en cuanto a la degradación de los stacks de la PCME, Figura 5, se observa que el CLB diseñado, al calcular la distribución de potencia entre stacks en base a la degradación acumulada, consigue que esta sea uniforme en ambos. Sin embargo, los SGE basados en histéresis (HIST) y MPC1, priorizan el uso de los recursos propios de la microrred para independizarla de la red principal, lo cual, además de originar una mayor degradación de los stacks, ésta no está balanceada.

En cuanto al MPC2, debido a que hace un uso más conservativo del SHAE, limita la degradación de los stacks, consiguiendo niveles similares al CLB desarrollado; sin embargo, la degradación de los stacks no es análoga, como así ocurre en el caso de la propuesta de los autores.

En cuanto al coste de operación de la microrred, Figura 6, la propuesta de SGE desarrollado en este trabajo (CLB), presenta un coste considerablemente menor al del resto de SGE analizados, lo cual se deriva de conseguir muy poca dependencia de la red eléctrica principal. Esto, obviamente, se pone mucho más de manifiesto si se analiza la situación usual de conexión permanente con la red eléctrica principal, en cuyo caso, la microrred, con el SGE basado en lógica borrosa desarrollado, produce un ahorro (energía que se dejaría de comprar a la red principal) de más de 3000 kWh, lo cual supone un ahorro de más de 3000 €.

Respecto al resto de SGE considerados, la propuesta de los autores consigue un ahorro de más de 500 kWh comparado con el HIST, de unos 180 kWh en comparación con el MPC1 y de unos 600 kWh para el caso del MPC2.
En cuanto a los costes, salvo para el caso del MPC1, que supone un coste de unos -430 € (es decir, supone beneficios respecto a la compra y venta de electricidad a la red principal), el CLB genera también un mayor ahorro económico, cercano a 400 € comparado con el HIST y de más de 600 € comparado con el MPC2.

6. Conclusiones

Este artículo presenta un SGE basado en un CLB para una microrred basada en FER para uso residencial. El propósito es resolver un problema multiobjetivo cuya solución permita mejorar el comportamiento de la microrred desde un punto de vista técnico y económico. Para lograr dicho objetivo, el controlador desarrollado usa dos CLB (uno para los momentos de déficit de potencia renovable en la microrred y otro para los de superávit), así como un CLB local para la gestión de cada stack de una pila de combustible multi-stack. El controlador diseñado incorpora, en sus diferentes niveles, el conocimiento de los expertos en el manejo de microrredes del tipo a la presentada en este trabajo, lo cual se hace en forma de reglas borrosas, muy intuitivas y fácilmente interpretables.

Los resultados muestran que el controlador desarrollado mejora el comportamiento de la microrred en comparación con otros SGE publicados en la literatura. El SGE propuesto reduce la degradación de los stacks de la pila de combustible, consiguiendo además que éste (inevitable), sea uniforme en ambos. Además, consigue un importante ahorro energético (en términos de energía comprada de la red eléctrica principal), lo cual se traduce en un considerable ahorro económico.
En resumen, el SGE desarrollado, además de que se puede resolver de una forma más sencilla y con un lenguaje más intuitivo que otros modelos más complejos, supone mejores resultados en términos técnicos, económicos e incluso

DOI: 10.18002/simceaci

ISBN: 978-84-18490-65-1 XVII SIMPOSIO CEA DE CONTROL INTELIGENTE

Rey, J. et al. / XVII Simposio CEA de Control Inteligente (2022)

ambientales (pues supone un ahorro de energía que se deja de comprar a la red principal, que sí lleva asociada una huella de carbono debido a que el mix eléctrico de la red principal no está compuesto únicamente por energías renovables; mientras que la energía producida por la microrred es completamente limpia y no conlleva emisiones de carbono asociadas) respecto a otras propuestas de SGE presentes en la literatura.

Acrónimos

CLB	Control lógico borroso
CC	Corriente continua
EMS	Energy management system
FER	Fuentes de energía renovables
FLC	Fuzzy logic controller
MPC	Model predictive control
RES	Renewable energy sources
SGE	Sistemas de gestión energética
SHAE	Sistema híbrido de almacenamiento de energía

Símbolos

$C_{ES}(k)$	Precio de venta de energía a red (€/kWh)
$C_{EP}(k)$	Precio de compra de energía a red (€/kWh)
$DFC_{1,2}(k)$	Degradación de pila de combustible (mV/cell)
$HL(k)$	Nivel de hidrógeno almacenado en el tanque (Nm^3)
$P_{BAT}(k)$	Potencia de batería (W)
$P_{ELS}(k)$	Potencia consumida por electrolizador (W)
$P_{Grid}(k)$	Potencia de la red eléctrica principal (W)
$P_{GRID_{IN}}(k)$	Potencia suministrada por la red eléctrica principal (W)
$P_{GRID_{OUT}}(k)$	Potencia vertida a la red eléctrica principal (W)
$P_{H_2}(k)$	Potencia del sistema de hidrógeno (W)
$P_{LOAD}(k)$	Potencia demandada por la carga (W)
$P_{MSFC}(k)$	Potencia generada por el *sistema modular de* pila de combustible (W)
$P_{PV}(k)$	Potencia generada por los paneles PV (W)
$EO_{EST_{1,2}}(k)$	Estado de operación de cada stack (ON/OFF).
$SOC(k)$	Estado de carga de batería (%)
$V_{BAT}(k)$	Voltaje de batería (V)

Agradecimientos

Esta investigación ha sido un resultado del proyecto "H_2 Integración & Control: Integración y Control de una planta piloto basada en hidrógeno en aplicaciones residenciales para el suministro de energía" Ref: PID2020-116616RB-C31, financiado por el Gobierno de España. También del proyecto "SALTES: Smartgrid con Arquitectura reconfigurable para ensayo de Técnicas de control y Prioridad de Almacenamiento de Energía" Ref: P20-00730, financiado por el Gobierno de Andalucía.

Referencias

Abo-Elyousr, F. K., Guerrero, J. M., & Ramadan, H. S. (2021). Prospective hydrogen-based microgrid systems for optimal leverage via metaheuristic approaches. *Applied Energy*, *300*, 117384. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117384

Al-Sakkaf, S., Kassas, M., Khalid, M., & Abido, M. A. (2019). An Energy Management System for Residential Autonomous DC Microgrid Using Optimized Fuzzy Logic Controller Considering Economic Dispatch. *Energies 2019, Vol. 12, Page 1457*, *12*(8), 1457. https://doi.org/10.3390/EN12081457

Andújar, J. M., Barragán, A. J., Gegúndez, M. E., & Maestre, M. (2007). Control borroso multivariable basado en heurística. un caso práctico: grúa porta contenedores. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, *4*(2), 81–89. https://doi.org/10.1016/S1697-7912(07)70212-1

Athari, M. H., & Ardehali, M. M. (2016). Operational performance of energy storage as function of electricity prices for on-grid hybrid renewable energy system by optimized fuzzy logic controller. *Renewable Energy*, *85*, 890–902. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.07.055

Barragan, A. J., Enrique, J. M., Segura, F., & Andujar, J. M. (2020). Iterative Fuzzy Modeling of Hydrogen Fuel Cells by the Extended Kalman Filter. *IEEE Access*, *8*, 180280–180294. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3013690

Bizon, N., Oproescu, M., & Raceanu, M. (2015). Efficient energy control strategies for a Standalone Renewable/Fuel Cell Hybrid Power Source. *Energy Conversion and Management*, *90*, 93–110. https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.11.002

Calderón, A. J., Vivas, F. J., Segura, F., & Andújar, J. M. (2020). Integration of a Multi-Stack Fuel Cell System in Microgrids: A Solution Based on Model Predictive Control. *Energies 2020, Vol. 13, Page 4924*, *13*(18), 4924. https://doi.org/10.3390/EN13184924

Freire, V. A., de Arruda, L. V. R., Bordons, C., & Marquez, J. J. (2020). Optimal Demand Response Management of a Residential Microgrid using Model Predictive Control. *IEEE Access*. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3045459

García-Torres, F., Bordons, C. (2015) Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics 62*, 5195–5207. https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2412524.

Herr, N., Nicod, J. M., Varnier, C., Jardin, L., Sorrentino, A., Hissel, D., & Péra, M. C. (2017). Decision process to manage useful life of multi-stacks fuel cell systems under service constraint. *Renewable Energy*, *105*, 590–600. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.01.001

Hu, J., Shan, Y., Guerrero, J. M., Ioinovici, A., Chan, K. W., & Rodriguez, J. (2021). Model predictive control of microgrids – An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *136*, 110422. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.110422

Jafari, M., Malekjamshidi, Z., Lu, D. D. C., & Zhu, J. (2019). Development of a Fuzzy-Logic-Based Energy Management System for a Multiport Multioperation Mode Residential Smart Microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *34*(4), 3283–3301. https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2850852

Keskin Arabul, F., Arabul, A. Y., Kumru, C. F., & Boynuegri, A. R. (2017). Providing energy management of a fuel cell–battery–wind turbine–solar panel hybrid off grid smart home system. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*(43), 26906–26913. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.02.204

Mamdani, E. H. and S. Assilian (1975). An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controler. *International Journal of Man-Machine studies*, 7(1), 1-13. https://doi.org/10.1016/S0020-7373(75)80002-2

Marx, N., Boulon, L., Gustin, F., Hissel, D., & Agbossou, K. (2014). A review of multi-stack and modular fuel cell systems: Interests, application areas and on-going research activities. *International Journal of Hydrogen Energy*, *39*(23), 12101–12111. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.05.187

Nabipour, N., Qasem, S. N., & Jermsittiparsert, K. (2020). Type-3 fuzzy voltage management in PV/Hydrogen fuel cell/battery hybrid systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, *45*(56), 32478–32492. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.08.261

Ullah, K., Hafeez, G., Khan, I., Jan, S., & Javaid, N. (2021). A multi-objective energy optimization in smart grid with high penetration of renewable energy sources. *Applied Energy*, *299*, 117104. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117104

Valverde, L., Bordons, C., Rosa, F. (2016). Integration of fuel cell technologies in renewable-energy-based microgrids optimizing operational costs and durability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *63*, 167–177. http://doi.org/10.1109/TIE.2015.2465355

Vivas, F. J., De las Heras, A., Segura, F., & Andújar, J. M. (2018). A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 126–155. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.09.014

Vivas, F. J., De las Heras, A., Segura, F., Andújar, J. M. (2017). H2RES2 simulator. A new solution for hydrogen hybridization with renewable energy sources-based systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*, 13510–13531. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.139.

Ziogou, C., Ipsakis, D., Elmasides, C., Stergiopoulos, F., Papadopoulou, S., Seferlis, P., & Voutetakis, S. (2011). Automation infrastructure and operation control strategy in a stand-alone power system based on renewable energy sources. *Journal of Power Sources*, *196*(22), 9488–9499. https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2011.07.029

ANEXO I.C

Certificado de Participación en las XLIII Jornadas de Automática



UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

CEA
Comité Español de Automática

Jesús Rey, Francisca Segura,
José Manuel Andújar,
Francisco José Vivas,
Miguel Noguera y
Borja Millán

han presentado el trabajo

Propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa para microrredes renovables residenciales hibridadas con hidrógeno

en las sesiones de exposición de pósteres durante las

XLIII Jornadas de Automática

celebradas del 7 al 9 de septiembre de 2022
Y para que así conste, firmo el presente diploma.
Logroño, 9 de septiembre de 2022.

UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

Montserrat Gil Martínez
Presidenta del Comité Organizador

Nº de Registro: 217

ANEXO I.D

Propuesta multiobjetivo basada en lógica borrosa para microrredes renovables residenciales hibridadas con hidrógeno

Rey, J., Segura, F., Andújar, J.M, Vivas, F.J., Noguera, M., Millán, B.

Presentado en: XLIII Jornadas de AUTOMÁTICA 2022

Evento: XLIII Jornadas de Automática.

Organizador: Comité Español de Automática (CEA). Universidad de La Rioja.

Fecha: 7 – 9 de septiembre de 2022.

Lugar: Logroño, La Rioja.

PROPUESTA MULTIOBJETIVO BASADA EN LÓGICA BORROSA PARA MICRORREDES RENOVABLES RESIDENCIALES HIBRIDADAS CON HIDRÓGENO

Jesús Rey
Universidad de Huelva. Centro de Investigación en Tecnología, Energía y Sostenibilidad (CITES).
jesus.rey@diesia.uhu.es

Francisca Segura, José Manuel Andújar, Francisco José Vivas, Miguel Noguera, Borja Millán
Universidad de Huelva. CITES. francisca.segura@diesia.uhu.es, andujar@diesia.uhu.es, francisco.vivas@diesia.uhu.es, miguel.noguera@diesia.uhu.es, borja.millan@diesia.uhu.es

Resumen

La necesidad de adecuar en todo momento la producción a la demanda energética de los hogares hace necesario, para microrredes basadas en fuentes de energías renovables (FER), el uso de sistemas de almacenamiento energético, para así acumular los excesos energéticos producidos por las energías renovables y usarlos en momentos de déficit de producción, debido a la naturaleza intermitente de las FER. Por otra parte, como las microrredes renovables hibridadas con hidrógeno están compuestas por distintos elementos de producción y almacenamiento de diferentes características y dinámicas, es decir, tienen una naturaleza multicomponente, es imprescindible la implementación de sistemas de gestión energética (SGE), con el propósito de hallar los mejores servicios para cada elemento de la microrred, lo que permitirá conseguir conjuntamente un correcto funcionamiento de la misma. En ese sentido, la propuesta de este artículo es implementar un SGE basado en un controlador lógico borroso (CLB) multivariable y multietapa que haga frente a un problema multiobjetivo para mejorar el comportamiento de los elementos de la microrred en términos de tiempo de vida, eficiencia y costes de operación. Para lograr dicho objetivo, se considerará tanto el balance de potencia, el rendimiento y la degradación de los elementos de la microrred como los costes y beneficios de conexión de la microrred con la red eléctrica principal. En comparación con SGE tradicionales, como los basados en modelos o técnicas heurísticas, el SGE propuesto supone, de acuerdo a los resultados obtenidos, un mayor rendimiento y un mayor beneficio económico.

Palabras clave: microrredes renovables, sistemas de gestión energética, control lógico borroso, sistemas basados en hidrógeno, control multiobjetivo.

1 INTRODUCCIÓN

La actual dependencia de combustibles fósiles, que crean grandes problemas a nivel geopolítico y son altamente perjudiciales a nivel medioambiental, hace necesaria una apuesta por energías renovables y modelos de generación distribuidos, de hecho, las políticas climáticas europeas centran su objetivo siguiendo esta estrategia [1]. Por otra parte, debido a la creciente importancia (desde 1960) del mercado residencial, cuyo patrón de demanda es muy desigual, son necesarios, para garantizar la demanda a partir de fuentes de energía renovables (FER), sistemas de almacenamiento energéticos [2]. Para las microrredes renovables, entre los sistemas de almacenamiento más prometedores, se encuentran los basados en baterías hibridados con los basados en hidrógeno, que se componen generalmente (si la producción, almacenamiento y consumo se da en la misma red) por un electrolizador, un tanque de almacenamiento y un sistema de pila de combustible, ya sea de estructura simple o modular [3]. Si bien respecto a la estructura simple, la estructura modular ofrece mejor comportamiento del sistema de pila de combustible en términos de tiempo de vida y eficiencia [4], requieren un mayor control complejo debido a que añaden un mayor número de variables al sistema de gestión energética (SGE) [5]. No obstante, como el SGE puede abordar el problema de control con mayor grado de libertad, se hace más fácil la gestión de la microrred tanto desde el punto de vista técnico (satisfaciendo la demanda) como desde el punto de vista económico (haciéndola más eficiente y rentable) [6].

En este tipo de microrredes, se puede mejorar el comportamiento de la microrred, evitando, entre otros, problemas relacionados con la potencia reactiva mediante el uso de buses de corriente continua (CC) [1]. Por otra parte, para el

https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233

almacenamiento en estos tipos de sistemas híbridos de almacenamiento, a corto-medio plazo funcionan mejor las baterías, mientras que a largo plazo funcionan mejor los sistemas de hidrógeno [7].

En cuanto a la gestión de los sistemas de almacenamiento, se pueden encontrar referencias en las que se proponen diferentes SGE como los que se fundan en técnicas heurísticas, basados en histéresis y reglas deterministas, en los que la producción renovable se emplea, en primer lugar, para recargar baterías [8]. Por otra parte, también se pueden encontrar SGE que, basándose en una doble banda de histéresis, pretenden reducir la degradación que se produce en los sistemas de hidrógeno a partir de los arranques y paradas [9]. A ellos se les suman SGE basados en modelos, en los que se pueden encontrar aplicaciones de control predictivo para resolver problemas complejos de optimización multivariable [10] o de técnicas multiobjetivo lineales invariantes en el tiempo con el propósito de optimizar la distribución energética en el corto plazo, así como reducir la complejidad que conllevan los problemas no lineales [11]. No obstante, entre los SGE que se pueden encontrar en las referencias, no se garantiza ni un control real del bus de CC ni el uso y control de un sistema de pila de combustible modular.

Para afrontar problemas complejos de control y fuertemente no lineales, la técnica de control borroso tipo Mamdani lleva décadas de éxito desde el punto de vista práctico [12]. Para dicha técnica, no se requiere un modelo explícito de la planta bajo control, sino que este se puede reemplazar por reglas lingüísticas fácilmente interpretables [13], que, a su vez, permite incorporar a las reglas el conocimiento de los expertos del problema de control abordado [14]. Para el problema de control que se afronta en este trabajo, se pueden encontrar distintas soluciones basadas en control lógico borroso (CLB) como un CLB optimizado mediante algoritmos genéticos y evolutivos para reducir los costes de operación de la red eléctrica principal y de las horas de operación del sistema de almacenamiento, considerando la variabilidad en los precios de la red eléctrica principal y la intermitencia de las FER [15], o como un CLB basado en el control de los convertidores de potencia de los generadores renovables y de los sistemas de almacenamiento, para poder regular la tensión en el bus de CC de la microrred [16].

Debido a que los elementos de los sistemas de hidrógeno son los que tienen un menor tiempo de vida y un coste más elevado, las acciones de control que se implementan se centran en mejorar la eficiencia del ciclo de hidrógeno (producción, almacenamiento y consumo). De este modo, se pueden encontrar SGE basados en CLB cuyo objetivo es obtener la operación de la pila de combustible en su punto de mayor eficiencia [17] o para optimizar la eficiencia del sistema de almacenamiento junto a los costes de la red eléctrica principal [18].

La principal novedad de este trabajo es que, para una microrred renovable de uso residencial hibridada con hidrógeno que está conectada a la red principal (que integra el ciclo completo de hidrógeno, cargas residenciales y recarga de vehículo eléctrico, así como un sistema de baterías de plomo ácido tanto para satisfacer la demanda en el corto-medio plazo como para estabilizar la tensión del bus de CC, lo que permite a su vez que los controladores locales de las FER que vierten energía al bus de CC sólo deban preocuparse de la máxima transferencia de potencia y no de estabilizar la tensión a su salida). Además, esta microrred integra un sistema de pila de combustible multi-stack compuesto por dos pilas de combustible y utiliza un SGE basado en un CLB que permite una operación segura de la microrred en función de variables como la energía almacenada, la tensión del bus de CC, el balance de potencia, la degradación y eficiencia del sistema de almacenamiento y el coste de intercambio con la red eléctrica principal, lo que permite resolver un complejo problema multiobjetivo. Además, los resultados obtenidos muestran una mejora en el comportamiento técnico y económico de la microrred.

2 DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED BAJO ESTUDIO

La microrred bajo estudio, ubicada en la Universidad de Huelva, cuenta con un sistema de paneles fotovoltaicos (PV) de 10 kWp de potencia, conectado a un bus de 360 VCC mediante un convertidor de CC/CC. Por otra parte, se disponen de sistemas de almacenamiento de energía: para el almacenamiento a corto-medio plazo se dispone de un banco de baterías de plomo ácido de 36 kWh y, para la respuesta en largo plazo, se dispone de un sistema de hidrógeno formado por un electrolizador alcalino de producción nominal de 1 Nm^3/h, un tanque de almacenamiento de 1 Nm^3 de capacidad volumétrica y 30 bar de presión y, por último de un sistema multi-stack de pila de combustible tipo PEM (de electrolito de membrana polimérica) de 6 kW, compuesto por dos pilas de diferente degradación conectadas en paralelo. Por último, la microrred cuenta con una comunicación bidireccional con la red principal, Figura 1.

El balance de potencia de la microrred, que se define como la diferencia entre la potencia de generación de origen renovable y la potencia demandada (donde CVAC es el conjunto calefacción, ventilación y aire acondicionado), debe ser satisfecho o bien por los sistemas híbridos de almacenamiento energético

https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233

(SHAE) o bien por la red principal. El criterio de signos elegido por los autores es: signo negativo en el balance de potencia implica potencia que se extrae del bus, mientras que el signo positivo implica potencia que se inyecta en el bus de CC (1):

$$P_{BAL}(k) = P_{FV}(k) - P_{CARGA}(k) = \underbrace{P_{BAT}(k) + P_{H_2}(k)}_{P_{HFCS}(k)} + P_{RED}(k) \quad (1)$$

Donde:
$P_{FV}(k)$: potencia generada por los paneles FV (W).
$P_{CARGA}(k)$: potencia demandada por la carga (W).
$P_{BAT}(k)$: potencia de batería (W).
$P_{H_2}(k)$: potencia del sistema de hidrógeno (W).
$P_{RED}(k)$: potencia de la red eléctrica principal (W).

$P_{H_2}(k)$ y $P_{RED}(k)$ se pueden expresar como (2):

$$P_{H_2}(k) = \begin{cases} P_{ELE}(k), & P_{H_2}(k) < 0 \\ P_{PCME}(k), & P_{H_2}(k) \geq 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{Grid}(k) = \begin{cases} P_{RED_{SAL}}(k), & P_{RED}(k) < 0 \\ P_{RED_{EN}}(k), & P_{RED}(k) \geq 0 \end{cases}$$

Donde:
$P_{ELE}(k)$: potencia consumida por electrolizador (W).
$P_{PCME}(k)$: potencia generada por la PCM (W).
$P_{RED_{SAL}}(k)$: potencia vertida a la red eléctrica principal (W).
$P_{RED_{EN}}(k)$: potencia suministrada por la red eléctrica principal (W).

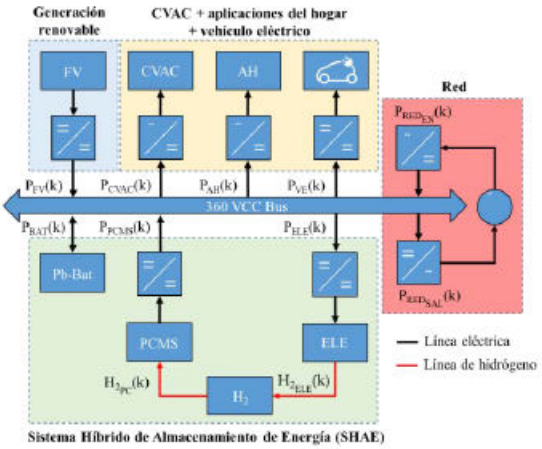


Figura 1: Arquitectura microrred objeto de estudio.

3 DISEÑO DEL SGE BASADO EN CONTROL LÓGICO BORROSO

La reducida vida útil, altamente dependiente de las condiciones de operación, de las pilas de combustible implica la necesidad de acciones de control locales que eviten, en la medida de lo posible, altas degradaciones del sistema de pila de combustible multi-stack [5]. Por otra parte, la baja eficiencia del ciclo de hidrógeno hace necesario considerar la potencia de operación, número de ciclos y el tiempo de operación.

Desde una perspectiva económica, el punto de ajuste de potencia de la microrred se calculará en función del balance de potencia, de la energía almacenada y del coste de conexión con la red principal.

3.1 ESTRUCTURA DEL CONTROLADOR LÓGICO BORROSO

Como la operación de la red principal y de los sistemas de almacenamiento energético dependen del balance de potencia, se ha definido un SGE basado en dos CLB que operan en paralelo: uno durante los momentos de exceso de potencia (CLB_E) y otro durante los momentos de déficit de potencia (CLB_D). Además, un controlador basado en eventos (CBE) determina las variables de salida del CLB en función del signo del balance de potencia. Por otra parte, se define un CLB local para el sistema de pila de combustible multi-stack (PCME), CLB_{PCME}, que calculará la potencia de operación de cada stack en función de la degradación acumulada de los mismos, Figura 2. Para definir los sistemas borrosos, se ha utilizado la herramienta MATLAB/Simulink®.

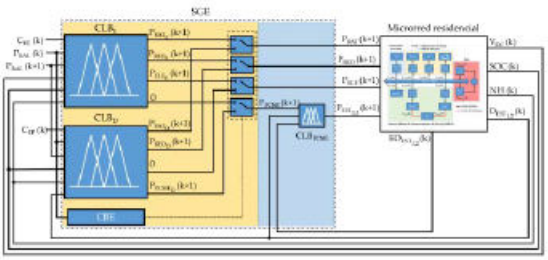


Figura 2. Estructura de control del SGE.

3.2 CONJUNTOS BORROSOS

Las especificaciones de los fabricantes, junto con los límites seguros de operación que garantizan el correcto funcionamiento de la microrred serán determinantes a la hora de definir los universos de discurso de cada variable borrosa. Para cada una de

https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233

las variables borrosas que aparecen en la Figura 2, en la Tabla 1 se definen sus correspondientes límites inferiores y superiores.

De acuerdo al diseño de la Figura 2, se definen 3 bases de reglas borrosas, una para cada controlador: CLB_E (cuando existe exceso de potencia en la microrred), CLB_D (cuando existe déficit de potencia en la microrred) y CLB_{PCME} (para establecer un control de los stacks de la PCME). Las reglas de cada base se definen a partir de funciones de pertenencia trapezoidales y triangulares con un grado de pertenencia en el intervalo [0,1].

Tabla 1. Rango operativo de las variables borrosas

Variable	Límite inferior	Límite superior	Variable	Límite inferior	Límite superior
$C_{VE}(k)$	0,03 €/kWh	0,08 €/kWh	$P_{BAL}(k+1)$	-10 kW	10 kW
$C_{CE}(k)$	0,03 €/kWh	0,12 €/kWh	$P_{PCME}(k)$	0 kW	6 kW
$D_{EST_{1,2}}(k)$	0 mV/celda	100 mV/celda	$EO_{EST_{1,2}}(k)$	0 kW	3 kW
$NH(k)$	3 Nm^3	27 Nm^3	$SOC(k)$	50%	90%
$P_{BAL}(k)$	-10 kW	10 kW	$V_{BAT}(k)$	330 V	420 V

Donde:
$C_{VE}(k)$: precio de venta de energía a red (€/kWh).
$C_{CE}(k)$: precio de compra de energía a red (€/kWh).
$D_{EST_{1,2}}(k)$: degradación de cada stack (mV/celda).
$NH(k)$: nivel de hidrógeno almacenado en el tanque (Nm^3).
$EO_{EST_{1,2}}(k)$: estado de operación de cada stack (ON/OFF).
$SOC(k)$: estado de carga de batería (%).
$V_{BAT}(k)$: voltaje de batería (V).

Por otra parte, el modo de funcionamiento requerido para el SGE es el que determinará el diseño de las bases de las reglas borrosas: por ejemplo, el exceso de potencia renovable será empleado en primer lugar para recargar la batería (puesto que ello permite estabilizar la tensión del bus de CC) y, una vez hecho esto, la decisión se tomará tras realizar un balance entre el nivel de hidrógeno almacenado y el precio de venta de energía a la red principal, mientras que cuando ocurre una situación de déficit de potencia renovable en la microrred se prioriza en primer lugar el uso de la energía almacenada en baterías para satisfacer la demanda y, en segundo lugar, se prioriza el uso del hidrógeno almacenado en el tanque, no sin antes hacer un balance entre el coste de compra de energía de la red principal, la degradación del sistema de pila de combustible multi-stack y el nivel de hidrógeno almacenado.

4 RESULTADOS

Para un perfil de generación FV en la zona climática de Huelva (suroeste de España) basado en el valor medio de la generación anual y un perfil de consumo típico de una familia, de acuerdo a los datos del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE), se recoge el perfil de potencia de diferentes variables de la microrred bajo estudio como la potencia renovable (PFV), la potencia para calefacción, ventilación y aire acondicionado (PCVAC), la potencia destinada a la recarga del vehículo eléctrico (PVE) y la potencia para aplicaciones del hogar (PAH), Figura 3.

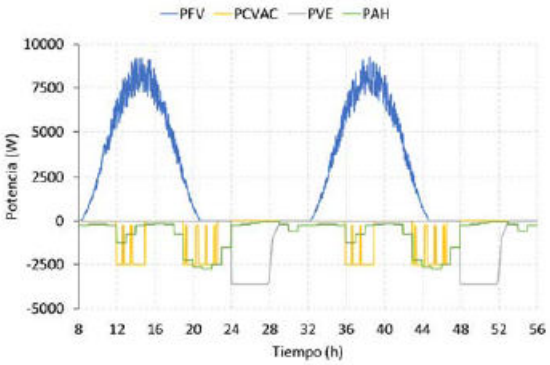
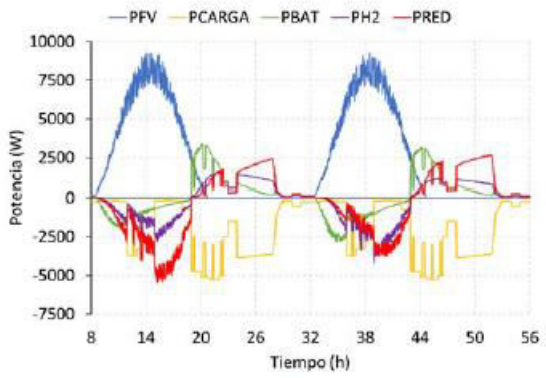


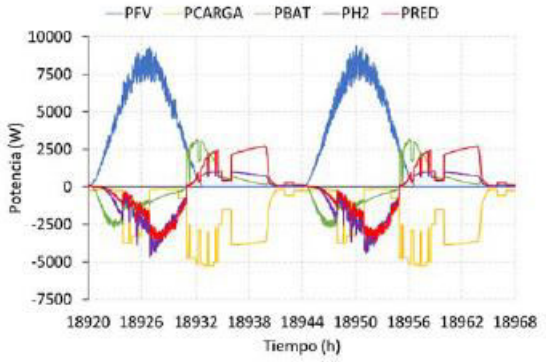
Figura 3. Perfil de potencia de las variables de generación y consumo de la microrred: PFV, PCVAC, PVE y PAH.

Tras realizar una simulación durante 791 días, pues este es el tiempo en el que el sistema de pila de combustible sufre la mayor degradación posible, se realiza una comparación de las variables de potencia de la microrred durante el primer tramo de operación (horas 8-56) y durante el último tramo de operación (horas 18920-18968), tal y como se refleja en Figura 4. Para validar el comportamiento del SGE propuesto, se realiza una comparación de la degradación que sufren cada uno de los stacks que conforman el sistema de pila de combustible bajo dicho SGE con la que tendría si se aplicasen otros SGE como, en este caso, un SGE basado en histéresis (SGE-HIST) [19] y dos basados en modelos de control predictivo (MPC), que serán SGE-MPC1 [20] y SGE-MPC-2 [21], Figura 5.

https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233



(a)



(b)

Figura 4. Variables de potencia de la microrred estudiada para el SGE propuesto durante: a) primer tramo (horas 8-56); b) último tramo (horas 18.920-18.968).

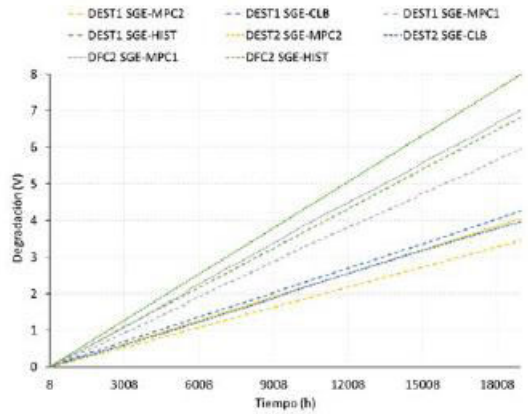


Figura 5. Degradación de cada stack para diferentes SGE: basados en MPC (1 y 2), basado en histéresis (HIST) y el propuesto en este trabajo basado en control lógico borroso (CLB).

En última instancia, también se realiza una validación del SGE propuesto desde un punto de vista económico. Para ello, se realiza una comparación del coste de operación de la microrred para el SGE desarrollado en este trabajo respecto al coste que habría sido obtenido si el SGE aplicado hubiera sido uno de los mencionados anteriormente [19–21] o si hubiese una conexión permanente a la red eléctrica principal (es decir, si no hubiese microrred), Figura 6. En la conexión con la red eléctrica principal, un coste positivo (>0 €) significa compra de energía y coste negativo (<0 €) significa venta de energía.

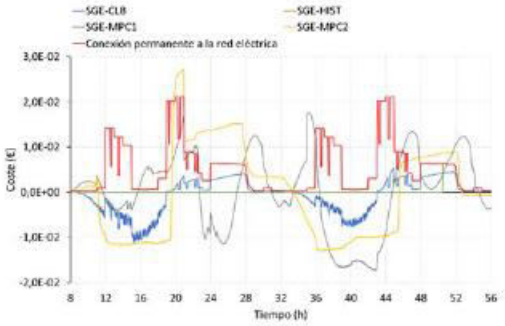


Figura 6. Coste de operación de la microrred para el SGE propuesto (CLB), en comparación con los SGE confrontados y, por otra parte, con una conexión permanente a la red principal.

5 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Este trabajo presenta, para una microrred renovable de uso residencial, un SGE basado en un CLB, con el propósito de resolver un complejo problema multiobjetivo cuya solución permita una mejora en el comportamiento a nivel técnico y económico de la microrred. Para alcanzar dicho propósito, el controlador desarrollado usa dos CLB que operan en paralelo (para los momentos de exceso y déficit de potencia, respectivamente) y un CLB local para la gestión de cada stack del sistema modular de pila de combustible (en este trabajo compuesto por dos pilas). Además, el controlador desarrollado incorpora, mediante reglas borrosas (intuitivas y de interpretación sencilla), el conocimiento de los expertos en el manejo de microrredes del tipo que se ha presentado en este trabajo.

A nivel técnico, los resultados muestran un menor uso de los sistemas de hidrógeno a medida que aumenta la degradación del sistema de pilas de combustible (es decir, durante las últimas horas de simulación) a pesar de un mayor uso de la red principal (lo que implica un mayor coste), Figura 4. Esto se hace con el propósito de evitar una mayor degradación del sistema de pila de combustible

https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233

multi-stack. Por otra parte, en cuanto a la degradación de los stacks del PCME, debido al uso del CLB local diseñado en este trabajo, se consigue una degradación acumulada similar para ambos stacks. Además, en comparación con otros SGE que priorizan el uso de recursos propios con el fin de evitar depender (en la medida de lo posible) de la red eléctrica principal, como el SGE-HIST y el SGE-MPC1, la degradación del SGE desarrollado es considerablemente menor. Por otra parte, en comparación con el SGE-MPC2, que hace un uso más restrictivo de los sistemas de almacenamiento energético, la degradación acumulada de los stacks del SGE propuesto es superior a la del SGE-MPC2. No obstante, la degradación de cada uno de los stacks del SGE propuesto es más pareja, mientras que la del SGE-MPC2 es desigual. Además, como la degradación del stack más degradado del SGE-MPC2 es similar a la degradación de los stacks del SGE desarrollado, Figura 5, en la práctica, como la vida útil del PCME viene determinada por el stack que más se degrada, el tiempo de vida útil del PCME del SGE propuesto será similar al SGE-MPC2.

Por otro lado, desde el punto de vista energético y económico, el SGE propuesto supone, respecto a una conexión permanente con la red principal (en la que sólo hay compra de energía), un ahorro energético (energía que se deja de comprar de la red principal) de más de 3000 kWh y un ahorro económico (debido a la energía que se deja de comprar de la red principal y la que se vende a la misma) de más de 3000 €. Respecto a los otros SGE con los que se compara el SGE desarrollado, encontramos que, respecto al SGE-HIST (que sólo hace uso de la red principal en momentos de gran déficit/exceso de potencia, sin considerar el coste de conexión con la red principal), el SGE propuesto supone un ahorro energético de más de 500 kWh y un ahorro económico de alrededor de 400 €. Por otra parte, respecto al SGE-MPC2 (que hace un mayor uso de la red principal para evitar la degradación de los sistemas de almacenamiento) el ahorro energético para el SGE desarrollado es de unos 600 kWh, mientras que el ahorro económico es de más de 600 € y, por último, respecto al SGE-MPC1 (que establece un control que minimiza el coste de operación de la red principal), el SGE implementado supone menores beneficios económicos (de unos 400 €), sin embargo, sí supone un mayor ahorro energético (de unos 180 kWh).

En resumen, el SGE propuesto, más sencillo de resolver y con un lenguaje más intuitivo que otros modelos más complejos, supone mejores resultados a nivel técnico, económico y ambiental (pues se deja de comprar energía de la red principal, cuyo mix energético lleva asociada una huella de carbono, mientras que la energía producida en la microrred renovable no conlleva emisiones asociadas), respecto a otros SGE que se pueden encontrar en la literatura.

Como trabajos futuros se propone la aplicación de un SGE basado en la técnica de control borroso tipo Sugeno [22], en aras de comparar su comportamiento con el del SGE propuesto para este trabajo tanto desde un punto de vista económico como técnico. Por otra parte, otro posible futuro trabajo puede ser la aplicación del SGE implementado en este trabajo, pero sustituyendo la energía fotovoltaica como FER por otra FER con menor capacidad de gestión (es decir, menos predecible) como la energía eólica.

Agradecimientos

Esta investigación ha sido un resultado del proyecto "H_2 Integración & Control: Integración y Control de una planta piloto basada en hidrógeno en aplicaciones residenciales para el suministro de energía" Ref: PID2020-116616RB-C31, financiado por el Gobierno de España. También del proyecto "SALTES: Smartgrid con Arquitectura reconfigurable para ensayo de Técnicas de control y Prioridad de Almacenamiento de Energía" Ref: P20-00730, financiado por el Gobierno de Andalucía.

Financiación:

Esta investigación ha sido parcialmente financiada por el proyecto El vector hidrógeno verde. Aplicación residencial y de movilidad, aprobado en la convocatoria de proyectos precompetitivos de investigación de la Cátedra Fundación Cepsa de la Universidad de Huelva.

English summary

MULTI-OBJECTIVE PROPOSAL BASED ON FUZZY LOGIC FOR HYDROGEN-HYBRIDIZED RESIDENTIAL RENEWABLE MICROGRIDS

Abstract

To adapt production to household energy demand at all times it is necessary, for microgrids based on renewable energy sources (RES), to use energy storage systems in order to accumulate excess energy produced by renewable energies and use them in times of production deficit, due to the intermittent nature of RES. On the other hand, as hydrogen hybridized renewable microgrids are composed of different production and storage elements with

https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233

different characteristics and dynamics, i.e., they have a multicomponent nature, so it is essential to implement energy management systems (EMS), in order to find the best services for each element of the microgrid, which will jointly achieve a correct operation of the microgrid. In that sense, the proposal of this article is to implement an EMS based on a multivariable and multistage fuzzy logic controller (FLC) that faces a multi-objective problem to improve the behavior of the microgrid elements in terms of lifetime, efficiency and operation costs. To achieve that objective, both the power balance, performance and degradation of the microgrid elements and the costs and benefits of connecting the microgrid to the main power grid will be considered. Compared to traditional EMS, such as those based on models or heuristic techniques, the proposed EMS implies, according to the results obtained, a higher performance and a higher economic benefit.

Keywords: renewable microgrids, energy management systems, fuzzy logic controller, hydrogen-based systems, multi-objective control

Acrónimos

CLB	Control lógico borroso
CC	Corriente continua
EMS	Energy management system
FER	Fuentes de energía renovables
FLC	Fuzzy logic controller
MPC	Model predictive control
RES	Renewable energy sources
SGE	Sistemas de gestión energética
SHAE	Sistema híbrido de almacenamiento de energía

Lista de símbolos

$C_{ES}(k)$	Precio de venta de energía a red (€/kWh)
$C_{EP}(k)$	Precio de compra de energía a red (€/kWh)
$DFC_{1,2}(k)$	Degradación de pila de combustible (mV/cell)
$HL(k)$	Nivel de hidrógeno almacenado en el tanque (Nm^3)
$P_{BAT}(k)$	Potencia de batería (W)
$P_{ELS}(k)$	Potencia consumida por electrolizador (W)
$P_{Grid}(k)$	Potencia de la red eléctrica principal (W)
$P_{GRID_{IN}}(k)$	Potencia suministrada por la red eléctrica principal (W)
$P_{GRID_{OUT}}(k)$	Potencia vertida a la red eléctrica principal (W)
$P_{H_2}(k)$	Potencia del sistema de hidrógeno (W)
$P_{LOAD}(k)$	Potencia demandada por la carga (W)
$P_{MSFC}(k)$	Potencia generada por el *sistema modular de* pila de combustible (W)
$P_{PV}(k)$	Potencia generada por los paneles PV (W)
$EO_{EST_{1,2}}(k)$	Estado de operación de cada stack (ON/OFF).
$SOC(k)$	Estado de carga de batería (%)
$V_{BAT}(k)$	Voltaje de batería (V)

Referencias

[1] Vivas FJ, De las Heras A, Segura F, Andújar JM. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. Renew Sustain Energy Rev 2018;82:126–55. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.09.014.

[2] Jafari M, Malekjamshidi Z, Lu DDC, Zhu J. Development of a Fuzzy-Logic-Based Energy Management System for a Multiport Multioperation Mode Residential Smart Microgrid. IEEE Trans Power Electron 2019;34:3283–301. https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2850852.

[3] Abo-Elyousr FK, Guerrero JM, Ramadan HS. Prospective hydrogen-based microgrid systems for optimal leverage via metaheuristic approaches. Appl Energy 2021;300:117384. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117384.

[4] Marx N, Boulon L, Gustin F, Hissel D, Agbossou K. A review of multi-stack and modular fuel cell systems: Interests, application areas and on-going research activities. Int J Hydrogen Energy 2014;39:12101–11. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2014.05.187.

[5] Calderón AJ, Vivas FJ, Segura F, Andújar JM. Integration of a Multi-Stack Fuel Cell System in Microgrids: A Solution Based on Model Predictive Control. Energies 2020, Vol 13, Page 4924 2020;13:4924. https://doi.org/10.3390/EN13184924.

[6] Ullah K, Hafeez G, Khan I, Jan S, Javaid N. A multi-objective energy optimization in smart grid with high penetration of renewable energy sources. Appl Energy 2021;299:117104. https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117104.

[7] Herr N, Nicod JM, Varnier C, Jardin L, Sorrentino A, Hissel D, et al. Decision process to manage useful life of multi-stacks fuel cell systems under service constraint. Renew Energy 2017;105:590–600. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.01.001.

[8] Bizon N, Oproescu M, Raceanu M. Efficient

energy control strategies for a Standalone Renewable/Fuel Cell Hybrid Power Source. Energy Convers Manag 2015;90:93–110. https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.11.002.

[9] Ziogou C, Ipsakis D, Elmasides C, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Seferlis P, et al. Automation infrastructure and operation control strategy in a stand-alone power system based on renewable energy sources. J Power Sources 2011;196:9488–99. https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2011.07.029.

[10] Hu J, Shan Y, Guerrero JM, Ioinovici A, Chan KW, Rodriguez J. Model predictive control of microgrids – An overview. Renew Sustain Energy Rev 2021;136:110422. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.110422.

[11] Freire VA, de Arruda LVR, Bordons C, Marquez JJ. Optimal Demand Response Management of a Residential Microgrid using Model Predictive Control. IEEE Access 2020. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3045459.

[12] Mamdani EH, Assilian S. An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. Int J Man Mach Stud 1975;7:1–13. https://doi.org/10.1016/S0020-7373(75)80002-2.

[13] Barragan AJ, Enrique JM, Segura F, Andujar JM. Iterative Fuzzy Modeling of Hydrogen Fuel Cells by the Extended Kalman Filter. IEEE Access 2020;8:180280–94. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3013690.

[14] Andújar JM, Barragán AJ, Gegúndez ME, Maestre M. Control borroso multivariable basado en heurística. un caso práctico: grúa porta contenedores. Rev Iberoam Automática e Informática Ind RIAI 2007;4:81–9. https://doi.org/10.1016/S1697-7912(07)70212-1.

[15] Athari MH, Ardehali MM. Operational performance of energy storage as function of electricity prices for on-grid hybrid renewable energy system by optimized fuzzy logic controller. Renew Energy 2016;85:890–902. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.07.055.

[16] Nabipour N, Qasem SN, Jermsittiparsert K. Type-3 fuzzy voltage management in PV/Hydrogen fuel cell/battery hybrid systems. Int J Hydrogen Energy 2020;45:32478–92. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.08.261.

[17] Keskin Arabul F, Arabul AY, Kumru CF, Boynuegri AR. Providing energy management of a fuel cell–battery–wind turbine–solar panel hybrid off grid smart home system. Int J Hydrogen Energy 2017;42:26906–13. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.02.204.

[18] Al-Sakkaf S, Kassas M, Khalid M, Abido MA. An Energy Management System for Residential Autonomous DC Microgrid Using Optimized Fuzzy Logic Controller Considering Economic Dispatch. Energies 2019, Vol 12, Page 1457 2019;12:1457. https://doi.org/10.3390/EN12081457.

[19] Vivas FJ, De las Heras A, Segura F, Andújar JM. H2RES2 simulator. A new solution for hydrogen hybridization with renewable energy sources-based systems. Int J Hydrogen Energy 2017;42:13510–31. https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.02.139.

[20] Garcia-Torres F, Bordons C. Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control. IEEE Trans Ind Electron 2015;62:5195–207. https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2412524.

[21] Valverde L, Bordons C, Rosa F. Integration of fuel cell technologies in renewable-energy-based microgrids optimizing operational costs and durability. IEEE Trans Ind Electron 2016;63:167–77. https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2465355.

[22] Dhimish M, Holmes V, Mehrdadi B, Dales M. Comparing Mamdani Sugeno fuzzy logic and RBF ANN network for PV fault detection. Renew Energy 2018;117:257–74. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.10.066.



© 2022 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution CC-BY-NC-SA 4.0 license (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es).

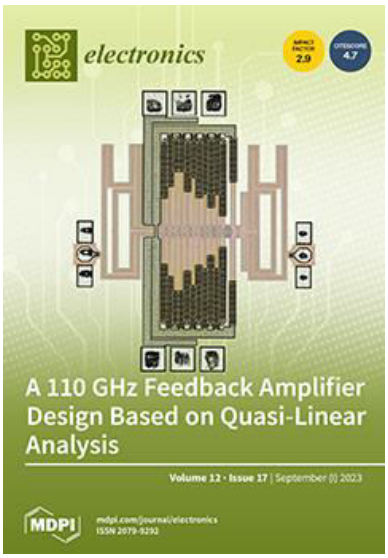
https://doi.org/10.17979/spudc.9788497498418.0233

ANEXO I.E

The Economic Impact and Carbon Footprint Dependence of Energy Management Strategies in Hydrogen-Based Microgrids

J. Rey, F. Segura, J.M. Andújar, A.M. Ferrario

Publicado en:



Revista: Electronics

Editorial: MDPI

Editor Jefe: Prof. Dr. Flavio Canavero

Referencia: Volumen 12, Número 17

Año: 2023

DOI: https://doi.org/10.3390/electronics12173703

Categoría	Ranking de revistas / Total de revistas	Cuartil
Physics, Applied	72 / 160	Q2 (SCIE)
Engineering, Electrical & Electronic	131 / 275	Q2 (SCIE)
Computer Science. Information Systems	99 / 158	Q3 (SCIE)
JCR (2022)	2.9	
CiteScore (2022)	4.7	
Lecturas	1700	
Citas	3	

electronics

MDPI

Article

The Economic Impact and Carbon Footprint Dependence of Energy Management Strategies in Hydrogen-Based Microgrids

Jesús Rey [1,*], Francisca Segura [1,*], José Manuel Andújar [1] and Andrea Monforti Ferrario [2]

[1] Research Centre on Technology, Energy and Sustainability (CITES), Campus La Rábida, University of Huelva, Avenida de las Artes, 21007 Huelva, Spain; andujar@diesia.uhu.es
[2] ENEA Department of Energy Technologies and Renewable Sources, Laboratory of Energy Storage, Batteries and Hydrogen Production & Use Technologies (TERIN-PSU-ABI), Via Anguillarese, 00123 Rome, Italy; andrea.monfortiferrario@enea.it
* Correspondence: jesus.rey@diesia.uhu.es (J.R.); francisca.segura@diesia.uhu.es (F.S.)

Abstract: This paper presents an economic impact analysis and carbon footprint study of a hydrogen-based microgrid. The economic impact is evaluated with respect to investment costs, operation and maintenance (O&M) costs, as well as savings, taking into account two different energy management strategies (EMSs): a hydrogen-based priority strategy and a battery-based priority strategy. The research was carried out in a real microgrid located at the University of Huelva, in southwestern Spain. The results (which can be extrapolated to microgrids with a similar architecture) show that, although both strategies have the same initial investment costs (EUR 52,339.78), at the end of the microgrid lifespan, the hydrogen-based strategy requires higher replacement costs (EUR 74,177.4 vs. 17,537.88) and operation and maintenance costs (EUR 35,254.03 vs. 34,877.08), however, it provides better annual savings (EUR 36,753.05 vs. 36,282.58) and a lower carbon footprint (98.15% vs. 95.73% CO_2 savings) than the battery-based strategy. Furthermore, in a scenario where CO_2 emission prices are increasing, the hydrogen-based strategy will bring even higher annual cost savings in the coming years.

Keywords: hydrogen-based microgrid; economic impact; carbon footprint analysis; energy management policies; hydrogen-based priority strategy; battery-based priority strategy

check for updates

Citation: Rey, J.; Segura, F.; Andújar, J.M.; Ferrario, A.M. The Economic Impact and Carbon Footprint Dependence of Energy Management Strategies in Hydrogen-Based Microgrids. *Electronics* **2023**, *12*, 3703. https://doi.org/10.3390/electronics12173703

Academic Editor: Carlos Andrés García-Vázquez

Received: 31 July 2023
Revised: 18 August 2023
Accepted: 29 August 2023
Published: 1 September 2023

Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

As a result of population and economic growth, global energy demand (due, among other reasons, to a higher percentage of the population having access to electricity) is increasing [1,2]. To meet this energy demand, fossil fuels are used to a large extent, which has a negative impact on air pollution and climate change. To reduce the use of fossil fuels, different renewable energy sources (RESs) [3,4] have been proposed as alternatives, but one of the major problems associated with them is that, due to their randomness, they are not available all the time. Thus, a possible solution is to store renewable energy when there is a surplus for use when there is a shortage [3,5,6].

Accordingly, in RES-based microgrids, energy storage systems (ESSs) [7] are essential to guarantee the load demand at all times. Batteries are usually the most common solution [8,9], even hybridised with a diesel generator [10] or water pumping technologies [11]. But, although the most common small- and medium-scale ESSs are batteries, hydrogen storage has some advantages over batteries and, in fact, is becoming increasingly important [12]. For example, the lower heating value (LHV) of hydrogen is very high, namely 120 MJ/kg [13], so it can be stored for use in long-term operation [14]. In this sense, hybrid storage based on hydrogen (long term) and battery (short and medium term) systems in microgrids seems to be the solution to satisfy the load demand and overcome the drawback of the intermittent nature of RESs.

Given that the scientific literature has demonstrated that renewable-based microgrids hybridising hydrogen and battery storage as an ESS are technically feasible [15], the time has come to perform a cost assessment and a carbon footprint analysis to study how to make this type of plant more economically and environmentally viable. For this purpose, the literature offers different options: from a sensitivity analysis of the investment costs and the selling price of hydrogen in the gas network [16] to a simulation study analysing the influence of system capacity and price on the operating cost [17]. In ref. [18], a mixed-integer linear programming model to study the CO_2 savings and fuel prices (compared to a diesel benchmark) of a microgrid operating as a fuelling station is presented, and ref. [19] focuses on the study of the cost-effectiveness and environmental impact of a hypothetical microgrid located on an island compared to the country's national grid. The work presented in ref. [20] has the particularity of solving the ESS by hybridising a hydrogen and heat storage system, avoiding the use of batteries. To solve the proposed optimisation model, the study uses weighted model predictive control (weighted MPC). In ref. [21], a resilience-oriented optimisation for microgrids with an ESS composed of hydrogen and batteries is studied. In this case, the problem is formulated using stochastic MPC (SMPC) techniques to control the possible transitions between grid-connected and islanded modes, which allows for increasing the economic revenues and maximising the lifetime of the systems taking into account the systems' operating costs [21]. Also using MPC theory, ref. [22] presents a greedy energy management strategy (EMS) for a hybrid hydrogen- and battery-based microgrid to reduce load losses, energy costs, and investment costs. Finally, in ref. [23], the authors develop a deep deterministic policy gradient algorithm to reduce the operating costs of a microgrid with hydrogen storage by simulation, compared to traditional algorithms.

In this paper, the authors propose an econometric evaluation and carbon footprint analysis of a hybrid microgrid based on hydrogen and batteries using renewable energy sources for power generation, taking into account the costs of investment, operation, and maintenance (O&M) costs, as well as those related to the replacement of its elements. The study was carried out by differentiating between two different forms of microgrid control (EMSs): a hydrogen-based priority strategy and a battery-based priority strategy, which allowed an economic comparison between the two. The carbon footprint was obtained from the Spanish electricity mix (origin of electricity in the main grid) taking into account the amount of energy purchased by the microgrid from the main grid.

Compared to the analysed references, the main novelty of this paper is that it studies all the costs involved: investment, O&M, and replacement costs (in conjunction with the time in which they occur), as well as the annual savings of the whole microgrid and of each of its systems, considering the actual operating time according to each EMS. In that sense, no similar approach has been found in the scientific literature. Previous works, such as ref. [22], resort to performing an annual profit analysis, while others, such as refs. [16,18,21], carry out economic studies based on the theoretical lifespan or degradation of each element supplied by the manufacturer, but without considering the actual operating time of each element. Although most of the previous works consider replacement costs based on the lifespan and degradation rate defined by equipment manufacturers, in practice this consideration would lead to approximate but not accurate results since the replacement of an element depends on the accumulated degradation suffered, and this depends on the EMSs that control the microgrid performance. Therefore, for a true economic analysis, it is necessary to take into account the actual replacement cost based on the actual operating hours of each element of the microgrid, which depends on the EMS used. Finally, with the exception of ref. [18], carbon footprint analysis is not addressed in the analysed references.

Based on the literature review, there are works where investment costs, O&M costs, as well as annual benefits of the microgrid are studied, but no papers were found that included replacement costs taking into account the EMS used. Moreover, no previous work has studied the carbon footprint of a microgrid, considering the EMS. In this sense, the research gap addressed in this paper is that an econometric evaluation of a hydrogen-based microgrid is presented. It takes into account the end-of-lifespan replacements of the

elements that make up the microgrid according to two different EMSs: hydrogen-based priority or battery-based priority. An analysis of the carbon footprint associated with the operation of the microgrid according to the priority strategy used is also carried out. The results obtained on the real microgrid used for this study can be extended to other microgrids with similar architectures.

Table 1 shows a comparison between the authors' proposal and the analysed references, highlighting the main novelties of the present study.

Table 1. Comparison between the authors' proposal and the scientific literature analysed.

Reference	Investment Costs	O&M Costs	Replacement Costs as a Function of EMS	Annual Profits	CO_2 Footprint
[16]	Yes	Yes	No *	Yes	No
[17]	Yes	Yes	No	Yes	No
[18]	Yes	Yes	No *	No	Yes
[19]	No	Yes	No	Yes	No **
[20]	Yes	Yes	No	No	No
[21]	No	Yes	No *	No	No
[22]	Yes	Yes	Yes	No	No
[23]	No	Yes	No	No	No
Author's proposal	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

* Replacement costs are calculated but based on the lifespan of the element or its degradation, not on the actual use due to the EMS. ** The global warming potential (GWP), i.e., the relative potency of a greenhouse gas, taking into account how long it remains active in the atmosphere, is studied.

The next section describes the materials used and methods followed to develop the cost analysis carried out in Section 3. The carbon footprint study is detailed in Section 4, and Sections 5 and 6 include the discussion and conclusions, respectively.

2. Materials and Methods

The microgrid, Figure 1a, used to implement the econometric study produces fully renewable electricity, in order to guarantee zero-CO_2 emissions electricity production and energy storage. It is located at the "La Rábida Campus" of the University of Huelva (southwestern Spain), and it includes RES production (solar and wind) of tens of kWs, as well as an ESS hybridised by a hydrogen subsystem (consisting of an electrolyser, a hydrogen tank, and a fuel cell) of several kWs and a battery bank of tens of kWh.

A high-voltage DC bus (400 VDC) is used to connect the different elements of the microgrid, which acts as the backbone of the microgrid. The DC bus exchanges power between sources (most of them are DC) and loads, avoiding problems related to reactive power, and thus improving the performance of the microgrid [24]). Additionally, single-phase and three-phase AC buses allow RES-based production to power AC loads. Regarding renewable sources, the photovoltaic (PV) system is made up of three technologies (monocrystalline, polycrystalline, and thin film) and is connected to the DC and three-phase AC buses by means of DC/DC and DC/AC converters, respectively. A similar connection has been established for the horizontal axis wind turbine (WT), with the difference that it is connected via a DC/AC converter to the single-phase bus (and not to the three-phase bus). The proton exchange membrane (PEM) fuel cell is connected to the DC bus through a DC/DC converter that ensures power is regulated to the bus voltage. The battery bank is directly connected to the DC bus to ensure bus stability [25]. On the load side, a programmable 15 kW DC load allows any DC bus consumption profile to be simulated in a practical way. As a complement, a programmable 18 kW AC load can do the same from the three-phase bus. Finally, as for the hydrogen subsystem, an electrolyser powered by the DC

bus through a DC/DC converter or by the AC bus through a 3-phase rectifier (which will transform AC into DC to later power the electrolyser), produces hydrogen that is stored in a high-pressure tank to be later consumed by the PEM-FC [15]. The EMS is implemented using an MPC designed ad hoc for this application [26]. All the power electronics and instrumentation, as well as the EMS (including its local control loops for each element of the microgrid) shown in Figure 1a, were developed by the authors [27].

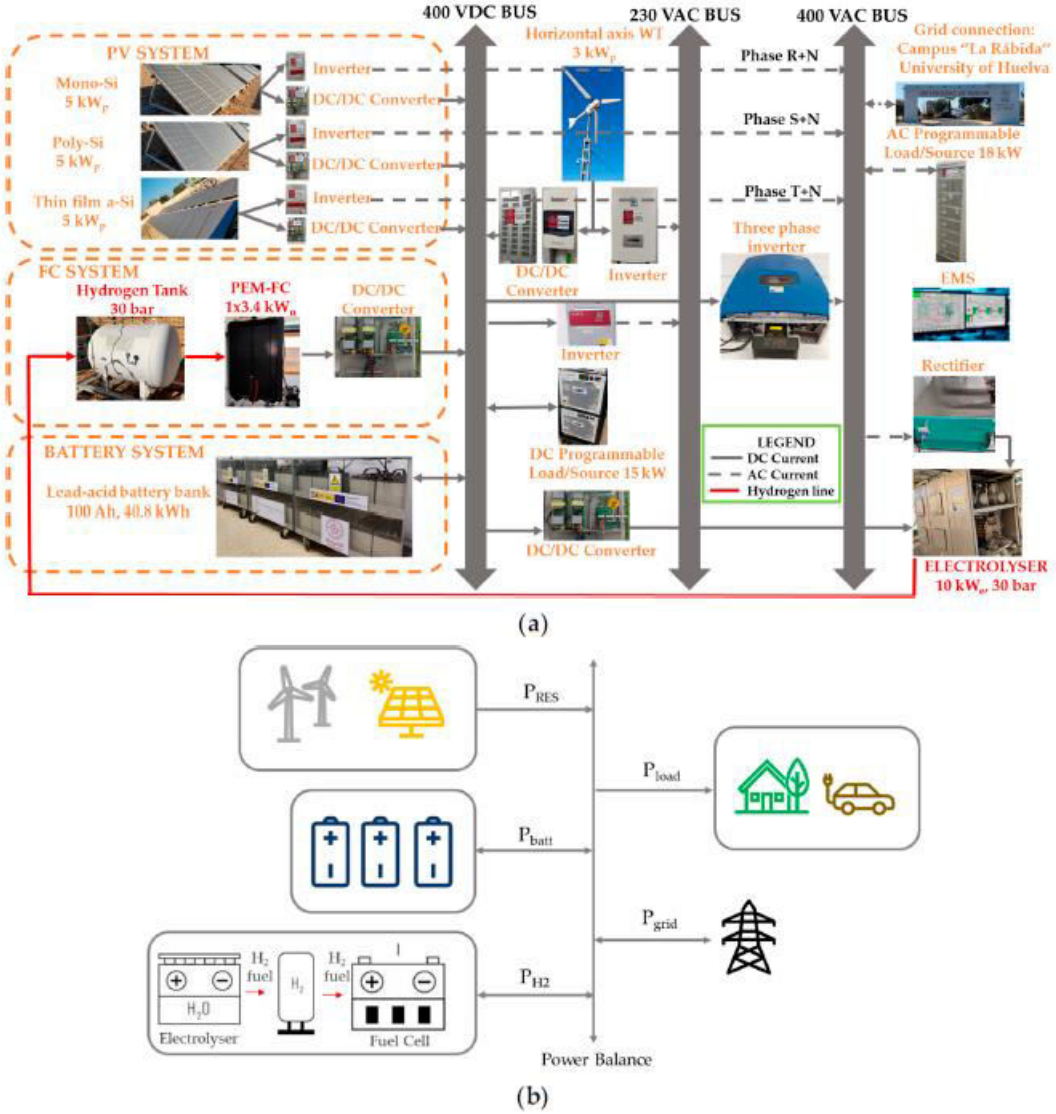


Figure 1. (**a**) Architecture of the hydrogen-based renewable microgrid at the University of Huelva. (**b**) Conceptual diagram of the power balance in the microgrid.

2.1. Microgrid Components

The components of the microgrid shown in Figure 1a are described in detail below, including the renewable sources, the hydrogen subsystem, and the battery bank.

2.1.1. PV Solar Panels

One of the RESs for power generation in the microgrid is a 15 kW_p (peak kilowatts) PV field (installed on the rooftop), which can be divided into three sub-fields of 5 kW_p,

each implemented in a different technology: monocrystalline, polycrystalline, and Si-based amorphous thin film.

2.1.2. Wind Turbine

The other RES for power generation in the microgrid is a 3 kW_p horizontal axis wind turbine that is also installed on the rooftop, next to the PV field.

2.1.3. Electrolyser

To take advantage of the energy excess (which occurs when RES production is higher than load demand), the microgrid uses it to produce hydrogen by electrolysis thanks to a 10 kW_e (electric kilowatts) alkaline electrolyser working at a pressure of 30 bar, the production of which is stored in a tank.

2.1.4. PEM Fuel Cell

To meet the demand at times when the RES generation is lower than the demanded energy (energy deficit), a PEM-FC is used, which can work together with the battery bank or independently, depending, obviously, on the strategy implemented in the EMS. Its rated power is 3.4 kW_e.

2.1.5. Compressed Hydrogen Storage Tank

To store the hydrogen produced by the alkaline electrolyser, the microgrid includes a hydrogen storage tank with a nominal pressure of 30 bar and a capacity of 1.044 m^3. For the EMS implementation in the microgrid controller, to obtain the hydrogen mass capacity of the tank, the authors use the ideal gas law (which can be used because hydrogen behaves as an ideal gas at pressures below 100 atm [28]). From here, the number of moles of hydrogen contained in the tank can be obtained by Equation (1) [28,29].

$$p_t V_t = n_t R T_t \rightarrow n_t = \frac{p_t V_t}{R T_t} \quad (1)$$

where

p_t is the tank pressure ($30 \cdot 10^5$ Pa);
n_t is the number of moles contained in the tank (mol);
V_t is the tank volume (1.044 m^3);
R is the ideal gas constant (8.31 J/(mol·K));
T_t is the temperature of the gas contained in the tank (300 K).

The number of moles of hydrogen contained in the tank can be expressed by Equation (2) [28].

$$n_t = \frac{m_t}{M} \quad (2)$$

where

m_t is the mass of the gas contained in the tank (kg);
M is the hydrogen molar mass (0.002 kg/mol).
After substituting values, the mass contained in the tank can be obtained by Equation (3).

$$m_t = \frac{M p_t V_t}{R T_t} = \frac{0.002 \frac{\text{kg}}{\text{mol}} \cdot 30 \cdot 10^5 \text{Pa} \cdot 1.044\ \text{m}^3}{8.31 \frac{\text{J}}{\text{mol·K}} \cdot 300\ \text{K}} = 2.51\ \text{kg} \quad (3)$$

2.1.6. Lead–Acid Battery

During periods of excess RES production, surplus energy can be stored in a battery bank consisting of 34 lead–acid batteries, each with a capacity of 100 Ah and 12 V, amounting to a total energy storage capacity of 40.8 kWh. In addition, when the energy production from the PV panels and WT is not enough, the battery bank can supply the load demand,

either independently or in conjunction with the hydrogen subsystem, obviously depending on the EMS implemented.

Table 2 summarises the technical parameters of the microgrid elements.

Table 2. Summary of microgrid elements.

Element	Parameters	Model
Lead–acid battery	100 Ah (40.8 kWh)	U-Power® UP100-12
Electrolyser	10 kW_e	H2 Nitidor® 0074-01-PMO-001
H_2 tank	30 bar, 1.044 m^3, 2.51 kg H_2 (300 K)	Lapesa® LSP1000H
PEM FC	3.4 kW_e	Ballard® FCgen 1020ACS
Wind turbine	3 kW_p	Enair® E-30PRO
Solar PV mono-Si-based panels	5 kW_p	Isofoton® ISF-250
Solar PV poly-Si-based panels	5 kW_p	Atersa® A-230P
Solar PV thin-film a-Si-based panels	5 kW_p	Schott® ASI 100

2.2. Energy Management Strategy (EMS): Priority Based on Hydrogen or on Batteries

Based on Figure 1b and taking into account that the RESs are always supplying power to the microgrid (whenever available, of course), the decisions to be taken by the EMS will be based on Equation (4).

$$P_{net} = P_{RES} - P_{load} \quad (4)$$

where

P_{net}: net available power (W); $P_{net} < 0$ means energy deficit, while $P_{net} > 0$ means energy excess;
P_{RES}: power injected to the DC bus from PV and/or WT production (W); $P_{RES} \geq 0$ is always true;
P_{load}: power extracted from the DC bus due to load demand (W); $P_{load} \leq 0$ is always true.

The sign criterion adopted for power balance (please see Figure 1b and Equation (4)) means that if $P > 0$, power is injected into the DC bus, while if $P < 0$, power is extracted from the DC bus.

The implemented EMS considers that when there is surplus energy, $P_{net} > 0$, it may be suitable to sell energy to the main grid if the battery bank has a high state of charge (SOC) and excess energy cannot be stored in the form of hydrogen because the tank is full. On the contrary, at times of energy deficit (when $P_{net} < 0$), it is necessary to buy electricity from the main grid if the load demand cannot be guaranteed with the energy stored in the ESS. To decide how to store excess energy and how to supply the load demand at times of energy deficit, two different EMS strategies are presented below, both based on Equation (5) which is derived from Equation (4) and reflects the diagram in Figure 1b.

$$P_t = P_{net} + P_{grid} + P_{H_2} + P_{batt} = 0 \quad (5)$$

where

P_t: total microgrid power (W) understood as the power balance on the DC bus; of course, it must always be guaranteed that $P_t = 0$;
P_{grid}: power injected into or extracted from the main grid (W); if the power is extracted from the DC bus to be injected into the main grid, $P_{grid} = P_{grid\ out} < 0$; on the other hand, if the power is injected from the main grid to the DC bus, $P_{grid} = P_{grid\ in} > 0$;
P_{H_2}: power injected into or extracted from the hydrogen subsystem (W); if the power is extracted from the DC bus to supply the electrolyser, $P_{H_2} = P_{el} < 0$, while if the power is injected into the bus via the fuel cell, $P_{H_2} = P_{FC} > 0$;

P_{batt}: power injected into or extracted from the battery bank (W); if power is extracted from the DC bus to recharge the battery bank, $P_{batt} = P_{batt\ charge} < 0$, while if power is injected into the DC bus from the battery bank, $P_{batt} = P_{batt\ discharge} > 0$.

2.2.1. Hydrogen-Based Priority Strategy

This strategy pursues a prioritisation of the use of the hydrogen subsystem over the battery bank. To this end, at times of excess renewable power ($P_{net} > 0$) (Figure 2a), the excess energy will be used to produce hydrogen by the electrolyser as long as the tank pressure, p_{tank}, is higher than the minimum (1 bar [15]) and lower than the maximum (30 bar [15]), that is, provided that $p_{min} < p_{tank} < p_{max}$, and as long as $|P_{net}| \leq |P_{el}|$ (if this condition is not satisfied, while $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$, the electrolyser and the main grid will be used to produce hydrogen and to inject the excess power, respectively; and while $|P_{net}| \leq |P_{el}|+|P_{batt.\ ch.}|$, both the battery and the electrolyser will be used, to store energy and to produce hydrogen, respectively; on the other hand, if $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$ and $|P_{net}| > |P_{el}|+|P_{batt.\ ch.}|$, apart from the electrolyser and the battery, the main grid will also be used to inject the excess power). If one of these conditions is not fulfilled, excess energy is stored in the battery bank as long as its SOC is between its minimum ($SOC_{min} = 20\%$ [15]) and maximum ($SOC_{max} = 80\%$ [15]), i.e., as long as $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$ and as long as $|P_{net}| \leq |P_{batt.ch.}|$ (if the latter condition is not fulfilled, both the battery and the main grid will be used to store energy and to inject the excess power into the main grid, respectively). If none of the above conditions are met, the excess energy will be injected into the main grid. Conversely, at times of renewable power deficit ($P_{net} < 0$), the fuel cell will be responsible for supplying energy and satisfying the load demand while $p_{min} < p_{tank} < p_{max}$ and while $|P_{net}| \leq |P_{FC}|$ (if the latter condition is not fulfilled, while $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$, both the fuel cell and the battery will be used to supply power if $|P_{net}| \leq |P_{FC}|+|P_{batt.\ disc.}|$, if not, in addition to these two elements, the main grid will also be used to supply power). Otherwise, and if the SOC of the battery is $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$ and $|P_{net}| \leq |P_{batt.disc.}|$, it will be the battery bank which guarantees the load demand (while if $|P_{net}| > |P_{batt.disc.}|$, it will be both the battery and the main grid which will supply power). If none of the above conditions are met, it will be the main grid which will supply the load demand.

The hydrogen-based priority strategy allows for better performance, due to the greater amount of energy (kWh) stored in the form of hydrogen compared to batteries. However, this strategy implies that hydrogen-based equipment runs longer, suffers more degradation, and, consequently, the equipment must be replaced more frequently.

2.2.2. Battery-Based Priority Strategy

This strategy pursues, whenever necessary, a prioritisation of the use of the battery bank over the hydrogen subsystem. To this end, at times of renewable power excess ($P_{net} > 0$) (Figure 2b), excess energy will be stored in the battery bank as long as its SOC is $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$ and as long as $|P_{net}| \leq |P_{batt.ch.}|$ (if this condition is not satisfied, while $p_{min} < p_{tank} < p_{max}$, both the battery and the main grid will be used to store energy and to inject the excess power, respectively; and while $|P_{net}| \leq |P_{el}|+|P_{batt.\ ch.}|$, the excess power will be used to store energy and to produce hydrogen in the battery and in the electrolyser, respectively; if $|P_{net}| > |P_{el}|+|P_{batt.\ ch.}|$, apart from the electrolyser and the battery, the main grid will also be used to inject the excess power). If the battery bank is charged, $SOC = SOC_{max}$, the excess power is used to produce hydrogen by the electrolyser as long as the tank pressure is between its minimum and maximum values, $p_{min} < p_{tank} < p_{max}$ and as long as $|P_{net}| \leq |P_{el}|$ (if the latter condition is not fulfilled, both the electrolyser and the main grid will be used to produce hydrogen and to inject the excess power, respectively). When the hydrogen tank is fully charged, $p_{tank} \geq p_{max}$, the excess energy is injected into the main grid. Conversely, at times of renewable power deficit ($P_{net} < 0$), the battery bank is mainly responsible for guaranteeing the load demand as long as its SOC is within its operating range ($SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$) and as long as $|P_{net}| \leq |P_{batt.disc.}|$ (if the latter condition is not fulfilled, while $p_{min} < p < p_{max}$, both

the fuel cell and the battery will be used to supply power if $|P_{net}| \leq |P_{FC}|+|P_{batt.\ disc.}|$; if not, apart from these two elements, the main grid will also be used to supply power). Otherwise, and if the hydrogen subsystem is in its operating range ($p_{min} < p_{tank} < p_{max}$), it will be the fuel cell which guarantees the load demand as long as $|P_{net}| \leq |P_{FC}|$ (if not, both the fuel cell and the main grid will provide power). However, if the hydrogen subsystem is also not in its operating range, the main grid will be ultimately responsible for supplying the load demand. Figure 2 illustrates both EMSs implemented.

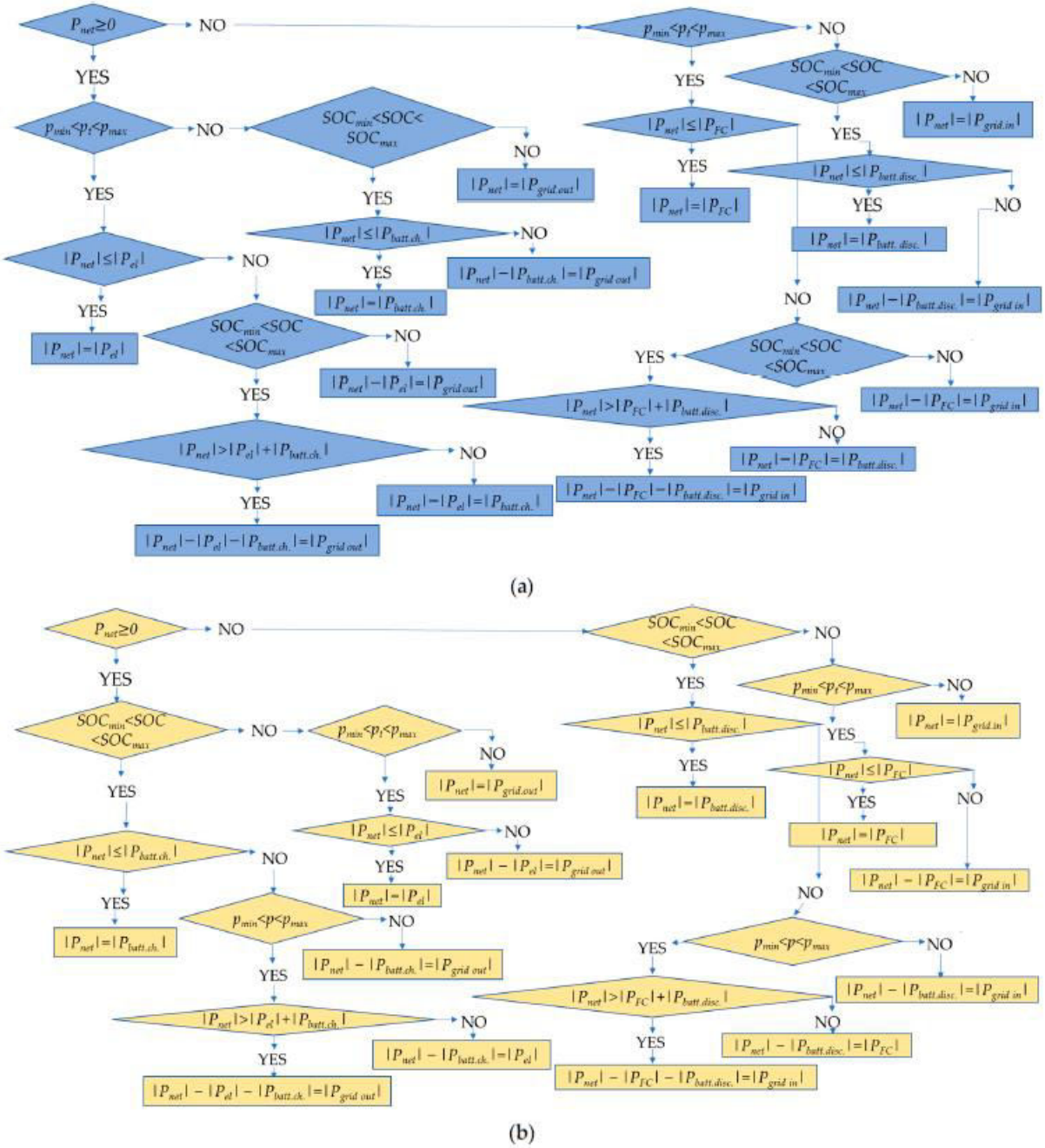


Figure 2. Flowcharts for (**a**) the H_2-based priority EMS and (**b**) the battery-based priority EMS.

3. Cost Analysis

Depending on the selected EMS, the battery bank and the hydrogen subsystem are expected to have different operating times and, consequently, will result in different operating and maintenance costs in the microgrid. Therefore, replacement costs will also depend on the EMS. In this section, the costs associated with the initial investment of the microgrid, its operation, and the replacement of its components will be evaluated over a 20-year time horizon [12]. The cost analysis is performed on a real microgrid in operation, as shown in Figure 1a.

3.1. Initial Investment Costs

The microgrid, consisting of the elements described in Section 2, has an associated initial cost, due to the initial capital expenditures (CAPEX) of each component, Table 3.

Table 3. Initial investment costs for microgrid elements.

Element	Units	CAPEX	Total Cost (2022)
Lead–acid battery	40.8 kWh	200 EUR/kWh [12]	EUR 8160
Electrolyser	10 kW	1500 EUR/kW [12]	EUR 15,000
H_2 tank	2.51 kg	2000 EUR/kg [12]	EUR 5025.27
PEM FC	3.4 kW	1500 EUR/kW [12]	EUR 5100
Wind turbine (1)	3 kW	1303.54 EUR/kW [30]	EUR 3519.56
PV panels (1)	15 kW	1247.79 EUR/kW [30]	EUR 15,534.96
Total initial microgrid investments			EUR 52,339.78

(1) Total cost = [CAPEX × Units × (1-annual_cost_reduction × number_of_years)]; number_of_years = 2022 − 2019 = 3. Total cost_WT = [CAPEX × Units × (1 − 0.05 × 3)]. Total cost_PV = [CAPEX × Units × (1 − 0.085 × 3)].

Furthermore, the two associated costs of RESs (PV and WT) date from the year 2019 (the three different PV technologies have been considered to have the same associated costs), so they were updated to 2022 to calculate the total initial investment costs. For this purpose, it was taken into account that, according to IRENA [30] there is an annual cost reduction, applied to the discounted capital costs for each year, of 5% for wind power and 8.5% for residential PV power.

3.2. Replacement Costs

Of course, during the lifespan of the microgrid, its elements deteriorate. But depending on the priority strategy, one element degrades more or less than the other. Except in exceptional circumstances, the RESs (PV and WT) and the hydrogen tank do not need to be replaced (their lifespan is greater than or equal to that of the microgrid [12]), and the focus should be on the electrolyser, the fuel cell, and the battery bank. The first two will degrade more with the EMS based on the hydrogen priority strategy, while the battery bank will degrade more with the EMS based on the battery priority strategy. The simulation identifies when it is time to replace a component based on the strategy applied.

Figure 3 shows the results of the microgrid simulation with each of the EMS strategies [15]. From these results, it is possible to derive Table 4, which shows the number of hours/year that the battery bank, the electrolyser, and the fuel cell are operating under each EMS.

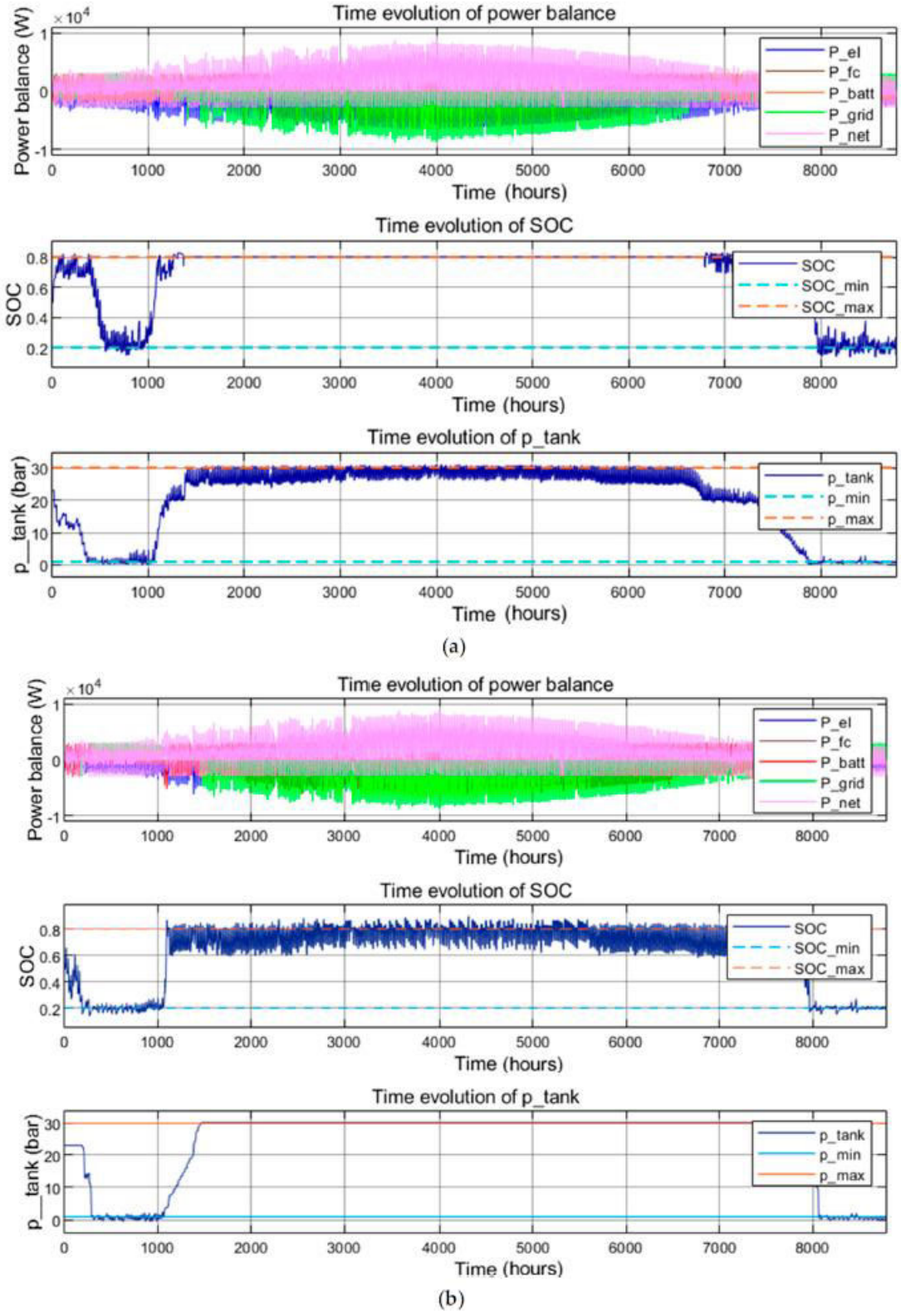


Figure 3. Net power balance graphs for (**a**) the hydrogen-based priority EMS and (**b**) the battery-based priority EMS.

Table 4. Annual working hours and energy exchanged on the microgrid depending on EMS priority.

Element	Hydrogen-Based Priority EMS		Battery-Based Priority EMS	
	Hours	Energy (kWh)	Hours	Energy (kWh)
Lead–acid battery charge	1131 h	946.3	2797 h	4127
Lead–acid battery discharge	668.1 h	874.6	3115 h	3250
Electrolyser	1618.4 h	5967	846.1 h	927.6
PEM FC	2794.7 h	2842	133.6 h	175.2

Based on Table 4, and knowing the cumulative degradation of each element, it is possible to identify the number of replacements required during the microgrid lifespan.

Then, with respect to the battery, the number of operating cycles of the battery during a whole year, $N_{y.cycles}$, can be obtained from Equation (6).

$$N_{y.cycles} = \frac{E_{y.cha+disch} \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})}{E_{battery}} \quad (6)$$

where

$N_{y.cycles}$: number of operating cycles of the battery during one year (cycles/year);
$E_{y.cha+disch}$: sum of the energy used during a whole year to charge and discharge the battery (946.3 + 874.6 = 1820.9 kWh for the hydrogen-based priority EMS and 4127 + 3250 = 7377 kWh for the battery-based priority EMS);
SOC_{max}: maximum battery SOC (80%);
SOC_{min}: minimum battery SOC (20%);
$E_{battery}$: maximum battery energy storage capacity (40.8 kWh).

Once this is done, it is possible to know when the battery needs to be replaced.

On the other hand, to calculate the lifespan of the elements, ref. [31] set the maximum degradation of the electrolyser $D_{els.max}$ at 10,000 h, and for lead–acid batteries a lifespan of 1500 cycles can be expected [32].

Finally, with respect to the fuel cell, the maximum fuel cell degradation is estimated to be $D_{fc.max}$ = 100 mV/cell, [31]. To calculate when the fuel cell needs to be replaced, the air–air start degradation per cell (30 µV/start) and the runtime degradation per cell (12 µV/h) are considered [33]. Taking into account the results of the simulations in Figure 3, it is possible to count the number of fuel cell starts (361 starts for the hydrogen-based priority EMS and 60 starts for the battery-based priority EMS). Furthermore, the annual working hours of the fuel cell can be obtained as a function of each EMS [15]; thus, the annual degradation of the stack fuel cell can be calculated by Equation (7) [33].

$$D_{fc} = N_{starts} \cdot 30 \frac{\mu V}{start \cdot cell} \cdot 80\ cells/stack + N_h \cdot 12 \frac{\mu V}{h \cdot cell} \cdot 80\ cells/stack \quad (7)$$

where

D_{fc}: stack fuel cell degradation (µV/stack);
N_{starts}: number of fuel cell starts (361 for hydrogen-based priority EMS and 60 for battery-based priority EMS);
N_h: number of fuel cell working hours (from Table 4: 2794.7 h for hydrogen-based priority EMS and 133.6 h for battery-based priority EMS).

As mentioned, for the PEM-FC, the maximum cell degradation is 100 mV/cell, so taking into account that the stack has 80 cells, the maximum stack degradation will be 8000 mV/stack; therefore, knowing the annual stack degradation, it is easy to obtain the time when it will be necessary to replace the fuel cell depending on the priority of each EMS. Table 5 shows the calculated data for the time at which it is necessary to replace each element depending on the EMS used, together with the number of replacements of each element over the time horizon of the microgrid (20 years).

Table 5. Frequency and number of replacements over the time horizon of the microgrid (20 years).

		H_2-Based Priority EMS			Battery-Based Priority EMS		
Element	**Maximum Element Degradation**	**Annual Degradation**	**Replacement Frequency (Years)**	**Number of Replacements (in 20 Years)**	**Annual Degradation**	**Replacement Frequency (Years)**	**Number of Replacements (in 20 Years)**
Battery bank	1500 cycles [32]	26.8 cycles	>20	0	108.5 cycles	13.83	1
Electrolyser	10,000 h [31]	1617.8 h	6.18	3	846.1 h	11.82	1
Fuel cell	8000 mV/stack [33]	3549.28 mV/stack	2.25	8	272.24 mV/stack	>20	0

Once the frequency of element replacements required based on the EMS used has been obtained, it is time to calculate the costs associated with the replacement. For this purpose, the evolution of the costs of the different elements can be extracted from [34]. That study establishes, in the case of the electrolyser, a 9% cost reduction over the 2020–2030 decade. On the other hand, ref. [35] establishes a reduction in the cost of fuel cells of about 17% for the same decade, while battery prices will be reduced by 39%. The replacement costs of the microgrid over its lifespan, based on the operating EMS, are presented in Table 6.

Table 6. Replacement costs for the microgrid over its lifespan based on the operating EMS.

				Hydrogen-Based Priority EMS		Battery-Based Priority EMS	
Element	**Initial Costs (EUR)** [1]	**Cost Reduction over a Decade (%)**	**Annual Cost Reduction (%)** [2]	**Number of Replacements (in 20 Years)**	**Replacements Costs (EUR)** [3]	**Number of Replacements (in 20 Years)**	**Replacements Costs (EUR)** [3]
Battery bank	8160	39 [35]	3.9	0	0	1	4022.88
Electrolyser	15,000	9 [34]	0.9	3	40,140	1	13,515
Fuel cell	5100	17 [35]	1.7	8	34,037.4	0	0
		Total replacement costs (EUR)			74,177.4		17,537.88

[1] See Table 3. [2] Annual cost reduction is considered as one-tenth of the cost reduction over a decade. [3] $Replacement\ Costs = Initial_{costs} \cdot \frac{100 - Anual_{cost_reduction} \cdot Replacement_{frequency}}{100}$. Battery: Battery-based priority→$Replacement\ Costs = 8160 \cdot \frac{100 - 3.9 \cdot 13}{100} =$ EUR 4022.88. Electrolyser: H_2-based priority→$Replacement\ Costs = 15000 \cdot \frac{100 - 0.9 \cdot 6}{100} + 15000 \cdot \frac{100 - 0.9 \cdot 12}{100} + 15000 \cdot \frac{100 - 0.9 \cdot 18}{100} =$ EUR 40140. Battery-based priority→$Replacement\ Costs = 15000 \cdot \frac{100 - 0.9 \cdot 11}{100} =$ EUR 13515. Fuel Cell: H_2-based priority→ $Replacement\ Costs = 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 2}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 4}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 6}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 9}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 11}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 13}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 15}{100} + 5100 \cdot \frac{100 - 17 \cdot 18}{100} =$ EUR 34037.4.

Figure 4 shows the evolution of the cost of the microgrid components that are replaced during its lifespan (electrolyser for both EMSs, PEM FC for the hydrogen-based priority EMS and the lead–acid battery bank for the battery-based priority EMS), [34,35]. Thanks to technological research and development, as well as marketing, the cost of components decreases over time.

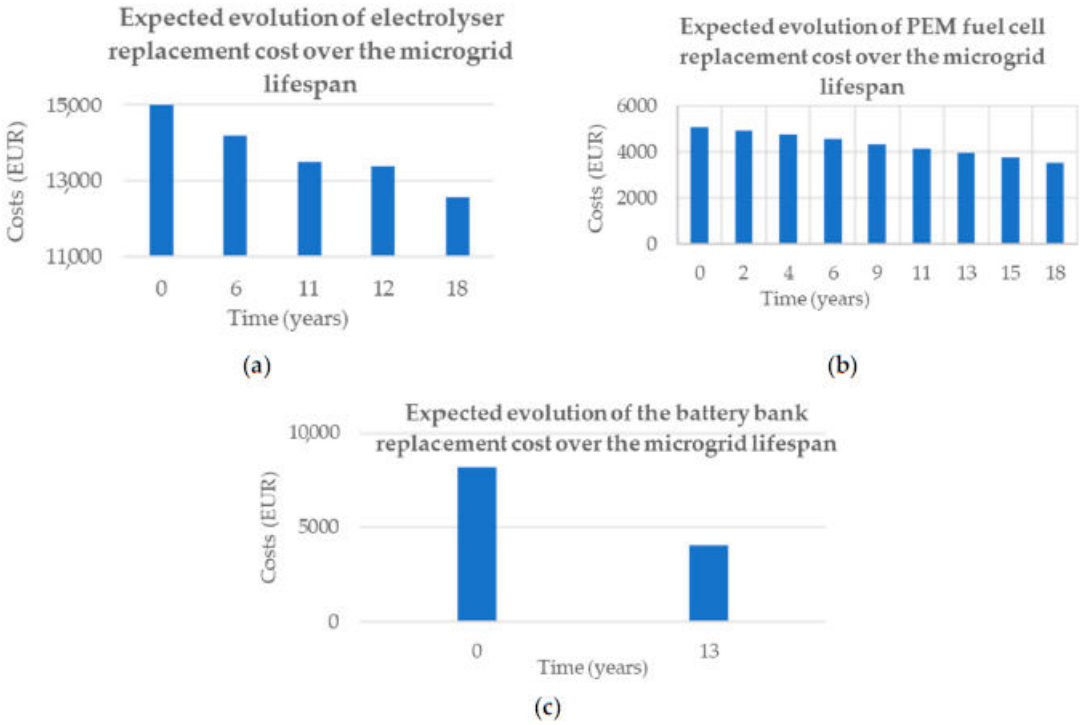


Figure 4. Expected evolution of the replacement cost over the lifespan of the microgrid of (**a**) alkaline electrolyser; (**b**) PEM FC; (**c**) Lead–acid battery bank.

3.3. Operation and Maintenance (O&M) Costs

Apart from replacement costs, microgrid components have associated costs due to operation and maintenance (O&M). Table 7 presents the initial O&M costs for the different components of the microgrid (these costs will be reduced after replacements, due to the reduction in the CAPEX):

Table 7. Initial annual O&M costs of the different elements of the microgrid.

Element	Units	Initial Costs (EUR) [(1)]	O&M Costs	Total O&M Costs (EUR/Year)
Battery bank	40.8 kWh	8160	5% CAPEX/y [12]	EUR 408
Electrolyser	10 kW	15,000	5% CAPEX/y [12]	EUR 750
H_2 tank	2.51 kg	5025.27	2% CAPEX/y [12]	EUR 100.51
Fuel cell	3.4 kW	5100	5% CAPEX/y [12]	EUR 255
Wind turbine	3 kW	3519.56	29.20 EUR/kW [30]	EUR 87.60
PV panels	15 kW	15,534.96	16.37 EUR/kW [30]	EUR 245.55
Total initial annual O&M costs of microgrid				EUR 1849.67

[(1)] See Table 3.

Although the initial annual O&M costs in the microgrid are the same for both EMSs, different replacements over its lifespan will imply different O&M costs. Table 8 shows the annual O&M costs over the microgrid lifespan. Figure 5 shows the evolution of O&M costs as a function of EMS over the lifespan of the microgrid. Note that up to year 12, the O&M of the microgrid governed by the hydrogen-based priority EMS is cheaper. However, due to the decrease in replacement CAPEX and the consequent reduction in O&M costs, at the end of the microgrid lifespan, both EMSs generate similar costs (see Table 8).

Table 8. Evolution of O&M costs as a function of EMS.

Year	O&M Costs (EUR/Year) Hydrogen-Based Priority EMS	O&M Costs (EUR/Year) Battery-Based Priority EMS
Years 0–1	1849.67	1849.67
Years 2–3	1841.00	1849.67
Years 4–5	1832.33	1849.67
Years 6–8	1783.16	1849.67
Years 9–10	1770.15	1849.67
Year 11	1761.48	1775.42
Year 12	1720.98	1775.42
Years 13–14	1712.31	1568.56
Years 15–17	1703.64	1568.56
Years 18–19	1650.14	1568.56
Total O&M costs during the lifespan of the microgrid (EUR)	35,254.03	34,877.08

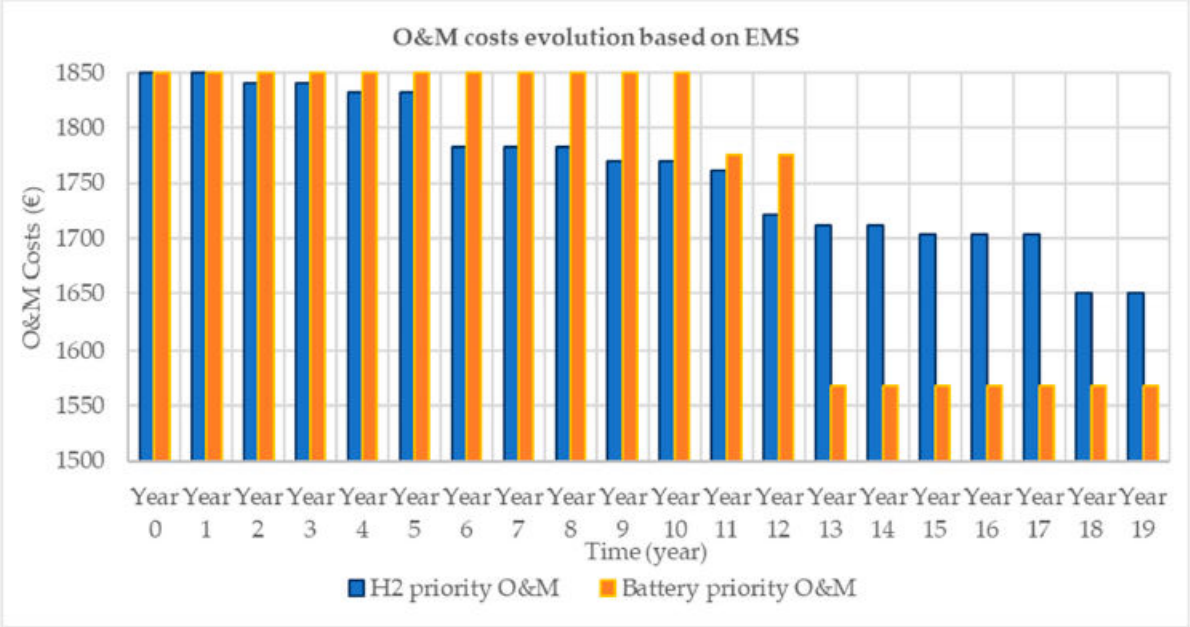


Figure 5. Evolution of O&M costs for the hydrogen-based priority (blue) EMS and the battery-based priority (orange) EMS.

3.4. Cost Savings and Energy Trading

The electricity production by the microgrid implies cost savings because it means that it is not necessary to buy electricity from the main grid. On the other hand, in times of energy surplus in the microgrid, the energy excess not stored is sold to the main grid. On the contrary, in times of energy deficit, in order to guarantee the load demand, it is necessary to buy electricity from the main grid. Table 9 shows the annual cost savings and energy trading of the microgrid with the main grid depending on the EMS used. However, the trend is reversed when hydrogen element substitutions, the electrolyser and the fuel cell, begin to occur.

Table 9. Annual cost savings and energy trading of the microgrid depending on the EMS used.

		Hydrogen-Based Priority EMS		Battery-Based Priority EMS	
	Unit Costs (EUR/kWh)	**Energy (kWh) [(1)]**	**Savings (EUR)**	**Energy (kWh) [(1)]**	**Savings (EUR)**
Load demand	-	12,050	-	12,050	-
Battery bank discharge	0.136 [12]	874.6	118.95	3250	442.00
Fuel cell	0.136 [12]	2842	386.51	175.2	23.83
Grid in	−0.136 [12]	223.3	−30.37	514.6	−69.99
RES	0.136 [12]	8110.1	1102.96	8110.2	1100.51
Grid out	0.03 [12]	8653	259.59	10,510	315.3
Total annual savings			1837.65		1814.13

[(1)] See Table 4.

To obtain energy savings, the energy generated by the RESs (PV and WT) has been considered, as well as the supply from the battery bank and the fuel cell, since these last two elements are the ones that provide energy to the microgrid in times of RES deficit. The negative sign in Table 9 implies the purchase of energy from the main grid, which occurs when the microgrid is not able to meet the demand of the loads by its own means.

3.5. Economic Analysis of the Microgrid

As seen above, although the initial investments and initial O&M costs in the microgrid are the same for both EMSs, the replacement costs are different for each strategy (each EMS priority involves a different number of replacements), as well as the O&M costs and the annual cost savings over the microgrid lifespan. This section analyses these different aspects to study the economic behaviour of the microgrid as a function of the EMS that governs it. Figure 6 shows the analysis carried out, in which negative values mean costs.

In the economic analysis carried out, a slight advantage of the hydrogen-based priority EMS over the battery-based priority EMS in terms of O&M annual costs and annual savings is observed. Thus, according to Figure 6 and Table 8, the annual O&M costs vary between EUR 1849.67 and 1650.14 for the hydrogen-based priority EMS, and between EUR 1849.67 and 1568.56 for the battery-based priority EMS. The annual savings (Table 9) are EUR 1837.65 for the hydrogen-based priority EMS vs. EUR 1814.13 for the battery-based priority EMS. However, in terms of investment costs, the battery-based priority EMS has a clear advantage over the hydrogen-based priority strategy. Table 10 summarises the annual and total costs and savings depending on the EMS applied.

Table 10. Annual and total costs and savings of the microgrid depending on the EMS applied.

		H_2-Based Priority EMS	**Battery-Based Priority EMS**
Initial investment costs (EUR)		EUR 52,339.78	
O&M costs (EUR)	Annual average	EUR 1762.70	EUR 1743.85
	Total (20 years)	EUR 35,254.03	EUR 34,877.08
Replacement costs (EUR)	Total (20 years)	EUR 74,177.40	EUR 17,537.88
Cost savings (EUR)	Annual	EUR 1837.65	EUR 1814.13
	Total (20 years)	EUR 36,753.05	EUR 36,282.58

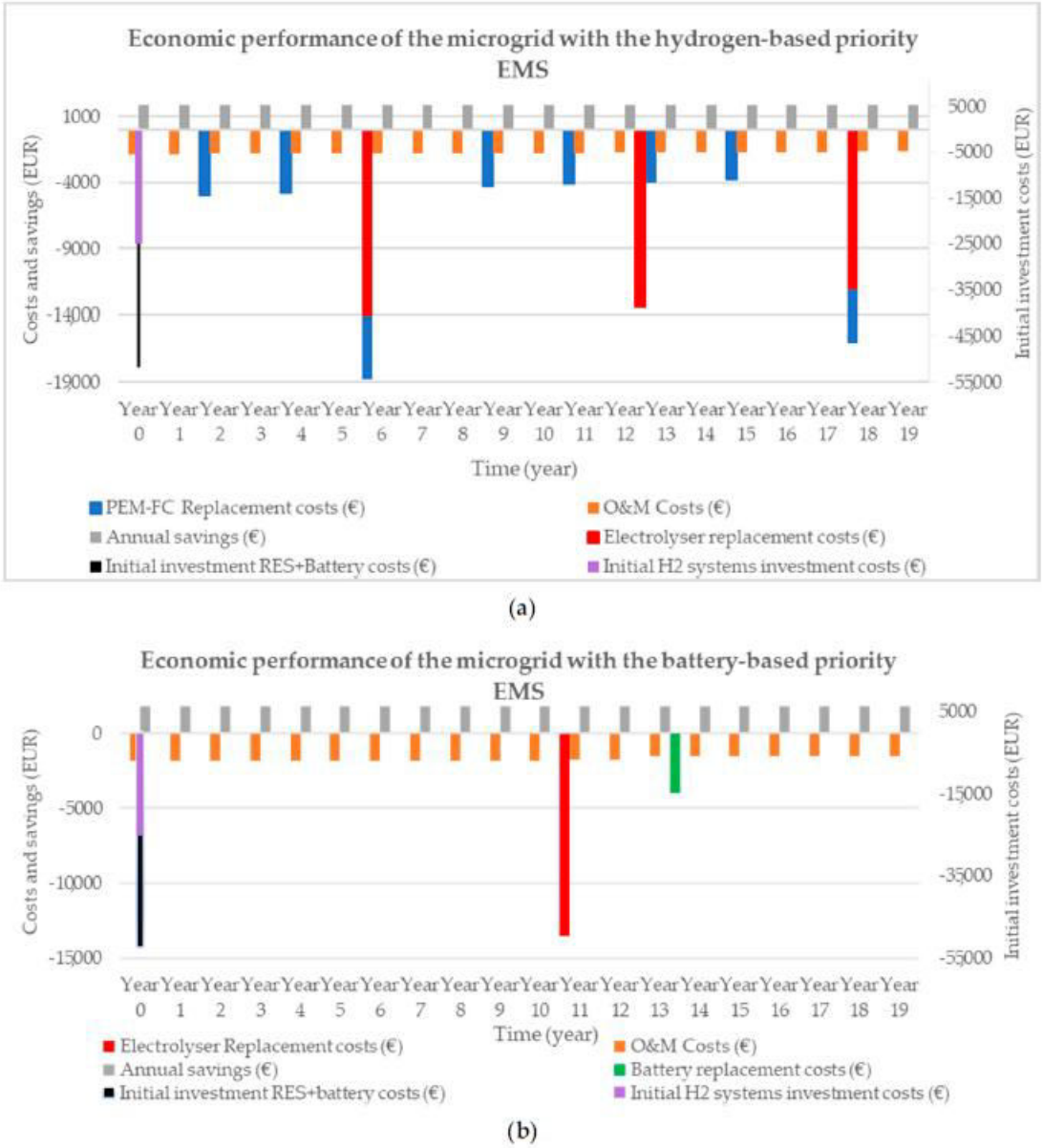


Figure 6. Economic performance of the microgrid with (**a**) the hydrogen-based priority EMS and (**b**) the battery-based priority EMS.

3.6. Expected Economic Scenario

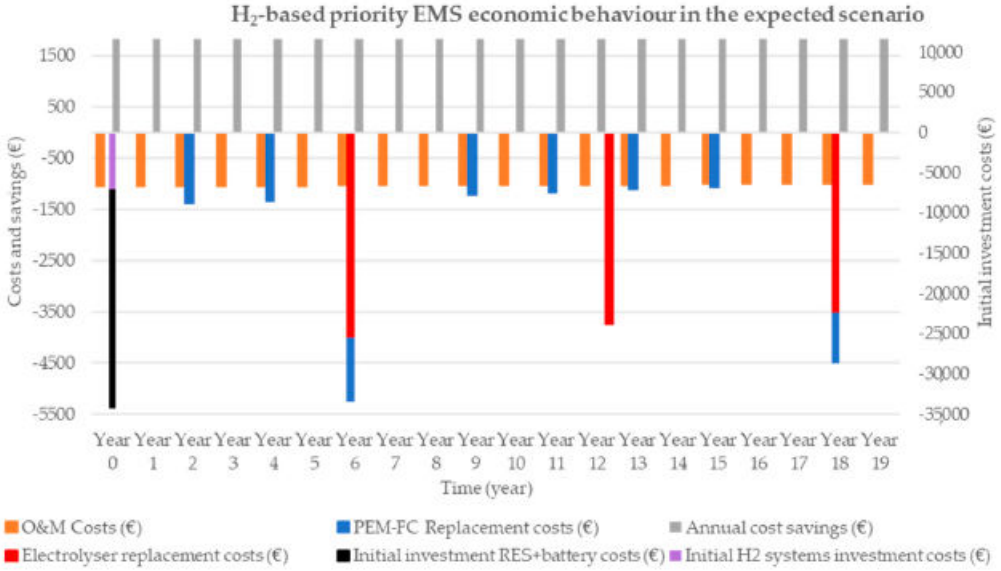
As seen above, for both EMSs, the annual O&M costs are practically equal to annual cost savings (in fact, annual O&M costs are slightly higher in the early years). Due to high investment and replacement costs (mainly for hydrogen equipment that is replaced during the lifespan of the microgrid), hydrogen-based technology remains an economic challenge. However, to use an analogy, technologies such as wind energy have experienced considerable cost reductions over time. Thus, the cost of onshore wind projects has decreased by 72% between 1983 and 2019, from 4583.19 EUR/kW to 1303.54 EUR/kW [30]. If this drop in costs is assumed for hydrogen technology (electrolyser, hydrogen tank, and fuel cells), there is a huge change in the initial investment and initial O&M costs, making this technology an economically attractive solution (Table 11).

Table 11. Expected scenario for initial investment and O&M costs.

	Current Scenario		Target Scenario		Total Cost Reduction Needed to Achieve the Target Scenario (%)
Initial invest. costs (EUR)	52,339.78	FC: 5100	34,249.59	FC: 1428	34.56
		TANK: 5025.27		TANK: 1407.08	
		ELECTROLYSER: 15,000		ELECTROLYSER: 4200	
		BATT: 8160		BATT: 8160	
		PV: 15,534.96		PV: 15,534.96	
		WT: 3519.56		WT: 3519.56	
Initial annual O&M costs (EUR)	1849.67	FC: 255	1053.70	FC: 71.4	43.03
		TANK: 100.51		TANK: 28.14	
		ELECTROLYSER: 750		ELECTROLYSER: 210	
		BATT: 408		BATT: 408	
		PV: 247.77		PV: 247.77	
		WT: 88.39		WT: 88.39	

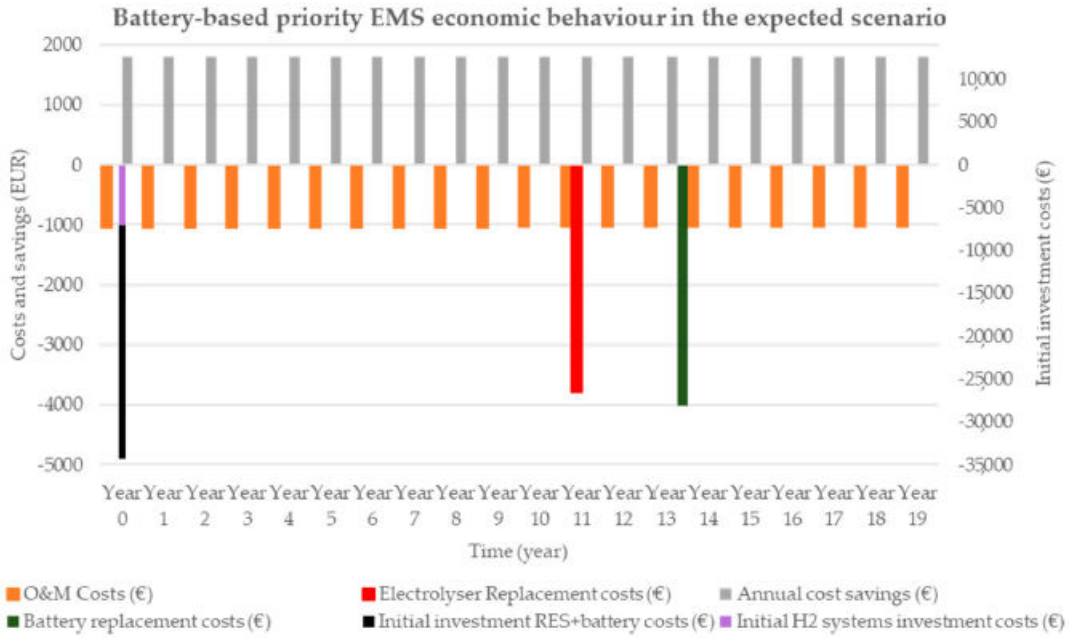
In this sense, a target scenario was established in which a cost reduction equivalent to 72% of the current cost of hydrogen technologies was applied to the initial investments in the fuel cell, electrolyser, and hydrogen storage tank. As a result, annual O&M costs have been reduced by 72%, while the costs associated with RESs and batteries are considered to remain unchanged.

Considering this expected scenario (in which the initial investment costs associated with the hydrogen equipment and the annual O&M costs are changed, but taking the same annual cost reduction already considered above ([34,35]) over the lifespan of the microgrid), it can be seen that, for both EMSs, the cost savings are considerably higher than the annual O&M costs (Figure 7).



(a)

Figure 7. *Cont.*



(b)

Figure 7. Economic behaviour of the expected scenario for (**a**) the hydrogen-based priority EMS and (**b**) the battery-based priority EMS.

4. Carbon Footprint Analysis

The renewable hydrogen-based microgrid described in this study pursues energy production with zero CO_2 emissions. In this sense, this microgrid will only have CO_2 emissions at times of energy deficit, since these are the times when electricity is bought from the main grid, and this, as usual, is considered to have associated CO_2 emissions. In [36], it is noted that the Spanish carbon footprint associated with electricity and heat generation in 2020 was 150 g CO_2/kWh, while it was 140 g CO_2/kWh and 160 g CO_2/kWh for the years 2021 and 2022, respectively. These data are provided to discuss the Spanish electricity market exclusively (one of the world's most decarbonised), although the authors are aware that the discussion would be much more favourable if extrapolated to other parts of the world. Table 12 and Figure 8 show, for the years 2020, 2021, and 2022, the reduction in the carbon footprint of the proposed microgrid with respect to an identical one (referring to loads obviously without renewable generation or storage systems) with exactly the same annual load demand (12,050 kWh) but supplied entirely by the Spanish electricity grid.

Table 12. Carbon footprint of the proposed microgrid for the years 2020, 2021, and 2022, compared to if the same loads with the same consumption were supplied entirely by the Spanish electricity grid.

EMS	Consumption (kWh)	Spanish Electricity Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2020 [36]	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2020	% CO_2 Savings 2020	Spanish Electricity Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2021 [36]	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2021	% CO_2 Savings 2021	Spanish Electricity Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2022 [36]	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2022	% CO_2 Savings 2022
Microgrid with hydrogen-based priority	223.3	0.15	33.495	98.15	0.14	31.262	98.15	0.16	35.728	98.15
Microgrid with battery-based priority	514.6	0.15	77.19	95.73	0.14	72.044	95.73	0.16	82.336	95.73

Table 12. *Cont.*

EMS	Consumption (kWh)	Spanish Electricity Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2020 [36]	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2020	% CO_2 Savings 2020	Spanish Electricity Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2021 [36]	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2021	% CO_2 Savings 2021	Spanish Electricity Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2022 [36]	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2022	% CO_2 Savings 2022
Traditional connection to the main electrical grid	12,050	0.15	1807.5	-	0.14	1687	-	0.16	1928	-

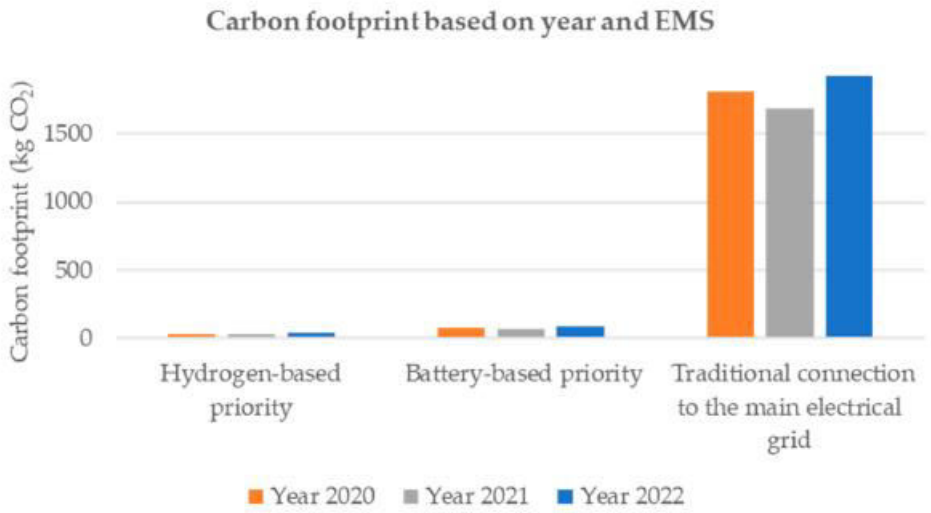


Figure 8. Carbon footprint of the proposed microgrid for the years 2020, 2021, and 2022, compared to if the same loads with the same consumption were supplied entirely by the Spanish electricity grid.

As can be seen from Table 12 and Figure 8, whichever EMS is used, the carbon footprint of the proposed microgrid decreases over the three years.

Furthermore, by 2020, CO_2 emission costs were 35.40–70.80 EUR/tCO_2 [37] (that is, 0.0354–0.0708 EUR/$kgCO_2$). Because of that, emitting CO_2 has not only an environmental impact but also an economic impact. Table 13 reflects the economic impact associated with CO_2 emissions for both the EMSs and the traditional connection to the main electrical grid (where the same CO_2 emission costs have been considered for the years 2020, 2021, and 2022).

Table 13. CO_2 emission costs based on the EMS for the years 2020, 2021, and 2022.

Application	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2020	CO_2 Emission Costs 2020 (EUR)	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2021	CO_2 Emission Costs 2021 (EUR)	Carbon Footprint (kg CO_2) Year 2022	CO_2 Emission Costs 2022 (EUR)
Hydrogen-based priority	33.495	1.19–2.37	31.262	1.11–2.21	35.728	1.26–2.53
Battery-based priority	77.19	2.73–5.47	72.044	2.55–5.10	82.336	2.91–5.83
Loads connected to the electrical grid	1807.5	63.99–127.97	1687	59.72–119.44	1928	68.25–136.50

5. Discussion

Based on the developed cost analysis, it can be observed that although the initial investment costs in the microgrid are the same, EUR 52,339.78 (Table 3), the selected EMS leads to different results depending on the priority. The first noticeable difference is the

working hours of each element. From Figure 3, it is possible to build Table 4, which shows that the battery bank operates only for 1799.1 h/year when the priority is hydrogen, while this same element increases its working time up to 5912 h when the priority is the battery. Regarding the electrolyser and fuel cell, they operate for 1618.4 h and 2794.7 h, respectively, under the hydrogen-based priority EMS, while under the battery-based priority EMS, the electrolyser reduces its activity by 50% (846.1 h), and the fuel cell operates at only 4% (133.6 h) with respect to hydrogen-based priority.

This difference in operating hours has a direct influence on the calculation of the number of replacements of each element required over the lifespan of the microgrid (Table 5). The electrolyser will be replaced three times and the fuel cell eight times when the microgrid works under the hydrogen priority, while under the battery priority, the fuel cell will not be replaced over the whole lifespan, the electrolyser will be replaced only one time, and the battery bank will need to be substituted by the middle of the lifespan.

Additionally, as shown in Table 6, replacement costs will become cheaper over time [34,35] thanks to advances in research, development, and commercialisation; thus, their amounts will reach EUR 74,177.4 for the hydrogen-based priority strategy and EUR 17,537.88 for the battery-based priority strategy. As CAPEX decreases over time, the O&M costs associated with the microgrid elements will also decrease (Figure 4). Thus, according to the initial O&M costs (Table 7) and the updated O&M costs over the lifespan (Table 8), it is possible to obtain Figure 5. This figure shows that the decrease in O&M costs over the microgrid lifespan will be more noticeable in the case of the battery-based priority strategy.

On the other hand, as can be seen in Table 9, the hydrogen-based priority strategy offers slightly higher annual savings: EUR 1837.65/year compared to EUR 1814.13/year for the battery-based priority strategy.

Once the initial investment, O&M, and replacement costs are obtained, it is possible to illustrate in Figure 6 and Table 10 the economic behaviour of the microgrid, over its whole lifespan and for each EMS priority. Table 10 shows that whatever EMS is used, the total cost savings (EUR 36,753.05 for the H_2-based priority EMS and EUR 36,282.58 for the battery-based priority EMS) do not offset the initial investment (EUR 52,339.78) and the cost savings hardly manage to cover the O&M costs (EUR 35,254.03 for the H_2-based priority EMS and EUR 34,877.08 for the battery-based priority EMS) at current prices.

However, a significant reduction in investment and O&M costs in the near future is expected (Table 11 and Figure 7). Then, the cost savings are considerably higher than the annual O&M costs. This type of microgrid could be economically viable.

In order to sum up both the investment costs and O&M costs of the different elements in the microgrid in terms of the energy used/produced/stored (as applicable) by each and every one of these elements during the lifetime of the microgrid, based on the EMS implemented, Tables 14 and 15 provide cost/energy taxes, in order to demonstrate which EMS has the highest unitary costs (per unit of energy) associated with it.

Table 14. Unitary investment costs per energy (EUR/kWh) based on the EMS implemented.

	H_2-Based Priority			**Battery-Based Priority**		
Element	**Investment Costs (EUR) [1]**	**Energy (kWh) [2]**	**Unitary Costs (EUR/kWh)**	**Investment Costs (EUR) [1]**	**Energy (kWh) [2]**	**Unitary Costs (EUR/kWh)**
RES	19,054.52	162,202	0.117	19,054.52	162,202	0.117
ALKEL	55140	119,340	0.462	28515	18,552	1.537
PEM-FC	39,137.4	56,840	0.689	5100	3504	1.455
Battery	8160	17,492	0.466	12,182.88	65,000	0.187
H_2 tank	5025.27	72,385 [3]	0.069	5025.27	11,253 [3]	0.447

Table 14. *Cont.*

	H_2-Based Priority			Battery-Based Priority		
Element	**Investment Costs (EUR)** [1]	**Energy (kWh)** [2]	**Unitary Costs (EUR/kWh)**	**Investment Costs (EUR)** [1]	**Energy (kWh)** [2]	**Unitary Costs (EUR/kWh)**
Total	126,517.19	428,259	0.295	69,877.67	260,511	0.268

[1] See Tables 3 and 6. $Inv.costs_i(\text{EUR}) = Initialinv.costs_i(\text{EUR}) + Rep.costs_i(\text{EUR})$. [2] See Tables 4 and 9. $E_i(kWh) = E_{annual_i}\left(\frac{kWh}{year}\right) \cdot T_{microgrid}(year)$, where $T_{microgrid} = 20\ years$. [3] The total energy stored in the hydrogen tank is considered to be 60.65% (efficiency of the studied alkaline electrolyser) of the total energy used in the electrolyser to produce hydrogen during the lifetime of the microgrid.

Table 15. Unitary O&M costs per energy (EUR/kWh) based on the EMS implemented.

	H_2-Based Priority			Battery-Based Priority		
Element	**O&M Costs (EUR)** [1]	**Energy (kWh)** [2]	**Unitary Costs (EUR/kWh)**	**O&M Costs (EUR)** [1]	**Energy (kWh)** [2]	**Unitary Costs (EUR/kWh)**
RES	6663	162,202	0.041	6663	162,202	0.041
ALKEL	14,028	119,340	0.118	14,331.75	18,552	0.773
PEM-FC	4332.705	56,840	0.076	5100	3504	1.455
Battery	8160	17,492	0.466	6712.01	65,000	0.103
H_2 tank	2010.2	72,385 [3]	0.028	5025.27	1253 [3]	0.447
Total	35,193.905	428,259	0.082	37,832.03	260,511	0.145

[1] See Tables 7 and 8. $O\&M.costs_{T.i}(\text{EUR}) = \sum_{i=1}^{T_{microgrid}} O\&M.costs_{T.i}\left(\frac{\text{EUR}}{year}\right)$, where $O\&Mcosts_i\left(\frac{\text{EUR}}{year}\right) = Inv.costs_i\left(\frac{\text{EUR}}{kW}\right) \cdot \%CAPEX$. [2] See Tables 4 and 9. $E_i(kWh) = E_{annual_i}\left(\frac{kWh}{year}\right) \cdot T_{microgrid}(year)$, where $T_{microgrid} = 20\ years$. [3] The total energy stored in the hydrogen tank is considered to be 60.65% (efficiency of the studied alkaline electrolyser) of the total energy used in the electrolyser to produce hydrogen during the lifetime of the microgrid.

Finally, Table 12 shows that, in terms of carbon footprint, the hydrogen-based priority strategy implies a 98.15% reduction in CO_2 emissions and 95.73% in the case of the battery-based priority EMS, compared to if the demand of the microgrid were to be supplied entirely from the Spanish electricity grid. Of course, taking into account current regulations in Spain, this environmental impact implies an economic impact, which will be greater the higher the CO_2 emissions (Table 13). The amount of 1687 kg of CO_2 that a traditional connection to the main grid would emit will be reduced up to 72.044 kg (a reduction of 95.73%) in the battery-based priority EMS case, and up to 31.262 kg (a reduction of 98.15%) in the case of the hydrogen-based priority EMS.

6. Conclusions

An econometric assessment and an analysis of the carbon footprint of hydrogen-based microgrids have been carried out in this paper.

To assess the feasibility of a hydrogen-based microgrid, it is essential to study both the investment, operation, and maintenance costs as well as its carbon footprint. From an initial starting point where the microgrid begins to operate, its subsequent control over time, i.e., the management of its elements and the exchange of power and energy, strongly conditions the future costs of the microgrid from the initial investment, which can make it economically unfeasible. The task of controlling the microgrid is the responsibility of its EMS, so in this paper, the influence of the EMS on the cost of using the microgrid was studied. Specifically, two EMSs were studied: the hydrogen-based priority strategy and the battery-based priority strategy. Based on the results obtained, the following conclusions can be drawn:

- The hydrogen-based priority strategy has the disadvantage of requiring a much higher investment (specifically EUR 74,177.4 vs. 17,537.88) and higher O&M costs (specifically EUR 35,254.03 vs. 34,877.08), and the advantage of higher annual cost savings (specifically, EUR 1837.65 vs. 1814.13).
- Hydrogen technologies are expected to become increasingly economically competitive, as a result of massive market demand and deployment, technological advances, process automation, increased component availability, economies of scale in the hydrogen industry, and increasing adoption of hydrogen technologies [34,35]. Just as, for example, wind power technology has experienced a dramatic cost reduction of more than 70% from the 1980s to the present day, hydrogen technologies are expected to follow a similar trend, meaning that the cost-effectiveness of a hydrogen-based microgrid could soon be a reality.
- A positive evolution of the lifespan of FCs, electrolysers, etc. is also expected, which implies that the main disadvantage of the hydrogen-based priority strategy, i.e., the number of equipment replacements required (with their associated costs), will be reduced in the near future, making this strategy much more cost-effective in the short term.
- The hydrogen-based priority EMS is more environmentally friendly than the battery-based priority EMS. Specifically, the hydrogen-based priority strategy leads to a carbon footprint, in absolute terms, of between 31.262 kg CO_2 by 2021 and 35.728 kg CO_2 by 2022, compared to the carbon footprint for the battery-based priority strategy of between 72.044 kg CO_2 (2021) and 82.336 kg CO_2 (2022).
- The continuing rise in CO_2 emission costs means that the hydrogen-based priority EMS will not only be a more environmentally friendly option but will also result in an increase in annual cost savings compared to the battery-based priority EMS.
- The hydrogen-based priority EMS has greater independence from the main grid than the battery-based priority EMS (223.3 vs. 514.6 kWh taken from the main grid, respectively), which makes this strategy suitable for remote communities that do not have access to the main grid. Although this strategy could not completely eliminate the use of traditional diesel generators [38] in isolated grids as an element to guarantee electricity supply, it could drastically reduce their use.
- The higher equipment replacement and O&M costs for the hydrogen-based priority EMS over the lifespan of the microgrid are partially offset by the higher cost savings and associated lower carbon footprint, all in a scenario where hydrogen equipment costs are expected to decrease in the coming years [34,35]. Likewise, the costs of CO_2 emissions will increase, which will make the hydrogen-based priority strategy increasingly competitive.
- A microgrid identical to the one studied (Figure 1) with only renewable generators (photovoltaic and wind), without energy storage, would obviously be much cheaper than the two modalities analysed in this article, even more so when compared to the hydrogen-based microgrid. The initial investment, and operation and maintenance costs, would be much lower (associated only with the purchase, operation, and maintenance of the renewable energy production equipment (see Tables 3 and 7), respectively) and, in addition, there would be no associated replacement costs (except by accident, the renewable generation elements are not replaced during the lifespan of the microgrid). On the other hand, the carbon footprint would be considerably higher, as the main grid would have to compensate for the natural intermittency of renewable energy at any time (please, see Table 9).
- This article has demonstrated the advantages of hydrogen technologies in implementing reliable and clean microgrids, which are deeply respectful of the environment. However, economically speaking, they are not yet competitive. Therefore, the policy implications drawn from this work are the need for governments and companies to invest in research and development of hydrogen technologies so that costs can be drastically reduced. This looks set to be an accelerated path with no way back, as

green hydrogen is now considered essential to address the increasingly necessary energy transition.

Author Contributions: Conceptualization, J.R. and F.S.; methodology, J.R. and F.S.; software, A.M.F.; validation, J.R. and A.M.F.; formal analysis, J.R. and F.S.; investigation, J.R. and A.M.F.; resources, J.M.A.; data curation, J.R.; writing—original draft preparation, J.R., F.S. and J.M.A.; writing—review and editing, J.R. and F.S.; visualization, J.R.; supervision, F.S. and J.M.A.; project administration, J.M.A.; funding acquisition, J.M.A. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research was funded by the Spanish Government, grant (1) Ref: PID2020-116616RB-C31 and grant (2) Ref: RED2022-134588-T REDGENERA.

Data Availability Statement: Data available on request.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Abbreviations

AC	Alternate current
CAPEX	Capital expenditures
DC	Direct current
EMS	Energy management strategy
ESS	Energy storage system
FC	Fuel cell
HSS	Heat storage system
IRENA	International Renewable Energy Agency
LHV	Lower heating value
MPC	Model predictive control
O&M	Operation and maintenance
PEM-FC	Proton exchange membrane fuel cell
PV	Photovoltaic
RES	Renewable energy sources
SMPC	Stochastic model predictive control
SOC	State of charge
WT	Wind turbine

Notation and Symbols

$D_{els.\,max}$	Maximum electrolyser degradation (10,000 h)
D_{fc}	Fuel cell degradation (μV)
$D_{f\,c.max.}$	Maximum fuel cell degradation (100 mV/cell)
$E_{battery}$	Maximum battery energy storage capacity (40.8 kWh)
$E_{y.cha+disch}$	Energy used during a whole year to charge and discharge the battery (kWh)
m_t	Mass of the gas contained in the tank (kg)
M	Molar mass (kg/mol)
M_{H_2}	Hydrogen molar mass (kg/mol)
N_h	Number of fuel cell working hours (h)
N_{starts}	Number of fuel cell starts (starts)
n_t	Number of moles contained in the tank (mol)
$N_{y.cycles}$	Number of operating cycles of the battery during one year (cycles/year)
P_{batt}	Power injected or extracted from the battery system (W)
$P_{batt\ charge}$	Power extracted from the DC bus to be injected into the battery (W)
$P_{batt\ discharge}$	Power injected into the DC bus via battery (W)
P_{el}	Power extracted from the DC bus to be injected into the electrolyser (W)
P_{FC}	Power injected into the bus via fuel cell (W)
P_{grid}	Power injected or extracted from the main grid (W)
$P_{grid\ in}$	Power injected from the main grid to the DC bus (W)
$P_{grid\ out}$	Power extracted from the DC bus to be injected into the main grid (W)
P_{H_2}	Power injected or extracted from the hydrogen systems (W)
P_{load}	Load power (W)

P_{net}	Net power (W)
P_{RES}	RES power (W)
p_t	Hydrogen tank pressure (Pa)
$p_{t.max}$	Maximum hydrogen tank pressure (30 bar)
$p_{t.min}$	Minimum hydrogen tank pressure (1 bar)
R	Ideal gas constant (8.31 J/(K·mol))
SOC	Battery state of charge (Ah, %)
SOC_{max}	Maximum state of charge (Ah, 80%)
SOC_{min}	Minimum state of charge (Ah, 20%)
T_t	Temperature of the gas contained in the tank (K)
V_t	Hydrogen tank volume (m^3)

References

1. World Bank. *The World Bank Annual Report 2018*; World Bank: Washington, DC, USA, 2018. [CrossRef]
2. Liu, Y.; Dong, K.; Jiang, Q. Assessing energy vulnerability and its impact on carbon emissions: A global case. *Energy Econ.* **2023**, *119*, 106557. [CrossRef]
3. Tabari, M.; Shaffer, B. Paying for performance: The role of policy in energy storage deployment. *Energy Econ.* **2020**, *92*, 104949. [CrossRef]
4. Alizadeh, A.; Kamwa, I.; Moeini, A.; Mohseni-Bonab, S.M. Energy management in microgrids using transactive energy control concept under high penetration of Renewables; A survey and case study. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2023**, *176*, 113161. [CrossRef]
5. Shatnawi, M.; AlJaberi, N.S.A.M.; Al Qaydi, N.A.S.M. Solar-hydrogen microgrid project. In Proceedings of the SEG/AAPG/EAGE/SPE Research and Development Petroleum Conference and Exhibition 2018, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 9–10 May 2018. [CrossRef]
6. Kafetzis, A.; Ziogou, C.; Panopoulos, K.D.; Papadopoulou, S.; Seferlis, P.; Voutetakis, S. Energy management strategies based on hybrid automata for islanded microgrids with renewable sources, batteries and hydrogen. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2020**, *134*, 110118. [CrossRef]
7. Lei, Y.T.; Ma, C.Q.; Mirza, N.; Ren, Y.S.; Narayan, S.W.; Chen, X.Q. A renewable energy microgrids trading management platform based on permissioned blockchain. *Energy Econ.* **2022**, *115*, 106375. [CrossRef]
8. IRENA. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2017.
9. Pérez-Uresti, S.I.; Martín, M.; Jiménez-Gutiérrez, A. A Methodology for the Design of Flexible Renewable-Based Utility Plants. *ACS Sustain. Chem. Eng.* **2020**, *8*, 4580–4597. [CrossRef]
10. Bilich, A.; Langham, K.; Geyer, R.; Goyal, L.; Hansen, J.; Krishnan, A.; Bergesen, J.; Sinha, P. Life cycle assessment of solar photovoltaic microgrid systems in off-grid communities. *Environ. Sci. Technol.* **2017**, *51*, 1043–1052. [CrossRef]
11. Fuentes-Cortés, L.F.; Ortega-Quintanilla, M.; Flores-Tlacuahuac, A. Water-Energy Off-Grid Systems Design Using a Dominant Stakeholder Approach. *ACS Sustain. Chem. Eng.* **2019**, *7*, 8554–8578. [CrossRef]
12. Monforti Ferrario, A.; Bartolini, A.; Segura Manzano, F.; Vivas, F.J.; Comodi, G.; McPhail, S.J.; Andujar, J.M. A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation. *Adv. Appl. Energy* **2021**, *3*, 100048. [CrossRef]
13. Mahant, B.; Linga, P.; Kumar, R. Hydrogen Economy and Role of Hythane as a Bridging Solution: A Perspective Review. *Energy Fuels* **2021**, *35*, 15424. [CrossRef]
14. Balat, M. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. *Int. J. Hydrog. Energy* **2008**, *33*, 4013–4029. [CrossRef]
15. Ferrario, A.M.; Vivas, F.J.; Manzano, F.S.; Andújar, J.M.; Bocci, E.; Martirano, L. Hydrogen vs. Battery in the long-term operation. A comparative between energy management strategies for hybrid renewable microgrids. *Electronics* **2020**, *9*, 698. [CrossRef]
16. Roy, A.; Olivier, J.C.; Auger, F.; Auvity, B.; Schaeffer, E.; Bourguet, S.; Schiebel, J.; Perret, J. A combined optimization of the sizing and the energy management of an industrial multi-energy microgrid: Application to a harbour area. *Energy Convers. Manag. X* **2021**, *12*, 100107. [CrossRef]
17. Li, B.; Li, J. Sizing versus Price: How they influence the energy exchange among large numbers of hydrogen-centric multi-energy supply grid-connected microgrids. *Energy Rep.* **2020**, *6*, 1557–1567. [CrossRef]
18. Mansoor, M.; Stadler, M.; Auer, H.; Zellinger, M. Advanced optimal planning for microgrid technologies including hydrogen and mobility at a real microgrid testbed. *Int. J. Hydrog. Energy* **2021**, *46*, 19285–19302. [CrossRef]
19. Ming Kwok, J.J.; Yu, N.; Karimi, I.A.; Lee, D.Y. Microgrid scheduling for reliable, cost-effective, and environmentally friendly energy management. *Ind. Eng. Chem. Res.* **2013**, *52*, 142–151. [CrossRef]
20. Shi, M.; Wang, H.; Lyu, C.; Xie, P.; Xu, Z.; Jia, Y. A hybrid model of energy scheduling for integrated multi-energy microgrid with hydrogen and heat storage system. *Energy Rep.* **2021**, *7*, 357–368. [CrossRef]
21. Tobajas, J.; Garcia-Torres, F.; Roncero-Sánchez, P.; Vázquez, J.; Bellatreche, L.; Nieto, E. Resilience-oriented schedule of microgrids with hybrid energy storage system using model predictive control. *Appl. Energy* **2022**, *306*, 118092. [CrossRef]

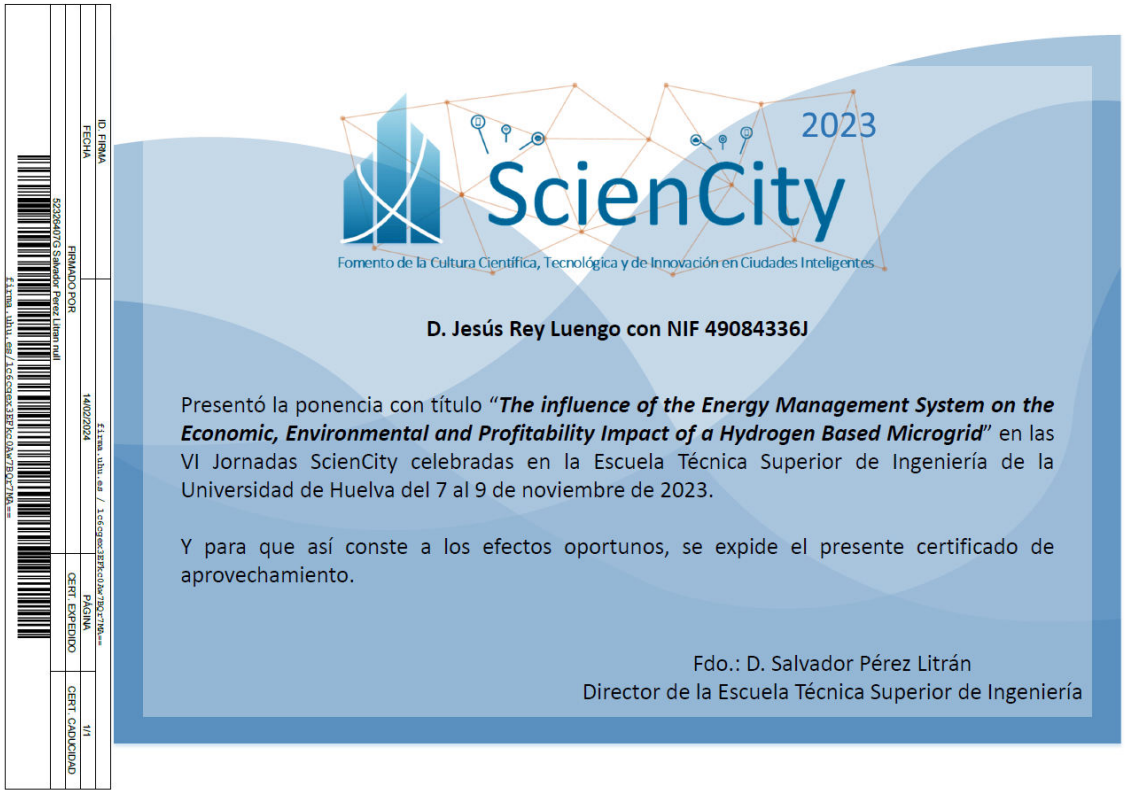
22. Xie, Y.; Ueda, Y.; Sugiyama, M. Greedy energy management strategy and sizing method for a stand-alone microgrid with hydrogen storage. *J. Energy Storage* **2021**, *44*, 103406. [CrossRef]
23. Zhu, Z.; Weng, Z.; Zheng, H. Optimal Operation of a Microgrid with Hydrogen Storage Based on Deep Reinforcement Learning. *Electronics* **2022**, *11*, 196. [CrossRef]
24. Vivas, F.J.; De las Heras, A.; Segura, F.; Andújar, J.M. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 126–155. [CrossRef]
25. Vivas, F.J.; Segura, F.; Andújar, J.M. Fuzzy logic-based energy management system for grid-connected residential DC microgrids with multi-stack fuel cell systems: A multi-objective approach. *Sustain. Energy Grids Netw.* **2022**, *32*, 100909. [CrossRef]
26. Vivas Fernández, F.J.; Manzano, F.S.; Márquez, J.M.A.; Calderón Godoy, A.J. Extended Model Predictive Controller to Develop Energy Management Systems in Renewable Source-Based Smart Microgrids with Hydrogen as Backup. Theoretical Foundation and Case Study. *Sustainability* **2020**, *12*, 8969. [CrossRef]
27. Andújar, J.M.; Vivas, F.J.; Segura, F.; Calderón, A.J. Integration of air-cooled multi-stack polymer electrolyte fuel cell systems into renewable microgrids. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* **2022**, *142*, 108305. [CrossRef]
28. Lanz, A.; Heffel, J.; Messer, C. Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies—Module 1: Hydrogen Properties. 2001. Available online: https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/14966 (accessed on 7 May 2022).
29. Woody, A.I. How is the Ideal Gas Law Explanatory? *Sci. Educ.* **2013**, *22*, 1563–1580. [CrossRef]
30. IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2019*; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2020.
31. Vivas, F.J.; Segura, F.; Andújar, J.M.; Caparrós, J.J. A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems. *Energy Convers. Manag.* **2020**, *219*, 113053. [CrossRef]
32. Andújar, J.M.; Segura, F.; Rey, J.; Vivas, F.J. Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option. *Energies* **2022**, *15*, 6196. [CrossRef]
33. Ballard Power Systems. *Putting Fuel Cells to Work: FCgen®-1020ACS Fuel Cell Stack FCvelocity®-1020ACS Fuel Cell Stack*; Product Manual and Integration Guide; Ballard Power Systems Inc.: Burnaby, BC, Canada, 2016; pp. 5127049–5127063.
34. International Renewable Energy Agency. *Green Hydrogen Cost Reduction Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2020.
35. Hydrogen Council. *Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective*; Hydrogen Council: Brussels, Belgium, 2020.
36. REData. Emisiones y Factor de Emisión de CO_2 eq. de la Generación. Red Eléctrica. Available online: https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2 (accessed on 9 November 2022).
37. World Bank. *State and Trends of Carbon Pricing 2021*; World Bank: Washington, DC, USA, 2021. [CrossRef]
38. Mustayen, A.G.M.B.; Rasul, M.G.; Wang, X.; Negnevitsky, M.; Hamilton, J.M. Remote areas and islands power generation: A review on diesel engine performance and emission improvement techniques. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *260*, 115614. [CrossRef]

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

ANEXO II. Resultados de investigación derivados del objetivo 2

ANEXO II.A

Certificado de Participación en las VI Jornadas ScienCity 2023 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.



2023 ScienCity

Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes

D. Jesús Rey Luengo con NIF 49084336J

Presentó la ponencia con título "***The influence of the Energy Management System on the Economic, Environmental and Profitability Impact of a Hydrogen Based Microgrid***" en las VI Jornadas ScienCity celebradas en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva del 7 al 9 de noviembre de 2023.

Y para que así conste a los efectos oportunos, se expide el presente certificado de aprovechamiento.

Fdo.: D. Salvador Pérez Litrán
Director de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería

ID. FIRMA
FECHA
FIRMADO POR
14/02/2024
PÁGINA
1/1
CERT. EXPEDIDO
CERT. CADUCIDAD
firma.uhu.es / 1c6cqrqe3EPcc0Ax7BQc7NA==
49084336S Salvador Perez Litran (R:Q)
firma.uhu.es/1c6cqrqe3EPcc0Ax7BQc7NA==

ANEXO II.B

The influence of the Energy Management System on the Economic, Environmental and Profitability Impact of a Hydrogen Based Microgrid

J. Rey, C. Delgado, F. Segura, J.M. Andújar

Presentado en:



Evento: VI Jornadas ScienCity 2023 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.

Organizador: Departamento de Ingeniería Electrónica, Sistemas Informáticos y Automática (DIESIA) y el Departamento de Tecnologías de la Información (DTI) pertenecientes a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI) de la Universidad de Huelva (UHU).

Fecha: 7 - 9 de noviembre de 2023.

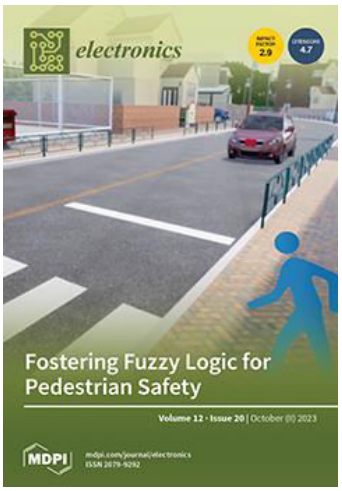
Lugar: Universidad de Huelva.

ANEXO II.C

Profitability of Hydrogen-Based Microgrids: A Novel Economic Analysis in Terms of Electricity Price and Equipment Costs

J. Rey, F. Segura, J.M. Andújar

Publicado en:



Revista: Electronics

Editorial: MDPI

Editor Jefe: Prof. Dr. Flavio Canavero

Referencia: Volumen 12, Número 20

Año: 2023

DOI: https://doi.org/10.3390/electronics12204355

Categoría	Ranking de revistas / Total de revistas	Cuartil
Physics, Applied	72 / 160	Q2 (SCIE)
Engineering, Electrical & Electronic	131 / 275	Q2 (SCIE)
Computer Science. Information Systems	99 / 158	Q3 (SCIE)
JCR (2022)	2.9	
CiteScore (2022)	4.7	
Lecturas	1302	
Citas	1	

electronics

MDPI

Article

Profitability of Hydrogen-Based Microgrids: A Novel Economic Analysis in Terms of Electricity Price and Equipment Costs

Jesús Rey *, Francisca Segura * and José Manuel Andújar

Research Centre on Technology, Energy and Sustainability (CITES), Campus La Rábida, University of Huelva, Avenida de las Artes, 21007 Huelva, Spain; andujar@diesia.uhu.es

* Correspondence: jesus.rey@diesia.uhu.es (J.R.); francisca.segura@diesia.uhu.es (F.S.)

Abstract: The current need to reduce carbon emissions makes hydrogen use essential for self-consumption in microgrids. To make a profitability analysis of a microgrid, the influence of equipment costs and the electricity price must be known. This paper studies the cost-effective electricity price (EUR/kWh) for a microgrid located at "La Rábida Campus" (University of Huelva, south of Spain), for two different energy-management systems (EMSs): hydrogen-priority strategy and battery-priority strategy. The profitability analysis is based, on one hand, on the hydrogen-systems' cost reduction (%) and, on the other hand, considering renewable energy sources (RESs) and energy storage systems (ESSs), on cost reduction (%). Due to technological advances, microgrid-element costs are expected to decrease over time; therefore, future profitable electricity prices will be even lower. Results show a cost-effective electricity price ranging from 0.61 EUR/kWh to 0.16 EUR/kWh for hydrogen-priority EMSs and from 0.4 EUR/kWh to 0.17 EUR/kWh for battery-priority EMSs (0 and 100% hydrogen-system cost reduction, respectively). These figures still decrease sharply if RES and ESS cost reductions are considered. In the current scenario of uncertainty in electricity prices, the microgrid studied may become economically competitive in the near future.

Keywords: hydrogen-based microgrid; cost-effective analysis; profitability; electricity price; equipment costs

check for updates

Citation: Rey, J.; Segura, F.; Andújar, J.M. Profitability of Hydrogen-Based Microgrids: A Novel Economic Analysis in Terms of Electricity Price and Equipment Costs. *Electronics* **2023**, *12*, 4355. https://doi.org/10.3390/electronics12204355

Academic Editor: Georgios Papadakis

Received: 30 September 2023
Revised: 14 October 2023
Accepted: 18 October 2023
Published: 20 October 2023

Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

As a result of climate change and air pollution, the need to implement policies for the reduction of anthropogenic greenhouse gas emissions is evident [1,2]. In this respect, renewable energy sources (RESs) play an essential role in replacing fossil fuels [1], which are associated with high greenhouse gas emissions and are expected to be depleted in the near future [3,4]. However, RESs are not always available, due to their intermittency [5,6]. For this reason, it is necessary to implement systems to store the energy excess produced by RESs, like battery- or hydrogen-storage systems. In this way, the stored energy can be used when energy demand is higher than energy production [7–9].

However, the current costs of storage systems are very high [10]. In particular, for hydrogen-storage systems, which in addition to the storage tank, require a hydrogen-production system, such as an electrolyser, and a system to transform the chemical energy of hydrogen into electrical energy, such as a fuel cell. But the fees associated with RESs and energy storage systems (ESSs) (hydrogen and battery systems) are observed to be decreasing over time [11,12]. This tendency is of vital importance in order to guarantee the implementation of self-consumption systems, since from an economic perspective a reduction of economic subsidies implies improved profitability. In this sense, a significant reduction in subsidies that is needed for PV panels can be found in the literature [13]. On the other hand, it can also be found that green hydrogen could be economically competitive with hydrogen produced from steam-methane reformation [14] or a quick and significant reduction in the costs of Li-ion batteries [15]. To make RESs and storage systems economically competitive for self-consumption, there are different proposals that can be classified

between the following: (1) Those focused on the energy-management strategy (EMS), such as a mixed-integer linear-programming (MILP) model to minimise the operating cost of a microgrid [16], or the use of a deep deterministic policy-gradient algorithm in order to reduce microgrid operating costs [17]. (2) Those based on the use of low-cost materials and equipment for the microgrid, such as the use of a photoluminescent (PL) absorber of luminescent solar power (LSP) to reduce solar-PV energy costs [18], or the use, in redox flow batteries (RFBs), of low-cost polymeric redox-active materials and porous size-exclusion membranes of commodity polymers instead of more expensive options like inorganic redox-active materials and ion-exchange membranes, respectively [19].

Based on the above, most previous works seek to reduce the costs or optimise the benefits of the microgrid, but very few references study the influence of electricity prices on the profitability of a hydrogen-based microgrid. Among the references analysed, Krajačić et al. [20] conducted a study of the influence of RESs and ESSs (including hydrogen systems) on the price of electricity on an island. Grosspietsch et al. [21] study the profitability of different microgrid configurations composed, on the one hand, of solar PV panels and batteries and, on the other hand, of solar PV panels, batteries and hydrogen-based systems, in both cases as functions of the cost reduction (%) of the technologies for all elements, and the increase in the electricity price (%). On the other hand, Mah et al. [22] study the levelised cost of energy (LCOE) based on two EMSs and the cost reduction of different technologies that make up the microgrid; however, it does not take into account the electricity price to assess the economic analysis of the microgrid. Vincent et al. [23] perform an economic analysis based on the electricity price of a microgrid which does not include hydrogen systems. Similarly, Azimian et al. [24] consider a microgrid without hydrogen systems, in which the profitability is studied based on the increase of the electricity price. Finally, Eskander et al. [25] study the influence of electricity price on the profitability of different configurations of a microgrid. However, none of the references consulted estimates the price of electricity at which the microgrid becomes economically competitive.

This paper studies the cost-effectiveness of a hydrogen-based microgrid, an analysis which, in turn, will contribute to the development of insights and recommendations for the deployment of these microgrids in various energy-market contexts. The study focuses on two EMSs: hydrogen-priority strategy and battery-priority strategy. First, it assesses their performance over a range of electricity prices, from 0.01 EUR/kWh to 3 EUR/kWh, and a cost reduction of hydrogen-based systems from 0% to 100%. Finally, the analysis includes a third variable, that will be the cost reduction of RESs (wind energy and solar PV) and batteries, ranging from 0% to 100%. Thus, this research provides a starting point for further research on the influence of the implemented EMS on the profitability of these microgrids. With respect to the analysed literature [21–25], the research gap addressed in this paper is that it estimates, for a hydrogen-based microgrid, the electricity price at which the microgrid becomes profitable based on two EMSs and as a function of the cost reduction of the microgrid equipment (hydrogen-based systems on the one hand and the rest of renewable-origin equipment on the other hand). Table 1 summarises the main novelties of this paper with respect to the analysed literature.

Table 1. Main contributions of authors' proposal regarding the scientific literature.

Reference	Profitability Based on Electricity Price (EUR/kWh)	Electricity Price (EUR/kWh) at Which Microgrid Becomes Profitable	Economic Analysis Based on EMS	Hydrogen Systems Included in the Analysis	Differentiation between H_2 Systems and RESs + Battery Cost Reduction
[21]	No [1]	No	No	Yes	No
[22]	No	No	Yes	Yes	No [2]
[23]	Yes	No	No [3]	No	No
[24]	No [1]	No	No	No	No

Table 1. *Cont.*

Reference	Profitability Based on Electricity Price (EUR/kWh)	Electricity Price (EUR/kWh) at Which Microgrid Becomes Profitable	Economic Analysis Based on EMS	Hydrogen Systems Included in the Analysis	Differentiation between H_2 Systems and RESs + Battery Cost Reduction
[25]	Yes	No	No	Yes [4]	No [5]
Authors' proposal	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

[1] An economic analysis based on the increase of electricity price is completed. [2] An analysis of the LCOE of electrolysers, fuel cells and batteries based on their cost reduction is carried out. [3] The economic analysis is carried out under a unique EMS. [4] Only a fuel cell is included in the analysis (not an electrolyser nor a hydrogen-storage tank). [5] The cost-reduction study is done based on different configurations (consisting of different RESs and different ESSs, on the one hand, and of AC or DC internal loads, on the other hand) of a microgrid.

2. Materials and Methods: Description of the Microgrid and the Implemented EMS

To develop the profitability analysis, the authors rely on the hydrogen-based microgrid (which includes RES production and a hybrid ESS consisting of a hydrogen subsystem and a battery bank) represented in Figure 1, that is located at the "La Rábida Campus" of the University of Huelva (southwest of Spain).

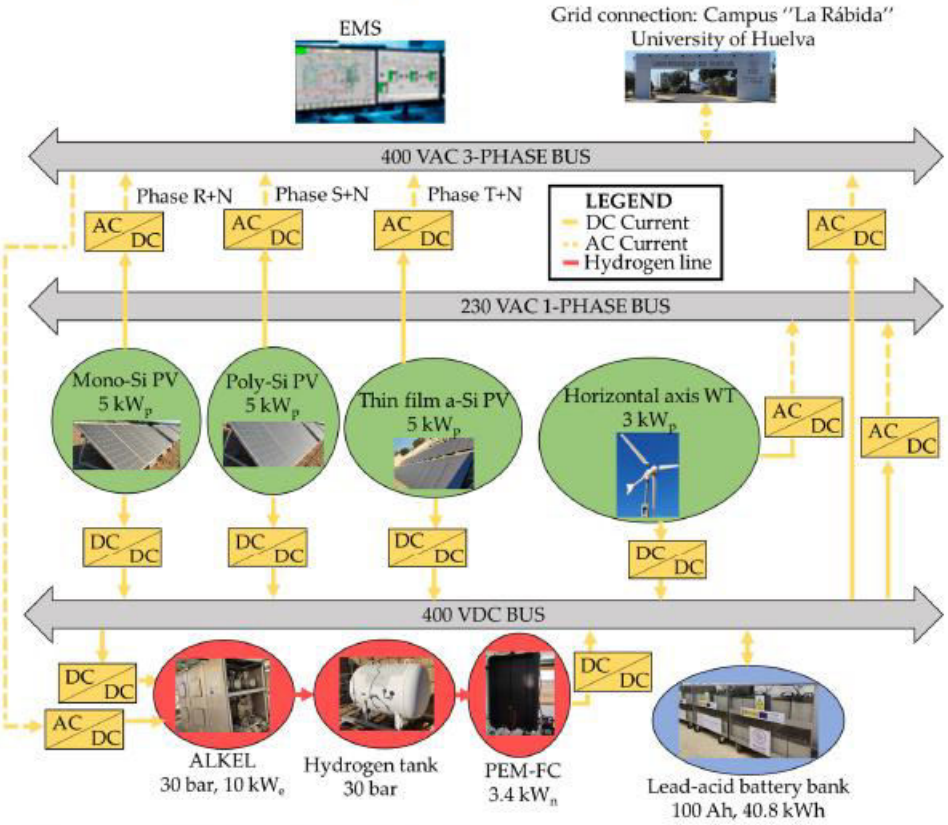


Figure 1. Configuration of the microgrid under study.

The microgrid, depicted in Figure 1, supplies tens of kW of RES, as well as a battery bank (of tens of kWh) and a hydrogen subsystem (consisting of an electrolyser, a hydrogen-storage tank and a fuel cell) of several kW. To connect the different elements of the microgrid, a high voltage DC bus (400 VDC) will be the backbone of the microgrid, allowing it to exchange power between different sources. This DC bus is directly connected to the battery bank, avoiding problems related to reactive power [26], and ensuring its stability [27]. RES systems, the electrolyser and the fuel cell are connected through DC/DC converters. In addition, the microgrid includes a single-phase 230 VAC bus (which is connected to the

400 VDC bus and to the wind turbine through DC/AC converters) and a three-phase 400 VAC bus (which is connected to the 400 VDC bus and to the three technologies of the photovoltaic systems through DC/AC converters, to the electrolyser through an AC/DC converter and to the main grid directly) which allow RES production to power AC loads. All the power electronics, instrumentations and the EMS-software interface (developed in MATLAB® R2019a), shown in Figure 1, have been developed by the authors [28].

2.1. Microgrid Elements

The different elements integrated in the microgrid are described in more detail below.

- **Solar PV panels:** A total of 15 kW of solar PV panels of three different technologies (monocrystalline, polycrystalline and Si-based amorphous thin-film technology), each with 5 kW_p, are used to produce RES-based energy to supply the load demand.
- **Wind Turbine (WT):** A 3 kW_e horizontal-axis wind turbine is also used to produce the energy needed to contribute to the load demand.
- **Alkaline electrolyser (ALKEL):** A 10 kW_e alkaline electrolyser is used to produce hydrogen, at 30 bar, from water at excess-energy times (i.e., when energy production is higher than load demand).
- **Proton-exchange-membrane fuel cell (PEM-FC):** A 3.4 kW_n PEM-FC is used to produce electrical energy at energy-deficit times (i.e., when load demand is higher than RES-origin production).
- **Compressed hydrogen-storage tank:** A hydrogen tank with a volume of 1.044 m^3 and a nominal pressure of 30 bar is used to store the hydrogen produced in the ALKEL.
- **Lead-acid battery bank:** A bank of 34 lead-acid batteries (each with a capacity of 100 Ah and 12 V) with a total energy-storage capacity of 40.8 kWh is also used to store energy in times of energy surplus, which can be used later in times of energy deficit.

To synthesise the characteristics of the elements of the microgrid, previously described, Table 2 provides a summary of their technical parameters.

Table 2. Summary of the technical parameters of the different elements of the microgrid.

Equipment	Technical Parameters	Model	Company Location
Lead-acid battery bank	100 Ah (40.8 kWh)	U-Power® UP100-12	Sofia (Bulgaria)
Alkaline electrolyser	10 kW_e	H2 Nitidor® 0074-01-PMO-001	Codogno (Italy)
Compressed H_2 tank	30 bar, 1.044 m^3	Lapesa® LSP1000H	Zaragoza (Spain)
PEM FC	3.4 kW_n	Ballard® FCgen 1020ACS	Burnaby (Canada)
Horizontal axis wind turbine	3 kW_p	Enair® E-30PRO	Alicante (Spain)
Mono-Si based PV panels	5 kW_p	Isofoton® ISF-250	Madrid (Spain)
Poly-Si based PV panels	5 kW_p	Atersa® A-230P	Ribarroja del Turia (Spain)
Thin films a-Si based PV panels	5 kW_p	Schott® ASI 100	Warsaw (Poland)

2.2. Energy-Management Systems (EMSs) Implemented

Once the microgrid is in operation, it is necessary to set up an EMS that decides which element to use and when in times of power surplus, whether the electrolyser, to produce hydrogen and thus store energy in chemical form, or the battery bank, to store the energy in electrochemical form. Likewise, in times of power deficit, the EMS must decide whether to

activate the PEM-FC, which will transform the chemical energy of hydrogen into electrical energy, or the battery bank, to provide electrical energy. Thus, two EMSs will be defined by (1):

$$P_{net} = P_{RES} - P_{load} \quad (1)$$

where P_{net} is net power (kW), P_{RES} is RES-based power (kW) and P_{load} is load power (kW).

The sign criterion adopted considers that a negative value for power ($P < 0$) means power extracted from the DC bus, while a positive value ($P > 0$) means power injected into the DC bus. Based on Equation (1), Equation (2) will also help in decision making in the two EMSs implemented:

$$P_t = P_{net} + P_{grid} + P_{H_2} + P_{batt} \quad (2)$$

where P_t is the total power balance of the DC bus (kW), which must always be 0; P_{grid} is the power (kW) injected into the main grid, extracted from the DC bus ($P_{grid\ out} < 0$) or extracted from the main grid and injected into the DC bus ($P_{grid\ in} > 0$); P_{H_2} is the power (kW) extracted from the DC bus to supply the electrolyser ($P_{H_2} = P_{el} < 0$) or power injected into the DC bus through the fuel cell ($P_{H_2} = P_{FC} > 0$); P_{batt} is the power (kW) extracted from the DC bus to charge the battery bank ($P_{batt} = P_{batt\ ch.} < 0$) or power injected into the DC bus during battery-bank discharge ($P_{batt} = P_{batt\ disc.} > 0$).

- Hydrogen-priority strategy: This EMS aims to prioritise the use of hydrogen systems over battery bank. Thus, in excess-power moments ($P_{net} \geq 0$), the use of the ALKEL will be prioritised over the use of battery banks. As long as hydrogen-tank pressure (p_t) is between minimum pressure ($p_{t.min}$) and 30 bar (maximum pressure, $p_{t.max}$), and as long as $|P_{net}| \leq |P_{el}|$ the excess power will be used to produce hydrogen. In other cases, (i.e., $|P_{net}| > |P_{el}|$) while the battery's state of charge (SOC) is between its minimum (SOC_{min} = 20%) and its maximum (SOC_{max} = 80%) values, apart from producing hydrogen, the surplus power will be used to charge the battery bank, and ultimately, to inject power into the main grid.

At power-deficit moments ($P_{net} < 0$), while $p_{t.min} < p_t < p_{t.max}$, the load demand will be ensured, in the first instance, by the electricity production in the fuel cell (if $P_{net} \leq P_{FC}$). If the load demand is higher than nominal-fuel-cell power, and the battery bank has enough energy stored ($SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$), the load demand will be supplied by both the fuel cell and battery. Finally, it will be necessary to take energy from the main grid when there is not enough stored hydrogen ($p_t < p_{min}$) or the battery bank is discharged ($SOC < SOC_{min}$).

- Battery-priority strategy: In this case, this EMS intends to prioritise the use of the battery bank over the hydrogen system. Thus, in excess-power moments ($P_{net} \geq 0$), the use of the battery will be prioritised over the ALKEL, so that as long as $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$, while $|P_{net}| \leq |P_{batt\ ch.}|$, the excess power will be used to charge the entire battery bank. If the latter condition is not fulfilled (i.e., $|P_{net}| > |P_{batt\ ch.}|$) while $p_{t.min} < p_t < p_{t.max}$, the power excess will be used, separate from charging the battery bank, to produce hydrogen in the electrolyser, or even, if the net excess is higher than the electrolyser and battery-bank demand ($|P_{net}| > |P_{el}| + |P_{batt\ ch.}|$), the surplus will be dumped for use in the main grid.

Regarding power-deficit moments ($P_{net} < 0$), while $SOC_{min} < SOC < SOC_{max}$, the load demand will be ensured firstly using the battery bank (if $P_{net} \leq P_{batt\ disc.}$), then using the battery bank and the fuel cell if there is enough hydrogen stored ($p_{min} < p_t < p_{max}$), and finally, if it is necessary, using the main grid (if $|P_{net}| > |P_{FC}| + |P_{batt\ disc.}|$).

The two EMSs described above are summarised in Figure 2.

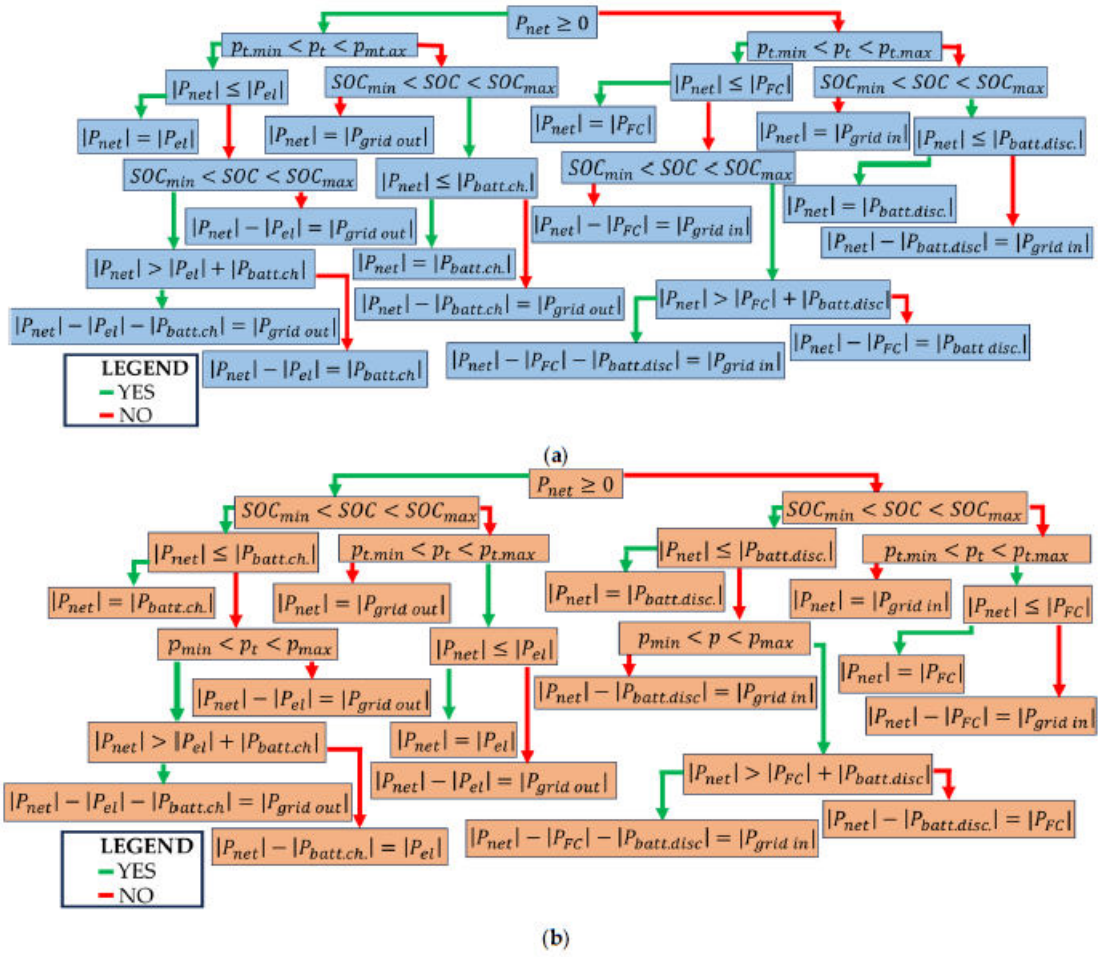


Figure 2. Outline of (**a**) H_2-priority EMS and (**b**) battery-priority EMS.

Although a hydrogen-priority EMS has greater independence from the main grid than a battery-priority EMS, it makes greater use of hydrogen-based equipment, which implies greater degradation of the equipment and that a higher number of replacements are required during the lifetime of the microgrid, which will affect the profitability of the microgrid.

3. Cost-Effectiveness Analysis over Microgrid Lifespan

In this section, the cost-effectiveness of the hydrogen-based microgrid will be analysed in terms of the electricity price and cost reduction of a hydrogen-based system for both EMSs presented (hydrogen-priority strategy and battery-priority strategy). For this purpose, the lifespan of the microgrid has been considered to be 20 years [29].

The cost-effectiveness of the microgrid will depend on various factors: (1) the costs associated with the equipment, (2) the savings, thanks to RES-based energy production, and (3) the sale of energy surplus to the main grid. To study the profitability scenarios, we have considered a variation of the electricity purchase price from 0.01 EUR/kWh to 3 EUR/kWh. Based on the literature [29], an electricity purchase fee of 0.136 EUR/kWh, and an electricity sale rate of 0.030 EUR/kWh have been assumed. To reach a normalised selling/buying price based on main-grid electricity prices, the conversion factor shown in Equation (3), has been used:

$$c_{selling} = c_{buying} \cdot \frac{0.03 \frac{EUR}{kWh\ sold}}{0.136 \frac{EUR}{kWh\ bought}} \quad (3)$$

where $c_{selling}$ is the unit cost of selling electricity from the microgrid to the main grid (EUR/kWh), and c_{buying} is the unit cost of buying electricity from the main grid for the microgrid (EUR/kWh).

As mentioned above, the cost of electricity purchase, or c_{buying}, varies from 0.01 EUR/kWh to 3 EUR/kWh, so $c_{selling}$ will be a function of this fee.

The reason for this wide range is due to a huge instability of domestic electricity prices [30,31]. Thus, for Q3 2022, the average electricity prices were 27.33 cEUR/kWh for the 27 countries of the EU as a whole, with prices ranging from 7.77 cEUR/kWh to 54.65 cEUR/kWh (Netherlands: 7.77 cEUR/kWh, Hungary: 10.59 cEUR/kWh, Poland: 14.66 cEUR/kWh, Greece: 18.71 cEUR/kWh, France: 21.59 cEUR/kWh, Spain: 33.07 cEUR/kWh, Germany: 33.17 cEUR/kWh, Italy: 36.18 cEUR/kWh, Denmark: 54.65 cEUR/kWh, among others). Meanwhile, for Q4 2022 the average electricity price was 29.49 cEUR/kWh for EU countries as a whole, with prices ranging from 8.35 cEUR/kWh to 62.41 cEUR/kWh (Netherlands: 8.35 cEUR/kWh, Hungary: 12.19 cEUR/kWh, Poland: 14.66 cEUR/kWh, Greece: 17.07 cEUR/kWh, France: 21.73 cEUR/kWh, Spain: 21.86 cEUR/kWh, Germany: 35.86 cEUR/kWh, Italy: 61.21 cEUR/kWh, Denmark: 62.41 cEUR/kWh, among others) [32].

The cost-effectiveness analysis to be performed requires knowledge of the amount of energy supplied by the microgrid and injected into the main grid, and the amount of energy purchased from the main grid. These data have been obtained from a previous study [33] and are shown in Table 3. Taking these data into account, Equation (4) finds the savings over the lifespan of the microgrid. Savings are calculated as the addition of non-expenditure associated with energy produced by the microgrid itself, and the revenue from selling the energy surplus to the main grid. This is the amount on which the cost of purchasing electricity from the main grid must be based in times of energy-deficit. Figure 3 shows the savings obtained from each EMS.

$$C_{savings} = \left(c_{buying} \cdot E_{saved} + c_{selling} \cdot E_{grid\ out} - c_{buying} \cdot E_{grid\ in} \right) \cdot T \quad (4)$$

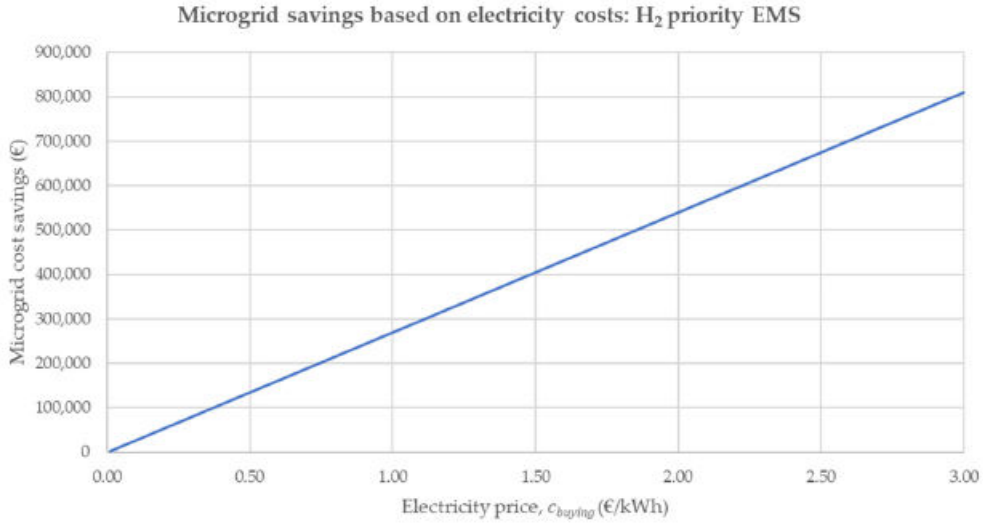
where $C_{savings}$ are the total savings of the microgrid (EUR); E_{saved} is the energy saved annually, i.e., energy that is not bought from main grid (kWh); $E_{grid\ out}$ is the energy injected into the main grid annually (kWh); $E_{grid\ in}$ is the energy obtained from the main grid annually (kWh); and T is the lifespan of the microgrid (20 years).

Table 3. Annual energy savings, grid out and grid in energy for both EMSs.

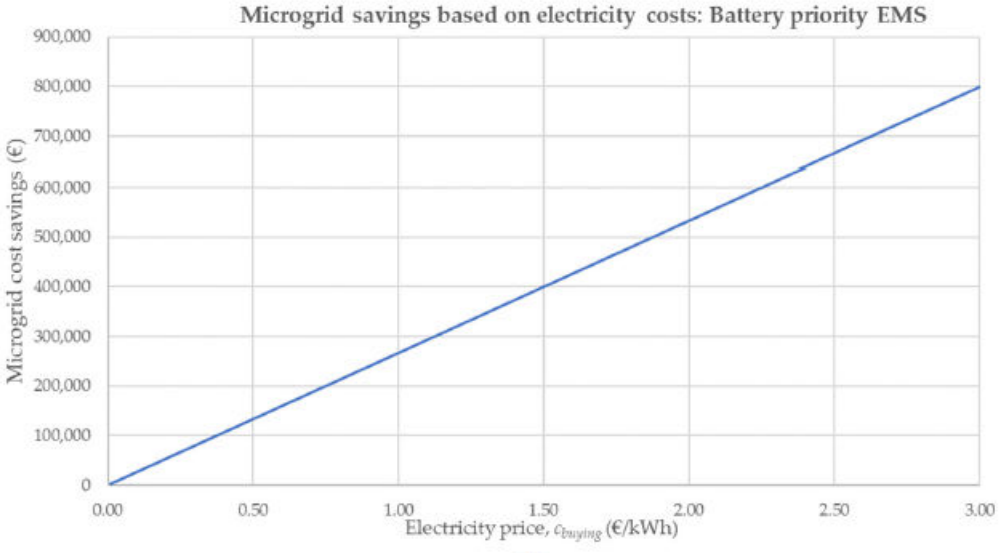
	H_2 Priority	Battery Priority
Grid out energy (kWh)	8653	10,510
Grid in energy (kWh)	223.3	514.6
Energy savings (kWh)	11,826.7	11,535.4

The microgrid subject to study will be profitable if the savings are higher than the project expenses, which are due to investment costs and operation and maintenance (O and M) costs. Since the studied microgrid has integrated hydrogen-based systems, the total costs associated with the microgrid will be studied in terms of the cost reduction of hydrogen-based systems for both EMSs based on the data obtained from the aforementioned previous study [33], shown in Table 4. The cost reduction of the hydrogen-based systems subject to study varies from 0% (i.e., current costs) to 100%. Although the 100% cost-reduction scenario is not realistic, it has been included in the study in order to give an overview of the costs, benefits and profitability of the project in terms of cost reduction. Nevertheless, if the same cost reduction that occurred from 1983 to 2019 for wind power (72% [11]) is inferred to H_2 systems, the microgrid will be much more profitable (so it is even better to

consider, for a huge study, more optimistic scenarios). Thus, in Figure 4, the investment and O and M costs (that can be calculated thanks to Equations (5) and (6), respectively) are based on the cost reduction of H_2 systems that can be observed.



(a)



(b)

Figure 3. Microgrid cost savings based on electricity costs for (**a**) H_2-priority EMS, (**b**) battery-priority EMS.

$$C_{inv_{Total}} = \frac{100 - R_{H_2\ sys.\ red}}{100} \cdot C_{inv_{H_2 sys.T_0}} + \frac{100 - R_{Bat.+RES_{red}}}{100} \cdot \left(C_{inv_{T_0}} - C_{inv_{H_2 sys.T_0}} \right) \quad (5)$$

$$C_{O\&M_{Total}} = \frac{100 - R_{H_2\ sys.\ red}}{100} \cdot C_{O\&M_{H_2 sys.T_0}} + \frac{100 - R_{Bat.+RES_{red}}}{100} \cdot \left(C_{O\&M_{T_0}} - C_{O\&M_{H_2 sys.T_0}} \right) \quad (6)$$

where $C_{inv_{Total}}$ is the total investment cost (initial investment + replacements) based on the H_2 systems' cost-reduction scenario (EUR); $R_{H_2\ sys.\ red}$ is the forecast reduction of the H_2

systems' cost (%); $C_{inv_{H_2sys.T_0}}$ is the total H_2 systems' investment costs (initial investment + replacements) for the 0% cost-reduction scenario (EUR); $R_{Bat.+RES_{red}}$ is the forecast reduction of battery+RES systems' cost (%); $C_{inv_{T_0}}$ is the total investment cost (initial investment + replacements) for the 0% cost-reduction scenario (EUR); $C_{O\&M_{Total}}$ is the total O and M cost based on the H_2 systems' cost-reduction scenario (EUR); $C_{O\&M_{H_2sys.T_0}}$ is the total H_2 systems' O and M cost for the 0% cost-reduction scenario (EUR); $C_{O\&M_{T_0}}$ is the total O and M cost for the 0% cost reduction (EUR).

Table 4. Costs over microgrid lifespan for both EMSs in a cost-reduction scenario for H_2 systems of 0% [33].

	H_2-Priority EMS	**Battery-Priority EMS**
Initial H_2 systems investment costs (EUR)	25,125.27	25,125.27
Total initial investment costs (EUR)	52,339.78	52,339.78
H_2 systems replacement costs (EUR)	74,177.4	13,515
Battery replacement costs (EUR)	0	4022.88
Total investment costs (EUR) [(1)]	126,517.18	69,877.66
Total H_2 systems O and M costs (EUR)	20,370.83	21,441.87
Total O and M costs (EUR)	35,254.03	34,877.08

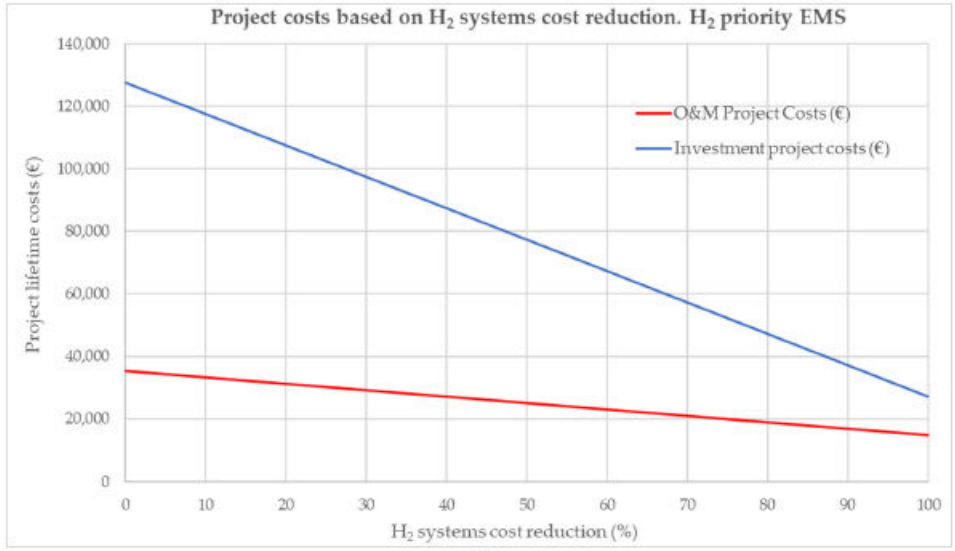
[(1)] Total investment costs = total initial investment cost + H_2 systems replacement costs + battery replacement costs.

Figure 4 shows the project costs based on a forecast of H_2 systems' cost-reduction rate from 0% to 100%.

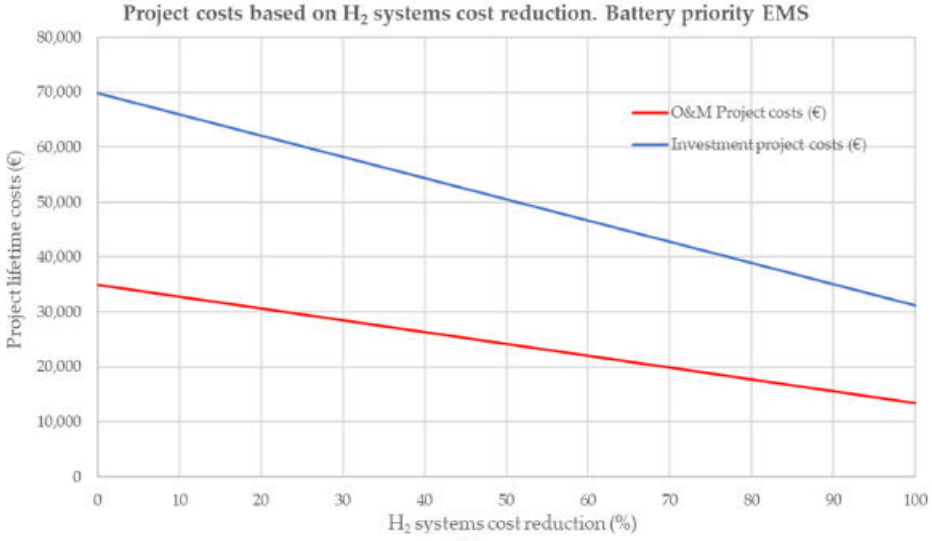
For each H_2 system's cost-reduction rate, there will be an electricity price at which the microgrid will be profitable (i.e., cost savings are greater than project costs). Table 5 shows the electricity price that makes the microgrid a profitable project as a function of the H_2 systems' cost reduction.

Table 5. Electricity price from which the microgrid is profitable for both EMSs based on cost reduction of H_2 systems.

H_2 Systems' Cost Reduction (%)	**Cost-Effective Electricity Price c_{buying} (EUR/kWh) (H_2-Priority EMS)**	**Cost-Effective Electricity Price c_{buying} (EUR/kWh) (Battery-Priority EMS)**
0	0.61	0.40
10	0.56	0.38
20	0.52	0.35
30	0.47	0.33
40	0.43	0.31
50	0.38	0.29
60	0.34	0.26
70	0.29	0.24
80	0.25	0.22
90	0.21	0.19
100	0.16	0.17



(a)



(b)

Figure 4. Project costs based on H_2 systems' costs reduction for (**a**) H_2-priority EMS, and (**b**) battery-priority EMS.

As shown in Table 5, the electricity price at which the microgrid will be profitable for battery-priority EMSs will be lower than the respective price for H_2-priority EMSs. However, the higher the H_2 systems' cost reduction, the lower the difference between the electricity price that makes the microgrid profitable for the two EMSs. This is depicted in Figure 5.

In addition, the project will lead to economic benefits if the electricity purchase price is higher than the cost-effective price, and economic losses if electricity purchase price is lower than the cost-effective price. Figure 6 shows the benefits of the project (over its lifespan) as a function of electricity prices (EUR/kWh) and H_2 systems' cost reduction (%) based on data obtained from a previous study [33] for both EMSs shown in Table 5.

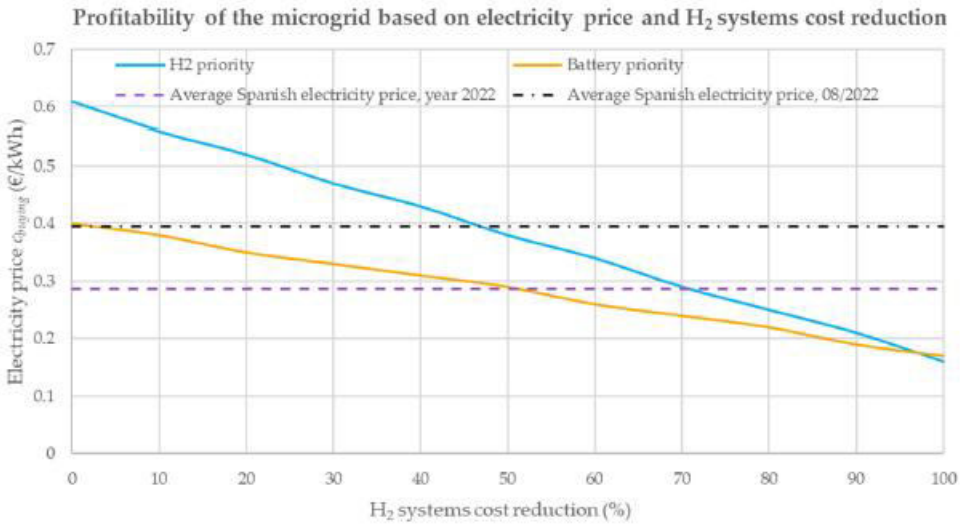
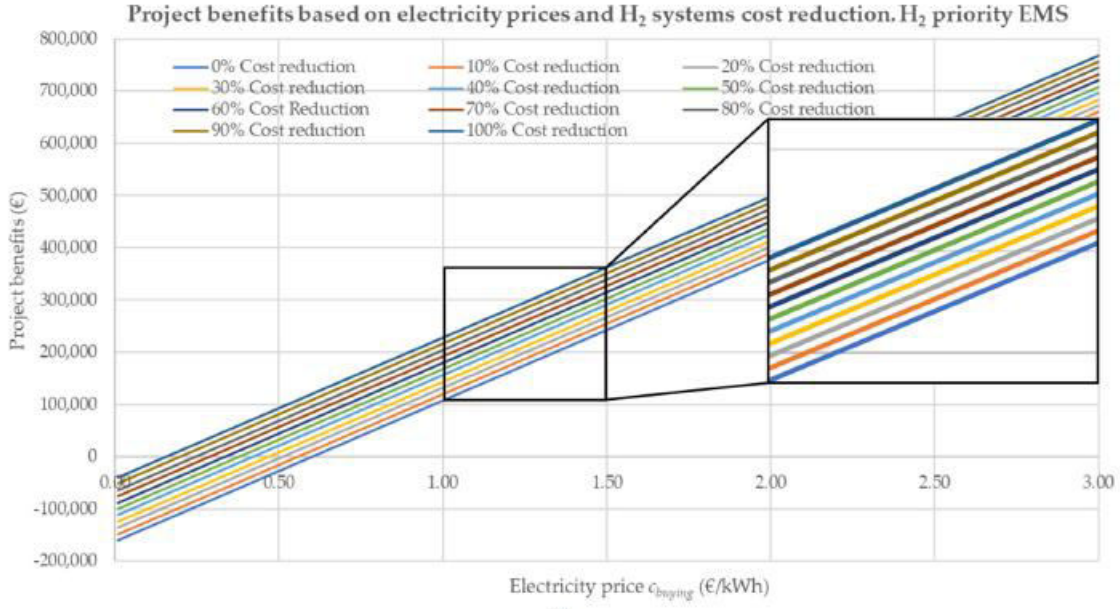


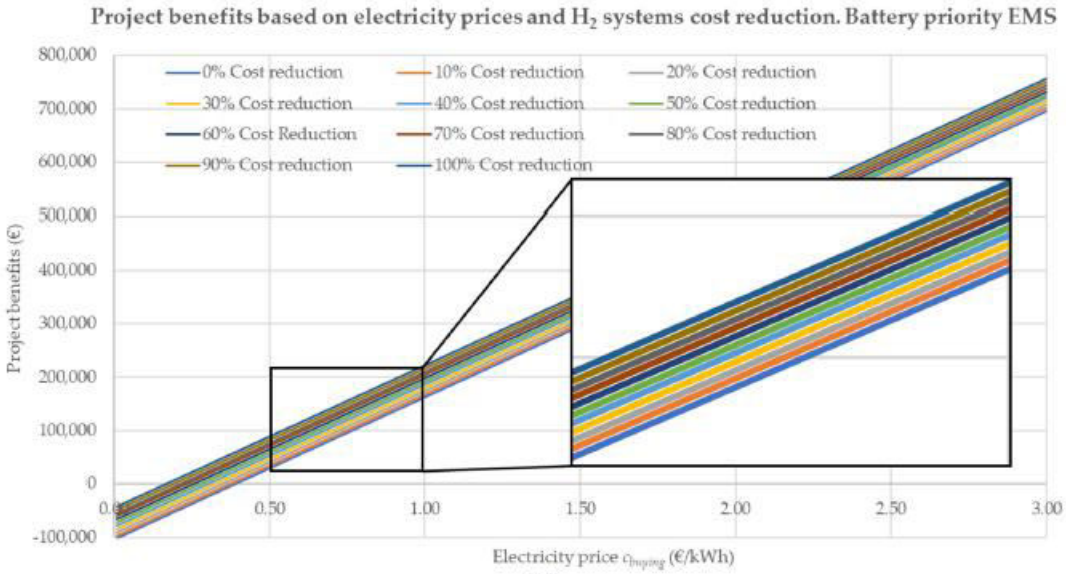
Figure 5. Electricity price at which the microgrid becomes profitable, based on H_2 systems' cost reduction (Average Spanish electricity prices obtained from https://www.esios.ree.es/ (Consulted on 18 January 2023). On August 2022, Spanish electricity prices reached the highest value of the data history).

Additionally, as market trends show cost reductions in RES like wind and solar PV energy [11], and in battery systems [12], a new scenario has been included for profitability study, in which there will be a cost reduction in H_2 systems and RES + battery systems (from 0 to 100%, to get an overview of the project benefits in the same way as previously done for H_2 systems). Thus, Figure 7 shows the benefits of the project, in terms of a cost reduction for H_2 systems and a cost reduction for RES + battery systems based on the data obtained from a previous study [33] and the electricity price, for both implemented EMS.



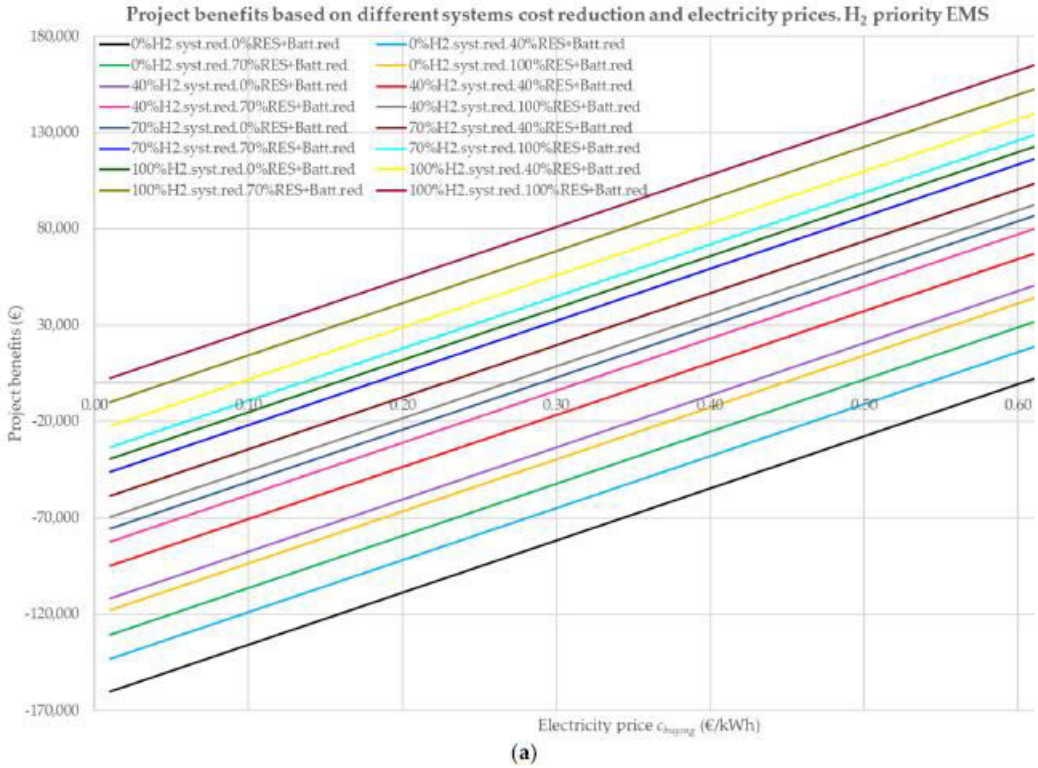
(a)

Figure 6. *Cont.*



(**b**)

Figure 6. Project benefits based on electricity prices and H_2 systems' cost reduction for (**a**) H_2-priority EMS and (**b**) battery-priority EMS.



(**a**)

Figure 7. *Cont.*

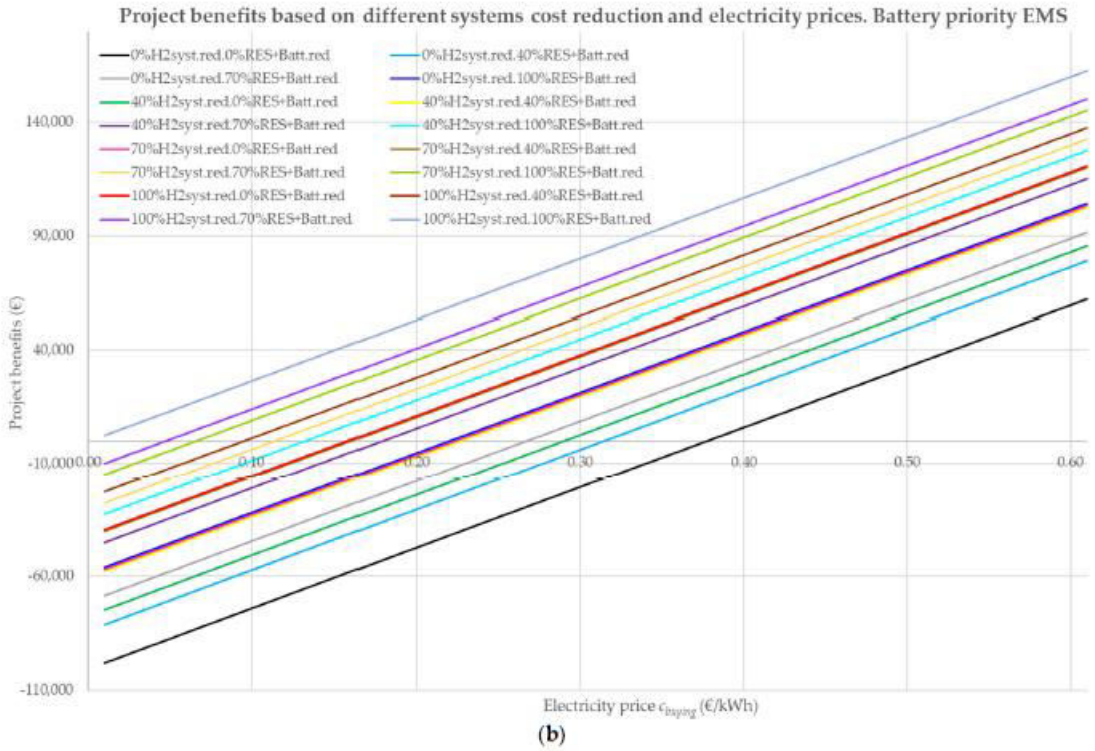


Figure 7. Project benefits based on electricity prices, H_2 systems' cost reduction (0%, 40%, 70% and 100%) and RES + battery-system cost reduction (0%, 40%, 70% and 100%) for (**a**) H_2-priority EMS and (**b**) battery-priority EMS.

As shown in Figure 7, whichever EMS is implemented, the higher the cost reduction of the systems that make up the microgrid, the greater the benefits to the microgrid. This will be higher for the battery-priority EMS, but the difference will narrow as the cost reduction of the systems increases to the point that, when this reduction is significant enough, the hydrogen-priority EMS will generate greater benefits for the microgrid.

4. Discussion

First of all, based on the cost–benefit analysis carried out in this study, it has been found that, for hydrogen-priority EMSs, the project cost savings are higher than for battery-priority EMSs regardless of the electricity price, as shown in Figure 3. Nevertheless, the project costs (on the one hand, initial investment and replacement costs and, on the other hand, O and M costs) associated with hydrogen-priority EMSs are also higher than for battery-priority EMSs. However, the difference narrows as the cost reduction of hydrogen systems continues (and in a utopian scenario of 100% hydrogen-system cost reduction, H_2-priority EMSs will have lower associated costs), as shown in Figure 4. As a result, the electricity price at which the microgrid becomes profitable is considerably higher for the hydrogen-priority strategy than for the battery-priority strategy (specifically, for a 0% hydrogen-system cost-reduction scenario, it would be 0.61 EUR/kWh, compared to 0.4 EUR/kWh, respectively). But, this difference is reduced as hydrogen-system cost reduction continues. In the utopian scenario of 100% hydrogen-system cost reduction, there would be virtually no difference between the electricity price that would make the microgrid profitable for both EMSs. In fact, the cost-effective electricity price would be 0.16 EUR/kWh for H_2-priority EMSs, compared to 0.17 EUR/kWh for battery-priority EMSs, as shown in Table 5 and Figure 5. If the economic benefits (or losses) are studied, based on the electricity price (EUR/kWh) and on hydrogen-system cost reduction (%), the result is that only scenarios with high electricity prices and high hydrogen-system cost

reduction (at least, above 91%), then the hydrogen-priority EMS is more profitable than the battery-priority EMS. In the utopian scenario described above, the H_2-priority EMS is always more profitable than the other, as shown in Figure 6. For example, in a scenario of 99% hydrogen-system cost reduction, for an electricity price from 0.31EUR/kWh, the benefits for hydrogen-priority EMSs would be higher. Finally, if a reduction in battery-bank and RES-based systems' costs is also considered, a significantly lower cost-effective electricity price can be obtained. Nevertheless, that price will be higher for hydrogen-priority EMSs than for battery-priority EMSs (except in scenarios where both the electricity price and hydrogen-system cost reduction are high), as shown in Figure 7.

It should be noted that, although a 100% reduction in system costs is impossible, due to technological advances a slow decrease in equipment costs is happening, so the cost-effective-electricity price is expected to decrease significantly in the coming years. In fact, inferring from the same cost reduction that wind turbines have experienced since 1983 and until 2019, at 72% [11] for hydrogen systems and battery system + RES, the cost-effective electricity price would be 0.19 EUR/kWh for H_2-priority EMSs and 0.12 EUR/kWh for battery-priority EMSs. Compared to the current scenario in Spain [30], in Q3 2022, when the electricity price was 33.07 cEUR/kWh [31] and 21.86 cEUR/kWh [32], in Q4 2022, they averaged, the aforementioned 70% reduction in systems' cost would be more profitable than a scenario of full connection to the main grid for both EMSs. In any case, for battery-priority EMSs, in the desired scenario described, the electricity price at which the microgrid would be profitable (0.12 EUR/kWh) would be even lower than the electricity price before the current uncertain scenario (0.136 EUR/kWh [34]). Such a scenario would mean that a hydrogen-based microgrid can be an economically competitive solution, at a time when carbon dioxide emissions are avoided, as shown in Figure 8 [35].

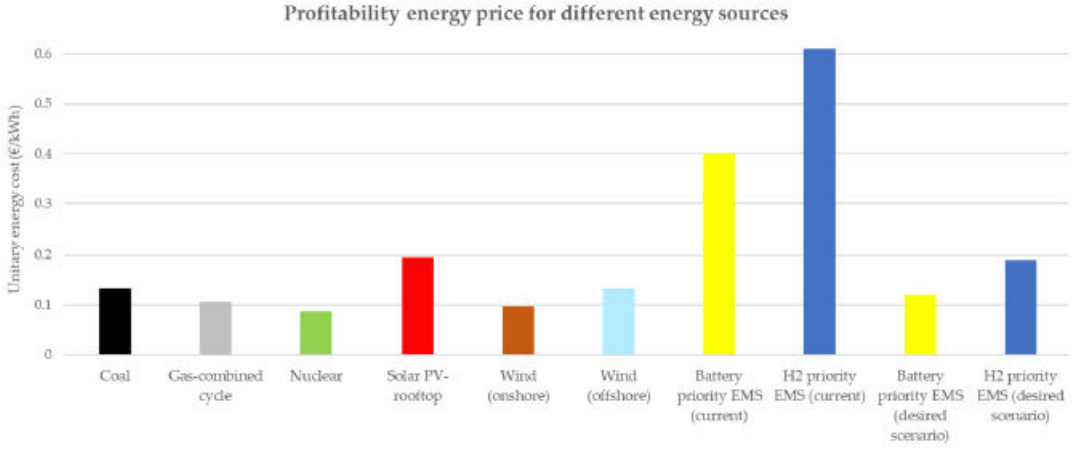


Figure 8. Cost-effective energy price for different energy sources.

Beyond the cost-effectiveness study carried out in this paper, it should be noted that a renewable hydrogen-based microgrid can bring major environmental and social benefits. It is environmentally friendly because the renewable energy-based equipment that forms part of the microgrid has no associated carbon footprint, except in cases when the microgrid takes electricity from the main grid [33]. The social benefits are the possibility of creating new jobs associated with the operation and maintenance tasks of the equipment that make up these microgrids, as well as maintaining the health of the population living in the vicinity of these microgrids.

5. Conclusions

This paper has presented an economic profitability study of a hydrogen-based microgrid.

For a hydrogen-based microgrid to be implemented at a socioeconomic level, it is necessary to study the associated costs and benefits that can be obtained from it. Further-

more, the results obtained in this study can be transferred to other locations, as long as the renewable production profile, the consumption profile and the usage time (which, in turn, will depend on the implemented EMS) of each piece of the equipment that makes up the microgrid are taken into account. Moreover, it is crucial to study when electricity prices are high enough to make the microgrid profitable, both considering the price of buying and selling electricity and the cost reduction of H_2 systems and RES + battery systems. Since the EMS implemented in a microgrid (responsible for its control) will determine the electricity price at which the microgrid will be profitable, two EMSs have been studied in this paper: hydrogen-priority strategy and battery-priority strategy.

Regarding the results obtained, although hydrogen-priority EMSs has higher cost savings than battery-priority EMSs, it also has much higher associated costs (due to more replacements). This implies that the cost-effective electricity price is significantly higher for this EMS, except in the utopian scenario where hydrogen-system cost reduction is 100% (in which it would be slightly lower). Nevertheless, the benefits of hydrogen-priority EMSs can be higher than for battery-priority EMSs for high electricity prices or high hydrogen-system cost reduction. This trend also occurs in the scenario where battery system + RES cost reduction (which supposes significantly lower cost-effective electricity prices) is included, where (unless hydrogen-system cost reduction and electricity prices are high), the battery-priority EMS offers greater benefits. However, it must not be forgotten that the present study has considered two EMSs: hydrogen-priority EMS and battery-priority EMS. Therefore, this study should be considered as a starting point to study in the future the price of electricity at which the microgrid becomes profitable for other different EMSs.

This analysis of the cost-effectiveness of a hydrogen-based microgrid has clear policy implications. At a time of fluctuating energy prices, a large investment in research and development is key to reduce the costs of systems (both hydrogen systems and battery + RES systems) to the point where a microgrid configuration as described above is cost-effective compared to a permanent home connected to the main electricity grid. Although this scenario may seem distant, the truth is that, as of today (0% cost reduction scenario), the battery-priority strategy is not too far from being profitable from an economic point of view, taking into account the outlook for electricity prices, as from an electricity price of 40 cEUR/kWh, it would achieve this objective (this price has been close to being reached recently in Spain in Q3 2022, 33.07 cEUR/kWh). Finally, from the authors' point of view, this paper has made a key economic analysis that will help policy decisions in the field of hydrogen-based microgrid implementation.

Author Contributions: Conceptualization, J.R.; methodology, J.R. and F.S.; validation, J.R.; formal analysis, J.R. and F.S.; investigation, J.R.; resources, J.M.A.; data curation, J.R.; writing—original draft preparation, J.R., F.S. and J.M.A.; writing—review and editing, J.R. and F.S.; visualization, J.R.; supervision, F.S. and J.M.A.; project administration, J.M.A.; funding acquisition, J.M.A. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research was funded by the Spanish Government, grant (1) Ref: PID2020-116616RBC31 and grant (2) Ref: RED2022-134588-T REDGENERA.

Data Availability Statement: Data are available on request from corresponding authors.

Acknowledgments: This research was possible thanks to the work of Andrea Monforti Ferrario, who developed the software with which a simulation of the described microgrid was performed, which subsequently led to the profitability study carried out in this paper.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Abbreviations

List of Acronyms

ALKEL	Alkaline Electrolyser
EMS	Energy-Management System
ESS	Energy-Storage System

EU	European Union
FC	Fuel Cell
kW_e	Electrical kilowatts
kW_n	Nominal kilowatts
kW_P	Peak kilowatts
LCOE	Levelised Cost Of Energy
LSP	Luminescent Solar Power
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
O&M	Operation and Maintenance
PEM-FC	Proton-Exchange-Membrane Fuel Cell
PL	Photoluminescent
PV	Photovoltaic
RFB	Redox Flow Batteries
RES	Renewable Energy Source
SOC	State of Charge
WT	Wind Turbine
Notation and symbols	
c_{buying}	Unit cost of buying electricity frfom the main grid (EUR/kWh)
$C_{inv_{H_2 sys.T_0}}$	Investment costs of H_2 systems (initial investment + replacements) for the 0% cost reduction scenario (EUR)
$C_{inv_{T_0}}$	Total investment costs (initial investment +replacements) for the 0% cost reduction scenario (EUR)
$C_{inv_{Total}}$	Total investment (initial investment + replacements) costs based on H_2 systems cost reduction scenario (EUR)
$C_{O\&M_{H_2 sys.T_0}}$	O and M costs of H_2 systems for the 0% cost-reduction scenario (EUR)
$C_{O\&M_{T_0}}$	Total O and M costs for the 0% cost reduction (EUR)
$C_{O\&M_{Total}}$	Total O and M costs based on the H_2 systems cost-reduction scenario (EUR)
$C_{savings}$	Total saving costs of the microgrid (EUR)
$c_{selling}$	Unit cost of selling electricity to the main grid (EUR/kWh)
$E_{grid\ in}$	Energy obtained from the main grid annually (kWh)
$E_{grid\ out}$	Energy injected into the main grid annually (kWh)
E_{saved}	Energy saved annually, i.e., energy not bought from main grid (kWh)
P_{batt}	Battery-bank power (kW)
$P_{batt\ ch.}$	Power (kW) extracted from DC bus to charge the battery ($P_{batt\ ch.} < 0$)
$P_{batt\ disc.}$	Power (kW) injected into DC bus by the battery bank ($P_{batt\ disc.} > 0$)
P_{el}	Power (kW) extracted from DC bus to supply the electrolyser ($P_{el} < 0$)
P_{FC}	Power (kW) injected into the DC bus by the fuel cell ($P_{FC} > 0$)
P_{grid}	Power exchanged with the main grid (kW)
$P_{grid\ in}$	Power (kW) injected into DC bus from the main grid ($P_{grid\ in} > 0$)
$P_{grid\ out}$	Power (kW) injected into main grid by the DC bus ($P_{grid\ out} < 0$)
P_{H_2}	Hydrogen-based systems power (kW)
P_{load}	Load power (kW)
P_{net}	Net power (kW)
P_{RES}	RES-based power (kW)
P_t	Total power balance on the DC bus (kW)
p_t	Hydrogen-tank pressure (Pa)
$p_{t.\max}$	Maximum hydrogen-tank pressure (30 bar)
$p_{t.\min}$	Minimum hydrogen-tank pressure (1 bar)
$R_{Bat.+RES_{red}}$	Battery+RES systems cost-reduction rate (%)
$R_{H_2\ sys.\ red}$	H_2 systems cost-reduction rate (%)
SOC_{max}	Maximum battery state of charge (20%)
SOC_{min}	Minimum battery state of charge (80%)
T	Lifespan of the microgrid (20 years)

References

1. Lee, B.; Choe, C.; Kim, H.; Kim, A.; Shin, Y.U.; Haider, J.; Lim, H. Economic Parity Analysis of Green Methanol Synthesis Using Water Electrolysis Based on Renewable Energy. *ACS Sustain. Chem. Eng.* **2021**, *9*, 15807–15818. [CrossRef]
2. Liu, Y.; He, Q.; Shi, X.; Zhang, Q.; An, X. Energy storage in China: Development progress and business model. *J. Energy Storage* **2023**, *72*, 108240. [CrossRef]
3. Eremeeva, A.M.; Ilyushin, Y.V. Automation of the control system for drying grain crops of the technological process for obtaining biodiesel fuels. *Sci. Rep.* **2023**, *13*, 14956. [CrossRef] [PubMed]
4. Amir, M.; Deshmukh, R.G.; Khalid, H.M.; Said, Z.; Raza, A.; Muyeen, S.M.; Nizami, A.-S.; Elavarasan, R.M.; Saidur, R.; Sopian, K. Energy storage technologies: An integrated survey of developments, global economical/environmental effects, optimal scheduling model, and sustainable adaption policies. *J. Energy Storage* **2023**, *72*, 108694. [CrossRef]
5. Shen, F.; Zhao, L.; Du, W.; Zhong, W.; Peng, X.; Qian, F. Data-Driven Stochastic Robust Optimization for Industrial Energy System Considering Renewable Energy Penetration. *ACS Sustain. Chem. Eng.* **2022**, *10*, 3690–3703. [CrossRef]
6. Zhang, S.; Li, Y.; Du, E.; Fan, C.; Wu, Z.; Yao, Y.; Liu, L.; Zhang, N. A review and outlook on cloud energy storage: An aggregated and shared utilizing method of energy storage system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2023**, *185*, 113606. [CrossRef]
7. Scott, A. Counting the ways to store renewable energy. *C&EN Glob. Enterp.* **2018**, *96*, 14–17. [CrossRef]
8. Shatnawi, M.; AlJaberi, N.S.A.M.; Al Qaydi, N.A.S.M. Solar-hydrogen microgrid project. In Proceedings of the SEG/AAPG/EAGE/SPE Research and Development Petroleum Conference and Exhibition 2018, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 9–10 May 2018.
9. Van, L.P.; Do Chi, K.; Duc, T.N. Review of hydrogen technologies based microgrid: Energy management systems, challenges and future recommendations. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 14127–14148. [CrossRef]
10. Hanley, E.S.; Amarandei, G.; Glowacki, B.A. Potential of Redox Flow Batteries and Hydrogen as Integrated Storage for Decentralized Energy Systems. *Energy Fuels* **2016**, *30*, 1477–1486. [CrossRef]
11. IRENA Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2019*; International Renewable Energy Agency: Masdar City, United Arab Emirates, 2020.
12. Hydrogen Council. *Path to Hydrogen Competitiveness A Cost Perspective*; Hydrogen Council: Brussels, Belgium, 2020.
13. Vaishnav, P.; Horner, N.; Azevedo, I.L. Was it worthwhile? Where have the benefits of rooftop solar photovoltaic generation exceeded the cost? *Environ. Res. Lett.* **2017**, *12*, 094015. [CrossRef]
14. Reisch, M. The coming challenge of green hydrogen. *C&EN Glob. Enterp.* **2020**, *98*, 28. [CrossRef]
15. Nykvist, B.; Nilsson, M. Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nat. Clim. Chang.* **2015**, *5*, 329–332. [CrossRef]
16. Ming Kwok, J.J.; Yu, N.; Karimi, I.A.; Lee, D.Y. Microgrid scheduling for reliable, cost-effective, and environmentally friendly energy management. *Ind. Eng. Chem. Res.* **2013**, *52*, 142–151. [CrossRef]
17. Zhu, Z.; Weng, Z.; Zheng, H. Optimal Operation of a Microgrid with Hydrogen Storage Based on Deep Reinforcement Learning. *Electronics* **2022**, *11*, 196. [CrossRef]
18. Haviv, S.; Revivo, N.; Kruger, N.; Manor, A.; Khachatryan, B.; Shustov, M.; Rotschild, C. Luminescent Solar Power—PV/Thermal Hybrid Electricity Generation for Cost-Effective Dispatchable Solar Energy. *ACS Appl. Mater. Interfaces* **2020**, *12*, 36040–36045. [CrossRef]
19. Lai, Y.Y.; Li, X.; Zhu, Y. Polymeric Active Materials for Redox Flow Battery Application. *ACS Appl. Polym. Mater.* **2020**, *2*, 113–128. [CrossRef]
20. Krajačić, G.; Duić, N.; da Graça Carvalho, M. H2RES, Energy planning tool for island energy systems—The case of the Island of Mljet. *Int. J. Hydrogen Energy* **2009**, *34*, 7015–7026. [CrossRef]
21. Grosspietsch, D.; Thömmes, P.; Girod, B.; Hoffmann, V.H. How, When, and Where? Assessing Renewable Energy Self-Sufficiency at the Neighborhood Level. *Environ. Sci. Technol.* **2018**, *52*, 2339–2348. [CrossRef]
22. Mah, A.X.Y.; Ho, W.S.; Hassim, M.H.; Hashim, H.; Ling, G.H.T.; Ho, C.S.; Muis, Z.A. Optimization of a standalone photovoltaic-based microgrid with electrical and hydrogen loads. *Energy* **2021**, *235*, 121218. [CrossRef]
23. Vincent, R.; Houari, A.; Ait-Ahmed, M.; Benkhoris, M.F. Influence of different time horizon-based battery energy management strategies on residential microgrid profitability. *J. Energy Storage* **2020**, *29*, 101340. [CrossRef]
24. Azimian, M.; Amir, V.; Mohseni, S.; Brent, A.C.; Bazmohammadi, N.; Guerrero, J.M. Optimal Investment Planning of Bankable Multi-Carrier Microgrid Networks. *Appl. Energy* **2022**, *328*, 120121. [CrossRef]
25. Eskander, M.M.; Silva, C.A. Techno-economic and environmental comparative analysis for DC microgrids in households: Portuguese and French household case study. *Appl. Energy* **2023**, *349*, 121495. [CrossRef]
26. Vivas, F.J.; De las Heras, A.; Segura, F.; Andújar, J.M. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 126–155. [CrossRef]
27. Vivas, F.J.; Segura, F.; Andújar, J.M. Fuzzy logic-based energy management system for grid-connected residential DC microgrids with multi-stack fuel cell systems: A multi-objective approach. *Sustain. Energy Grids Netw.* **2022**, *32*, 100909. [CrossRef]
28. Andújar, J.M.; Vivas, F.J.; Segura, F.; Calderón, A.J. Integration of air-cooled multi-stack polymer electrolyte fuel cell systems into renewable microgrids. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* **2022**, *142*, 108305. [CrossRef]
29. Monforti Ferrario, A.; Bartolini, A.; Segura Manzano, F.; Vivas, F.J.; Comodi, G.; McPhail, S.J.; Andujar, J.M. A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation. *Adv. Appl. Energy* **2021**, *3*, 100048. [CrossRef]

30. Market Observatory for Energy. *Quarterly Report on European Electricity Markets: With Focus on the Impact of Wholesale Electricity Prices on Household Retail Prices*; Covering Third Quarter of 2021; European Commission: Brussels, Belgium, 2022; Volume 14.
31. Market Observatory for Energy. *Quarterly Report on European Electricity Markets*; Covering Third Quarter of 2022; European Commission: Brussels, Belgium, 2023; Volume 15.
32. Market Observatory for Energy. *Quarterly Report on European Electricity Markets: With Focus on Price Developments in 2022*; Covering Fourth Quarter of 2022; European Commission: Brussels, Belgium, 2023; Volume 15.
33. Rey, J.; Segura, F.; Andújar, J.M.; Ferrario, A.M. The Economic Impact and Carbon Footprint Dependence of Energy Management Strategies in Hydrogen-Based Microgrids. *Electronics* **2023**, *12*, 3703. [CrossRef]
34. Vivas, F.J.; Segura, F.; Andújar, J.M.; Caparrós, J.J. A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems. *Energy Convers. Manag.* **2020**, *219*, 113053. [CrossRef]
35. Schlömer, S.; Bruckner, T.; Fulton, L.; Hertwich Austria, E.; McKinnon, A.U.; Perczyk, D.; Roy, J.; Sims, R.; Smith, P.; Wiser, R.; et al. III ANNEX Technology-Specific Cost and Performance Parameters. In *Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*; Cambridge University Press: Cambridge, UK; New York, NY, USA, 2014.

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

ANEXO III. Resultados de investigación derivados del objetivo 3

ANEXO III.A

Certificado de Participación en las VI Jornadas ScienCity 2023 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.



2023 ScienCity

Fomento de la Cultura Científica, Tecnológica y de Innovación en Ciudades Inteligentes

D. Jesús Rey Luengo con NIF 49084336J

Presentó el póster con título "***Green hydrogen: Current legal status worldwide***" en las VI Jornadas ScienCity celebradas en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Huelva del 7 al 9 de noviembre de 2023.

Y para que así conste a los efectos oportunos, se expide el presente certificado de aprovechamiento.

Fdo.: D. Salvador Pérez Litrán
Director de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería

ID. FIRMA
FECHA
FIRMADO POR
52326407G Salvador Perez Litran null
14/02/2024
PÁGINA
CERT. EXPEDIDO
1/1
CERT. CADUCIDAD

ANEXO III.B

Green hydrogen: Current legal status worldwide

J. Rey, C. Delgado, F. Segura, J.M. Andújar

Presentado en:



Evento: VI Jornadas ScienCity 2023 de divulgación científica, tecnológica y de innovación en el ámbito de las Ciudades Inteligentes.

Organizador: Departamento de Ingeniería Electrónica, Sistemas Informáticos y Automática (DIESIA) y el Departamento de Tecnologías de la Información (DTI) pertenecientes a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI) de la Universidad de Huelva (UHU).

Fecha: 7 - 9 de noviembre de 2023.

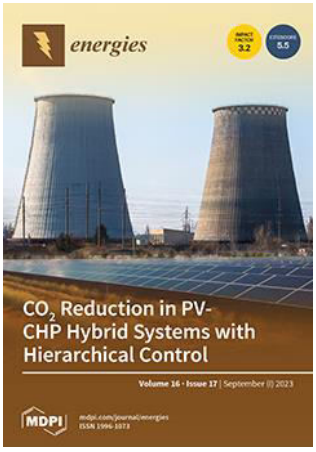
Lugar: Universidad de Huelva.

ANEXO III.C

Green Hydrogen: Resources Consumption, Technological Maturity, and Regulatory Framework

J. Rey, F. Segura, J.M. Andújar

Publicado en:



Revista: Energies

Editorial: MDPI

Editor Jefe: Prof. Dr. Enrico Sciubba

Referencia: Volumen 16, Número 17

Año: 2023

DOI: https://doi.org/10.3390/en16176222

Seleccionado como **Editor's choice**

Categoría	Ranking de revistas / Total de revistas	Cuartil
Energy & Fuels	80 / 119	Q3 (SCIE)
JCR (2022)	3.2	
CiteScore (2022)	5.5	
Lecturas	2446	
Citas	1	

energies

MDPI

Review

Green Hydrogen: Resources Consumption, Technological Maturity, and Regulatory Framework

Jesús Rey *, Francisca Segura * and José Manuel Andújar

Research Centre on Technology, Energy and Sustainability (CITES), Campus La Rábida, University of Huelva, Avenida de las Artes, 21007 Huelva, Spain; andujar@diesia.uhu.es

* Correspondence: jesus.rey@diesia.uhu.es (J.R.); francisca.segura@diesia.uhu.es (F.S.)

Abstract: Current climate crisis makes the need for reducing carbon emissions more than evident. For this reason, renewable energy sources are expected to play a fundamental role. However, these sources are not controllable, but depend on the weather conditions. Therefore, green hydrogen (hydrogen produced from water electrolysis using renewable energies) is emerging as the key energy carrier to solve this problem. Although different properties of hydrogen have been widely studied, some key aspects such as the water and energy footprint, as well as the technological development and the regulatory framework of green hydrogen in different parts of the world have not been analysed in depth. This work performs a data-driven analysis of these three pillars: water and energy footprint, technological maturity, and regulatory framework of green hydrogen technology. Results will allow the evaluation of green hydrogen deployment, both the current situation and expectations. Regarding the water footprint, this is lower than that of other fossil fuels and competitive with other types of hydrogen, while the energy footprint is higher than that of other fuels. Additionally, results show that technological and regulatory framework for hydrogen is not fully developed and there is a great inequality in green hydrogen legislation in different regions of the world.

Keywords: green hydrogen; water footprint; energy footprint; TRL of hydrogen technologies; green hydrogen regulatory framework; green hydrogen guarantees of origin

check for updates

Citation: Rey, J.; Segura, F.; Andújar, J.M. Green Hydrogen: Resources Consumption, Technological Maturity, and Regulatory Framework. *Energies* **2023**, *16*, 6222. https://doi.org/10.3390/en16176222

Academic Editor: Eliseu Monteiro

Received: 31 July 2023
Revised: 18 August 2023
Accepted: 22 August 2023
Published: 27 August 2023

Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction: Scientific Background and Related Works

The climate emergency highlights the need to reduce carbon emissions in accordance with the commitments of the 2015 Paris Agreement [1] and to look for an alternative to fossil fuels [2,3]. In that sense, the implementation of systems based on renewable energy sources (RES) is essential to achieve this goal. However, the energy generation from RES (such as wind or solar energy) is not constant, but rather stochastic, so energy storage systems are required when renewable production is higher than energy demand and then use this stored energy when needed [4,5]. Then, the use of green hydrogen (produced from water and renewable sources) as energy carrier makes sense [4]. Furthermore, as a result of its high potential and chemical properties, hydrogen is expected to be a leading energy carrier and is considered to be decisive in reducing greenhouse gas emissions and helping to avoid raising the Earth's temperature above 1.5 °C [1,6,7].

Among the more than well-known properties that make hydrogen the most ideal candidate for decarbonising both the economy and the industry, the possibility of using hydrogen as a long-term storage option [8–10], thanks to its high lower heating value (LHV), which is 33.36 kWh/kg (much higher than that of the rest of fossil fuels) [8,9], can be highlighted. Hydrogen is a clean option, since it does not emit carbon dioxide during combustion. Moreover, in the case of green hydrogen, it is also sustainable, because it is obtained via renewable powered electrolysis [11–14].

The scientific literature has demonstrated that hydrogen has the chemical properties which make it the ideal candidate to be considered the fuel of the future [8–10] and that

green hydrogen has well-known environmental benefits [11–13]. Now, it is time to evaluate green hydrogen from other points of view that help to understand the possibilities for large-scale deployment. Thus, resources consumption footprint, technology readiness level (TRL), and regulatory framework are three pillars that, properly analysed, will allow defining the necessary path that will lead to the correct and appropriate deployment of green hydrogen technology.

Different studies can be found in which the mentioned different aspects such as the hydrogen water footprint are considered: in [15], the water footprint of hydrogen obtained via steam methane reforming (SMR), glycerol reforming, and bioethanol reforming is presented; in [16], the water footprint of hydrogen obtained thanks to the conversion of municipal sludge into hydrogen by plasma gasification is calculated; in [17], the water footprint associated with hydrogen produced via water electrolysis with an energy input from the main grid on the one hand, from photovoltaic energy on the other hand, and finally from wind energy, is calculated for the case of Australia; while in [18], the water footprint associated with the different hydrogen production technologies, as well as the water footprint associated with different hydrogen production pathways are presented, and [19] explains that a green hydrogen economy would have lower water requirements than the current fossil fuel energy-based economy. However, in the analysed literature, no comparison of the water footprint of the different hydrogen production pathways with the water footprint associated with other energy sources, such as nuclear energy, oil, coal, etc. has been found.

On the other hand, regarding the energy footprint of hydrogen, in [18,20], the energy footprint of hydrogen production by different process (such as steam and methane reforming, water electrolysis, or biomass gasification, among others) is presented, while [21,22] present the energy footprint of different water electrolysis technologies. However, no comparison of the hydrogen energy footprint with the energy footprint of fossil fuels per unit of energy contained in the respective fuel, or what is equivalently called the inverse of the energy return on investment, EROI, for example, is found in the analysed literature.

From the point of view of the technological development of the different hydrogen technologies, various papers have made a study of the TRL of hydrogen production technologies (such as hydrogen obtained through SMR, water electrolysis, methane pyrolysis, etc.) [7,23–28]. Regarding storage and distribution, a study of the TRL of the different hydrogen storage technologies (metal hydrides storage, compressed hydrogen, liquid hydrogen, metal-organic frameworks, liquid organic hydrogen carriers, etc.) [28–33], and a study of the TRL of the hydrogen distribution process (which is carried out in the pipelines) [33], are presented. Moreover, it is possible to find studies which analyse the final uses that can be given to hydrogen (i.e., the iron and steel industry, the ammonia or methanol production, the use of hydrogen in refineries, in polymer exchange membrane fuel cells (PEM-FC), in solid oxide fuel cells (SOFC), etc.) from a TRL point of view [34–36]. However, none of the references consulted makes a study on the TRL including all the hydrogen technologies at each and every stage of the hydrogen supply chain, i.e., production, storage, distribution, and end use of hydrogen; moreover, in this last stage, almost no study explicitly analyses the TRL [37].

The last pillar to analyse is the regulatory framework from the point of view of guarantees of origin (GO). Papers [38,39] study the formal definitions of green hydrogen that can be found in the literature as well as the GOs that are being developed around the world based on the formal definitions under development, while [40] proposes a model to determine the so-called Hydrogen Cleanness Index (HCI), which can be considered for GO schemes. Furthermore, regarding GO certifications, there are already projects such as the Certifhy project, which has already proposed a European-wide GO to distinguish between low-carbon and renewable hydrogen [38,41]. However, among the references consulted, only [38] studies the state of the art of GO certifications around the world; nevertheless, this reference does not consider the current legal status of green hydrogen in different parts of the world, which is essential to later establish the GO certifications; in addition, only [39]

partially studies green hydrogen regulation in the different National Hydrogen Strategies, giving green hydrogen definitions in the respective legislation when possible.

In summary, the authors' proposal presents a detailed analysis of the three key pillars upon which hydrogen technology is supported: resources consumption, technological development, and regulatory framework. For this purpose, Section 2 analyses the water footprint of green hydrogen, giving a practical example based on a real microgrid located at the "La Rábida Campus", University of Huelva (UHU), Spain, and comparing it with the water footprint of other types of hydrogen (i.e., hydrogen obtained by different chemical processes and/or with an energy input that comes from other energy sources).

Next, a study of the energy footprint of green hydrogen is conducted in Section 3, comparing it with that of other types of hydrogen and other fossil fuels (comparing the energy required to obtain that fuel per unit of energy contained in the respective fuel). Afterwards, a study of the TRLs of hydrogen technologies covering the entire hydrogen supply chain (i.e., production, storage, distribution, and final application) is made in Section 4. The legal status of green hydrogen in different parts of the world and, when applicable, the requirements needed to obtain a GO for green hydrogen are discussed in Section 5. The paper ends with the Discussions and Conclusions in Sections 6 and 7, respectively.

Table 1 emphasises the main novelties of this paper, compared to the analysed scientific literature.

Table 1. Main contributions of authors' proposal with respect to analysed scientific literature.

		[17]	[18]	[20]	[21,22]	[7,23–27]	[28]	[29–32]	[33]	[34–36]	[38]	[39]	[40]	**Authors' Proposal**
Water footprint	Green hydrogen	·	·											·
	Other types		·											·
Energy footprint	Green hydrogen [(1)]	·	·	·	·									·
	Other types	·	·	·										·
	Comparison with fossil fuels													·
TRL Hydrogen supply chain	Production					·	·				·			·
	Storage						·	·	·					·
	Distribution								·					·
	Final use									·				·
Regulatory framework	GO										·	·	· [(2)]	·
	Normative											·		·

[(1)] Water electrolysis technologies energy footprints are studied. [(2)] Ref. [40] proposes a model to determine the HCI.

2. Green Hydrogen Water Footprint

Atomic hydrogen, which is the most abundant element in the universe [42,43], cannot be found as a pure element on Earth. However, it can be found combined with other elements [44] (for example, oxygen, forming water, nitrogen, forming ammonia, or carbon, forming methane or other hydrocarbons). Depending on the chemical process carried out to extract the hydrogen and the type of energy used in the process, the hydrogen molecule can be classified into different categories labelled with different colours. These colours indicate, from green to black, the highest to lowest degree of renewability, respectively, of the process [45–47], Table 2.

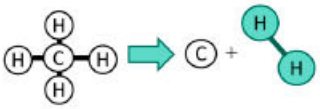
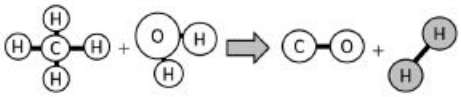
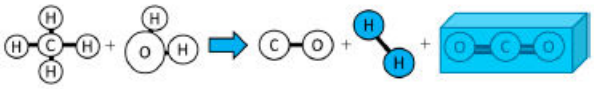
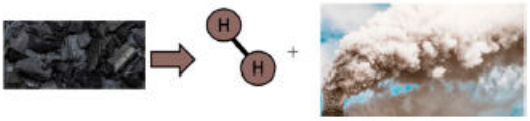
Among the different types of hydrogen that have been previously seen, green hydrogen (the only one that is obtained via renewable powered electrolysis), is produced from water. In this process, water molecule is separated into hydrogen and oxygen, Equation (1) [17,47]:

$$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2 \quad (1)$$

From a simple operation, and taking into account the molar ratio to obtain hydrogen and oxygen from water, the molar mass of each molecule, and the volumetric density of water, the amount of water needed to produce 1 kg of hydrogen can be obtained from Equation (2).

$$1\ \text{kg}\ H_2 \cdot \frac{1\ \text{mol}\ H_2}{0.002\ \text{kg}\ H_2} \cdot \frac{1\ \text{mol}\ H_2O}{1\ \text{mol}\ H_2} \cdot \frac{0.018\ \text{kg}\ H_2O}{1\ \text{mol}\ H_2O} \cdot \frac{1\ \text{L}\ H_2O}{1\ \text{kg}\ H_2O} = 9\ \text{L}\ H_2O \quad (2)$$

Table 2. Coloured labels used to classify the hydrogen molecule according to the production process and type of energy used in it.

	Coloured Label for H_2	Chemical Process + Energy Input	Highlights
	Green	Renewable powered water electrolysis	Sustainable (no carbon emissions associated)
	Pink	Nuclear powered water electrolysis	Very low carbon emissions associated
	Turquoise	Methane pyrolysis	Generates solid carbon residues (neutral in carbon dioxide emissions)
	Grey	Steam and methane/gas natural reforming	Generates greenhouse gases emissions
	Blue	Hydrogen obtained from fossil fuels with carbon capture	Carbon dioxide emissions are significantly reduced
	Black/brown	Hydrogen obtained from gasification of coal	Large carbon emissions associated

Although theoretically only 9 litres of water are needed to obtain 1 kg of hydrogen, in practice, this rate is higher for the different water electrolysis technologies. This is due [48] to the need of a cooling load in the electrolysers (which may require up to 30–40 L of additional water per kg of hydrogen), as well as the associated water treatments, which imply a higher water usage. On the other hand, the water consumption to produce 1 kg of hydrogen is very different between the analysed studies and the commercially available electrolysers that provide water consumption data. For example, [18] estimates the water consumption at 18 L of water per kg of hydrogen produced for polymer exchange membrane (PEM) electrolysers and 9.1 L of water per kg of hydrogen produced for solid oxide electrolysers, while Siemens-Energy [49] claims that their PEM electrolyser (Silyzer 300) has a consumption of 10 L of water per kg of hydrogen produced and SinoHy Energy [50] claims that their alkaline electrolyser has a consumption of 10.1 L of water per kg of hydrogen produced (however, all of these rates are far below the study in [48], which puts the amount of water consumed in an electrolyser at 60–95 L of water per kg of hydrogen produced). Regarding the green hydrogen generation water footprint (i.e., considering the whole process of using renewable energy to produce hydrogen), [51] estimates the green hydrogen water footprint at 13.4 L

of water per kg of green hydrogen produced via wind-powered electrolysis at a central electrolysis plant located in the US, while the study carried out in [17] estimates, in the case of Australia, a water footprint of 43 L of water per kg of green hydrogen produced via solar-powered electrolysis and a water footprint of 17 L of water per kg of green hydrogen produced via wind-powered electrolysis (this rate is considerably lower than the water footprint of hydrogen produced via grid-mix powered electrolysis, which is estimated to be 129 L of water per kg of hydrogen produced).

Due to this disparity of data and criteria, the authors present a real practical case to study the water footprint of green hydrogen produced in a microgrid. The microgrid is located at the "La Rábida Campus", University of Huelva, Spain. Based on [52], it is known that the global average water footprint of PV energy is 0–0.11 L of water per kWh (during the operational stage); however, this rate is subjected to wide variations depending on the location. To know the water footprint of PV energy in the region under consideration, firstly, the total amount of water needed in the world (so that PV plants can operate) can be estimated. For that purpose, the total amount of energy produced worldwide by PV energy is needed to be known before that of the total PV power installed worldwide. As the IRENA data show [53], this date is known to be 830,741 GWh for the year 2020, while the total PV power installed by the end of 2020 reached 710 GW globally. Assuming a lifetime of the photovoltaic panels of 25 to 30 years [54,55], the water footprint of PV power (during the whole lifetime of the panel) can be estimated, see Equation (3):

$$WF_{PV}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = \frac{WF_{PV\ world}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) \cdot E_{a.PV\ world} \cdot T_{PV\ panel}}{P_{PV\ world}}$$

$$WF_{PV}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = \frac{0-0.11\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}} \cdot 830741\frac{\text{GWh}}{\text{year}} \cdot \frac{10^6\text{kWh}}{1\text{GWh}} \cdot \frac{25-30\text{ years}}{\text{panel}}}{710\ GW \cdot \frac{10^6\text{kW}}{1\text{ GW}}} \quad (3)$$

$$WF_{PV}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) \approx 0-3861\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}$$

where

$WF_{PV}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right)$: water footprint of PV power.

$WF_{PV\ world}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right)$: water footprint of PV energy worldwide (0–0.11 L H_2O/kWh).

$E_{a.\ PV\ world}$: PV energy generated annually worldwide ($830741 \cdot 10^6$ kWh/year).

$T_{PV\ panel}$: average lifetime of a PV panel (25–30 years/panel).

$P_{PV\ world}$: total PV power installed worldwide ($710 \cdot 10^6$ kW).

Taking this into account, now the water footprint of PV energy per kWh (during the whole lifetime of a PV panel) will be studied for the case of PV panels located at the renewable-based microgrid at the "La Rábida Campus" of the University of Huelva. For this purpose, the water footprint of PV power will be considered equal regardless of geographical location, but not the water footprint of PV energy, which will depend on the amount of energy produced by a panel of a given power, i.e., the water footprint of PV energy will be implicitly determined by the geographical location). From previous works [9], for the renewable-based microgrid located at Huelva, containing 15 kW of PV power (5 kW of mono-Si, 5 kW of poly-Si, and 5 kW of thin film technology), the energy generated during a whole year will be 22,590 kWh, see Figure 1.

With all this information, the water footprint of PV energy (L H_2O/kWh) for the studied case can be calculated, see Equation (4):

$$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) = \frac{P_{PV} \cdot WF_{PV}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right)}{E_{a.\ PV\ microgrid} \cdot T_{PV\ panel}}$$

$$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = 15\text{ kW} \cdot 0-3861\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}} \cdot \frac{1\text{ year}}{22590\text{ kWh}} \cdot \frac{1\text{ panel}}{25-30\text{ years}} \quad (4)$$

$$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) \approx 0-0.1\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}$$

where

$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right)$: water footprint of PV energy in the "La Rábida Campus" (Huelva).
P_{PV}: PV power installed in the considered location (15 kW).
$E_{a.\ PV\ microgrid}$: PV energy generated annually in the studied microgrid (22590 kWh).

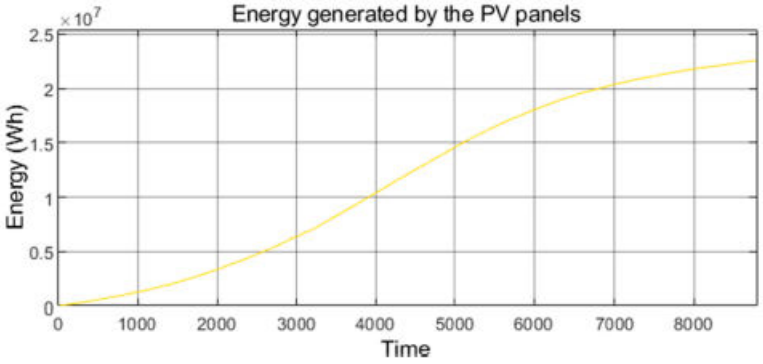


Figure 1. Energy generated by a 15 kW-PV array during a year at La Rábida campus.

That is, the water footprint of PV energy in Huelva is slightly lower than the global average water footprint for PV energy [52].

In case the renewable resource for producing hydrogen from electrolysis is wind energy, during the operational stage, its water footprint [52] is estimated to be 0 L/kWh for the case of the European Union; however, this rate rises to 0.64 L/kWh [52] over the life cycle of wind energy in the case of China. This takes into account that, according to Reuters [56], the wind power generation in China for the year 2022 was about 800 TWh, while the total installed wind power capacity was 278.353 GW as of January 2023. As the lifetime of a wind turbine is estimated to be around 20 years [57,58], then the water footprint of wind power (during the whole lifetime of a wind turbine, considering that the water footprint of wind power is, regardless of its location, similar to the water footprint of PV power) can be obtained, see Equation (5):

$$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = \frac{WF_{wind\ China}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) \cdot E_{a.\ wind\ China} \cdot T_{WT}}{P_{wind\ China}}$$

$$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) = \frac{0-0.64\ \frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}} \cdot 800 \frac{\text{TWh}}{\text{year}} \cdot \frac{10^9 \text{kWh}}{1\ \text{TWh}} \cdot \frac{20\ \text{years}}{\text{wind turbine}}}{278.353\ \text{GW} \cdot \frac{10^6 \text{kW}}{1\ \text{GW}}} \quad (5)$$

$$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right) \approx 0 - 36788 \frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}$$

where
$WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right)$: water footprint of wind power.
$WF_{windChina}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right)$: water footprint of wind energy in China (0–0.64 L H_2O/kWh).
$E_{a.windChina}$: wind energy generated annually in China ($800 \cdot 10^9$ kWh/year).
T_{WT}: average lifetime of a wind turbine (20 years/wind turbine).
$P_{windChina}$: total wind power installed in China ($278.353 \cdot 10^6$ kW).

With this information, the water footprint of wind energy for the case of a wind turbine located at the "La Rábida Campus" of the University of Huelva can now be calculated. For this purpose, the annual wind energy generation needs to be known. From previous works [9], for a 3.4 kW wind turbine located at the aforementioned place, the annual energy generation result is 1087 kWh, see Figure 2.

Then, the water footprint (L H_2O/kWh) of wind energy for the studied case can be calculated thanks to Equation (6):

$$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) = \frac{P_{wind} \cdot WF_{wind}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}}\right)}{E_{a.\ wind\ microgrid} \cdot T_{WT}}$$

$$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) = 3.4\ \text{kW} \cdot 0 - 36788\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kW}} \cdot \frac{1\ \text{year}}{1087\ \text{kWh}} \cdot \frac{1\ \text{turbine}}{20\ \text{years}} \quad (6)$$

$$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right) \approx 0 - 5.75\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}$$

where

$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right)$: water footprint of wind energy in "La Rábida Campus" (Huelva).

P_{wind}: wind power in the considered location (3.4 kW).

$E_{a.\ wind\ microgrid}$: wind energy generated annually in the studied microgrid (1087 kWh).

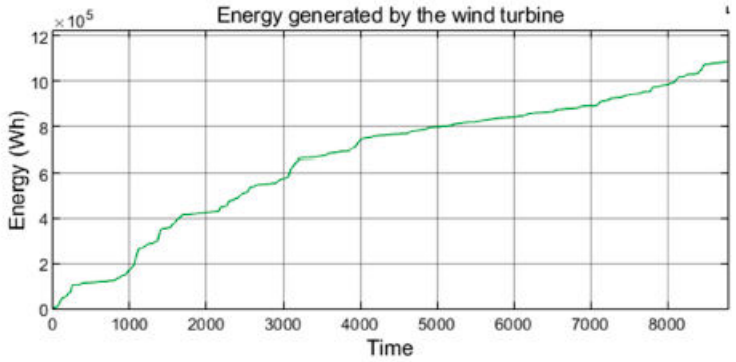


Figure 2. Energy generated by a 3.4 kW-rated power wind turbine during a full year at La Rábida Campus.

As result of the low wind energy production at the "La Rábida Campus", the water footprint of wind energy in this location is much higher than that of China. On the other hand, since the energy footprint of hydrogen obtained via water electrolysis (this will be further studied in the next section) is 36.14–54.6 kWh/kg [18], the water footprint of green hydrogen for the case studied will now be calculated for three cases: green hydrogen produced via solar-powered electrolysis, green hydrogen produced via wind-powered electrolysis, and green hydrogen produced via wind- and solar-powered electrolysis. For the first case, the water footprint will be shown in Equation (7):

$$WF_{Huelva\ H_2\ solar} = WF_{electrolyser} + E_{electrolysis} \cdot WF_{PV\ Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right)$$

$$WF_{Huelva\ H_2\ solar} = 9.1 - 18\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kgH}_2} + 0 - 0.10\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}} \cdot 36.14 - 54.6\frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2} \quad (7)$$

$$WF_{Huelva\ H_2\ solar} = 9.1 - 23.46\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kgH}_2}$$

where

$WF_{Huelva\ H_2 solar}$: water footprint of green hydrogen produced via solar energy in Huelva (L H_2O/kg H_2).

$E_{electrolysis}$: energy required in the electrolyser so that the electrolysis takes place (36.14–54.6 kWh/kg H_2).

$WF_{electrolyser}$: water footprint of an electrolyser (9.1–18 L H_2O/kg H_2).

On the other hand, for the case of hydrogen obtained via wind-powered electrolysis at the "La Rábida Campus", the water footprint will be shown in Equation (8):

$$WF_{Huelva\ H_2\ wind} = WF_{electrolyser} + E_{electrolysis} \cdot WF_{wind\ Huelva}\left(\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}}\right)$$

$$WF_{Huelva\ H_2 wind} = 9.1 - 18\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kgH}_2} + 0 - 5.75\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kWh}} \cdot 36.14 - 54.6\frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2} \quad (8)$$

$$WF_{Huelva\ H_2 wind} = 9.1 - 331.95\frac{\text{L H}_2\text{O}}{\text{kgH}_2}$$

where

$WF_{Huelva\ H_2\ wind}$: water footprint of green hydrogen produced via wind energy in Huelva (L H_2O/kg H_2).

Finally, for the case of green hydrogen obtained via solar- and wind-powered electrolysis at the aforementioned place, taking into account that the renewable-based microgrid placed there produces 22,590 kWh and 1087 kWh of solar and wind energy, respectively, the water footprint will be shown in Equation (9):

$$WF_{Huelva\ gr.\ H_2} = WF_{Huelva\ H_2\ solar} \cdot \frac{E_{a.PV\ microgrid}}{E_{a.\ PV\ microgrid} + E_{a.wind\ microgrid}} + WF_{Huelva\ H_2\ wind} \cdot \frac{E_{a.wind\ microgrid}}{E_{a.PV\ microgrid} + E_{a.wind\ microgrid}} \quad (9)$$

$$WF_{Huelva\ gr.\ H_2} = 9.1 - 37.6 \frac{\text{L } H_2O}{\text{kg}H_2}$$

where

$WF_{Huelva\ gr.\ H_2}$: water footprint of green hydrogen produced in Huelva (L H_2O/kg H_2).

To put into context the water footprint of green hydrogen, Table 3 shows a comparison of the water footprint (WF) of different types of hydrogen.

Table 3. Comparison of the water footprint of different hydrogen production processes.

	Steam Methane Reforming (SMR)	Coal Gasification (CG)	Biomass Gasification (BG)	Biomass Reformation (BR)	Plasma Gasification (PG)	Green Hydrogen (GH)	
Water footprint (L H_2O)/ kg H_2	21.87 [18]	2.91 [18]	305.5 [18]	30.96 [18]	11.56 [16]	13.4 (wind) [51] 43 (solar) [17] 17 (wind) [17] 129 (grid mix, no GH) [17]	
						UHU La Rábida Campus	9.1–23.46 (solar) 9.1–331.95 (wind) 9.1–37.6 (solar + wind)

Finally, if the LHV of hydrogen (33.36 kWh/kg) is taken into account [8,9], the water footprint of hydrogen per energy unit can be estimated, so that it can be compared with that of other fossil fuels and that of nuclear energy thanks to the data found in the analysed literature [59], see Table 4.

Table 4. Comparison of water footprint of hydrogen and other energy sources.

	Hydrogen	Coal	Conventional Oil	Natural Gas	Nuclear Energy
Water footprint (L H_2O/kWh)	0.656 (SMR) 0.087 (CG) 9.158 (BG) 0.928 (BR) 0.347 (PG) 0.272–1.289 (GH) (1)	0.284–7.56 [59]	0.77–4.284 [59]	0.274–4.464 [59]	0.065–4.464 [59] 1.514–2.725 [60]

(1) The WF of hydrogen obtained via grid mix powered electrolysis has not been considered in this case (it is not GH) and the WF of GH obtained via wind-powered electrolysis at the "La Rábida Campus" has not been considered (because wind energy production is very low in the mentioned place).

3. Green Hydrogen Energy Footprint

To obtain hydrogen from the raw materials, an energy input is necessary. In the case of green hydrogen, the energy footprint will be determined by the energy consumption that will take place in the water electrolysis process. To separate hydrogen from oxygen in the water molecule, it is necessary [47,61–63] to supply an energy equal to the enthalpy of formation of water (which is 284–286 kJ/mol [62], 285.84 kJ/mol [61]). However, it is not necessary to supply that amount of energy in the form of electricity; in fact, the minimum amount of energy of the enthalpy of formation of water that has to be applied as electrical energy is the free energy of reaction (Gibbs free energy) [63], which is related to the enthalpy of formation through Equation (10) [62,63]:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (10)$$

where

ΔG : Gibbs free energy (kJ/mol).
ΔH : enthalpy of formation (kJ/mol).
T : temperature (K).
ΔS : entropy (kJ/(mol·K)).

On the other hand, ΔG can be obtained thanks to Equation (11) [61,62,64]:

$$\Delta G = zFU_0 \quad (11)$$

where

z : number of electrons converted per H_2 molecule ($z = 2$).
F : Faraday constant (96,485 C/mol).
U_0 : standard equilibrium voltage of the water electrolysis cell ($U_0 = 1.229$ V).

Gibbs free energy for the splitting of water into oxygen and hydrogen is $\Delta G = 237.2$ kJ/mol [47,61]. The rest of the energy needed for (1) to take place is taken from the environment in the form of heat (i.e., the term $T\Delta S$, which is 48.6 kJ/mol [47]). In summary, for water electrolysis, at least 237.2 kJ/mol of electrical energy or, equivalently, 2.94 kWh/Nm^3 H_2 are required [63,64]. For this reason, although different references [21,65,66] claim that the energy consumption of the solid oxide electrolyser (which is a promising electrolysis technology) is 2.5–3.5 kWh/Nm^3 H_2, the minimum value within this range that will be considered valid in this paper is 2.94 kWh/Nm^3 H_2. Taking this into account, Table 5 shows the information corresponding to the energy consumption to produce 1 Nm^3 of hydrogen according to the electrolysis technology used: i.e., alkaline water electrolysis (AWE), polymer exchange membrane water electrolysis (PEM-WE), solid oxide water electrolysis (SO-WE), or anion exchange membrane water electrolysis (AEM-WE).

Table 5. Electric energy consumption of different electrolysis technologies.

Electrolysis Technology	Energy Consumptions (kWh/Nm^3 H_2)
AWE	**Stack energy consumption:**
	4.3–4.8 [23]
	3.8–4.4 [47] (Nel A3880)
	5.0–5.4 [47] (Cummins HySTAT®-100-10)
	4.0–4.3 [47] (John Cockerill DQ-500)
	4.5 [47] (McPhy MeLyzer 800-30)
	4.7 [47] (Sunfire HyLink Alkaline)
	4.6 [47] (Nuberg PERIC ZDQ-600)
	4.4 [47] (TIANJIN Mainland FDQ800)
	4.3 [47] (Green Hydrogen Systems HyProvide A-90)
	4.2–5.9 [67]
	4.46 [68] (Current state of the art)
	4.29 [68] (Estimation for 2030)
	<3.75 [68] (Estimation for 2050)
	4.5–5.5 [69]
	4.2–4.8 [70]
	4.2–5.89 (IRENA, 2020) [71]
	<3.75 (IRENA, 2050 target) [71]
	System energy consumption:
	4.5–7.0 [21,70]
	4.46–6.96 (IRENA, 2020) [71]
	4.02 (IRENA, 2050 target) [71]

Table 5. *Cont.*

Electrolysis Technology	Energy Consumptions (kWh/Nm^3 H_2)
PEM-WE	**Stack energy consumption:** 4.6–5.3 [23] 4.5 [47] (Nel M5000) 4.3 [47] (HyLyzer®-4000-30) 5.2 [47] (Plug Power GenFuel 5 MW) 4.9 [47] (Elogen ELYTE 260) 4.2–5.5 [67] 4.91 [68] (Current state of the art) 4.29 [68] (Estimation for 2030) <3.75 [68] (Estimation for 2050) 3.84 (2020 US DOE target) [69] 4.4–5.0 [70] 4.2–5.89 (IRENA, 2020) [71] <3.75 (IRENA, 2050 target) [71] 4.88 [18] **System energy consumption:** 3.93 (2020 US DOE target) [69] 4.5–7.5 [65,70] 4.5–7.0 [21] 4.46–7.41 (IRENA, 2020) [71] 4.02 (IRENA, 2050 target) [71]
SO-WE	**Stack energy consumption:** 3.23 [18] 3.6 [47] (SunFire HyLink SOEC) 3.0–3.3 [67] 2.94–3.5 * [21,65,66] 3.13–4.46 (IRENA, 2020) [71] <3.13 (IRENA, 2050 target) [71] **System energy consumption:** 3.57–4.46 (IRENA, 2020) [71] <3.57 (IRENA, 2050 target) [71]
AEM-WE	**Stack energy consumption:** 4.8 [47] (Enapter AEM Multicore) 4.91 [68] (Current state of the art) 4.29 [68] (Estimation for 2030) <3.75 [68] (Estimation for 2050) 4.8 [65] 4.8–6.9 [70] 4.6–5.89 (IRENA, 2020) [71] <3.75 (IRENA, 2050 target) [71] **System energy consumption:** 5.09–6.16 (IRENA, 2020) [71] <4.02 (IRENA, 2050 target) [71]

*: Energy consumptions below 2.94 kWh/Nm^3 have not been considered because it is impossible to produce that quantity of hydrogen with that amount of energy.

On the other hand, the energy footprint of water electrolysis technologies can be compared to the energy footprint of other hydrogen production routes, as shown in Table 6.

However, these data need to be put in context with the energy footprint associated with other energy compounds, such as that of some fossil fuels. Thus, Table 7 shows a comparison of the energy footprint of different fuels in terms of energy required to obtain 1 kg of fuel (in kWh) per energy contained in 1 kg of the corresponding fuel (also expressed in kWh).

Table 6. Energy consumption of different hydrogen production technologies.

	AWE	PEM-WE	SO-WE	AEM-WE	SMR	CG
Energy consumption (kWh/Nm^3 H_2)	3.8–5.4 (stack) 4.46–7.0 (system)	3.84–5.89 (stack) 3.93–7.5 (system)	2.94–4.46 (stack) 3.57–4.46 (system)	4.6–5.89 (stack) 5.09–6.16 (system)	0.10 [18] (electricity) 2.04 [72,73] *	0.15 [18] (electricity) 0.55 [74] *

*: It refers to the amount of energy that is consumed in the hydrogen production process. In the case of water electrolysis technologies, the amount of energy that is consumed is considered to be electrical energy.

Table 7. Energy consumption of different fuels per energy contained in the corresponding fuel.

	Hydrogen	Coal	Oil
Energy consumption [(1)] ($kWh_{prod.}/kWh_{fuel}$)	1–2 (electrolysis, stack) 1.2–2.5 (electrolysis, system) 0.7 (SMR) 0.18 (CG)	0.0047 [75] 0.017 (China, 2018) [76] 0.013 (US, 2000) [77] 0.017 (US, 2007) [77]	19.83 (DEM) [(2)] [78] 4.96 (AAEM) [(3)] [78] 0.025–0.048 (Norway, 2008) [77] 0.022 (Mexico, 2009) [77] 0.1 (China, 2010) [77] 0.067 (China, 2018) [(4)] [76]

[(1)] To obtain the energy consumption (in terms of $kWh_{production}/kWh_{fuel}$), the lower heating values have been extracted from [79]. [(2)] DEM: Dry Extraction Method. [(3)] AAEM: Acid-assisted Extraction Method. [(4)] The huge differences between the energy consumption in [78] and the rest of the analysed literature are due to the derisory amount of oil extracted in [78], which causes the energy consumed per unit of energy to be extracted to skyrocket.

Finally, Figure 3 provides a comparative chart of water and energy footprint of green hydrogen, with other types of hydrogen (i.e., that produced via different hydrogen production pathways) and other fuels.

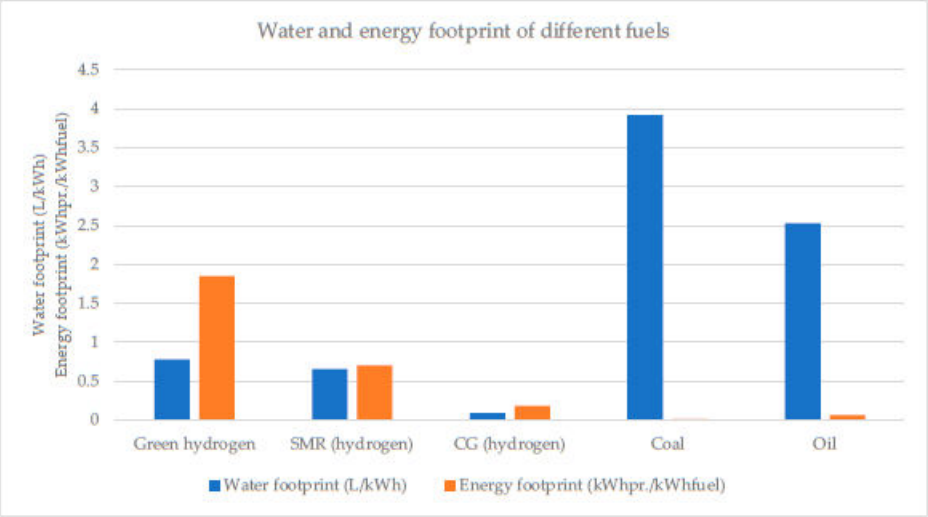


Figure 3. Water and energy footprint of different fuels.

4. TRL of Hydrogen Technologies

In the hydrogen supply chain, the next steps after production are storage, transport and distribution, to drive hydrogen to its final use [80,81]. However, different hydrogen supply chains including different hydrogen technologies can be found [82,83]. On the other hand, not all hydrogen technologies used in the hydrogen supply chain have the same level of maturity. Thus, the technology readiness level (TRL) measures the degree of maturity of a technology [84]. Although the original definition of TRL [84] involved seven stages of development, the current one (which has been adopted by NASA and the European Union) has nine levels, which are explained in more detail in Table 8.

Table 8. Levels of TRL [84].

Level	Degree of Maturity
TRL 1	Basic principles observed and reported
TRL 2	Technology concept or application formulated
TRL 3	Concept or application proven through analysis and experimentation
TRL 4	Basic prototype validated in laboratory environment
TRL 5	Basic prototype validated in relevant environment
TRL 6	System or subsystem model or prototype demonstrated in a relevant environment
TRL 7	System prototype demonstrated in an operational environment
TRL 8	Actual system completed and qualified through test and demonstration
TRL 9	Actual system proven through successful operation

As previously said, not all hydrogen technologies have the same level of maturity, i.e., they will not have the same TRL. Furthermore, at each of the different stages of the hydrogen supply chain, different technologies (with different TRLs) can be found. For example, for the hydrogen production process, several techniques (with different levels of maturity) [85,86] can be found: from fossil fuels (which can be coupled with a carbon capture process), for example, from coal gasification, steam and natural gas reforming, light oil conversion to hydrogen, heavy oil oxidation to hydrogen, etc.; from water electrolysis, in which the alkaline electrolysis and the PEM electrolysis technologies can be highlighted; or from biomass, which allows hydrogen to be obtained from biological methods (water photolysis, photo-fermentation or dark-fermentation, among others) or from chemical methods (biomass gasification, pyrolysis reforming, among others). Among the different hydrogen production technologies available, water electrolysis technologies are those used for the production of green hydrogen (which is discussed in depth throughout this manuscript). However, these technologies present risks that need to be taken into account, such as gas cross-permeation effects. These effects are so important that they may create an explosive atmosphere. In addition to the above, the corrosive environment created in the electrolyte, which can be acidic or basic depending on the electrolysis technology, must also be taken into account [87]. Table 9 provides the TRLs of different hydrogen production technologies.

Table 9. TRLs of different hydrogen production technologies.

Source of Hydrogen Production	Technology	TRL
Water electrolysis	AWE	8–9 [23,27,88] 9 [7,24,28,89,90]
	PEM-WE	7–8 [7,23] 6–8 [24,89] 8–9 [27,90,91] 6–9 [28] 6–7 [88]
	SO-WE	3–5 [7] 5 [24,89] 7 [27] 5–6 [90] 4–5 [92] 6–7 [93] 2–5 [88]
	AEM-WE	3 [91] 2–3 [94,95]

Table 9. *Cont.*

Source of Hydrogen Production	Technology	TRL
Fossil fuels	Steam and methane reforming (SMR)	9 [24,88,89,96–98] 7–8 (with carbon capture and storage, CCS) [98] 5 (with CCS) [99] 9 (with CCS) [88]
	Coal gasification (CG)	9 [96–98] 8–9 [88] 6–7 (with CCS) [98] 8–9 (with CCS) [88]
	Autothermal reforming (ATR)	9 [26] 5 (with CCS) [99]
	Methane pyrolysis (MP)	3–6 [93] 3–5 [98]
Bio-hydrogen (biological and chemical methods to obtain hydrogen from biomass)	Dark-fermentation (DF)	5 [96] 2–4 [100]
	Photo-fermentation (PF)	4 [96] 2–4 [100]
	Biogas reforming (BR)	6–7 [100]
	Biowaste pyrogasification (BPG)	8–9 [100]
	Photocatalysis (PC)	<4 [101]

Regarding hydrogen storage technology, due to the low volumetric density and energy density of hydrogen at normal conditions of pressure and temperature, 0.0899 g/L [102,103] and 0.003 kWh/L [103], respectively, the hydrogen storage techniques focus on increasing these two aspects. Among these techniques, compressed hydrogen storage, liquid hydrogen storage, metal hydrides storage, physisorption, complex hydrides, cryocompressed hydrogen storage, or liquid organic hydrogen carriers (LOHC) technologies can be highlighted [102,103]. As each of these techniques have different levels of maturity (i.e., they will present different TRLs), Table 10 presents the TRLs of different hydrogen storage technologies (although TRLs higher than 9 have been found in some references [99,104], these TRLs have been considered to be 9 in this paper).

Table 10. TRLs of hydrogen storage technologies.

	Technology	TRL
Physical storage methods	Compressed hydrogen (CH_2)	9 [29,30,104] 7–9 [32] 8–9 [105,106]
	Liquid hydrogen (LH_2)	7 [32] 4–6 [104] 6–7 [105] 6–9 [106]
	Cryocompressed hydrogen (CcH_2)	7 [32] 4–6 [104] 4–5 [105]

Table 10. *Cont.*

Technology			TRL
Material-based (chemical) storage methods	Metal hydrides (MH)		4–6 [104] 4–5 [105] 7–9 [106]
	Complex hydrides (CH)		4–6 [106]
	Physisorption (PH)	Carbon fibres (CF) and nanotubes (CN), and activated carbon (AC)	7–8 [106]
		Graphene	5–6 [106]
		Aerogel (AEG) and templated carbon (TC)	2–4 [106]
		Metal-organic frameworks (MOFs)	2–4 [106]
	LOHC		4–6 [104] 6–7 [105] 4–7 [106]

Following with the hydrogen supply chain, except in the case of hydrogen-based renewable microgrids, where the point of hydrogen production and consumption is at the same location [9,107], these two points are generally located at different sites. For this reason, hydrogen (once stored) needs to be transported and distributed. Thus, hydrogen distribution technologies (HDT) can be found to have a TRL of 9 [33], 4–9 [88]. Once hydrogen has been distributed (if necessary), it is time to put it to a final use, which can be achieved by converting the chemical energy of hydrogen into electrical energy via fuel cell or into mechanical energy via internal combustion engine [108], for example. As the different technologies that are used in the final step of the hydrogen supply chain (i.e., hydrogen final use) have a different level of maturity, Table 11 presents an estimation of the TRLs (based on the information provided by the analysed literature for the respective technologies, because few studies analyse explicitly the TRLs of hydrogen final use technologies [37]).

Table 11. TRLs of different hydrogen final use technologies.

Technology		TRL
Fuel cells (FC)	Polymer Exchange Membrane Fuel Cell (PEM-FC)	8 [35,109,110] 8–9 [111–115] 9 [116]
	Anion Exchange Membrane Fuel Cell (AEM-FC)	4 [109,117–119]
	Alkaline Fuel Cell (AFC)	8–9 [109,115,119]
	Direct Methanol Fuel Cell (DMFC *)	5–6 [109,120]
	Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	8–9 [109,121]
	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	8–9 [109,114,122]
	Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)	4–7 [109,123]
Hydrogen Internal Combustion Engines (H_2ICE)		≤7 [124,125] ≤8 [126]
Refineries	Hydrotreating (HT)	7–9 [34]
	Crude oil refining (COR)	9 [34]
Iron and steel	Hydrogen direct reduced ironmaking (H_2DRI)	8 [34]

*: Although DMFC uses methanol as fuel instead of hydrogen, this FC has been included because methanol can be used, in turn, as a method to store hydrogen in the form of an LOHC [127].

Finally, Figure 4 illustrates a graphic comparison of the TRLs of the different stages of the hydrogen supply chain.

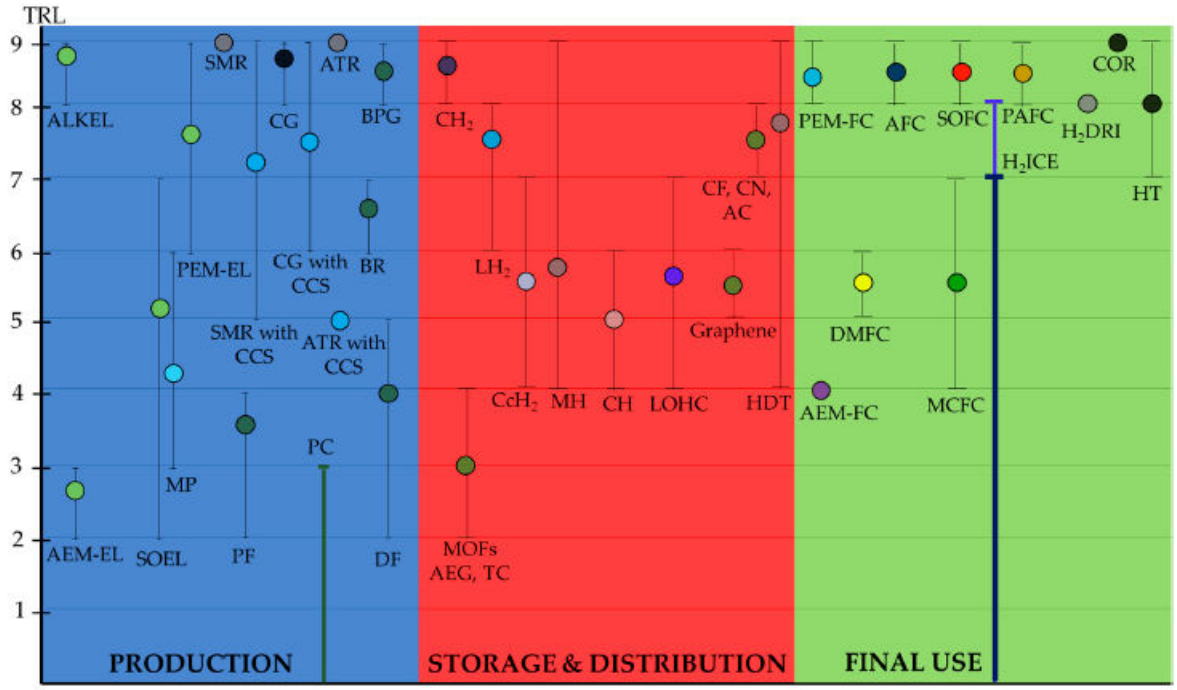


Figure 4. Summary of the different TRLs of the main hydrogen technologies used along the HSC.

5. Green Hydrogen Regulatory Framework: Global Legislation and Guarantees of Origin (GO)

Until now, only technical and technological aspects regarding green hydrogen have been seen. However, how can it be assured that the hydrogen that will be sold in the future is green hydrogen or grey hydrogen "coated in green"? For this purpose, it is necessary to develop a legal framework which involves green hydrogen, so that certifications that guarantee that the sold hydrogen is green hydrogen can be issued. For this reason, although the energy industry is developing standards so that guarantees of origin (GO) certificates can be created, in order to ensure the consumers that the hydrogen they are buying is low-carbon hydrogen or it is obtained thanks to renewable energies [38], it is necessary to implement a sound legislation that defines what is green/clean hydrogen (so GOs certifications can be issued on this basis). Thus, different countries around the world, some of which will be studied next, are developing initiatives to characterise green hydrogen [38,39].

(1) Spain

Regarding the case of Spain, according to article 2.22 of Royal Decree 376/2022, of 17 May 2022, green hydrogen is the one that comes from renewable energies [128]; for the hydrogen to be considered as green hydrogen, its producer needs to be registered in the registry of facilities for the production of gas from renewable energy sources (according to article 19.1 of Royal Decree, RD, 376/2022 [128,129]). This registry will be included in the system of guarantees of origin (GOs) which, in turn, will ensure that the gas is produced from RES [129]. Furthermore, to issue the GOs, according to Order TED/1026/2022, of 28 October 2022 [128,130], the production of renewable gases must derive from a direct production of these gases (i.e., they must come from any source of renewable energy produced on site and not from the consumption of another form of energy, except for auxiliary consumption) or from the conversion of these gases, which is what will take place when they come from any other form of renewable energy (without considering auxiliary consumption) whose renewable character will be accredited by GOs. In the Spanish legislation, RES include [128,131] wind, solar, aerothermal, geothermal, hydrothermal,

wave, tidal, hot and dry rock, ocean thermal, ocean current energy, hydroelectric, biomass, biofuel, bioliquid, and biogas in accordance with Section Two b. of Circular 1/2018, of 18 April 2018, of the National Commission of Markets and Competition (CNMV).

(2) European Union (EU)

Regarding the legislation of green hydrogen in the European Union (EU), which prevails over that of each country [132], it establishes in its RE Directive II that electricity used to produce green hydrogen can only be considered renewable if the energy used for the electrolysis process to take place is produced on site, or if the manufacturer can provide enough evidence to demonstrate that the hydrogen has been produced with RES [133], i.e., it establishes standards for certifications of guarantees of origin of hydrogen [134]. This directive is part of the so-called European Green Deal [135,136], presented by the European Commission in December 2019, a European growth strategy that foresees the study, development, and implementation of associated low-carbon technologies. It also envisages the creation of so-called green jobs, as well as achieving climate neutrality by 2050, eliminating pollution and achieving a just and inclusive transition for all citizens. The European Green Deal makes hydrogen one of the main pillars of the economy of the future and key to decarbonisation of industry.

Once the legal framework of green hydrogen has been established, it is possible to issue GOs certifications. Thus, different initiatives aim to create certificates of hydrogen guarantees of origin in different parts of the world; among them, the Certifhy project *"Designing the 1st EU-wide Guarantee of Origin (GO) scheme for Green Hydrogen"* [137] has issued more than 75,000 green hydrogen and low-carbon hydrogen certificates across the EU. Although Certifhy does not define the standards of green hydrogen and, in fact, it also certifies blue hydrogen [138], its objective is to issue certificates for hydrogen beyond Europe in the future [139].

(3) United States (US)

Outside the European Union, states like California (in the US) have a certification, Low Carbon Fuel Standard (LCFS), which is included in the California Code of Regulation, Title 17 [140], in which green hydrogen can be included [38,141] (furthermore, the states of Oregon and Washington have recently established the LCFS certification, and the states of Colorado, New York, New Mexico, and Minnesota are considering implementing this certification [142]). In addition, the US has already developed a legal framework for clean hydrogen, in its Public Law 117-58-Nov.15, 2021 [143], in which clean hydrogen is defined as hydrogen produced with a carbon intensity equal to or less than 2 kg of carbon dioxide per kilogram of hydrogen produced.

(4) Australia

In other countries outside the European Union, like Australia, the Australian Energy Council (AEC) is recommending the implementation of a formal GO scheme in the mentioned country (which should focus only on the emissions created in the production of hydrogen) and supports the appointment of the Clean Energy Regulator (CER) as responsible for administering and overseeing the GO scheme [144].

(5) United Kingdom (UK)

In the UK, the Department for Business, Energy, and Industrial Strategy [145] has committed (by December 2022) to setting up a hydrogen certification scheme by 2025 to guarantee the quality and origin of British hydrogen and to guarantee that imported hydrogen meets the British high quality standards.

(6) Japan

In Japan, despite being considered one of the countries with the most ambitious hydrogen strategies, a modernised regulation in relation to hydrogen has not been developed yet [146,147]. However, the Japanese government is aware of the importance of a new regulation concerning hydrogen, in which different aspects such as technical standards or

guarantees of origin could be taken into account [146]. In fact, they plan to establish new legislation, in which the exclusion of businesses that handle hydrogen produced through non-environmentally friendly methods will be included [148,149].

(7) Canada

Similarly to Japan, Canada's Ministry of Natural Resources [150] is aware of the need for a regulatory framework including hydrogen and plans to implement consistent policies across the different regions of the country. Currently, the only regulations in which hydrogen could be included are low-carbon fuel regulations, including renewable gas mandates in natural gas networks and carbon pollution pricing.

(8) China

Regarding the case of China, in its Five-Year Plan for National Economic and Social Development of the People's Republic of China and the Long-Range Goals for 2035 [151], hydrogen is recognised as a future industry; while in its 14th Five-Year Plan of Modern Energy System [152], the innovation of hydrogen technologies (mentioning hydrogen can be used as a way to store renewable energy) is encouraged. On the other hand, in its 14th Five-Year Plan of Renewable Energy Development [153], it is mentioned that where the cost of renewable electricity is low, renewable hydrogen production is planned (so it could replace the fossil fuel industry). However, the Chinese government has not implemented a legislation on green hydrogen yet.

(9) Brazil

An other relevant case which can be mentioned is Brazil [154], which has created the Brazilian National Hydrogen Program-PNH2 to encourage the development of the local hydrogen industry and has developed two Bills of Law, which are currently in process, to regulate hydrogen in Brazil: Bill of Law 725/2022, which establishes mechanisms to insert hydrogen into the national energy sector, defines sustainable hydrogen as the one produced from solar, wind, biomass, biogas, or hydraulic resources. It allows the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) to regulate the activities in the hydrogen chain and sets a mandatory blending of hydrogen in natural gas transportation pipelines of 5% by 2032 (which, in turn, would contain at least 60% of sustainable hydrogen) and 10% by 2050 (at least 80% of which would be composed of sustainable hydrogen). Additionally, Bill of Law No 1878/2022 establishes that the ANP would be responsible for regulating the activity of green hydrogen chain and for issuing the licenses for green hydrogen production (i.e., called differently, GOs certifications).

(10) India

The government of India is making serious efforts to integrate green hydrogen and to establish a regulatory framework that complies with international standards. Thus, for 2022–2023, [155], regulation and standards will begin to be established in order to let this sector grow (and to allow pilot projects to be approved) and for 2023–2024, relevant international standards (the global green hydrogen standards can be seen in more detail in [156]) will be adopted in order to certify that green hydrogen has been produced through RES.

(11) South Africa

South Africa [157] desires to be a major producer and exporter of green hydrogen, expecting to capture 4% of global market share by 2050. The South African government is collaborating with the German Ministry of Economic Cooperation and Development (BMZ) to promote green hydrogen production in South Africa with the purpose of establishing a regulatory framework.

Once the legislation concerning clean/green hydrogen in the different countries has been studied, in order to synthesise the regulations of the different parts of the world, Table 12 summarises this information and Figure 5 presents, in a world map, the current legal status of hydrogen in the different parts of the world previously analysed.

Table 12. Green hydrogen regulatory framework in the world.

Country	Legislation
Spain	Green hydrogen: The one that comes from renewable energies. Its producer needs to be registered in the registry of facilities for the production of gas from renewable energy sources (article 19.1, RD, 376/2022). To issue the GOs of green hydrogen, it must derive from a direct production from renewable energies produced on site or from the conversion with any other renewable energy (Order TED/1026/1022).
EU	Green hydrogen: Can only be considered renewable if the energy which is used so that the electrolysis process can take place is produced on site or if the manufacturer can provide enough evidence to demonstrate that the hydrogen fuel has been produced with RES (EU RE-Directive II), i.e., it establishes rules for hydrogen GOs certificates.
US	Clean hydrogen: Hydrogen produced with a carbon intensity equal to or less than 2 kg of carbon dioxide per kilogram of hydrogen produced (Public Law 117-58-Nov.15, 2021).
Australia	The AEC is recommending implementing a formal GO scheme (which should focus only on the emissions created in the production of hydrogen) and supports the appointment of CER as responsible for administering and overseeing the GO scheme.
UK	Department for Business, Energy, and Industrial Strategy has committed to setting up a hydrogen certification scheme by 2025.
Japan	The Japanese government is aware of the importance of implementing a new regulation concerning hydrogen to exclude businesses which handle non-environmentally friendly hydrogen.
Canada	Canada's Ministry of Natural Resources is aware of the importance of a regulatory framework including hydrogen consistent with the different regions across the country (currently, there are only low-carbon fuel regulations).
China	No regulation of green hydrogen has been implemented yet (only it is encouraged in its 5-year plans to implement renewable hydrogen production and to use hydrogen as a way to store renewable energy) and no claim of regulating it has been found.
Brazil	Bill of Law 725/2022: Sustainable hydrogen is produced from solar, wind, biomass, biogas, or hydraulic resources; allows the ANP to regulate the activities in the hydrogen chain and sets a hydrogen blending of 5% in natural gas pipelines by 2032 (at least 60% of which is sustainable hydrogen) and of 10% by 2050 (80% of which is sustainable hydrogen). Bill of Law No 1,878/2022: ANP is responsible for regulating green hydrogen chain activity and issuing the licenses for green hydrogen production.
India	2022–2023: Regulation and standards so that pilot projects can be approved. 2023–2024: Relevant international standards adopted for certification of green hydrogen production.
South Africa	Collaboration with BMZ with the purpose of establishing a regulatory framework to promote green hydrogen production in South Africa.

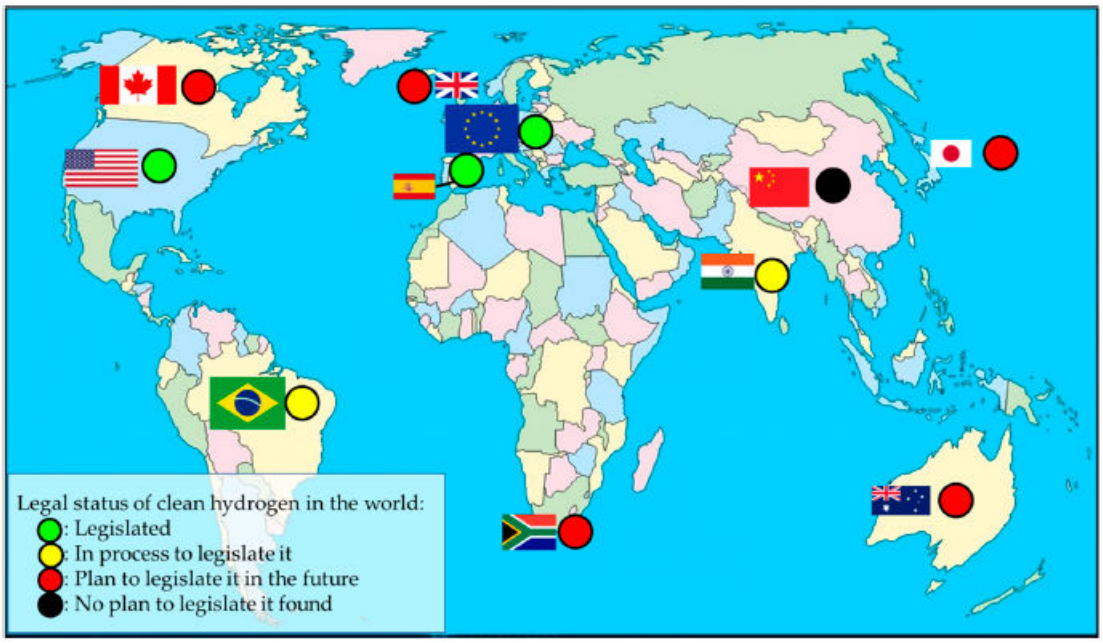


Figure 5. World map with degrees of regulatory framework by countries.

6. Discussion

As a result of the structure of this paper, this section will be divided into the different topics which have been previously analysed through this paper.

(a) Green hydrogen water footprint

Based on the analysed literature, the water footprint of green hydrogen is similar to other types of hydrogen like hydrogen obtained from SMR (the most common method for hydrogen production [158]), and much lower than that of other types of hydrogen (like the hydrogen obtained via BG), but higher than other methods of obtaining hydrogen less sustainable like CG. However, a comparison of the water footprint of green hydrogen and other fuels (both fossil fuels and nuclear energy) shows that green hydrogen, on average, has a significantly lower water footprint than other fuels (both fossil fuels and nuclear energy).

(b) Green hydrogen energy footprint

It can be observed that the energy footprint of green hydrogen is much higher than that of other types of hydrogen (in terms of energy needed to obtain a kilogram of hydrogen) and even much higher than the energy footprint of fossil fuels such as coal or oil (in terms of the energy required to extract a certain amount of energy contained within the respective fuel). However, it must be noticed that hydrogen is an energy vector, i.e., a device which stores energy to be transported and used at a later stage [159]. For this reason, it is more accurate to compare green hydrogen with other energy storage systems. However, for this purpose, it is necessary to consider not only the energy needed to produce green hydrogen per unit of energy contained in the hydrogen fuel produced (1.2–2.5 $kWh_{prod.}/kg\ H_2$), but also the efficiency of the hydrogen final use technology. Thus, considering a PEM fuel cell with an efficiency of 55% [160] (and disregarding losses associated with hydrogen storage and distribution), the energy consumption per unit of final useful energy (i.e., the ratio of the energy entering the ESS to the energy leaving the ESS) of different energy storage systems (ESS) is computed in Table 13.

Table 13. Energy consumption, per final useful energy of different ESS compared to hydrogen systems.

ESS	Pumped Hydro	Compressed Air	Li-ion Battery	Green Hydrogen Systems
Energy consumption ($kWh_{production}/kWh_{useful}$)	1.15–1.54 [161]	1.12–2.5 [161,162]	1.03–1.18 [102]	2.18–4.55

(c) TRL of hydrogen technologies

According to the hydrogen supply chain analysed, it can be observed that the main difference in the TRLs is not between the different stages of the hydrogen supply chain, but within the steps themselves. Very different TRLs are observed, due to the difference in the maturity of the technology. For example, the alkaline electrolysis technology has a TRL much higher than the TRL of an AEM electrolyser. The same goes for storage and distribution options and for final use technologies.

(d) Green hydrogen current global legislation and GOs certificates

Based on the current legislation of green hydrogen that has been studied, as well as the certification of GOs, a huge legal inequality in different countries or regions can be found. Thus, in the case of Europe, there is a robust and well-defined legislation and a legal framework on which to establish requirements for issuing GOs. On the other hand, although other countries such as the US have legislation for clean hydrogen and a standard for low-carbon fuels in some of their states, the degree of development and implementation is lower than in Europe. In fact, the carbon footprint per unit of energy (taking into account the LHV of hydrogen) up to which hydrogen can be considered clean in the US is 0.06 kg CO_2/kWh. This figure is lower than the carbon footprint of coal (0.31–0.35 kg CO_2/kWh [163]), carbon footprint of natural gas (0.18 kg CO_2/kWh [163]), carbon footprint of petroleum (0.21–0.27 kg CO_2/kWh [163]), or hydrogen obtained via steam and methane reforming and via coal gasification, which are 0.27 and 0.6 kg CO_2/kWh [164], respectively. But it is higher than the carbon footprint of nuclear energy (on average, 0.012 kg CO_2/kWh [164]) and that expected for electricity production in 2050 (0.01–0.02 kg CO_2/kWh [164]). Other countries such as Brazil and India, although they do not have legislation in place, are in the process of implementing it. Finally, the rest of the countries analysed are either planning to implement a regulation allowing them to establish certificates of origin for green hydrogen or, in the case of China, no action in this sense is even contemplated. This difference in regulations concerning green hydrogen in different countries has prompted attempts to establish international standards, such as CEN-CENELEC (a set of hydrogen standards that facilitate the issuance of GO certificates) and ISO-IEC (a set of international standards on hydrogen standardisation) [165].

7. Conclusions

This paper has presented a detailed study of the three key pillars underpinning green hydrogen: resource consumption (i.e., water and energy footprint), technology development, and regulatory framework.

The study of the water and energy footprint is essential to perform an analysis of the viability and sustainability of green hydrogen (which is not limited to a simple carbon footprint analysis). The water footprint analysis shows that green hydrogen is more sustainable than nuclear power or fossil fuels and is also competitive with the most common method of hydrogen production (SMR). But from the point of view of energy consumption, the energy footprint analysis shows that green hydrogen consumes a higher amount of energy to be obtained (per unit of energy contained in the fuel) than other fossil fuels or other types of hydrogen, as well as requiring more energy to obtain the same amount of useful energy than other ESSs.

On the other hand, regarding the analysis of the TRLs of the different technologies that can be found in the hydrogen supply chain, these show a great disparity, with, for example, very different TRLs for electrolysis technologies.

Regarding the regulatory framework for green hydrogen, the main challenge is to standardise the definition of green hydrogen at the international level, so that GO certifications can be common (or at least accepted) among different countries. In this respect, the European Union is far ahead of its main competitor, the United States, whose definition of clean hydrogen has a higher maximum carbon footprint than that of nuclear energy, and even that expected for electricity production in 2050, but lower than that of other types of hydrogen, such as that obtained from SMRs or GC.

The research conducted in this paper reinforces the thesis that green hydrogen technologies have not yet reached their full potential in terms of water and energy footprint, technology development, and regulatory framework. Based on this, the authors strongly recommend that the governments of the different countries invest heavily in research and development as a way to achieve the reduction in the water and energy footprint and, on the other hand, to favour the implementation of hydrogen technologies that for the moment are far from being commercialised, although they have a promising potential (such as AEM electrolysers, for example). In addition, within the legislative and standardisation framework, it is essential to reach international agreements that allow the production, export/import, and uses of green hydrogen through clear and fair rules, thus favouring the generation of a true global hydrogen economy. If this is carried out, green hydrogen can contribute to a more sustainable and also a more egalitarian world, as it can be produced almost anywhere in the world.

Author Contributions: Conceptualisation, J.R. and F.S.; methodology, J.R. and F.S.; software, J.R.; validation, J.R.; formal analysis, J.R. and F.S.; investigation, J.R.; resources, J.M.A.; data curation, J.R.; writing—original draft preparation, J.R. and F.S.; writing—review and editing, J.R., F.S. and J.M.A.; visualisation, J.R.; supervision, F.S. and J.M.A.; project administration, J.M.A.; funding acquisition, J.M.A. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research was funded by the Spanish Government, grant (1) Ref: PID2020-116616RB-C31, and grant (2) Ref: RED2022-134588-T REDGENERA.

Data Availability Statement: Not applicable.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Abbreviations

AAEM	Acid-Assisted Extraction Method.
AC	Activated Carbon.
AEC	Australian Energy Council.
AEG	Aerogel.
AEM	Anion Exchange Membrane.
AEM-FC	Anion Exchange Membrane Fuel Cell.
AEM-WE	Anion Exchange Membrane Water Electrolysis.
AFC	Alkaline Fuel Cell.
ANP	National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels.
ATR	Autothermal Reforming.
AWE	Alkaline Water Electrolysis.
BG	Biogas Gasification.
BMZ	Ministry of Economic Cooperation and Development.
BPG	Biowaste Pyrogasification.
BR	Biogas Reforming.
CcH_2	Cryocompressed Hydrogen.
CER	Clean Energy Regulator.

CF	Carbon Fibres.
CG	Coal Gasification.
CH	Complex Hydrides.
CH_2	Compressed Hydrogen.
CN	Carbon Nanotubes.
CNMV	National Commission of Markets and Competition.
COR	Crude Oil Refining.
DEM	Dry Extraction Method.
DF	Dark-Fermentation.
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell.
EROI	Energy Return On Investment.
ESS	Energy Storage Systems.
EU	European Union.
GH	Green Hydrogen.
GO	Guarantee of Origin.
H_2ICE	Hydrogen Internal Combustion Engine.
H_2DRI	Hydrogen Direct Reduced Ironmaking.
HCI	Hydrogen Cleanness Index.
HDT	Hydrogen Distribution Technologies.
HT	Hydrotreating.
LCFS	Low Carbon Fuel Standard.
LHV	Lower Heating Value.
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier.
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell.
MH	Metal Hydrides.
MOF	Metal Organic Framework.
MP	Methane Pyrolisis.
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell.
PC	Photocatalysis.
PEM	Polymer Exchange Membrane.
PEM-FC	Polymer Exchange Membrane Fuel Cell.
PEM-WE	Polymer Exchange Membrane Water Electrolysis.
PF	Photo-Fermentation.
PG	Plasma Gasification.
PH	Physisorption.
PV	PhotoVoltaic.
RD	Royal Decree.
RES	Renewable Energy Sources.
SMR	Steam and Methane Reforming.
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell.
SO-WE	Solid Oxide Water Electrolysis.
TC	Templated Carbon.
TRL	Technology Readiness Level.
UHU	University of Huelva.
UK	United Kingdom.
US	United States.
Notation and Symbols	
ΔG	Gibbs free energy (kJ/mol).
ΔH	enthalpy of formation (kJ/mol).
ΔS	entropy (kJ/(mol·K)).
$E_{a.\ PV\ microgrid}$	PV energy generated annually in the studied microgrid (22,590 kWh).
$E_{a.\ PV\ world}$	PV energy generated annually worldwide ($830{,}741 \cdot 10^6$ kWh/year).
$E_{a.\ wind\ China}$	wind energy generated annually in China ($800 \cdot 10^9$ kWh/year).
$E_{a.\ wind\ microgrid}$	wind energy generated annually in the studied microgrid (1087 kWh).
$E_{electrolysis}$	energy required in the electrolyser so that the electrolysis takes place (36.14–54.6 kWh/kg H_2).

F	Faraday constant (96485 C/mol).
P_{PV}	PV power installed in the considered location (15 kW).
$P_{PV\ world}$	total PV power installed worldwide ($710 \cdot 10^6$ kW).
P_{wind}	wind power in the considered location (3.4 kW).
$P_{wind\ China}$	total wind power installed in China ($278.353 \cdot 10^6$ kW).
T	temperature (K).
$T_{PV\ panel}$	average lifetime of a PV panel (25–30 years/panel).
T_{WT}	average lifetime of a wind turbine (20 years/wind turbine).
U_0	standard equilibrium voltage of the water electrolysis cell ($U_0 = 1.229$V).
$WF_{electrolyser}$	electrolyser water footprint (9.1–18 L H_2O/kg H_2).
$WF_{Huelva\ gr.\ H_2}$	water footprint of green hydrogen produced in Huelva (L H_2O/kg H_2).
$WF_{Huelva\ H_2 solar}$	water footprint of green hydrogen produced via solar energy in Huelva (L H_2O/kg H_2).
$WF_{Huelva\ H_2\ wind}$	water footprint of green hydrogen produced via wind energy in Huelva (L H_2O/kg H_2).
$WF_{PV}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right)$	water footprint of PV power.
$WF_{PV-Huelva}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	water footprint of PV energy at "La Rábida Campus" (University of Huelva).
$WF_{PV\ world}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	water footprint of PV energy worldwide (0–0.11 L H_2O/kWh).
$WF_{wind}\left(\frac{L\ H_2O}{kW}\right)$	water footprint of wind power.
$WF_{wind\ China}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	water footprint of wind energy in China (0–0.64 L H_2O/kWh).
$WF_{wind-Huelva}\left(\frac{L\ H_2O}{kWh}\right)$	water footprint of wind energy at "La Rábida Campus" (University of Huelva).
z	number of electrons converted per H_2 molecule (z = 2).

References

1. Beasy, K.; Emery, S.; Pryor, K.; Vo, T.A. Skilling the green hydrogen economy: A case study from Australia. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 19811–19820. [CrossRef]
2. Liu, Z.; Wang, B.; Cazorla, C. Strain Engineering of Two-Dimensional Piezophotocatalytic Materials for Improved Hydrogen Evolution Reaction. *ACS Sustain. Chem. Eng.* **2022**, *10*, 16924–16934. [CrossRef]
3. Han, H.; Qiu, Y.; Zhang, H.; Bi, T.; Yang, Q.; Liu, M.; Zhou, J.; Ji, X. Lattice-disorder layer generation from liquid processing at room temperature with boosted nanointerface exposure toward water splitting. *Sustain. Energy Fuels* **2022**, *6*, 3008–3013. [CrossRef]
4. Vivas, F.J.; De las Heras, A.; Segura, F.; Andújar, J.M. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 126–155. [CrossRef]
5. Van, L.P.; Chi, K.D.; Duc, T.N. Review of hydrogen technologies based microgrid: Energy management systems, challenges and future recommendations. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 14127–14148. [CrossRef]
6. Genovese, M.; Cigolotti, V.; Jannelli, E.; Fragiacomo, P. Current standards and configurations for the permitting and operation of hydrogen refueling stations. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 19357–19371. [CrossRef]
7. Rasul, M.G.; Hazrat, M.A.; Sattar, M.A.; Jahirul, M.I.; Shearer, M.J. The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *272*, 116326. [CrossRef]
8. Bollmann, J.; Schmidt, N.; Beck, D.; Preuster, P.; Zigan, L.; Wasserscheid, P.; Will, S. A path to a dynamic hydrogen storage system using a liquid organic hydrogen carrier (LOHC): Burner-based direct heating of the dehydrogenation unit. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 1011–1023. [CrossRef]
9. Ferrario, A.M.; Vivas, F.J.; Manzano, F.S.; Andújar, J.M.; Bocci, E.; Martirano, L. Hydrogen vs. Battery in the long-term operation. A comparative between energy management strategies for hybrid renewable microgrids. *Electronics* **2020**, *9*, 698. [CrossRef]
10. Lubello, P.; Pasqui, M.; Mati, A.; Carcasci, C. Assessment of hydrogen-based long term electrical energy storage in residential energy systems. *Smart Energy* **2022**, *8*, 100088. [CrossRef]
11. Viteri, J.P.; Viteri, S.; Alvarez-Vasco, C.; Henao, F. A systematic review on green hydrogen for off-grid communities –technologies, advantages, and limitations. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 19751–19771. [CrossRef]
12. Meda, U.S.; Rajyaguru, Y.V.; Pandey, A. Generation of green hydrogen using self-sustained regenerative fuel cells: Opportunities and challenges. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 28289–28314. [CrossRef]
13. Patnaik, D.; Pattanaik, A.K.; Bagal, D.K.; Rath, A. Reducing CO_2 emissions in the iron industry with green hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 23449–23458. [CrossRef]
14. Qiu, Y.; Liu, Z.; Yang, Q.; Zhang, X.; Liu, J.; Liu, M.; Bi, T.; Ji, X. Atmospheric-Temperature Chain Reaction towards Ultrathin Non-Crystal-Phase Construction for Highly Efficient Water Splitting. *Chem.-A Eur. J.* **2022**, *28*, e202200683. [CrossRef] [PubMed]

15. de Souza, T.A.Z.; Rocha, D.H.D.; Julio, A.A.V.; Coronado, C.J.R.; Silveira, J.L.; Silva, R.J.; Palacio, J.C.E. Exergoenvironmental assessment of hydrogen water footprint via steam reforming in Brazil. *J. Clean. Prod.* **2021**, *311*, 127577. [CrossRef]
16. Cui, P.; Xu, Z.; Yao, D.; Qi, H.; Zhu, Z.; Wang, Y.; Li, X.; Liu, Z.; Yang, S. Life cycle water footprint and carbon footprint analysis of municipal sludge plasma gasification process. *Energy* **2022**, *261*, 125280. [CrossRef]
17. Shi, X.; Liao, X.; Li, Y. Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework. *Renew. Energy* **2020**, *154*, 786–796. [CrossRef]
18. Mehmeti, A.; Angelis-Dimakis, A.; Arampatzis, G.; McPhail, S.J.; Ulgiati, S. Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments* **2018**, *5*, 24. [CrossRef]
19. Beswick, R.R.; Oliveira, A.M.; Yan, Y. Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem? *ACS Energy Lett.* **2021**, *6*, 3167–3169. [CrossRef]
20. Hren, R.; Vujanović, A.; Van Fan, Y.; Klemeš, J.J.; Krajnc, D.; Čuček, L. Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2023**, *173*, 113113. [CrossRef]
21. Arsad, A.Z.; Hannan, M.A.; Al-Shetwi, A.Q.; Begum, R.A.; Hossain, M.J.; Ker, P.J.; Mahlia, T.I. Hydrogen electrolyser technologies and their modelling for sustainable energy production: A comprehensive review and suggestions. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 27841–27871. [CrossRef]
22. Pawłowski, A.; Zelazna, A.; Zak, J. Is the Polish Solar-to-Hydrogen Pathway Green? A Carbon Footprint of AEM Electrolysis Hydrogen Based on an LCA. *Energies* **2023**, *16*, 3702. [CrossRef]
23. Dermühl, S.; Riedel, U. A comparison of the most promising low-carbon hydrogen production technologies. *Fuel* **2023**, *340*, 127478. [CrossRef]
24. Pinsky, R.; Sabharwall, P.; Hartvigsen, J.; O'Brien, J. Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems. *Prog. Nucl. Energy* **2020**, *123*, 103317. [CrossRef]
25. Solis, M.; Silveira, S. Technologies for chemical recycling of household plastics—A technical review and TRL assessment. *Waste Manag.* **2020**, *105*, 128–138. [CrossRef]
26. Al Ghafri, S.Z.; Revell, C.; Di Lorenzo, M.; Xiao, G.; Buckley, C.E.; May, E.F.; Johns, M. Techno-economic and environmental assessment of LNG export for hydrogen production. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 8343–8369. [CrossRef]
27. Bollmann, J.; Pitchaimuthu, S.; Kühnel, M.F. Challenges of Industrial-Scale Testing Infrastructure for Green Hydrogen Technologies. *Energies* **2023**, *16*, 3604. [CrossRef]
28. Incer-Valverde, J.; Mörsdorf, J.; Morosuk, T.; Tsatsaronis, G. Power-to-liquid hydrogen: Exergy-based evaluation of a large-scale system. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *48*, 11612–11627. [CrossRef]
29. Simanullang, M.; Prost, L. Nanomaterials for on-board solid-state hydrogen storage applications. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 29808–29846. [CrossRef]
30. Massaro, M.C.; Biga, R.; Kolisnichenko, A.; Marocco, P.; Monteverde, A.H.A.; Santarelli, M. Potential and technical challenges of on-board hydrogen storage technologies coupled with fuel cell systems for aircraft electrification. *J. Power Sources* **2023**, *555*, 232397. [CrossRef]
31. Niermann, M.; Beckendorff, A.; Kaltschmitt, M.; Bonhoff, K. Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)—Assessment based on chemical and economic properties. *Int. J. Hydrogen Energy* **2019**, *44*, 6631–6654. [CrossRef]
32. Böhm, M.; Fernández Del Rey, A.; Pagenkopf, J.; Varela, M.; Herwartz-Polster, S.; Nieto Calderón, B. Review and comparison of worldwide hydrogen activities in the rail sector with special focus on on-board storage and refueling technologies. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 38003–38017. [CrossRef]
33. Okonkwo, E.C.; Al-Breiki, M.; Bicer, Y.; Al-Ansari, T. Sustainable hydrogen roadmap: A holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 35525–35549. [CrossRef]
34. Neuwirth, M.; Fleiter, T.; Manz, P.; Hofmann, R. The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries—A site-specific approach applied to Germany. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *252*, 115052. [CrossRef]
35. Kampker, A.; Ayvaz, P.; Schön, C.; Karstedt, J.; Förstmann, R.; Welker, F. Challenges towards large-scale fuel cell production: Results of an expert assessment study. *Int. J. Hydrogen Energy* **2020**, *45*, 29288–29296. [CrossRef]
36. Singh, S.P.; Ohara, B.; Ku, A.Y. Prospects for cost-competitive integrated gasification fuel cell systems. *Appl. Energy* **2021**, *290*, 116753. [CrossRef]
37. Olabi, A.G.; Wilberforce, T.; Abdelkareem, M.A. Fuel cell application in the automotive industry and future perspective. *Energy* **2021**, *214*, 118955. [CrossRef]
38. Velazquez Abad, A.; Dodds, P.E. Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy* **2020**, *138*, 111300. [CrossRef]
39. Cheng, W.; Lee, S. How Green Are the National Hydrogen Strategies? *Sustainability* **2022**, *14*, 1930. [CrossRef]
40. Dawood, F.; Anda, M.; Shafiullah, G.M. Hydrogen production for energy: An overview. *Int. J. Hydrogen Energy* **2020**, *45*, 3847–3869. [CrossRef]
41. Mould, K.; Silva, F.; Knott, S.F.; O'Regan, B. A comparative analysis of biogas and hydrogen, and the impact of the certificates and blockchain new paradigms. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 39303–39318. [CrossRef]
42. Yuan, L.; Steinle-Neumann, G. Hydrogen distribution between the Earth's inner and outer core. *Earth Planet. Sci. Lett.* **2023**, *609*, 118084. [CrossRef]

43. Hassan, Q.; Sameen, A.Z.; Olapade, O.; Alghoul, M.; Salman, H.M.; Jaszczur, M. Hydrogen fuel as an important element of the energy storage needs for future smart cities. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *in press*. [CrossRef]
44. Hwang, J.; Maharjan, K.; Cho, H.J. A review of hydrogen utilization in power generation and transportation sectors: Achievements and future challenges. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 28629–28648. [CrossRef]
45. Huang, J.; Balcombe, P.; Feng, Z. Technical and economic analysis of different colours of producing hydrogen in China. *Fuel* **2023**, *337*, 127227. [CrossRef]
46. Purayil, S.T.P.; Hamdan, M.O.; Al-Omari, S.A.B.; Selim, M.Y.E.; Elnajjar, E. Review of hydrogen–gasoline SI dual fuel engines: Engine performance and emission. *Energy Rep.* **2023**, *9*, 4547–4573. [CrossRef]
47. Shiva Kumar, S.; Lim, H. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Rep.* **2022**, *8*, 13793–13813. [CrossRef]
48. Coertzen, R.; Potts, K.; Brannock, M.; Dagg, B. Water for Hydrogen—GHD. Available online: https://www.ghd.com/en/perspectives/water-for-hydrogen.aspx (accessed on 10 May 2023).
49. Siemens-Energy. Silyzer 300: The Next Paradigm of PEM Electrolysis. *Silyzer 300-PEM Module Array*. Available online: https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf (accessed on 10 May 2023).
50. SinoHy Energy. 5MW/10MW Alkaline Water Electrolysis. Available online: https://www.sinohyenergy.com/5mw-10mw-alkaline-water-electrolysis/ (accessed on 10 May 2023).
51. Lampert, D.J.; Cai, H.; Elgowainy, A. Wells to wheels: Water consumption for transportation fuels in the United States. *Energy Environ. Sci* **2016**, *9*, 787. [CrossRef]
52. Jia, X.; Klemeš, J.J.; Tan, R.R. Overview of Water Use in Renewable Electricity Generation. *Chem. Eng. Trans.* **2021**, *89*, 403–408. [CrossRef]
53. IRENA. Solar Energy. Available online: https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy (accessed on 11 May 2023).
54. Sodhi, M.; Banaszek, L.; Magee, C.; Rivero-Hudec, M. Economic Lifetimes of Solar Panels. *Procedia CIRP* **2022**, *105*, 782–787. [CrossRef]
55. Artaş, S.B.; Kocaman, E.; Bilgiç, H.H.; Tutumlu, H.; Yağlı, H.; Yumrutaş, R. Why PV panels must be recycled at the end of their economic life span? A case study on recycling together with the global situation. *Process Saf. Environ. Prot.* **2023**, *174*, 63–78. [CrossRef]
56. Reuters. Column: China Widens Renewable Energy Supply Lead with Wind Power Push. Available online: https://www.reuters.com/markets/commodities/china-widens-renewable-energy-supply-lead-with-wind-power-push-2023-03-01/ (accessed on 16 May 2023).
57. Voigt, C.C.; Kaiser, K.; Look, S.; Scharnweber, K.; Scholz, C. Wind turbines without curtailment produce large numbers of bat fatalities throughout their lifetime: A call against ignorance and neglect. *Glob. Ecol. Conserv.* **2022**, *37*, e02149. [CrossRef]
58. Ziegler, L.; Gonzalez, E.; Rubert, T.; Smolka, U.; Melero, J.J. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 1261–1271. [CrossRef]
59. Mekonnen, M.M.; Gerbens-Leenes, P.W.; Hoekstra, A.Y. The consumptive water footprint of electricity and heat: A global assessment. *Environ. Sci. Water Res. Technol.* **2015**, *1*, 285–297. [CrossRef]
60. Parliament of Australia—Department of Parliamentary Services. Water Requirements of Nuclear Power Stations. *Parliamentary Library 2006; p. 1*. Available online: https://apo.org.au/node/1519 (accessed on 17 May 2023).
61. Shiva Kumar, S.; Himabindu, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis—A review. *Mater. Sci. Energy Technol.* **2019**, *2*, 442–454. [CrossRef]
62. Buttler, A.; Spliethoff, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 2440–2454. [CrossRef]
63. Rashid, M.M.; Al Mesfer, M.K.; Naseem, H.; Danish, M. Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. *Int. J. Eng. Adv. Technol.* **2015**, *4*, 80–93.
64. Chatenet, M.; Pollet, B.G.; Dekel, D.R.; Dionigi, F.; Deseure, J.; Millet, P.; Braatz, R.D.; Bazant, M.Z.; Eikerling, M.; Staffell, I.; et al. Water electrolysis: From textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. *Chem. Soc. Rev.* **2022**, *51*, 4583–4762. [CrossRef]
65. Nasser, M.; Megahed, T.F.; Ookawara, S.; Hassan, H. A review of water electrolysis–based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems. *Environ. Sci. Pollut. Res.* **2022**, *29*, 86994–87018. [CrossRef]
66. Lamagna, M.; Groppi, D.; Nastasi, B. Reversible solid oxide cells applications to the building sector. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 27033–27058. [CrossRef]
67. Min, G.; Choi, S.; Hong, J. A review of solid oxide steam-electrolysis cell systems: Thermodynamics and thermal integration. *Appl. Energy* **2022**, *328*, 120145. [CrossRef]
68. Palmas, S.; Rodriguez, J.; Mais, L.; Mascia, M.; Herrando, M.C.; Vacca, A. Anion exchange membrane: A valuable perspective in emerging technologies of low temperature water electrolysis. *Curr. Opin. Electrochem.* **2023**, *37*, 101178. [CrossRef]
69. Chi, J.; Yu, H. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chin. J. Catal.* **2018**, *39*, 390–394. [CrossRef]
70. Lange, H.; Klose, A.; Lippmann, W.; Urbas, L. Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 15771–15783. [CrossRef]

71. International Renewable Energy Agency. Green Hydrogen Cost Reduction Scaling Up Electrolysers To Meet The 1.5 °C Climate Goal H2O2. 2020. Available online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf (accessed on 17 May 2023).
72. Song, H.; Liu, Y.; Bian, H.; Shen, M.; Lin, X. Energy, environment, and economic analyses on a novel hydrogen production method by electrified steam methane reforming with renewable energy accommodation. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *258*, 115513. [CrossRef]
73. Wu, Z.; Guo, Z.; Yang, J.; Wang, Q. Numerical investigation of hydrogen production via methane steam reforming in a novel packed bed reactor integrated with diverging tube. *Energy Convers. Manag.* **2023**, *289*, 117185. [CrossRef]
74. Li, J.; Cheng, W. Comparative life cycle energy consumption, carbon emissions and economic costs of hydrogen production from coke oven gas and coal gasification. *Int. J. Hydrogen Energy* **2020**, *45*, 27979–27993. [CrossRef]
75. Roy, P.; Hossain, M.N.; Uddin, S.M.M.; Hossain, M.M. Unraveling the sustainability aspects of coal extraction and use in Bangladesh using material flow analysis and life cycle assessment. *J. Clean. Prod.* **2023**, *387*, 135895. [CrossRef]
76. Xie, M.; Wei, X.; Chen, C.; Sun, C. China's natural gas production peak and energy return on investment (EROI): From the perspective of energy security. *Energy Policy* **2022**, *164*, 112913. [CrossRef]
77. Hall, C.A.S.; Lambert, J.G.; Balogh, S.B. EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy* **2014**, *64*, 141–152. [CrossRef]
78. Manikrao Ingle, U.; Pawar, P.R.; Prakash, G. Acid-assisted oil extraction directly from thraustochytrids fermentation broth and its energy assessment for docosahexaenoic acid-enriched oil production. *Bioresour. Technol.* **2023**, *367*, 128272. [CrossRef]
79. Dincer, I.; Rosen, M.A.; Khalid, F. 3.16 Thermal Energy Production. In *Comprehensive Energy Systems*; Dincer, I., Ed.; Elsevier: Oxford, UK, 2018; pp. 673–706. [CrossRef]
80. Raeesi, R.; Searle, C.; Balta-Ozkan, N.; Marsiliani, L.; Tian, M.; Greening, P. Hydrogen supply chain and refuelling network design: Assessment of alternative scenarios for the long-haul road freight in the UK. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *in press*. [CrossRef]
81. Dong, W.; Shao, C.; Li, X.; Zhu, D.; Zhou, Q.; Wang, X. Integrated planning method of green hydrogen supply chain for hydrogen fuel cell vehicles. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 18385–18397. [CrossRef]
82. Seo, Y.; Park, H.; Lee, S.; Kim, J.; Han, S. Design concepts of hydrogen supply chain to bring consumers offshore green hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 15126–15142. [CrossRef]
83. Riera, J.A.; Lima, R.M.; Knio, O.M. A review of hydrogen production and supply chain modeling and optimization. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 13731–13755. [CrossRef]
84. Banke, J.; Technology Readiness Levels Demystified. NASA. Available online: https://www.nasa.gov/topics/aeronautics/features/trl_demystified.html (accessed on 21 August 2023).
85. Dincer, I. Green methods for hydrogen production. *Int. J. Hydrogen Energy* **2012**, *37*, 1954–1971. [CrossRef]
86. Xu, X.; Zhou, Q.; Yu, D. The future of hydrogen energy: Bio-hydrogen production technology. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 33677–33698. [CrossRef]
87. Salehmin, M.N.I.; Husaini, T.; Goh, J.; Sulong, A.B. High-pressure PEM water electrolyser: A review on challenges and mitigation strategies towards green and low-cost hydrogen production. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *268*, 115985. [CrossRef]
88. Sandberg, E.; Krook-Riekkola, A. The impact of technology availability on the transition to net-zero industry in Sweden. *J. Clean. Prod.* **2022**, *363*, 132594. [CrossRef]
89. Khan, S.N.; Yang, Z.; Dong, W.; Zhao, M. Cost and technology readiness level assessment of emerging technologies, new perspectives, and future research directions in H2 production. *Sustain. Energy Fuels* **2022**, *6*, 4357–4374. [CrossRef]
90. Gordon, J.A.; Balta-Ozkan, N.; Nabavi, S.A. Socio-technical barriers to domestic hydrogen futures: Repurposing pipelines, policies, and public perceptions. *Appl. Energy* **2023**, *336*, 120850. [CrossRef]
91. Riemer, M.; Duval-Dachary, S.; Bachmann, T.M. Environmental implications of reducing the platinum group metal loading in fuel cells and electrolysers: Anion exchange membrane versus proton exchange membrane cells. *Sustain. Energy Technol. Assess.* **2023**, *56*, 103086. [CrossRef]
92. Posdziech, O.; Schwarze, K.; Brabandt, J. Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis. *Int. J. Hydrogen Energy* **2019**, *44*, 19089–19101. [CrossRef]
93. Nnabuife, S.G.; Oko, E.; Kuang, B.; Bello, A.; Onwualu, A.P.; Oyagha, S.; Whidborne, J. The prospects of hydrogen in achieving net zero emissions by 2050: A critical review. *Sustain. Chem. Clim. Action* **2023**, *2*, 100024. [CrossRef]
94. Shirvanian, P.; Loh, A.; Sluijter, S.; Li, X. Novel components in anion exchange membrane water electrolyzers (AEMWE's): Status, challenges and future needs. A mini review. *Electrochem. Commun.* **2021**, *132*, 107140. [CrossRef]
95. Miller, H.A.; Bouzek, K.; Hnat, J.; Loos, S.; Bernäcker, C.I.; Weißgärber, T.; Röntzsch, L.; Meier-Haack, J. Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: A review of recent developments in critical materials and operating conditions. *Sustain. Energy Fuels* **2020**, *4*, 2114–2133. [CrossRef]
96. Hosseinzadeh, A.; Zhou, J.L.; Li, X.; Afsari, M.; Altaee, A. Techno-economic and environmental impact assessment of hydrogen production processes using bio-waste as renewable energy resource. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2022**, *156*, 111991. [CrossRef]
97. Acar, C.; Dincer, I. Selection criteria and ranking for sustainable hydrogen production options. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 40118–40137. [CrossRef]
98. Hazrat, M.A.; Rasul, M.G.; Jahirul, M.I.; Chowdhury, A.A.; Hassan, N.M.S. Techno-economic analysis of recently improved hydrogen production pathway and infrastructure. *Energy Rep.* **2022**, *8*, 836–844. [CrossRef]

99. Rahim Malik, F.; Yuan, H.-B.; Moran, J.C.; Tippayawong, N. Overview of hydrogen production technologies for fuel cell utilization. *Eng. Sci. Technol. Int. J.* **2023**, *43*, 101452. [CrossRef]
100. González Martínez, M.; Elsaddik, M.; Nzihou, A. Monitoring, analysis, and quantification of hydrogen from biomass and biowaste: A review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 22113–22131. [CrossRef]
101. Oh, V.B.-Y.; Ng, S.-F.; Ong, W.-J. Is photocatalytic hydrogen production sustainable?—Assessing the potential environmental enhancement of photocatalytic technology against steam methane reforming and electrocatalysis. *J. Clean. Prod.* **2022**, *379*, 134673. [CrossRef]
102. Andújar, J.M.; Segura, F.; Rey, J.; Vivas, F.J. Batteries and Hydrogen Storage: Technical Analysis and Commercial Revision to Select the Best Option. *Energies* **2022**, *15*, 6196. [CrossRef]
103. Chu, C.; Wu, K.; Luo, B.; Cao, Q.; Zhang, H. Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology—A review. *Carbon Resour. Convers.* **2023**, *6*, 334–351. [CrossRef]
104. Yang, M.; Hunger, R.; Berrettoni, S.; Sprecher, B.; Wang, B. A review of hydrogen storage and transport technologies. *Clean Energy* **2023**, *7*, 190–216. [CrossRef]
105. Xu, Z.; Zhao, N.; Hillmansen, S.; Roberts, C.; Yan, Y. Techno-Economic Analysis of Hydrogen Storage Technologies for Railway Engineering: A Review. *Energies* **2022**, *15*, 6467. [CrossRef]
106. Patonia, A.; Poudineh, R. *Hydrogen Storage for a Net-Zero Carbon Future*; The Oxford Institute for Energy Studies: Oxford, UK, 2023.
107. Monforti Ferrario, A.; Bartolini, A.; Segura Manzano, F.; Vivas, F.J.; Comodi, G.; McPhail, S.J.; Andujar, J.M. A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation. *Adv. Appl. Energy* **2021**, *3*, 100048. [CrossRef]
108. Verhelst, S. Recent progress in the use of hydrogen as a fuel for internal combustion engines. *Int. J. Hydrogen Energy* **2014**, *39*, 1071–1085. [CrossRef]
109. Wei, R.; Chang, H.; Huang, S.; Huang, L. A bibliometric analysis on safety of fuel cells: Research trends and perspectives. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 12861–12876. [CrossRef]
110. Luo, Y.; Wu, Y.; Li, B.; Mo, T.; Li, Y.; Feng, S.-P.; Qu, J.; Chu, P.K. Development and application of fuel cells in the automobile industry. *J. Energy Storage* **2021**, *42*, 103124. [CrossRef]
111. Wang, Y.; Ruiz Diaz, D.F.; Chen, K.S.; Wang, Z.; Adroher, X.C. Materials, technological status, and fundamentals of PEM fuel cells—A review. *Mater. Today* **2020**, *32*, 178–203. [CrossRef]
112. Aminudin, M.A.; Kamarudin, S.K.; Lim, B.H.; Majilan, E.H.; Masdar, M.S.; Shaari, N. An overview: Current progress on hydrogen fuel cell vehicles. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 4371–4388. [CrossRef]
113. Pollet, B.G.; Kocha, S.S.; Staffell, I. Current status of automotive fuel cells for sustainable transport. *Curr. Opin. Electrochem.* **2019**, *16*, 90–95. [CrossRef]
114. Peng, S. Current Status and Future Prospects of Fuel Cells in China. *Engineering* **2023**, *21*, 20–23. [CrossRef]
115. Ishimoto, Y.; Wulf, C.; Schonhoff, A.; Kuckshinrichs, W. Life cycle costing approaches of fuel cell and hydrogen systems: A literature review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, in press. [CrossRef]
116. Wang, J.; Wang, H.; Fan, Y. Techno-Economic Challenges of Fuel Cell Commercialization. *Engineering* **2018**, *4*, 352–360. [CrossRef]
117. Dekel, D.R. Review of cell performance in anion exchange membrane fuel cells. *J. Power Sources* **2018**, *375*, 158–169. [CrossRef]
118. Gottesfeld, S.; Dekel, D.R.; Page, M.; Bae, C.; Yan, Y.; Zelenay, P.; Kim, Y.S. Anion exchange membrane fuel cells: Current status and remaining challenges. *J. Power Sources* **2018**, *375*, 170–184. [CrossRef]
119. Ferriday, T.B.; Middleton, P.H. Alkaline fuel cell technology—A review. *Int. J. Hydrogen Energy* **2021**, *46*, 18489–18510. [CrossRef]
120. Sazali, N.; Wan Salleh, W.N.; Jamaludin, A.S.; Mhd Razali, M.N. New Perspectives on Fuel Cell Technology: A Brief Review. *Membranes* **2020**, *10*, 99. [CrossRef]
121. Abderezzak, B. 1—Introduction to Hydrogen Technology. In *Introduction to Transfer Phenomena in PEM Fuel Cell*; Abderezzak, B., Ed.; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2018; pp. 1–51. [CrossRef]
122. Mendonça, C.; Ferreira, A.; Santos, D.M.F. Towards the Commercialization of Solid Oxide Fuel Cells: Recent Advances in Materials and Integration Strategies. *Fuels* **2021**, *2*, 393–419. [CrossRef]
123. Dincer, I.; Rosen, M.A. Chapter 18—Exergy analyses of fuel cell systems. In *Exergy*, 3rd ed.; Dincer, I., Rosen, M.A., Eds.; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2021; pp. 479–514. [CrossRef]
124. ETN Global. Hydrogen Gas Turbines: The Path Towards a Zero-Carbon Gas Turbine. p. 28. 2020. Available online: https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf (accessed on 24 May 2023).
125. Sørensen, B.; Spazzafumo, G. 2—Hydrogen. In *Hydrogen and Fuel Cells*, 3rd ed.; Sørensen, B., Spazzafumo, G., Eds.; Academic Press: Cambridge, MA, USA, 2018; pp. 5–105. [CrossRef]
126. Saint-Just, J.; Etemad, S. 10—Catalytic combustion of hydrogen for heat production. In *Compendium of Hydrogen Energy*; Barbir, F., Basile, A., Veziroğlu, T.N., Eds.; Woodhead Publishing Series in Energy; Woodhead Publishing: Oxford, UK, 2016; pp. 263–287. [CrossRef]
127. Garg, N.; Sarkar, A.; Sundararaju, B. Recent developments on methanol as liquid organic hydrogen carrier in transfer hydrogenation reactions. *Coord. Chem. Rev.* **2021**, *433*, 213728. [CrossRef]
128. Clifford Chance. Marco Regulatorio Actual Del Hidrógeno Verde. pp. 1–8. 2023. Available online: https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2023/02/Marco-regulatorio-actual-hidrogeno-verde.pdf (accessed on 24 May 2023).

129. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Real Decreto 376/2022, de 17 de Mayo, por el que se Regulan los Criterios de Sostenibilidad y de Reducción de las Emisiones de gases de Efecto Invernadero de los Biocarburantes, Biolíquidos y Combustibles de Biomasa, así como el Sistema. p. 108. 2022. Available online: https://www.boe.es/eli/es/rd/2022/05/17/376 (accessed on 24 May 2023).
130. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Orden TED/1026/2022, de 28 de Octubre, por la que se Aprueba el Procedimiento de Gestión del Sistema de Garantías de Origen del Gas Procedente de Fuentes Renovables. *Boletín Oficial del Estado 2022; pp. 148170–148212*. Available online: https://www.boe.es/boe/dias/2022/10/31/pdfs/BOE-A-2022-17721.pdf (accessed on 26 May 2023).
131. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. *Boletín Oficial del Estado 2018; pp. 46103–46114*. Available online: https://www.boe.es/boe/dias/2018/04/27/pdfs/BOE-A-2018-5717.pdf (accessed on 26 May 2023).
132. Rosas, A. European Union Law and National Law: A Common Legal System. In *International Actors and the Formation of Laws*; Karjalainen, K., Tornberg, I., Pursiainen, A., Eds.; Springer International Publishing: Cham, Switzerland, 2022; pp. 11–28. [CrossRef]
133. Azadnia, A.H.; McDaid, C.; Andwari, A.M.; Hosseini, S.E. Green hydrogen supply chain risk analysis: A european hard-to-abate sectors perspective. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2023**, *182*, 113371. [CrossRef]
134. European Parliament. Renewable Energy Directive: Revision of Directive (EU) 2018/2001. 2021. Available online: https://euagenda.eu/upload/publications/eprs-bri2021662619-en.pdf (accessed on 26 May 2023).
135. European Commission. Fit for 55: Delivering the EU's 2030 Climate Target on the Way to Climate Neutrality. *COM(2021) 550 Final. p. 15*. 2021. Available online: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52021DC0550 (accessed on 26 May 2023).
136. United Nations Industrial Development Organization. *The European Green Deal: Europe's New Growth Strategy: A Climate-Neutral EU by 2050*; UNIDO: Vienna, Austria, 2020.
137. Towards a New Hydrogen market—CertifHy Green Hydrogen Guarantees of Origin are launched—CERTIFHY. Available online: https://www.certifhy.eu/sin-categoria/towards-a-new-hydrogen-market-certifhy-green-hydrogen-guarantees-of-origin-are-launched/ (accessed on 12 April 2023).
138. Lagioia, G.; Spinelli, M.P.; Amicarelli, V. Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 1304–1322. [CrossRef]
139. CertifHy. Certification Process-Steps of Certification. Available online: https://www.certifhy.eu/steps-of-certification/ (accessed on 13 June 2023).
140. Thomson Reuters Westlaw. Barclays Official California Code of Regulations. Available online: https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=I09D690805A2111EC8227000D3A7C4BC3 (accessed on 27 May 2023).
141. California Air Resources Board. Low Carbon Fuel Standard. Available online: https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/about (accessed on 14 June 2023).
142. Bracmort, K. *A Low Carbon Fuel Standard: In Brief*; Summary; Congressional Research Service: Washington, DC, USA, 2021.
143. Authenticated, U.S.; Government Information. Public Law 117-58-Nov.15. 2021. Available online: https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/IIJA-%20Pub%20Law%20117-58%20Nov%2015%202021.pdf (accessed on 27 May 2023).
144. Australian Energy Council. Hydrogen Guarantee of Origin-Discussion Paper. 2021. Available online: https://consult.dcceew.gov.au/hydrogen-guarantee-of-origin-scheme (accessed on 1 June 2023).
145. Hydrogen Strategy Update to the Market: December 2022. 2022. Available online: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1175495/hydrogen-strategy-update-to-the-market-december-2022.pdf (accessed on 1 June 2023).
146. Clifford Chance. Focus on Hydrogen: Japan's Energy Strategy for Hydrogen and Ammonia. pp. 1–10. 2022. Available online: https://www.cliffordchance.com/briefings/2022/08/focus-on-hydrogen-japans-energy-strategy-for-hydrogen-and-ammonia.html (accessed on 1 June 2023).
147. Niunoya, M.; Shima, M.; Masaki, K. Hydrogen Law, Regulations & Strategy in Japan. CMS. 2021. Available online: https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/japan (accessed on 14 June 2023).
148. Akimoto, D.; Japan Looks to Promote a Hydrogen Society. Diplomat. 2023. Available online: https://thediplomat.com/2023/01/japan-looks-to-promote-a-hydrogen-society/ (accessed on 14 June 2023).
149. FuelCellsWorks. Japan's Govt Eyes New Legislation To Promote Wider Use of Hydrogen, Ammonia Fuels. 2022. Available online: https://fuelcellsworks.com/news/japans-govt-eyes-new-legislation-to-promote-wider-use-of-hydrogen-ammonia-fuels/ (accessed on 14 June 2023).
150. Canada's Ministry of Natural Resources. Hydrogen Strategy for Canada: Seizing the Opportunities for Hydrogen. 2020. Available online: https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf (accessed on 15 June 2023).

151. Chinese Government. Outline of the Five-Year Plan for National Economic and Social Development of the People's Republic of China and the Long-Range Goals for 2035. 2021. Available online: https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm (accessed on 15 June 2023).
152. Chinese Parliament—National People's Congress. Modern Energy System Plan for the 14th Five-Year Plan. 2022. Available online: https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/P020220322582066837126.pdf (accessed on 15 June 2023).
153. Chinese Parliament—National People's Congress. Renewable Energy Development Plan for the 14th Five-Year Plan. 2022. Available online: https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202206/P020220602315308557623.pdf (accessed on 15 June 2023).
154. Yanasse, D.; Rage, P.; Souza, C. Green Hydrogen. *Brazil Energy J.* **2023**, *1*, 1–11.
155. Ministry of New and Renewable Energy—Government of India. National Green Hydrogen Mission. 2023. Available online: https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/file_f-1673581748609.pdf (accessed on 17 June 2023).
156. Green Hydrogen Organisation. Green Hydrogen Standard: The Global Standard for Green Hydrogen and Green Hydrogen Derivatives Including Green Ammonia. 2023. Available online: https://gh2.org/sites/default/files/2023-01/GH2_Standard_A5_JAN%202023_1.pdf (accessed on 17 June 2023).
157. Salma, T.; Tsafos, N.; South Africa's Hydrogen Strategy. CSIS. 2022. Available online: https://www.csis.org/analysis/south-africas-hydrogen-strategy (accessed on 16 June 2023).
158. Tang, D.; Tan, G.-L.; Li, G.-W.; Liang, J.-G.; Ahmad, S.M.; Bahadur, A.; Humayun, M.; Ullah, H.; Khan, A.; Bououdina, M. State-of-the-art hydrogen generation techniques and storage methods: A critical review. *J. Energy Storage* **2023**, *64*, 107196. [CrossRef]
159. Abdin, Z.; Zafaranloo, A.; Rafiee, A.; Mérida, W.; Lipiński, W.; Khalilpour, K.R. Hydrogen as an energy vector. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2020**, *120*, 109620. [CrossRef]
160. Bartolucci, L.; Cennamo, E.; Cordiner, S.; Mulone, V.; Pasqualini, F.; Boot, M.A. Digital twin of a hydrogen Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle: Effect of the control strategy on energy efficiency. *Int. J. Hydrogen Energy* **2023**, *48*, 20971–20985. [CrossRef]
161. Sabihuddin, S.; Kiprakis, A.E.; Mueller, M. A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies. *Energies* **2015**, *8*, 172–216. [CrossRef]
162. Mitali, J.; Dhinakaran, S.; Mohamad, A.A. Energy storage systems: A review. *Energy Storage Sav.* **2022**, *1*, 166–216. [CrossRef]
163. Intergovernmental Panel on Climate Change. *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*; Cambridge University Press: Cambridge, UK, 2005.
164. International Atomic Energy Agency. Nuclear Energy for a Net Zero World. 2021. Available online: https://www.iaea.org/sites/default/files/21/10/nuclear-energy-for-a-net-zero-world.pdf (accessed on 19 June 2023).
165. European Clean Hydrogen Alliance. Roadmap on Hydrogen Standardisation. pp. 1–121. 2023. Available online: https://www.cencenelec.eu/media/CEN-CENELEC/News/Press%20Releases/2023/20230301_ech2a_roadmaphydrogenstandardisation.pdf (accessed on 19 June 2023).

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.