

**Máster Universitario en Energías Renovables
2023-2024**

**MÓDULO 10: PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y
PROYECTO FIN DE MÁSTER**

**“Estudio de viabilidad de una planta de producción de
hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por un
campo solar fotovoltaico”**

Grupo de trabajo 5 M1216

Daniel Rubio Reyes

Enric Truñó Cunill

Jorge Heras García

Ramón Alcalá Simón

Sergio Vázquez Sánchez

Tutora: Maitane Urrutia Aparicio

RESUMEN

En este trabajo de fin de máster se presenta un análisis de viabilidad para la instalación de una planta fotovoltaica dedicada a la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM. El hidrógeno verde ha emergido como una opción crucial para la descarbonización, particularmente en España, como resultado de la creciente necesidad de adopción de tecnologías sostenibles y la presión de las directivas europeas para reducir las emisiones de carbono. Además de una instalación de desalinización que garantice un suministro suficiente de agua para el proceso de electrólisis, este estudio abarca el dimensionamiento integrado del sistema, que incluye el campo fotovoltaico, los paneles, los seguidores, el cableado, los inversores y las powerstations. La generación de hidrógeno estimada también se determinará mediante simulaciones energéticas que tengan en cuenta variables como la radiación solar, la eficiencia del sistema fotovoltaico y las condiciones de trabajo de la electrólisis.

Este estudio ayudará a determinar la rentabilidad del proyecto, alineándolo con los objetivos de energías renovables previstos para 2030. Los resultados servirán de base para la toma de decisiones en futuros desarrollos energéticos similares, contribuyendo a una transición efectiva hacia un modelo energético más sostenible y resiliente en España.

Palabras clave: Planta Fotovoltaica, Hidrógeno Verde, Electrolisis PEM, Descarbonización, Energía Renovable.

ABSTRACT

A feasibility analysis for the installation of a photovoltaic plant devoted to producing green hydrogen using PEM electrolysis is presented in this master's thesis. Green hydrogen has emerged as a crucial decarbonization option, particularly in Spain, as a result of the increasing need for sustainable technology adoption and the pressure from European directives to lower carbon emissions. In addition to a desalination facility that will guarantee a sufficient supply of water for the electrolysis process, this study covers the system's integrated sizing, which includes the photovoltaic field, panels, trackers, cabling, inverters, and power stations. The estimated hydrogen generation will also be ascertained by energy simulations that take into account variables like solar radiation, photovoltaic system efficiency, and electrolysis working conditions.

This study will help determine the profitability of the project, aligning with the renewable energy project planned for 2030. The results will provide a basis for decision-making in future similar energy developments, contributing to an effective transition towards a more sustainable and resilient energy model in Spain.

Key words: Photovoltaic Plant, Green Hydrogen, PEM Electrolysis, Decarbonization, Renewable Energy.

ÍNDICE

1.	Introducción	8
1.1	Antecedentes	8
1.2	Estado del arte	9
1.3	Objeto.....	11
1.4	Justificación	12
1.5	Hipótesis de trabajo y objetivos específicos	13
2.	Metodología / Methodology	14
3.	Datos de partida.....	16
3.1	Emplazamiento de la instalación fotovoltaica	16
3.2	Recurso solar	17
3.3	Equipos principales de la instalación solar.....	22
3.3.1	Módulos.....	22
3.3.2	Trackers	23
3.3.3	Inversores	24
3.3.4	Powerstations.....	24
3.3.5	Desalinizadora	25
3.3.6	Electrolizadores	26
4.	Dimensionamiento del campo solar fotovoltaico	28
4.1	Layout.....	29
4.2	Producción anual esperada	31
5.	Dimensionamiento de la desalinizadora y producción de hidrogeno.....	33
5.1	Energía producida en el campo solar	33
5.2	Producción de hidrógeno	34
5.3	Producción de agua y consumo en la desalinizadora	35
5.4	Cobertura de la demanda de hidrógeno	36
6.	Estudio de impacto ambiental	38
6.1	Marco normativo aplicable	38
6.2	Inventario de impactos ambientales.....	39
6.3	Medidas de mitigación y monitoreo	40
7.	Aspectos económicos.....	40
7.1	Desalinización y producción de hidrogeno	40

7.2	Subvenciones aplicables al proyecto.....	41
7.3	Estudio de viabilidad económica.....	42
8.	Discusión de resultados.....	46
9.	Conclusiones / Conclusions	48
10.	Futuras líneas de investigación	56
11.	Bibliografía	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Potencia instalada en España a octubre de 2024 [11]	10
Figura 1.2. Energía eléctrica generada en España durante 2024 [12]	10
Figura 3.1. Situación de la instalación fotovoltaica [18]	16
Figura 3.2. Situación de la instalación fotovoltaica [21]	17
Figura 3.3. Configuración de la instalación fotovoltaica [20].....	18
Figura 3.4. Producción fotovoltaica específica según Solargis [20]	18
Figura 3.5. Datos de radiación solar en la zona de interés [20]	19
Figura 3.6. Datos meteorológicos en la zona de interés [20].....	20
Figura 3.7. Horizonte y trayectoria solar en la zona de interés [20].....	21
Figura 3.8. Duración del día y ángulo cenital solar en la zona de interés [20].....	21
Figura 3.9. Datos eléctricos de los módulos elegidos [23]	22
Figura 3.10. Características térmicas de los módulos elegidos [23]	23
Figura 3.11. Ejemplo de tracker a un eje bifila.....	23
Figura 3.12. Ficha técnica inversor SUN2000-330KTL-H1 [24].....	24
Figura 3.13. Ficha técnica powerstations JUPITER [24].....	25
Figura 3.14. Consumo de plantas de desalinización en el mediterráneo [26].....	26
Figura 3.15. Comparativa entre tecnologías de electrolizador [27].....	27
Figura 3.16. Consumos energéticos por tipo de electrolizador y fabricante [27].....	27
Figura 4.1. Representación del pitch y de la distancia entre pasillos sobre el terreno	29
Figura 4.2. Layout del campo solar	30
Figura 4.3. Leyenda del layout del campo solar	30
Figura 4.4. Características del campo solar.....	31
Figura 4.6. Datos mensuales de la simulación de la planta fotovoltaica PVSYST..	33
Figura 5.1. Ecuación para el cálculo de la energía producida en el campo solar	34
Figura 5.2. Ficha técnica del electrolizador HyLyzer 1000 [28].....	34
Figura 5.3. Ecuaciones de cálculo de producción de hidrógeno y consumo eléctrico asociado.	35
Figura 5.4. Ecuaciones de cálculo de producción de agua y consumo eléctrico asociado	35
Figura 5.5. Resumen parámetros de diseño de la producción de hidrógeno	36
Figura 5.6. kg/h de hidrógeno necesarios para cubrir la producción de amoníaco [32]	37
Figura 7.1. Presupuesto de la planta fotovoltaica	44

Figura 7.2. Presupuesto de la planta desaladora	44
Figura 7.3. Presupuesto de la planta de producción de hidrógeno	44
Figura 7.4. Inversión inicial con subvención.....	46

1. Introducción

Durante los últimos años, en los que se está cobrando cada vez mayor conciencia sobre los peligros y amenazas que supone el cambio climático, las energías renovables están jugando un papel vital en evitar que este cambio siga avanzando y sus efectos negativos se hagan cada vez más palpables. Satisfacer la demanda energética del grueso de la sociedad mediante energías limpias e implantar un modelo productivo sostenible son dos de los grandes retos que tiene la sociedad actualmente. Ante esto, han ido proliferando y asentándose distintos tipos de tecnología a la vez que aparecen nuevas que se prevé que serán importantes en un futuro.

El hidrógeno se presenta como un combustible y como un vector energético de gran proyección de futuro, pero sus limitaciones y su todavía baja implantación debido a las mismas hacen que sea necesaria una labor de investigación y desarrollo de nuevos proyectos para que pueda cumplir con lo proyectado.

1.1 Antecedentes

Las energías renovables permiten cubrir la demanda energética de la sociedad reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero a la vez que se reduce la dependencia de los combustibles fósiles. A través del contenido incluido en Plan de Energías Renovables 2011-2020 (**IDAE, 2011[1]**) y del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (**Ministerio para la Transición Energética y Reto Demográfico, 2020 [2]**), el gobierno español ha ido marcando los objetivos de desarrollo e implantación de estas energías limpias en nuestro país para cumplir con los objetivos globales marcados por los distintos acuerdos alcanzados dentro del protocolo de Kyoto al que España se encuentra adherido.

Según el artículo publicado por (**Garrote, A., 2024, [3]**), con esto se ha conseguido que en el año 2023 el aporte de electricidad procedente de fuentes renovables al mix energético total haya sido de más del 50% y que siga subiendo durante el año presente. Lo cual nos sitúa en la senda adecuada para alcanzar el objetivo del 81% para el año 2030, y nos da la idea de que el sector renovable no hará más que seguir creciendo en los próximos años en nuestro país.

Entre las distintas energías renovables, la empresa Repsol (**2023 [4]**) evidencia que el hidrógeno se postula como un vector energético interesante debido a su alto contenido energético por unidad de masa, su abundancia en la naturaleza y, sobre todo, sus nulas emisiones contaminantes al liberar la energía que contiene. Tiene además diversas aplicaciones industriales, entre las que destaca su empleo en la producción de amoníaco, uno de los compuestos químicos de mayor producción en todo el mundo. Esto hace que

sea de especial interés descarbonizar el proceso, tal y como indica la empresa química Strive (**“El impacto global de la producción de amoníaco” [5]**).

Por contraparte, el hidrógeno presenta una serie de inconvenientes a la hora de transportarlo y distribuirlo en bruto. Como bien expone Barrera Godínez, J.A., la baja densidad y volatilidad del hidrógeno hace que aparezcan pérdidas durante su proceso de transporte (**Transporte de Masa. Colección de problemas, 2023[6]**). Esto hace más compleja la infraestructura necesaria para ejecutarlo, así como más costosa. Existen además diversas opciones para transportarlo de manera indirecta, a través de vectores químicos.

En junio del año 2023, Cepsa, (**Junio 2023 [7]**) anunció el cierre del acuerdo entre la propia Cepsa y Yara Clean Ammonia para establecer el primer corredor marítimo de hidrógeno verde. Este corredor conectará los puertos de Algeciras y Rotterdam, y ayudará a suministrar tanto hidrógeno como amoníaco verde al norte de Europa, ya que el amoníaco puede ser empleado como portador químico del hidrógeno para su uso posterior una vez llegue al destino. Por otro lado, Cepsa desarrollará una planta de producción de amoníaco verde en el Parque Energético de San Roque, Cádiz (**Ilustre Ayuntamiento de San Roque, junio 2023 [8]**). El conjunto de estos factores contribuirá a expandir la industria de producción de amoníaco e hidrógeno de la zona, así como ayudar a consolidar el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde.

La zona mencionada, en las inmediaciones de Algeciras y Cádiz, presenta un gran potencial para el aprovechamiento de la radiación solar (**Instituto Geográfico Nacional [9]**). En ella se da un clima más seco, caluroso y con menos precipitaciones anuales que otras partes de la península, así como una gran cantidad de radiación solar anual (**Sancho, J.M. et al, 2012 [10]**). Por otro lado, la escasez de agua derivada del mismo clima será una capacidad limitante a la hora de plantear un proyecto de este tipo.

1.2 Estado del arte

Según la base de datos relativos a la generación eléctrica proporcionados por Red Eléctrica Española (**Octubre 2024 [11]**), la energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable en España. Siendo esta la segunda energía renovable con más potencia instalada, por detrás de la eólica.

10/2024
Eólica: 31.617 MW
Solar fotovoltaica: 28.691 MW
Ciclo combinado: 26.250 MW
Hidráulica: 17.102 MW
Nuclear: 7.117 MW
Cogeneración: 5.615 MW
Turbinación bombeo: 3.331 MW
Solar térmica: 2.304 MW
Carbón: 2.061 MW
Turbina de gas: 1.149 MW
Otras renovables: 1.101 MW
Motores diésel: 769 MW
Turbina de vapor: 483 MW
Residuos no renovables: 426 MW
Residuos renovables: 170 MW
Hidroeléctrica: 11 MW
Fuel + Gas: 8 MW
Potencia total: 128.205 MW

Figura 1.1. Potencia instalada en España a octubre de 2024 [11]

Tras hablar de términos de potencia instalada, se debe de abordar el aspecto de cuánta energía es generada. Como ya se sabe, la energía fotovoltaica está condicionada por las condiciones climáticas de la zona y es por ello por lo que no se tiene una capacidad de generar energía de forma regular.

Teniendo en cuenta los factores explicados anteriormente, según el balance energético encontrado en la base de datos de Red Eléctrica Española (2024 [12]) se encuentra que, de toda la generación de España en el año 2024, el 57,5% se obtuvo de fuentes de energía renovable, siendo de ese porcentaje el 18,3% de la energía solar fotovoltaica.

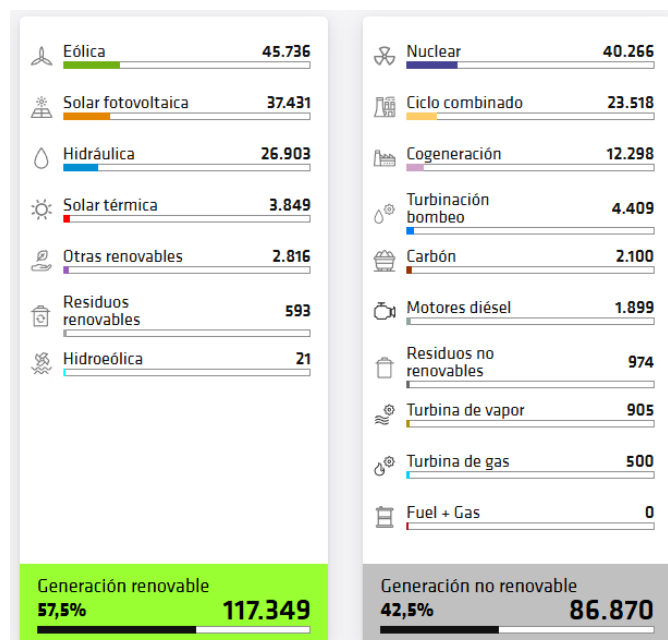


Figura 1.2. Energía eléctrica generada en España durante 2024 [12]

Según el artículo de Grupo Solar Lighting (**julio 2024 [13]**), se quiere que en 2025 se llegue a los 30 GW de potencia en un futuro próximo con la construcción de nuevas instalaciones fotovoltaicas como las plantas de Zorita I y Zorita II, localizadas entre Zorita de los Canes y Almonacid de Zorita, Guadalajara. Estas centrales serán de 50 MWp cada una de ellas y cubrirán en total una superficie de alrededor 200 hectáreas (**López, D., mayo 2024 [14]**)

En cuanto al hidrógeno verde, siendo este el generado a través de un proceso electrolítico que obtiene la energía necesaria para producir ese proceso de electrólisis a partir de fuentes de energía renovable.

España, encabeza la carrera de producción de hidrógeno verde. Entre 2020 y 2030, se estima recibir inversiones de 8900 millones de euros para así conseguir generar en 2030 350.000 toneladas de hidrógeno verde al año (**Iberdrola, 2024 [15]**).

Destacan proyectos de producción de hidrógeno como el de Puertollano, en Ciudad Real, con una potencia de electrolizador de 20 MW. El proyecto de Palos de la Frontera (Huelva), el cual ha sido considerado como proyecto importante de interés europeo. Este proyecto de hidrógeno verde será instalado con un electrolizador de 200 MW y con una producción estimada de hidrógeno de 23.000 toneladas al año.

Uno de los principales problemas del hidrógeno actualmente son las dificultades que presenta el transporte y almacenaje del mismo, que dificultan sobremanera el avance de su implantación como alternativa energética a las fuentes tradicionales (**Prego, C., octubre 2022 [16]**). Estas dificultades para el impulso de nuevos proyectos retroalimentan el problema inicial de transporte y almacenaje, por lo que se crea un bucle del que sólo se podrá salir poco a poco a través de la coordinación, apoyo estatal e inversión en investigación y desarrollo.

Entre estos nuevos proyectos, destaca el impulso a la creación de los denominados “Valles del hidrógeno”, centros logísticos y de producción contruidos alrededor de la tecnología del hidrógeno para ir generando gradualmente la infraestructura necesaria para que pueda acabar implantándose en el tejido industrial (**Good New Energy, 2022 [17]**).

1.3 Objeto

El objeto de este trabajo es estudiar la viabilidad de una planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis en la provincia de Cádiz, en respuesta a la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en España y avanzar hacia un modelo de industria totalmente independiente de los combustibles fósiles y sostenible, además de aprovechar la oportunidad de negocio que presenta el establecimiento del corredor marítimo de amoniaco (para el que se utiliza hidrógeno para

fabricarlo y a la vez sirve de vector para su transporte) entre Algeciras y Rotterdam. La transición energética en España es esencial para lograr una economía descarbonizada así como estimular el desarrollo de proyectos de energías renovables en España que presentan un gran potencial. El hidrógeno verde se presenta como una solución clave para sectores como el transporte pesado y la industria.

Para alimentar la planta, se dimensionará un campo solar que suministre la electricidad necesaria, complementado con una planta desalinizadora por ósmosis inversa para garantizar el acceso a agua. Este proyecto responde a la creciente demanda de soluciones innovadoras y sostenibles que permitan a España cumplir sus objetivos climáticos y reducir significativamente las emisiones de CO₂ en el sector energético. Además, ahonda en la implantación del hidrógeno verde en nuestro país a través del estímulo de proyectos de este tipo.

1.4 Justificación

El interés principal para hacer un proyecto como este es la gran oportunidad que se presenta para ahondar en el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en nuestro país. El hidrógeno presenta unas características inherentemente novedosas y prometedoras para ser usado como vector energético o como combustible, pero la falta de implantación en el mercado y de demanda en la actualidad dificultan la expansión y desarrollo de esta industria. Que se impulsen proyectos como los ya mencionados supone no sólo una oportunidad de negocio en base a la cobertura de esa nueva demanda que surge, sino que también un paso más en el establecimiento de un tejido productivo del hidrógeno verde, que servirá como base para futuros proyectos e investigaciones que ayuden a avanzar a una industria que está dando sus primeros pasos.

A pesar de que esta oportunidad surge a partir de un impulso a la producción de amoníaco verde, este estudio nos permitirá conocer la capacidad de satisfacer otras demandas de hidrógeno de manera sostenible con una misma instalación. Lo mismo pasa con la energía eléctrica producida en el campo solar. Si bien la mayor parte de la producción se prevé que esté destinada al proceso de electrólisis, es interesante estudiar la capacidad de una instalación solar de poder verter energía a la red, con el beneficio económico que ello conlleva.

Que la generación eléctrica necesaria para la producción del hidrógeno se plantee a partir de una planta solar fotovoltaica y no una termosolar se explica por la posible escasez de agua. Como ya adelantamos, en la zona de estudio las precipitaciones medias anuales no son muy elevadas, por lo que el agua puede ser un bien escaso en algunos momentos del año, más aún si los efectos del cambio climático siguen acrecentándose. Como el proceso de la electrólisis ya consume agua, se estima que una instalación termosolar implica un

consumo mucho mayor que una instalación fotovoltaica. Además, en términos económicos, la inversión necesaria para una instalación solar fotovoltaica es menor.

Siendo el agua un bien escaso en la zona, se antoja necesario el estudiar la viabilidad e inclusión en el proyecto de un sistema de desalinización de agua marina para poder abastecer de agua al proceso productivo del hidrógeno. Utilizará parte de la electricidad producida en la planta fotovoltaica para funcionar. Estudiarla y dimensionarla no sólo nos permitirá conocer nuestra capacidad de producción, sino que también nos dará la idea de la capacidad de proporcionar apoyo a la red en momentos de escasez sin comprometer el funcionamiento de la instalación.

1.5 Hipótesis de trabajo y objetivos específicos

En este estudio se abordará, por tanto, la instalación de un parque solar fotovoltaico destinado a la producción de hidrógeno verde situado en la provincia de Cádiz, España. Se estudiará el potencial de generación eléctrica a partir de la radiación solar en el emplazamiento escogido en base a su adecuación para el proyecto, así como la capacidad que tendrá de producir hidrógeno a partir de esta energía.

Se prevé que, al optimizar los recursos disponibles, como el alto potencial de radiación solar en gran parte del territorio español y la posibilidad de acceso a agua marina mediante desalación, esta planta de producción de hidrógeno verde puede integrarse de manera eficiente en el sistema energético nacional. Además, el hidrógeno producido podría ser una alternativa viable para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia. En este contexto, en este proyecto se dará respuesta a diversos retos específicos como:

- **Evaluar la viabilidad técnica de la producción de hidrógeno verde:** Se realizará un análisis del proceso de electrólisis, enfocándose en el dimensionamiento adecuado del campo solar que proporcionará la electricidad necesaria para la planta. También se estudiará el diseño y la eficiencia de la planta desalinizadora por ósmosis inversa que garantizará un suministro estable de agua para el proceso.
- **Estudiar la viabilidad económica del proyecto:** Se calcularán los costos asociados a la instalación, operación y mantenimiento de la planta de hidrógeno verde, incluyendo tanto el campo solar como la desalinizadora y el equipo de electrólisis.

- **Evaluar el impacto ambiental y la contribución a la reducción de emisiones:** Se analizará el potencial del hidrógeno verde para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en España. Esto incluirá una cuantificación del impacto ambiental del proyecto en comparación con otras fuentes de energía convencionales y su contribución a los compromisos climáticos del país.
- **Identificar las barreras tecnológicas y regulatorias:** Se investigarán las principales barreras tecnológicas que puedan dificultar la implementación a gran escala de la producción de hidrógeno verde, incluyendo desafíos en almacenamiento y transporte del hidrógeno.
- **Proponer un modelo sostenible de integración de energías renovables:** El objetivo es diseñar un modelo de integración entre el campo solar y la planta desalinizadora que maximice el uso de recursos renovables y optimice la eficiencia energética del sistema, asegurando un equilibrio sostenible entre la producción de energía, el uso de agua y el impacto ambiental.

2. Metodología / Methodology

Para comenzar con el dimensionamiento de la central fotovoltaica, se debe seleccionar una zona adecuada que sea capaz de generar la energía eléctrica necesaria y que esté próxima a las zonas de operación de la central de hidrógeno verde y el puerto de Algeciras. Para ello, se utilizarán herramientas como Google Earth ([18]) o Google Maps ([19]).

Una vez preseleccionadas las posibles zonas que cumplan los requerimientos especificados anteriormente, se pasará a realizar una medición del recurso solar de dichas zonas, utilizando la herramienta Solargis ([20]). Tras determinar el recurso solar, se deberá de realizar una comparativa entre los distintos lugares y analizar la mayor viabilidad para la integración con la planta de generación de hidrógeno verde. Para todo esto se tendrá en cuenta la normativa vigente referente a las instalaciones de producción eléctrica a través de solar fotovoltaica y la generación de hidrógeno verde a través de electrólisis.

Tras haber seleccionado una zona y habiendo obtenido los datos anteriores, se procederá a realizar el dimensionamiento de dicha central, incluyendo todos los equipos y elementos necesarios para ello. Además, se realizará un estudio de impacto ambiental para evaluar los efectos de la integración de este proyecto en el medio ambiente.

Habiendo realizado el dimensionamiento de la central, se procederá a realizar un estudio de viabilidad económico para determinar si el proyecto será o no rentable económicamente hablando. Además, se hará mención a todos los permisos que se necesitan obtener para poder llevar a cabo el proyecto.

Para finalizar, se deberán de buscar distintas formas de financiar el proyecto y entidades que estén dispuestas a asumirlo.

To begin with the sizing of the photovoltaic power plant, a suitable area must be selected that is capable of generating the necessary electrical energy and that is close to the areas of operation of the green hydrogen plant and the port of Algeciras. For this purpose, tools such as Google Earth [17] or Google Maps [18] will be used.

Once the possible areas that meet the requirements specified above have been pre-selected, the solar resource of these areas will be measured using the Solargis tool [19]. After determining the solar resource, a comparison must be made between the different locations and the greatest feasibility for integration with the green hydrogen generation plant must be analyzed. For all this, the current regulations concerning the facilities for electricity production through solar photovoltaic and green hydrogen generation through electrolysis will be taken into account.

After selecting an area and having obtained the above data, we will proceed to size the plant, including all the equipment and elements necessary for it. In addition, an environmental impact study will be carried out to evaluate the effects of the integration of this project on the environment.

After sizing the plant, an economic feasibility study will be carried out to determine whether or not the project will be economically profitable. In addition, mention will be made of all the permits that need to be obtained in order to carry out the project.

Finally, different ways of financing the project and entities that are willing to assume it should be sought.

3. Datos de partida

3.1 Emplazamiento de la instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica se instalará en el término municipal de Tarifa (Cádiz), concretamente en la parcela con referencia catastral 11035A005000100000AM (Sede electrónica del **Catastro**, 2024 [21]). Se selecciona esta parcela debido a que se trata de una zona con pocas pendientes, cercana al puerto de Algeciras (unos 30 km) y en la que actualmente no hay ningún cultivo en producción, lo que evitará la tala de árboles. Ambos factores beneficiarán a la viabilidad del proyecto, ya que permite tener al principal cliente a una corta distancia (facilitando el transporte) a la vez que limitamos el impacto sobre el medio, sobre todo económica y socialmente al no destruir una posible explotación agrícola. A la vez, evitamos la pérdida de calidad ambiental debido a la pérdida del posible cultivo ya mencionado.

La parcela tiene 77,38 hectáreas, por lo que es propicia para la instalación de unos 40-50 MWp, dependiendo del espacio entre seguidores a instalar.

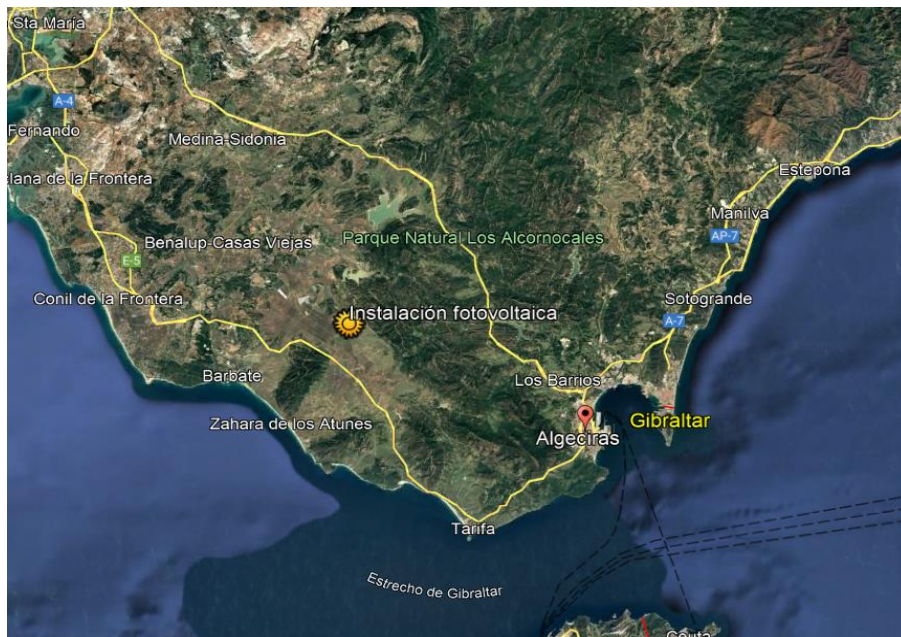


Figura 3.1. Situación de la instalación fotovoltaica [18]



Figura 3.2. Situación de la instalación fotovoltaica [21]

3.2 Recurso solar

Para estudiar el recurso solar en la parcela seleccionada, se ha optado por la base de datos Solargis, que es una empresa que proporciona datos, software y servicios relacionados con la energía solar, principalmente para el análisis y la planificación de proyectos solares. Ofrecen bases de datos precisas sobre irradiación solar y condiciones meteorológicas, lo cual es clave para diseñar, operar y evaluar plantas solares fotovoltaicas (FV) y termosolares.

La configuración de la planta fotovoltaica que se ha planteado es la que aparece en la siguiente figura:

CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
Tipo de instalación	Seguidor con 1 eje horizontal
Tamaño de la instalación	Capacidad instalada: 1MWp ▼
Tipo de módulo fotovoltaico	c-Si - silicio cristalino (mono o policristalino)
Backtracking	Activado
Límites de rotación	-60° Este, 60° Oeste
Separación relativa entre columnas (hileras)	2.5
Tipo de inversor	Inversor de alta eficiencia centralizado [97.8% eficiencia]
Tipo de transformador	Alta eficiencia [0.9% pérdida]
Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos	Pérdidas mensuales por suciedad hasta 3.0 % • Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0 %
Pérdidas por cableado	Cableado en corriente continua (DC) 2 % • Desajustes en corriente continua (DC) 0.3 % • Cableado en corriente alterna (AC) 0.5 %
Disponibilidad de la instalación	99.5 %

Figura 3.3. Configuración de la instalación fotovoltaica [20]

Para este estudio, ya se empiezan a determinar ciertas características de la instalación para poder conocer de manera precisa el recurso solar aprovechable. Destaca por ejemplo el sistema de seguimiento solar, el tipo de módulo fotovoltaico a emplear y las eficiencias y pérdidas estimadas en los distintos aparatos eléctricos.

Para saber la cantidad de energía que seremos capaces de generar con la fotovoltaica, tomaremos como referencia la producción específica aportada por Solargis en la figura 3.4, en la que podemos ver la variación mensual:

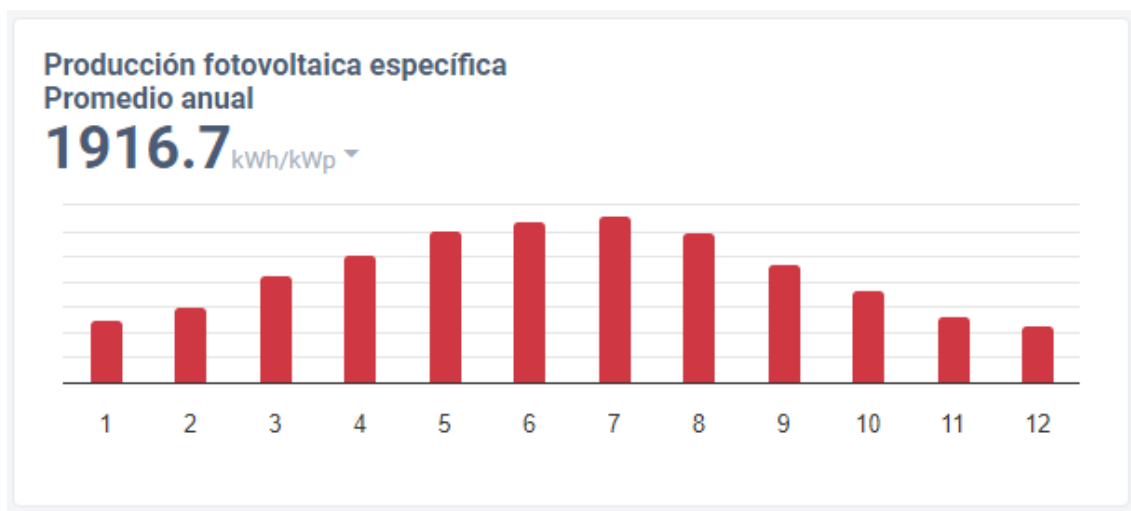


Figura 3.4. Producción fotovoltaica específica según Solargis [20]

Como se puede ver, la producción específica es mayor en los meses con más radiación que son los de verano.

Los datos de radiación más importantes son:



Figura 3.5. Datos de radiación solar en la zona de interés [20]

Vemos que la zona estudiada tiene unos valores altos de irradiación directa normal e irradiación global horizontal, lo que significa que tendremos gran cantidad de energía disponible para ser aprovechada, siendo la directa normal la que más afectará a la generación eléctrica ya que es la que más directamente incidirá en la superficie de los paneles solares. Podemos apreciar también cierta cantidad de albedo o radiación reflejada de la superficie del suelo, lo que hace que sea susceptible el uso de paneles solar bifaciales para maximizar la captación de radiación.

Los datos meteorológicos de más interés son:

DATOS METEOROLÓGICOS				
Temperatura del aire	TEMP	18.0	°C ▼	
Temperatura de funcionamiento más baja prevista	TLEO	4.1	°C ▼	
Velocidad del viento	WS	4.0	m/s	
Humedad relativa	RH	75	%	
Agua precipitable	PWAT	19	kg/m ²	
Precipitación (lluvia)	PREC	739.2	mm	
Días de nieve	SNOWD	occasional		
Grados día de refrigeración	CDD	763	Grados día	
Grados día de calefacción	HDD	758	Grados día	

Figura 3.6. Datos meteorológicos en la zona de interés [20]

La temperatura del aire es elevada, lo que puede afectar a la eficiencia de las células fotovoltaicas que componen cada panel. En general, estas células son más eficientes si funcionan a temperaturas cercanas a la llamada Temperatura de Operación Nominal (o TONC para abreviar), que es la temperatura para la cual se miden los parámetros del panel fotovoltaico y la temperatura ideal de trabajo. Es un valor ideal, ya que en la práctica se alcanzan temperaturas de operación mayores debido a la acción de la temperatura del ambiente y la radiación solar incidente. Cuánto mayor diferencia haya, más pérdidas aparecerán. Este hecho se ve contrarrestado por la gran cantidad de radiación solar que incide en la zona.

Como dato positivo, el valor de agua precipitable es bajo, lo que nos da la idea de que en la zona el nivel de precipitaciones es bajo, por lo que el clima es el apropiado para un aprovechamiento de este tipo.

Otros datos de interés para la instalación son el horizonte y la duración del día y ángulo central solar:

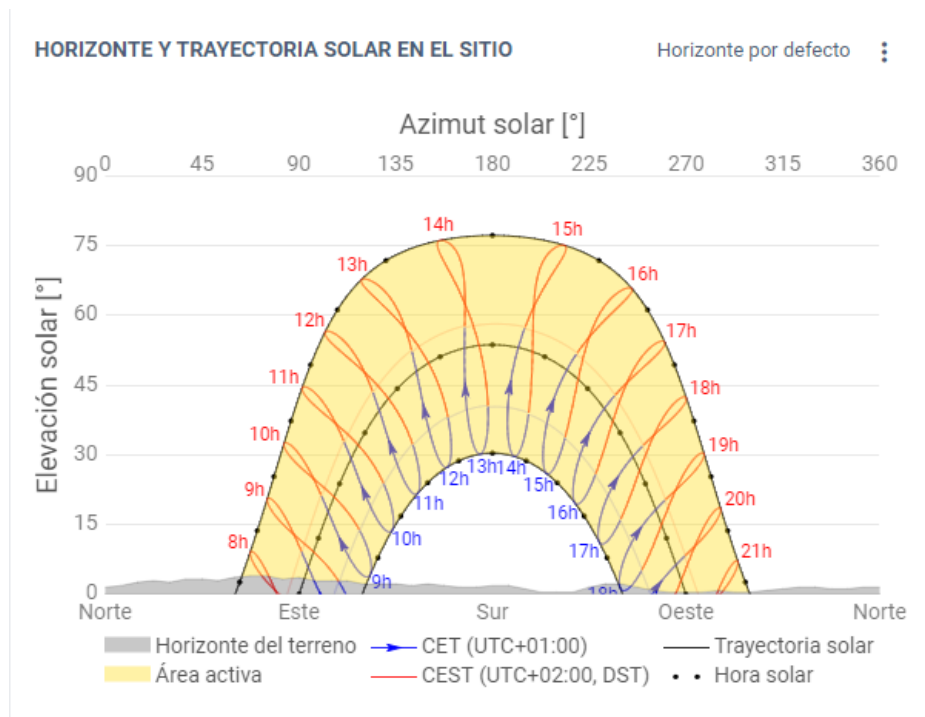


Figura 3.7. Horizonte y trayectoria solar en la zona de interés [20]

Podemos ver que los valores de elevación solar son elevados, tanto para los meses de verano como para los meses de invierno. Esto es beneficioso para una instalación fotovoltaica ya que significa que gran cantidad de radiación solar incidirá de manera normal.

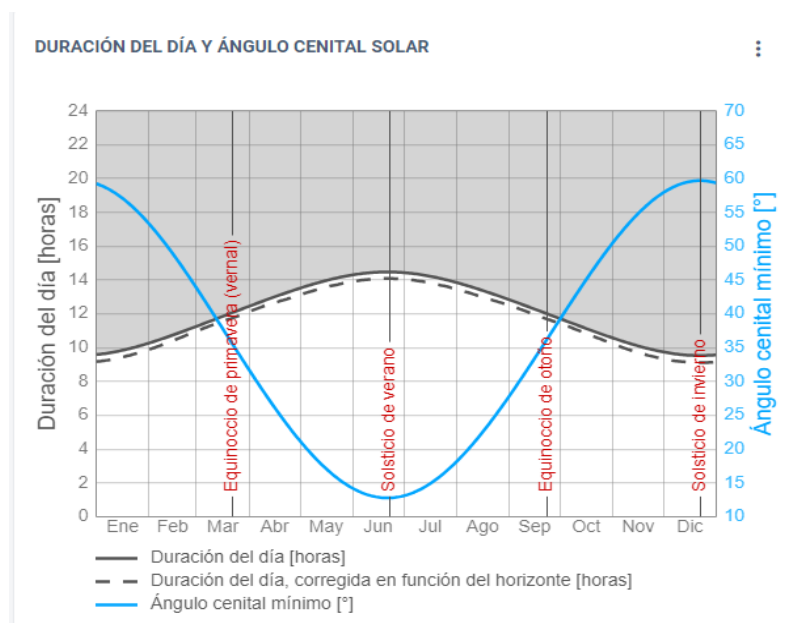


Figura 3.8. Duración del día y ángulo cenital solar en la zona de interés [20]

Podemos ver también en la anterior gráfica cómo tenemos disponibles una gran cantidad de horas de sol durante todo el año, maximizando la capacidad de aprovechamiento de la instalación.

3.3 Equipos principales de la instalación solar

3.3.1 Módulos

Se usará el módulo bifacial Canadian Solar CS7N-700TB-AG. Se trata de un panel compuesto por células de silicio monocristalino, el cuál es la tecnología de mayor implantación y madurez del mercado, lo que nos garantiza unos niveles de eficiencia y fiabilidad altos. Este panel en concreto utiliza células tipo TopCon tipo N, que presentan unos niveles de eficiencia mayores que las células PERC (las más extendidas a día de hoy) además de un menor índice de degradación (**DS Nueva Energía, Diciembre 2023 [22]**). Los módulos presentan los siguientes parámetros recogidos en las fichas técnicas proporcionadas por Canadian Solar (**2024 [23]**):

ELECTRICAL DATA STC*							
		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-695TB-AG		695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%

Figura 3.9. Datos eléctricos de los módulos elegidos [23]

Podemos destacar los altos niveles de eficiencia del módulo, así como los valores adecuados de voltaje de circuito abierto (Voc) y corriente de cortocircuito (Isc), los cuáles definen las curvas de potencia del módulo que determinan los rangos en los que va a trabajar.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Figura 3.10. Características térmicas de los módulos elegidos [23]

De entre las características térmicas, destacamos una elevada temperatura de operación nominal, que cómo ya hemos visto, determina la eficiencia del módulo en función de la diferencia de temperatura entre ésta y la de trabajo. Podemos ver también que este módulo en concreto presenta unos coeficientes de pérdida de potencia por grado de diferencia muy favorables.

3.3.2 Trackers

Se usará un tracker a un eje bifila de 2 y 4 strings, para optimizar lo máximo posible el espacio disponible.



Figura 3.11. Ejemplo de tracker a un eje bifila

El tracker va girando los paneles solares instalados sobre el mismo, de manera que nos permite maximizar la cantidad de radiación solar directa que incide sobre los paneles al ir orientándolos en perpendicular a la dirección de los rayos del sol. Existen también trackers a dos ejes, pero se desestima su uso para esta instalación debido a que su mucho mayor coste no compensa la radiación solar directa que se ganaría.

3.3.3 Inversores

Se utilizará un inversor string modelo SUN2000-330KTL-H1 de la marca HUAWEI para transformar la corriente continua a corriente alterna, con las siguientes características, tal y como podemos ver en las fichas técnicas disponibles en la web de **Huawei (2024 [24])**.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%

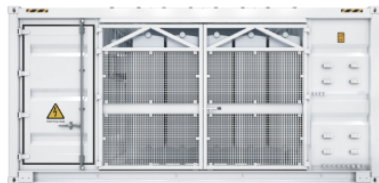
Figura 3.12. Ficha técnica inversor SUN2000-330KTL-H1 [24]

Presenta unos valores de eficiencia óptimos y unos valores de voltaje adecuados para su uso en esta instalación.

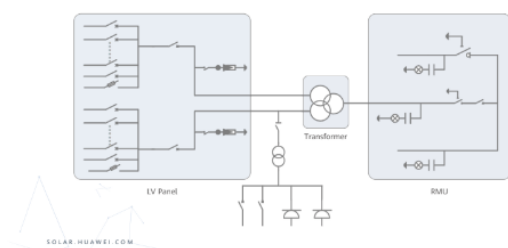
3.3.4 Powerstations

Serán los equipos encargados de transformar la baja tensión procedente de los inversores a media tensión para la evacuación de la energía de la planta. Se utilizarán las powerstations de HUAWEI, cuyas características están también disponibles en las fichas técnicas disponibles en la web del fabricante chino **(2024 [24])**:

► JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 Smart Transformer Station



Schematic Diagram



Technical Specifications

Model	JUPITER-9000K-H1 input	JUPITER-6000K-H1	JUPITER-3000K-H1
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2 / LUNA2000-260KTL-H1		
Max. LV AC Inputs	30	22	11
AC Power	9,000 kVA @40°C ¹	6,000 kVA @40°C ¹	3,300 kVA @40°C ¹
Rated Input Voltage	800 V		
LV Panel Segregation	Form 2b		
LV Main Switches	ACB (4,000 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 1 x 1 pcs)
LV Main Switches for Inverters / PCS	MCCB (400 A, 2 x 15 pcs)	MCCB (400 A, 2 x 11 pcs)	MCCB (400 A, 11 pcs)
Output			
Rated Output Voltage	10-35 kV ²		
Frequency	50 Hz or 60 Hz		
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type		
Transformer Cooling Type	ONAN		
Transformer Tappings	±2 x 2.5%		
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)		
Transformer Vector Group	Dy11-y11		
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 in Accordance with EN 50588-1		
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated		
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit		
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit		
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, 0/120/230 V		
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac		
Protection			
Transformer Detection & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz		
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54		
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s		
MV Relay Protection	50/51, 50M/51M		
LV Overvoltage Protection	Type I+II		
Anti-radiant Protection	CS-Medium		
Features			
2 kVA UPS	Optional ³		
MV Surge Arrester for Transformer	Optional ⁴		
General			
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,895 x 2,438 mm (20' HC ISO Container)		
Weight	< 28 t		
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁵		
Relative Humidity	0% ~ 95% (Non-condensing)		
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁶		
MV-LV AC Connections	Pre-wired and Protected, No Internal Cabling Choice		
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-access for Higher Availability		
Communication	Modbus TCP, Pre-configured with SmartACU00600		
Standards Compliance			
IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1			

¹ Based on 40°C ambient temperature.
² Based on 40°C ambient temperature.
³ Cable system required for open air facilities with direct radiation and/or direct radiation, please confirm with customer.
⁴ Please confirm with customer.
⁵ For higher operating altitude, please confirm with customer.

Figura 3.13. Ficha técnica powerstations JUPITER [24]

3.3.5 Desalinizadora

En la actualidad, el 60% de los procesos de desalinización se llevan a cabo mediante equipos de osmosis inversa, consistentes en aportar energía exterior en forma de presión para vencer la presión osmótica natural presente en la disolución (**Acciona, 2024 [25]**).

Una planta de desalinización de agua posee muchas secciones y equipos a tener en cuenta. Para esta sección de este trabajo, se estudiará el consumo global de la planta sin tener en cuenta los elementos concretos de la misma ya que va más allá de los objetivos de este estudio, aunque cabe destacar, que la sección de la ósmosis inversa es la más intensiva en energía.

El consumo estándar esperado de una planta de ósmosis inversa con todos sus equipos se sitúa entre los 3,5 - 4,5 kWh/m, dependiendo del tipo de agua a desalinizar, siendo importantes la temperatura de entrada y la salinidad. En la tabla 1, se muestran los distintos consumos energéticos de distintas plantas de desalinización alimentadas con agua del mediterráneo (**Kim, J. et al, 2019 [26]**).

Region	Overall RO configuration	SWRO		ERD type	SEC (kWh/m ³)	
		Configuration	Recovery (%)		Plant	RO system
The Mediterranean	Single-pass	Single-stage	N/A	FT	6.2	5.2 ^d
			46	PX	5.3	N/A
	SPSP	Single-stage	50	PT	4.4	N/A
	Partial two-pass	Single-stage	45	DWEER	4.6	2.9 ^d
	Single-pass	Single-stage	45	PT	4.5	N/A
	Single-pass	Single-stage	43	PX	3.8	< 2.5 ^d
	Single-pass	Single-stage	45	PT	4.2	N/A
	Partial two-pass	Single-stage	45	PX	4.2	2.6 ^d
	Partial two-pass	Single-stage	47	DWEER	4.0	N/A
	Single-pass	Single-stage	45	PT	4.3	N/A
	Single-pass	Two-stage	58	PT	3.6	N/A
	Single-pass	Single-stage	45	PT	4.2	N/A
	Single-pass	Single-stage	45	PX	3.8	N/A
	Single-pass	Single-stage	45	PT	4.5	3.1 ^d
				PX	N/A	2.6 ^d
	Two-pass ^{uc}	Single-stage	43 (overall)	PX	4.7	3.0
	Single-pass	Two-stage	50	PX	3.7	3.1
	Single-pass	Single-stage	33	N/A	6.3	N/A

Figura 3.14. Consumo de plantas de desalinización en el mediterráneo [26].

Como se puede observar, los consumos se encuentran en el rango expuesto anteriormente, existiendo plantas con tecnologías más antiguas que sobrepasan el dato de 4,5 kWh/m³. Para este proyecto y basado en los datos mencionados anteriormente, se optará por una desalinizadora de membrana de un solo paso por membrana y dos fases, con un consumo medio de 3,6 kWh/m³.

3.3.6 Electrolizadores

En esta sección se dará información sobre los distintos tipos de electrolizadores, su costo, su vida útil y su consumo energético promedio. Esta información será usada posteriormente para seleccionar la tecnología y los equipos utilizados para la producción de hidrógeno en la planta.

En la figura 4.15 se puede observar una comparativa entre los distintos tipos de tecnologías, mientras que en la figura 4.16 se pueden ver los distintos consumos energéticos por fabricante dependiendo del tipo de electrolizador (**Kumar, S.S. et al, 2022 [27]**).

	Alkaline	AEM	PEM	Solid Oxide
Anode reaction	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Cathode Reaction	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Overall cell	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$
Electrolyte	KOH/NaOH (5M)	DVB polymer support with 1 M KOH/NaOH	Solid polymer electrolyte (PFSA)	Yttria stabilized Zirconia (YSZ)
Separator	Asbestos/Zirfon/Ni	Fumatech,	Nafion [®]	Solid electrolyte YSZ
Electrode/Catalyst (Hydrogen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Nickel	Iridium oxide	Ni/YSZ
Electrode/Catalyst (Oxygen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Nickel or NiFeCo alloys	Platinum carbon	Perovskites (LSCF, LSM) (La,Sr,Co,Fe) (La,Sr,Mn)
Gas Diffusion layer	Nickel mesh	Nickel foam/carbon cloth	Titanium mesh/carbon cloth	Nickel mesh/foam
Bipolar Plates	Stainless steel/Nickel coated stainless steel	Stainless steel/Nickel coated stainless steel	Platinum/Gold-coated Titanium or Titanium	Cobalt coated stainless steel
Nominal current density	0.2–0.8 A/cm ²	0.2–2 A/cm ²	1–2 A/cm ²	0.3–1 A/cm ²
Voltage range (limits)	1.4–3 V	1.4–2.0 V	1.4–2.5 V	1.0–1.5 V
Operating temperature	70–90 °C	40–60 °C	50–80 °C	700–850 °C
Cell pressure	<30 bar	<35 bar	<70 bar	1 bar
H ₂ purity	99.5–99.9998%	99.9–99.9999%	99.9–99.9999%	99.9%
Efficiency	50%–78%	57%–59%	50%–83%	89% (laboratory)
Lifetime (stack)	60 000 h	>30 000 h	50 000–80 000 h	20 000 h
Development status	Mature	R & D	Commercialized	R & D
Electrode area	10 000–30 000 cm ²	<300 cm ²	1500 cm ²	200 cm ²
Capital costs (stack) minimum 1 MW	USD 270/kW	Unknown	USD 400/kW	>USD 2000/kW
Capital costs (stack) minimum 10 MW	USD 500–1000/kW	Unknown	USD 700–1400/kW	Unknown

Figura 3.15. Comparativa entre tecnologías de electrolizador [27]

Alkaline water electrolysis						
Manufacture	Origin of Country	Generic name	H ₂ Capacity (N m ³ /h)	Pressure (bar)	Energy consumption (kWh/N m ³)	Ref.
Nel.	Norway	A3880	2400–3880	200	3.8–4.4	Nel
Cummins	Canada	HySTAT [®] -100–10	100	10	5.0–5.4	Cummins
John Cockerill	Belgium	DQ-500	500	30	4.0–4.3	John Cockerill
McPhy	France	Melyzer 800–30	800	30	4.5	McPhy
Sunfire	Germany	HyLink Alkaline	2230	30	4.7	Sunfire
Nuberg PERIC	China–India	ZDQ-600	600	20	4.6	Nuberg PERIC
TIANJIN Mainland	China	FDQ800	1000	5	4.4	TIANJIN Mainland
GreenHydrogen	Denmark	HyProvide A-90	90	35	4.3	Green hydrogen Systems,
AEM water electrolysis						
Enapter	Germany	AEM Multicore	210	35	4.8	Enapter,
PEM water electrolysis						
Nel.	Norway	M5000	5000	30	4.5	Nel
Cummins	Canada	HyLYZER [®] -4.000–30	4000	30	4.3	Cummins
Siemens	Germany	Silyzer 300	100–2000	35	N/A	Siemens
Proton onsite	USA	M400	417	30	N/A	Proton onsite
ITM Power	UK	HGASXMW	110–1900	20	N/A	ITM Power
Plug Power	USA	GenFuel 5 MW	1000	40	5.2	Plug Power
Elogen	France	ELYTE 260	260	30	4.9	Elogen
Solid oxide water electrolysis						
Sunfire	Germany	HyLink SOEC	750	40	3.6	Sunfire

Figura 3.16. Consumos energéticos por tipo de electrolizador y fabricante [27]

Basado en la información aportada en las tablas anteriores, se ha decidido optar por instalar electrolizadores del tipo PEM. Esta decisión está basada en distintos factores, entre los que se encuentran:

-**Modo de operación flexible:** este tipo de tecnología presenta un arranque rápido, lo que las hace muy fácilmente integrables con fuentes de energía cuya potencia fluctúa, como la fotovoltaica.

-**Transporte:** permite generar hidrógeno comprimido, lo que hace más fácil su transporte y almacenamiento.

-Capacidad de trabajo a alta densidad de corriente.

-Alta eficiencia.

Atendiendo a las necesidades del proyecto y los datos de distintos modelos y fabricantes, se ha decidido optar por el electrolizador HyLYZER 1000 de la empresa canadiense Cummins. Este electrolizador combina una elevada capacidad de generación de H₂ con un bajo consumo de 4,3 kWh/Nm³. El hidrógeno obtenido sale a 30 bar sin necesidad de compresor y tiene una pureza del 99,99% (Cummins, 2021 [28]).

4. Dimensionamiento del campo solar fotovoltaico

El campo fotovoltaico está compuesto por los módulos, los inversores, las estaciones de potencia, el cableado de baja y media tensión, así como otros elementos de protección tanto para corriente continua como corriente alterna.

La planta fotovoltaica está formada por un total de 78.000 módulos fotovoltaicos bifaciales de 700 Wp modelo **CS7N-700TB-AG** del fabricante Canadian Solar. Por lo tanto, la potencia pico de la instalación será de 54,6 MWp.

Cada string está conformado por 30 paneles, conformando una potencia de 21 kWp. El número total de strings es 2.600.

El inversor seleccionado es fabricado por Huawei Technology, un fabricante chino muy reconocido en Japón. El modelo elegido es el **SUN2000-330KTL-H1**, y se instalarán 150 inversores para cubrir la demanda total. La potencia nominal de la instalación será por tanto de 49,5 MVA.

Las estaciones de potencia de HUAWEI (STS) se encargarán de elevar la tensión de los 800V de salida de los inversores a los 30 kV de salida en media tensión para su evacuación a red eléctrica o a la planta de hidrógeno.

En cuanto a la estructura elegida, los trackers bifila aprovechan un solo motor para mover dos filas a la vez. Hay un ahorro en coste de suministros para el motor y se gana eficiencia respecto a los trackers a un eje monofila convencionales.

El pitch elegido es de 6 m, dejando una distancia entre pasillos de 3,62 m. Estas distancias son suficientemente óptimas desde el punto de vista del sombreado y el mantenimiento de la planta fotovoltaica. Si bien es cierto que un pitch mayor, conseguiría un mayor rendimiento, afectaría a la máxima potencia que podríamos instalar debido a la limitación del espacio.

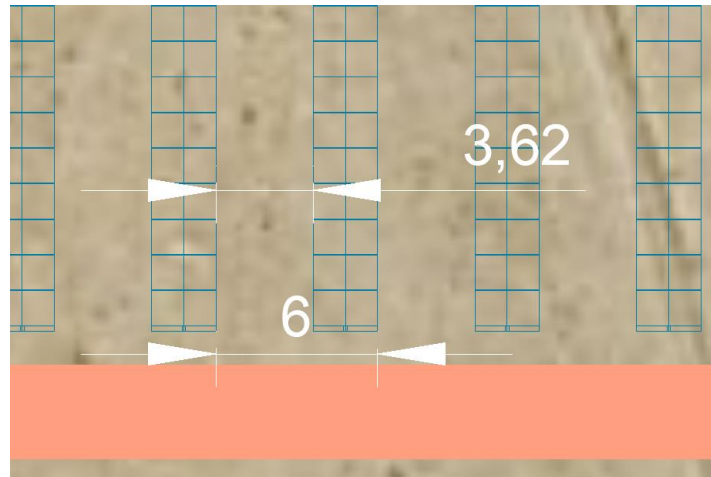


Figura 4.1. Representación del pitch y de la distancia entre pasillos sobre el terreno

Para la interconexión de los string del campo fotovoltaico con los inversores se empleará Cable Solar **H1Z2Z2-K 1,8kV 1x6/10 mm²** con conductor de cobre.

Para la interconexión de los inversores string a los centros de transformación el cableado de baja tensión considerado será el **XZ1 (S) 0,6/1,2 kV de secciones de 240/300/400mm²** de Al.

Se ha tenido en cuenta el cable **RHZ1-OL 30kV 1x240/300/400/500/630 pantalla Al H16** para interconectar los centros de transformación entre sí.

4.1 Layout

Con todos los componentes definidos y caracterizados, el campo solar se configura intentando maximizar el aprovechamiento del espacio y, por consiguiente, la captación de energía.

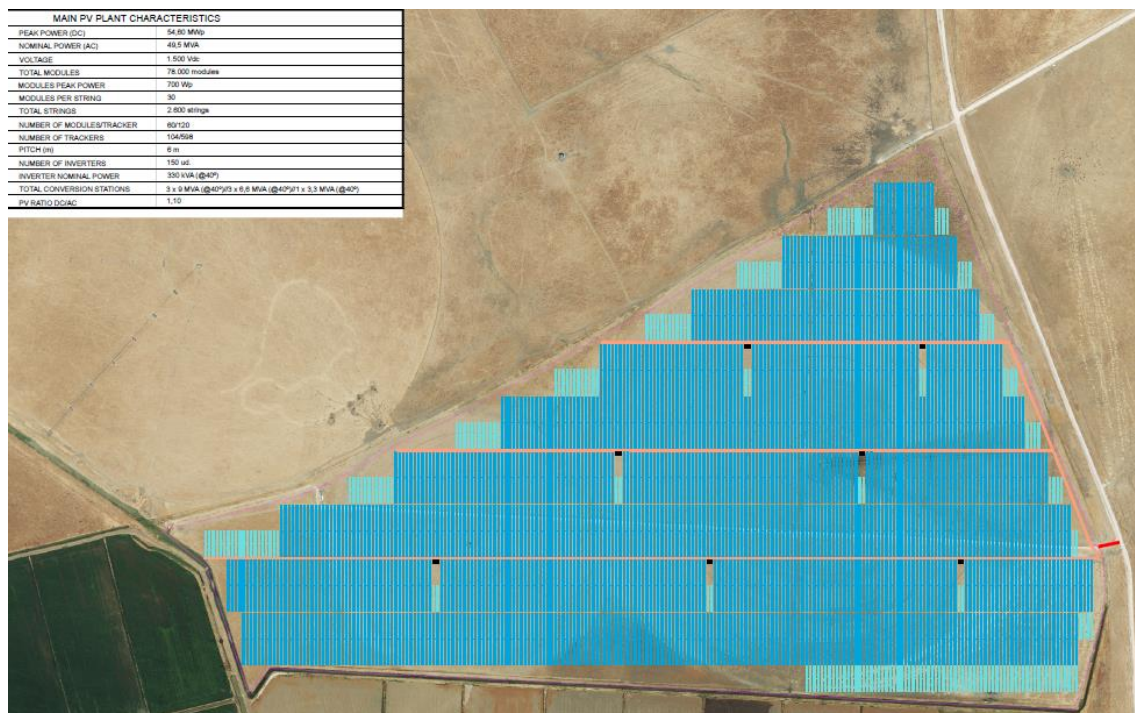


Figura 4.2. Layout del campo solar

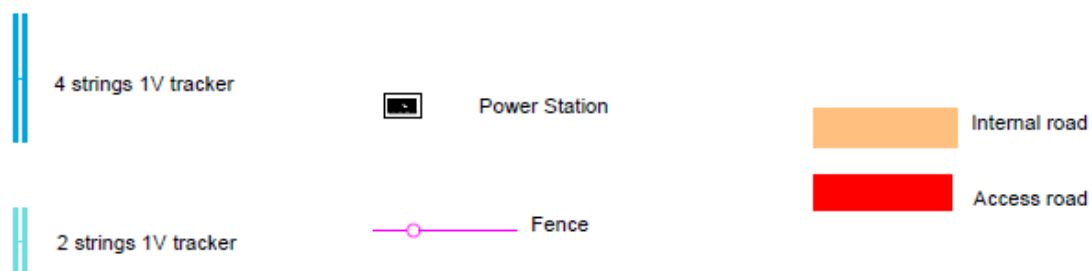


Figura 4.3. Leyenda del layout del campo solar

Se ha optimizado el espacio mediante el uso de trackers de 2 strings de paneles en los límites del espacio disponible, además de usarlos para rellenar los huecos generados por las distintas powerstations.

La configuración de este layout nos da como resultado un campo solar con las siguientes características:

MAIN PV PLANT CHARACTERISTICS	
PEAK POWER (DC)	54,60 MWp
NOMINAL POWER (AC)	49,5 MVA
VOLTAGE	1.500 Vdc
TOTAL MODULES	78.000 modules
MODULES PEAK POWER	700 Wp
MODULES PER STRING	30
TOTAL STRINGS	2.600 strings
NUMBER OF MODULES/TRACKER	60/120
NUMBER OF TRACKERS	104/598
PITCH (m)	6 m
NUMBER OF INVERTERS	150 ud.
INVERTER NOMINAL POWER	330 kVA (@40°)
TOTAL CONVERSION STATIONS	3 x 9 MVA (@40°)/3 x 6,6 MVA (@40°)/1 x 3,3 MVA (@40°)
PV RATIO DC/AC	1,10

Figura 4.4. Características del campo solar

Con esto ya conocemos los datos necesarios para poder calcular la energía eléctrica que va a ser producida (potencia pico, potencia nominal), así como conocer el número de elementos (módulos, trackers, inversores, powerstations, etc) con los que podremos calcular parte del coste de nuestra instalación.

4.2 Producción anual esperada

Para la simulación con PVSYST se han tenido en cuenta los siguientes parámetros:

Base de datos meteorológica	
Meteo	SOLARGIS
Parámetros térmicos	
Thermal Losses	29 W/m2K
Pérdidas Óhmicas BT	
Cableado DC	0,5%
Cableado AC	1%
Pérdidas Óhmicas MT	
Cableado MT	1%
Pérdidas Transformador MT	
Pérdidas en vacío	0,10%
Pérdidas en carga	1,10%
Calidad del módulo	
Calidad del módulo	0,00%

LID	1%
Mismatch	1%
Soiling	
Pérdidas por polvo	2%
IAM	
	Fresnel AR
Auxiliares	
Pérdidas continuas	2kW por CT
Pérdidas proporcionales	Valor entre 2 y 3
Consumos nocturnos	0,5 kW por CT
Horizonte	
	Según SOLARGIS
Pérdidas bifaciales	
Albedo	20%
Sombreado de la estructura	20%
Mismatch parte trasera	10,00%
Shed Transparent Factor	0,00%

Figura 4.5. Parámetros para la simulación en PVSYS.

Tras realizar la simulación se han obtenido los siguientes resultados:

-Energía producida: 120.165.627 kWh

-Producción específica: 2.201 kWh/kWp/year

-Performance Ratio (PR): 87,03%

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	79.9	31.50	12.30	114.6	110.0	5791608	5604552	0.896
February	97.2	38.20	12.80	136.6	131.8	6911906	6691984	0.897
March	143.1	54.10	14.30	202.4	196.2	10167688	9832731	0.890
April	173.7	64.30	15.90	234.7	227.6	11652464	11250444	0.878
May	211.1	72.90	18.60	287.3	279.7	14118612	13621290	0.868
June	229.1	71.80	21.90	309.9	302.1	15101680	14563259	0.861
July	238.8	70.70	24.30	325.6	317.6	15708621	15142970	0.852
August	212.1	66.10	24.60	295.2	286.6	14230507	13730233	0.852
September	161.4	56.20	22.30	222.3	215.8	10839340	10462824	0.862
October	121.9	47.90	19.70	170.6	165.0	8446612	8171012	0.877
November	84.8	32.40	15.70	125.3	119.7	6243798	6047643	0.884
December	70.7	28.00	13.49	104.4	99.2	5213582	5046688	0.886
Year	1823.8	634.10	18.02	2528.8	2451.3	124426417	120165627	0.870

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

Figura 4.6. Datos mensuales de la simulación de la planta fotovoltaica PVSYST.

5. Dimensionamiento de la desalinizadora y producción de hidrogeno.

Ambas partes de la instalación se dimensionan juntas, ya que la producción de ambas va íntimamente relacionada y además depende de la energía eléctrica producida por el campo solar ya calculada en el apartado anterior.

5.1 Energía producida en el campo solar

Para calcular cuánta agua desalinizada e hidrógeno se puede producir en la instalación, primero se debe obtener que cantidad de energía produce el campo solar instalado. Una vez calculada esta energía y conociendo los consumos energéticos de la desalinizadora y los electrolizadores, se podrá obtener que cantidad de ambos se necesita producir en la instalación. Otro aspecto a tener en cuenta es que se ha de equilibrar la potencia destinada a los electrolizadores con la necesaria para las desalinizadoras, ya que el agua producida es el reactivo limitante desde el punto de vista químico. Para calcular la energía producida anualmente por el campo solar, se usará la siguiente ecuación:

*Energía producida = Producción FV específica * Potencia pico*

$$1916,7 \frac{kWh}{kWp} * 5,46 * 10^4 kWp = 1,046 * 10^8 kWh$$

Figura 5.1. Ecuación para el cálculo de la energía producida en el campo solar

5.2 Producción de hidrógeno

Ahora que se tiene la energía producida anualmente, se puede obtener la producción de hidrógeno, dado que los electrolizadores serán los equipos más intensivos en energía eléctrica. En la figura 6.2 se muestra la ficha técnica del electrolizador HyLyzer 1000 utilizado en esta planta, de donde se obtienen los parámetros de diseño como producción diaria y consumo específico.

Como se puede extraer de la ficha técnica, por cada electrolizador la producción diaria será de 2160 kg (1000 Nm³/h) con un consumo de 51 kWh por kg de hidrógeno producido.

FEATURES	
	HyLYZER® - 1000
Technology	PEM water electrolysis
Hydrogen production	1000 Nm ³ /h (2160 kg/day)
H ₂ delivery pressure	30 bar _g (435 psig) without a compressor
H ₂ quality max impurities	99.99% dry basis, gas is fully saturated with water O ₂ < 100 ppm Optional > 99.998% with hydrogen purification system
TECHNICAL SPECIFICATIONS	
	HyLYZER® - 1000
Operating range	5-125%
DC power consumption at stack	40 to 50 kWh/kg, 48 at nominal load (3.6 to 4.5 kWh/Nm ³ , 4.3 at nominal load)
System specific consumption*	≤ 51 kWh/kg
Utilities required to operate the plant	Electrical power, demineralized water, cooling water, HVAC, instrument air, nitrogen for purge
Rectifier specifications	4.1 to 30kV 50/60 Hz, 7 MVA 97% efficiency
Auxiliary installed power	45 kVA
Demineralized Water Consumption and Recommended Water Quality	~0.8 L/Nm ³ of H ₂ [9 L/kg of H ₂] ASTM D1193 Type
Electrolyzer Cooling Water Requirement	Max. 2,500 LPM between 5-40°C (max ΔT: 10°C)
Total footprint (including maintenance area)	Electrolyzer dimensions (L x W) = 8.4 m x 2.3 m (27.7 x 7.5 ft) Rectifier dimensions (L x W) = 4.5 x 2.5 m (14.8 x 8.2 ft)
Installation environment	Indoors 5°C to 40°C / 41°F to 104°F

Figura 5.2. Ficha técnica del electrolizador HyLyzer 1000 [28].

Con estos datos, se puede calcular la producción anual de un electrolizador y su consumo. En la siguiente figura se muestran las ecuaciones mediante las cuáles se calcula la producción de hidrógeno anual y el consumo energético anual. Cabe destacar, que, para el cálculo del hidrógeno producido, se ha establecido que el electrolizador opera un total de 8000 horas anuales.

$$\text{Producción anual de H}_2 = \frac{2160 \text{ kg/día}}{24 \text{ h/día}} * 8000 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 7,2 * 10^5 \frac{\text{Kg}}{\text{año}}$$

$$\text{Consumo eléctrico anual} = 7,2 * 10^5 \frac{\text{Kg}}{\text{año}} * 51 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 3,672 * 10^7 \text{ kWh anual}$$

Figura 5.3. Ecuaciones de cálculo de producción de hidrógeno y consumo eléctrico asociado

5.3 Producción de agua y consumo en la desalinizadora

A continuación, se calculará el consumo de agua del electrolizador y el eléctrico asociado a la desalinizadora. De media, dependiendo del tipo de electrolizador y de la pureza del agua utilizada, para producir un kg de H₂ se requieren entre 9 y 20 litros de agua (**Fundación del hidrógeno de Aragón, 20 de agosto de 2023 [29]**). Dado que en este proyecto se usa agua de una desalinizadora y el electrolizador usado es moderno, se establecerá el consumo de agua en 10 litros por kg de H₂ producido. Sabiendo esto y el consumo eléctrico de la desalinizadora, que es 3,6 kWh por m³ de agua producido, se puede obtener el agua producida y el consumo eléctrico total anual para obtener la misma mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Producción de agua anual} = 7,2 * 10^5 \frac{\text{kg H}_2}{\text{año}} * 10 \frac{\text{litros agua}}{\text{kg H}_2} = 7,2 * 10^6 \text{ l año}$$

$$\text{Consumo eléctrico anual} = \frac{7,2 * 10^6 \text{ l}}{\text{año}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ l}} * \frac{3,6 \text{ kWh}}{\text{m}^3} = 25,92 * 10^3 \text{ kWh anual}$$

Figura 5.4. Ecuaciones de cálculo de producción de agua y consumo eléctrico asociado

Por lo tanto, el consumo anual total de un electrolizador y la desalinizadora asociada para producir el agua del proceso es de 3,675*10⁷ kWh, lo que representa un consumo del 35,13% del total producido por el campo solar.

Dado que toda la instalación asociada a la producción del hidrógeno requiere de solo una tercera parte de la energía total disponible, se ha decidido instalar otro electrolizador y

otra desalinizadora, para así doblar la producción, siendo los datos finales los mostrados en la siguiente tabla:

Concepto	Cantidad	Unidad
Hidrógeno total producido anualmente	1440	Toneladas
Agua desalinizada producida anualmente	1,44E+07	Litros
Consumo energético total anual	7,35E+07	kWh
Potencia de los electrolizadores	11	MW

Figura 5.5. Resumen parámetros de diseño de la producción de hidrógeno

Con estos parámetros, nos sobrarían unos 83,45 MWh anuales que se podrían verter a la red eléctrica para venderlos y sacar rédito económico. Además, teniendo dos plantas desalinizadoras se abre la posibilidad de ceder parte de esa agua desalinizada a la red general para apoyar el abastecimiento de agua para uso general.

5.4 Cobertura de la demanda de hidrógeno

Una vez conocemos la cantidad de hidrógeno que nuestros electrolizadores serán capaces de producir anualmente, podemos conocer de manera cualitativa la magnitud del aporte que supondrá al mercado del hidrógeno.

En términos de demanda general, según el Observatorio Europeo del Hidrógeno (**Noviembre 2023 [30]**), la demanda total de hidrógeno en España durante el año 2022 fue de 670 kt. A falta de datos más recientes de fuentes contrastadas, tomaremos esta cantidad para dilucidar el peso que tendría una instalación de estas características en el ámbito estatal del mercado del hidrógeno. La producción obtenida en este estudio supondría el 0,21% de la demanda total en el país. Esto supone una cantidad ínfima, aunque esperable dado que se trata de una sola instalación aislada.

Ahora bien, una de las razones que motivan la realización de este estudio de viabilidad es la oportunidad de negocio que supondrá la apertura del corredor marítimo de amoniaco, con el aumento de la demanda de amoniaco que se prevé que supondrá. Como el hidrógeno es uno de los elementos empleados en su producción, se estima que la demanda

de hidrógeno también crecerá. Veremos entonces la capacidad que tiene una posible instalación que produzca hidrógeno verde para cubrir la demanda.

En Palos de la Frontera, Huelva, a unos 300km de la ubicación elegida, se encuentra una planta de producción de amoníaco propiedad de la empresa Fertiberia. Según informa El Periódico de la Energía (**febrero 2024 [31]**), esta planta es capaz de producir $4 \cdot 10^5$ toneladas de amoníaco anualmente.

La ONG Clean Air Task Force en su web proporciona una serie de calculadoras relacionadas con la producción de hidrógeno verde [32]. Entre otras, la calculadora de producción de amoníaco nos puede dar la idea de la cantidad de hidrógeno que será necesario para producir tal cantidad de amoníaco.

Hay que averiguar en primer lugar la cantidad por hora de amoníaco que habrá que alcanzar para conseguir el total anual de $4 \cdot 10^5$ toneladas, ya que es el parámetro con el que trabaja esta calculadora. Esta cantidad la obtenemos mediante el siguiente cálculo:

$$NH_3 \text{ kg/h} = 4 \cdot 10^5 \text{ t } NH_3 \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{t}} \div 8760 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 4,566 \cdot 10^4 \text{ kg/h } NH_3$$

Si lo pasamos por la calculadora mencionada, obtenemos que, para obtener esa cantidad de amoníaco, harán falta 8107,6 kg/h de hidrógeno.



Figura 5.6. kg/h de hidrógeno necesarios para cubrir la producción de amoníaco [32]

Si multiplicamos esa cantidad por las 8760 horas que hay en un año, obtenemos que anualmente habría que producir $7,102 \cdot 10^4$ toneladas. Las 1440 toneladas producidas en la instalación supondrían un 2,03% de la demanda total, un porcentaje pequeño de la misma. Más aún si tenemos en cuenta que en un futuro se prevé que la producción de amoníaco aumente considerablemente hasta los 2.5 millones de toneladas (**El Periódico de la Energía, febrero 2024 [31]**)

6. Estudio de impacto ambiental

Este estudio de impacto ambiental incluye una revisión de la legislación española aplicable en esta materia, la identificación de los principales impactos y las posibles medidas de mitigación correspondientes.

6.1 Marco normativo aplicable

El proyecto está sujeto a distintas normativas tanto a nivel nacional como europeo. Entre las más relevantes a este proyecto cabe destacar:

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que regula los procedimientos de evaluación de impacto ambiental, obligatorios para proyectos industriales y energéticos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente. En este proyecto, dado que las tres instalaciones cumplen con los criterios establecidos, se podrá realizar un estudio de impacto ambiental simplificado, como se recoge en el anexo II de esta ley.
- Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación. Esta ley tiene por objeto evitar o, cuando ello no sea posible, reducir y controlar la contaminación de la atmósfera, del agua y del suelo, mediante el establecimiento de un sistema de prevención y control integrados de la contaminación, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto. En este proyecto, será necesario tramitar una autorización ambiental integrada, ya que la producción de hidrógeno se engloba dentro del Anexo I del real decreto.
- Real Decreto 849/1986, reglamento del dominio público hidráulico, aplicable a la instalación desalinizadora para garantizar un uso sostenible de los recursos hídricos, así como el manejo adecuado de los vertidos resultantes del proceso de desalinización.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del patrimonio natural y la biodiversidad, que regula la protección de los ecosistemas y biodiversidad en caso de que la planta se ubique cerca de áreas protegidas o hábitats sensibles.

6.2 Inventario de impactos ambientales

Los impactos ambientales se identifican en las dos fases principales del proyecto: la fase de construcción y la fase de operación.

- Consumo de suelo y transformación del paisaje: La construcción del campo solar y la planta requerirá una considerable extensión de terreno, lo que puede afectar negativamente a los ecosistemas locales y modificar el paisaje natural. Medida de mitigación: Priorizar el uso de áreas degradadas o ya alteradas por la actividad humana. Además, se recomienda restaurar o rehabilitar las zonas afectadas una vez finalizadas las obras.
- Alteración de cuerpos de agua: La construcción puede causar la alteración temporal de cauces naturales y cuerpos de agua debido a escorrentías o vertidos accidentales. Medida de mitigación: Instalar barreras de contención de sedimentos y controlar de forma estricta los vertidos de residuos líquidos para prevenir la contaminación.
- Impacto sobre la fauna y flora: La operación del campo solar puede afectar a la fauna local, especialmente a las aves, que pueden sufrir deslumbramiento o colisiones con las infraestructuras. Asimismo, la vegetación local podría verse alterada. Medida de mitigación: Instalar sistemas de disuasión para evitar el choque de aves y diseñar corredores ecológicos que respeten la fauna local.
- Consumo de agua y vertidos de la desalinizadora: La desalinizadora puede generar salmuera y otros efluentes que, de no tratarse adecuadamente, podrían afectar a los ecosistemas marinos o cuerpos de agua. Medida de mitigación: Tratamiento adecuado de la salmuera antes de su vertido y uso de tecnologías de vertido profundo para minimizar el impacto en los ecosistemas acuáticos.
- Impacto visual y cambio en el paisaje: La instalación del campo solar y la planta puede alterar significativamente el paisaje de la zona. Medida de mitigación: Diseñar las instalaciones con criterios de integración paisajística, utilizando barreras vegetales o colores neutros para armonizar con el entorno.

6.3 Medidas de mitigación y monitoreo

Se implementará un programa de vigilancia ambiental continuo que permitirá el control periódico de los parámetros clave como la calidad del aire, el agua, el suelo, el ruido y la biodiversidad en las zonas afectadas.

En cuanto a la gestión de los vertidos de la desalinizadora, se instalarán tecnologías de vertido profundo para asegurar que la salmuera generada se disipe adecuadamente en las capas profundas del mar, minimizando su concentración cerca de la costa. Además, se implementarán sistemas de dilución y mezcla en el agua marina para reducir los impactos de la salmuera sobre el hábitat marino, prestando especial atención a la fauna bentónica y otras especies vulnerables. El monitoreo continuo de la salinidad y los niveles de oxígeno disuelto en las inmediaciones de los vertidos garantizará que se cumplan los parámetros de seguridad para el ecosistema.

Para proteger el hábitat marino, se realizarán estudios previos sobre la biodiversidad en la zona con el fin de identificar áreas sensibles o especies protegidas que puedan verse afectadas por los vertidos de la desalinizadora. En función de los resultados, se establecerán zonas de exclusión o de baja actividad cerca de áreas marinas sensibles.

En cuanto al control de la erosión y la pérdida de suelo, se instalarán sistemas de control de escorrentías para evitar la erosión y proteger los acuíferos cercanos. Estas medidas contribuirán a prevenir la desertificación en las áreas circundantes al proyecto.

7. Aspectos económicos

7.1 Desalinización y producción de hidrogeno

Actualmente, el coste de la desalinización de agua de mar se encuentra entre los 0,40 y 0,50 € por m³ (**Wittholz, 2008 [33]**) (**Chunke, 2022 [34]**) (**Feo-García, 2024 [35]**). Para este proyecto, teniendo en cuenta la pureza del agua que se quiere obtener y el hecho de que la planta de desalinización estará basada en una tecnología eficiente y bien establecida, se fijará el coste en 0,50 € por m³. En esta instalación se desalan 14400 m³ de agua de mar al año, estableciéndose el coste de la instalación y operación de la planta desalinizadora en 7200 €.

En cuanto a la planta de hidrógeno, actualmente para sistemas PEM el CAPEX o inmovilizado se encuentra entre los 2000 y los 3000 € por kW. En cuanto al OPEX o capital móvil, se sitúa entre los 4 y los 6 € (**Yue, 2021 [36]**). Si se establece un coste de 2500 € por kW y 4 € por kg de H₂, se tendrían unos costes de instalación de 55 millones de euros y de operación de 5,76 millones de euros.

7.2 Subvenciones aplicables al proyecto

Es interesante conocer las distintas ayudas a las que puede optar un proyecto de este tipo. Éstas apoyarán el esfuerzo económico necesario para su desarrollo y operación y, en consecuencia, aumentará la rentabilidad de la instalación

Fondo de Recuperación y Resiliencia de la Unión Europea (Next Generation EU)

España ha canalizado parte de estos fondos a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, que ofrece financiación directa para proyectos de hidrógeno verde, infraestructuras de energías renovables (como plantas solares) y almacenamiento de energía.

En convocatorias anteriores, proyectos de producción de hidrógeno renovable han recibido entre el 30% y el 40% del coste total del proyecto.

Para proyectos de energía solar fotovoltaica, en función de las tecnologías utilizadas las ayudas suelen cubrir un 30-40% de la inversión.

Programa de ayudas a proyectos pioneros en hidrógeno renovable (IDAE)

Enmarcado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde del Gobierno de España, este programa financia proyectos que desarrollen infraestructuras de producción y almacenamiento de hidrógeno renovable. Los proyectos deben cumplir con los criterios de viabilidad tecnológica y alinearse con los objetivos de la Estrategia Nacional de Hidrógeno.

Subvenciones disponibles de hasta un 30-40% del coste total de las instalaciones de hidrógeno verde (producción, almacenamiento y transporte).

Incentivos fiscales y reducciones de tasas

A nivel local, el Ayuntamiento de Cádiz y la Junta de Andalucía ofrecen bonificaciones fiscales para proyectos de energías renovables. Estas incluyen reducciones en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) para instalaciones de energía solar, bonificaciones en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).

7.3 Estudio de viabilidad económica

Una vez realizado el dimensionamiento de la central fotovoltaica, de la desoladora y de la planta de producción de hidrógeno verde. Se tiene que realizar el estudio de la inversión a realizar, de los costes de operación y mantenimiento que supondrá el proyecto a llevar a cabo y los factores económicos que determinarán si es o no rentable.

Para comenzar se expondrán los diferentes presupuestos para la instalación de las diferentes plantas.

PLANTA FV	Cantidad	Coste unitario	Coste total
Módulos	78000	84,00 €	6.552.000,00 €
Inversor STS9K	3	220.000,00 €	660.000,00 €
Inversor STS6K	3	170.000,00 €	510.000,00 €
Inversor STS3K	3	150.000,00 €	450.000,00 €
Inversor SUN2000-330KTL-H1	150	9.000,00 €	1.350.000,00 €
Estructura	54600000	0,09 €	4.641.000,00 €
Campamento de obra	1	200.000,00 €	200.000,00 €
Puesta a punto de terreno	1	200.000,00 €	200.000,00 €
Caminos	3461	75,00 €	259.575,00 €
Zanjas	1	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
Vallado	3938	20,00 €	78.760,00 €
Cimentación y arquetas	1	250.000,00 €	250.000,00 €
Drenajes y cunetas	1	150.000,00 €	150.000,00 €
Montaje electro-mecánico	1	2.000.000,00 €	2.000.000,00 €
Cableado baja tensión	1	500.000,00 €	500.000,00 €
Cableado media tensión	1	150.000,00 €	150.000,00 €
Red de tierra	1	75.000,00 €	75.000,00 €
Sistemas de seguridad	1	180.000,00 €	180.000,00 €
Monitorización	1	200.000,00 €	200.000,00 €
Test&commissioning	1	150.000,00 €	150.000,00 €
Spare parts	1	50.000,00 €	50.000,00 €
Personal de obra	1	800.000,00 €	800.000,00 €

Seguridad presencial	1	150.000,00 €	150.000,00 €
Ingeniería y estudios	1	300.000,00 €	300.000,00 €
Seguros y avales	1	70.000,00 €	70.000,00 €
Gestión de residuos	1	100.000,00 €	100.000,00 €
		TOTAL	21.026.335,00 €

Figura 7.1. Presupuesto de la planta fotovoltaica

PLANTA H2	cantidad (KW)	Coste unitario	Coste total
CAPEX	22000	2.500,00 €	55.000.000,00 €

Figura 7.2. Presupuesto de la planta desaladora

PLANTA DESALADORA	cantidad (m3)	Coste unitario	Coste total
CAPEX	14400	350,00 €	5.000.000,00 €

Figura 7.3. Presupuesto de la planta de producción de hidrógeno

Por lo que se tiene un CAPEX total, es decir, una inversión inicial total de 81.026.335 €.

Por otro lado, el coste de operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica como la que se estudia está en torno a los 6000 €/Wp y la central se compone de 54,6 Wp, se tiene un coste de operación y mantenimiento de 327.600 €. La planta de generación de hidrogeno ronda los 4 € (**Lardizabal, 2024 [37]**) el Kilogramo de hidrogeno verde generado, por lo que sería un total de 5.760.000 €. Por último, la planta desaladora tiene un coste de 0,5 €/m3 agua desalada, si se desalan 14400 m3 de agua de mar al año, se tendrá un coste de operación anual de 7.200 €.

Aunando los costes determinados en el apartado anterior, se llega a un OPEX anual de 6.094.800 €.

Tras haber determinado todos los costes que supondrá el proyecto, se debe determinar el flujo de caja que se generará con la venta del hidrógeno producido y con la venta de la energía eléctrica excedente de la planta fotovoltaica.

Para ello, se tendrá en cuenta un precio de venta medio del hidrogeno de 4 €/kg (**Mendoza, 2023 [38]**), fijado por la Unión Europea para competir contra el precio de los combustibles fósiles. Teniendo 1.440.000 Kg generados, se obtiene un flujo de caja anual por venta de hidrogeno de 5.760.000,00 €. En cuanto a la venta de energía eléctrica excedente, el precio de venta se basa en el OMIE (**[39]**), la cual a fecha de realización del estudio se tenía un precio de venta de la energía de 80,18 €/ MWh. Destacar que se producían 120.165.627 KWh de energía eléctrica y se consumían en la producción de hidrogeno 36.720.000 KWh, por lo que había un excedente de 83446 MWh. Obteniendo así un flujo de caja anual por venta de energía eléctrica de 6.690.670,37 €.

Tras unificar todos los flujos de caja anuales, se obtiene un valor de 12.450.670,37 €.

Una vez determinados los distintos costes y flujos de caja. Se va a pasar a realizar el propio estudio de viabilidad determinando factores como el VAN, TIR, EBITDA y Payback.

Se van a suponer dos escenarios, el primero marcando un horizonte de 15 años de estudio en el que no se reciba ningún tipo de subvención económica y otro con un horizonte a 15 años en el que se reciba el 35% del CAPEX de la planta fotovoltaica y el 35% del CAPEX de la planta de hidrógeno verde. Para simplicidad de cálculos, se han supuesto unos ingresos anuales iguales para todos los años. Además, se tendrá una tasa de descuento del 7% (**CNMC, [40]**) para el cálculo del VAN.

Comenzando con el primer escenario, con horizonte a 15 años. Teniendo una inversión inicial de 81.026.335 €, se obtendrán los siguientes valores expuestos a continuación.

- VAN: -23.137.614,24 €
- TIR: 2%
- EBITDA: 6.355.870,37 €
- Payback: 13 años

Con estos valores, se puede determinar que el proyecto no sería rentable en esos 15 años de horizonte, debido a que, se encuentra un VAN en negativo muy grande, esto quiere decir que con la tasa de descuento del 7%, los valores de los flujos de caja futuros tienen un menor valor que la inversión inicial. No se generarían los suficientes beneficios para justificar la inversión.

Para ello se tendría que tener una tasa de descuento del 2% como indica el cálculo del TIR.

Entrando en el segundo escenario que se indicaba, teniendo una subvención, se tendría una inversión inicial de los siguientes valores.

SUBVENCIÓN	PLANTA	CAPEX
35%	instalación FV	13.667.117,75 €
35%	instalación H2	35.750.000,00 €
0%	desaladora	5.000.000,00 €
	CAPEX TOTAL	54.417.117,75 €

Figura 7.4. Inversión inicial con subvención.

Calculando de nuevo los KPI anteriores, se obtienen los siguientes resultados.

- VAN: 3.471.603,01 €
- TIR: 8%
- EBITDA: 6.355.870,37 €
- Payback: 9 años

En este caso es totalmente contrario al escenario anterior. Se encuentra un VAN positivo, por lo que, en ese horizonte de 15 años, se podría justificar la inversión y que aún haya más años de vida útil que fueran beneficios, teniendo en cuenta que la vida útil de una planta fotovoltaica ronda los 25 años. En este caso, se tiene un Payback inferior al del escenario 1, siendo solamente de 9 años para conseguir el retorno completo de la inversión.

Tras analizar los resultados, se puede llegar a la conclusión económica de que este proyecto, por sí solo, sin ayudas del estado o de la Unión Europea, no sería viable de realizar. Por ello, existen una serie de subvenciones que consiguen impulsar este tipo de proyectos ya que en la actualidad tienen un coste de producción muy elevado con respecto a las energías no renovables. Recalcando que, si se tiene esa producción costosa, el precio de venta ascenderá, comparando ese precio con otras formas de energía más baratas, pero no tan limpias.

8. Discusión de resultados

El estudio de viabilidad efectuado para la planta fotovoltaica destinada a la producción de hidrógeno verde resalta la eficacia del dimensionamiento y la elección de tecnologías,

que concuerda de manera adecuada principalmente con la idea fundamental de incrementar producción al máximo y reducir costes de construcción y operación.

El diseño del layout, que optimiza el espacio mediante la disposición estratégica de los módulos maximiza la producción. Además, minimiza las pérdidas de energía, asegurando que el proyecto sea no solo viable desde un punto de vista técnico, sino también económicamente sostenible.

La selección de módulos bifaciales CS7N-700TB-AG, que emplean celdas TopCon de gran eficiencia, es esencial para maximizar la producción. La tecnología bifacial posibilita la absorción de radiación solar en el lado frontal y trasero del módulo, lo que aumenta la generación de energía. Esto, sumado a una producción elevada de 1916.7 kWh/kWp, evidencia que la infraestructura está concebida para maximizar el uso de los recursos solares existentes.

La implementación de un sistema de seguimiento a un eje es otra elección crucial que aporta considerablemente a la eficiencia. Este sistema posibilita que los paneles rastreen el recorrido del sol, incrementando la generación de energía en relación a los paneles estáticos. Este aumento del 15% al 30% en la captación solar respalda la inversión inicial en trackers, dado que se refleja en una mayor producción de energía durante todo el año, lo cual incrementa la rentabilidad del proyecto.

La puesta en marcha de inversores SUN2000-330KTL-H1 también consolida la factibilidad del sistema. Estos inversores no solo se ajustan al voltaje de funcionamiento de la instalación, sino que su elevada eficiencia del 98,8% reduce las pérdidas en la transformación de energía. Las pérdidas en tensión baja y media, restringidas al 1,5% y 1% respectivamente, evidencian un diseño meticuloso que aspira a maximizar la energía aprovechable para la electrólisis.

La opción por un electrolizador PEM como el HyLYZER 1000 se basa en su flexibilidad de funcionamiento, esencial en un entorno de generación de energía fluctuante, con unos periodos de ramp-up y ramp-down relativamente cortos en comparación con los electrolizadores convencionales alcalinos. Este modelo de electrolizador, con un consumo de 4,3 kWh/Nm³, facilita una rápida adaptación a las variaciones en la producción solar, garantizando que la generación de hidrógeno se conserve eficaz incluso en periodos de menor radiación.

La instalación de desalinización, diseñada para generar 7,200,000 litros al año, es otro componente esencial en el proyecto. Con un uso de 3,6 kWh/m³ de energía, su aportación al proceso de electrólisis se encuentra adecuadamente balanceada en comparación con la energía producida por la planta fotovoltaica. La conexión entre la generación de energía y la producción de agua desalinizada resulta en un uso eficaz de los recursos. En dicha situación, el 35,13% de la producción solar se asigna a la desalinización, lo que posibilita que un porcentaje superior de la energía se emplee directamente en la generación de

hidrógeno, y también así tener la posibilidad de verter a la red la generación de energía sobrante.

Por otro lado, los cálculos arrojan que la demanda de hidrógeno en la zona será difícilmente cubierta solamente contando con los recursos producidos en esta instalación, por muy rentable que pueda ser. Solamente tomando de ejemplo la demanda de hidrógeno que tiene una sola empresa cercana nos da la idea de lo mucho que tiene que aumentar la producción de hidrógeno verde para poder cubrir la demanda total de hidrógeno.

En definitiva, los resultados de este análisis técnico y económico enfatizan la idea que la selección y dimensionamiento de las instalaciones es esencial para la viabilidad del proyecto. El dimensionamiento adecuado para maximizar la producción, así como las medidas adoptadas para incrementar la eficiencia y las decisiones tomadas reducir los costos afectando al mínimo la producción de la planta, garantizan que el proyecto sea una alternativa real para la generación de hidrógeno verde y la descarbonización del territorio español. Este estudio por lo tanto proporciona un modelo extrapolable para futuras iniciativas similares en lo que respecta a la integración de energías renovables para la producción de hidrógeno verde en España.

9. Conclusiones / Conclusions

Tras haber realizado el dimensionado y estudio de viabilidad de la instalación y haber discutido los resultados, podemos empezar a extraer conclusiones a partir de los datos que han sido arrojados

-Facilidad de hibridación entre la energía solar fotovoltaica y la producción de hidrógeno verde

Hemos podido comprobar que, simplemente con instalar los electrolizadores de manera adyacente a la instalación y usar la energía eléctrica producida directamente en ellos, es posible producir una cantidad considerable de hidrógeno renovable listo para su uso o transporte. Esto supone una gran ventaja ya que una instalación de este calibre necesita una obra civil importante con la inversión que ello conlleva. El hecho de poder cubrir una demanda incipiente de una nueva fuente de energía (o elemento químico para su transformación posterior, como es nuestro principal objetivo) ampliando la obra civil planeada hace más factible que aparezcan nuevos proyectos de este tipo. Si a esto le sumamos el hecho de que el mayor consumidor final del hidrógeno que se va a producir en nuestra instalación está a una distancia razonable, nos indica que la zona escogida tiene mucho potencial para convertirse en un valle del hidrógeno, cuyo valor e importancia ya hemos visto, dado la gran disponibilidad de recurso solar que presenta.

Aunque el objeto de este estudio haya sido el estudiar la viabilidad de una nueva instalación de energía solar, también podemos concluir que sería relativamente sencillo la hibridación de una instalación ya existente y destinar parte de la electricidad generada a producir hidrógeno. Aunque, probablemente, la producción sería menor. Una planta fotovoltaica ya en funcionamiento estará con mucha seguridad enfocada a la cobertura de la demanda energética de la zona en la que se encuentre. Por tanto, al no poder comprometer la cobertura de la demanda (al menos si no se propone una alternativa), no se podrá producir la misma cantidad de hidrógeno que en una instalación ya orientada específicamente a producirlo. De todos modos, si es posible acometer dicha ampliación, es interesante ver las posibilidades que tiene la tecnología del hidrógeno verde de implantarse con facilidad en el mercado en caso que la demanda del mismo aumente como se prevé.

Cabe destacar que para que este hecho sea posible, los electrolizadores tipo PEM juegan un papel importante. Si bien se trata de una tecnología aún costosa y con margen de desarrollo, la capacidad de arranque rápido que tienen facilita su uso conjunto con otras energías renovables, como ya hemos visto. Estas tienen la desventaja de que tienen una disponibilidad más limitada que las energías fósiles tradicionales, bien por franjas horarias de indisponibilidad (energía solar) o bien por intermitencia (energía eólica). Usando un método de producción que se adapta a este hecho hace más sencillo la producción de hidrógeno sin emisiones de gases de efecto invernadero. Sólo el tiempo dirá si esta tecnología se acaba implantando y extendiendo lo suficiente como para que su coste disminuya, o si aparecen otras que presenten ventajas a mayores que las hagan más adecuadas si cabe.

-El modelo replicable beneficia el avance de la tecnología del hidrógeno verde

Derivada de la anterior conclusión, podemos concluir que la sencillez para ejecutar la hibridación es un punto clave para que la producción de hidrógeno verde se pueda seguir implantando. Si es un modelo razonablemente fácil de replicar, conforme los costes y la tecnología vayan aumentando la rentabilidad de este tipo de proyectos, es más factible que se acabe adoptando este modelo híbrido para la producción de hidrógeno en otros proyectos de energías renovables.

-El hidrógeno verde es aún una energía renovable que necesita desarrollo

Si bien es relativamente sencillo hibridar una planta fotovoltaica a la producción de hidrógeno. Los datos económicos que han sido obtenidos en este estudio evidencian que esta tecnología necesita un gran impulso y desarrollo si quiere llegar a ser competitiva.

A mayores de la gran inversión inicial que suponen los equipos necesarios para producir hidrógeno renovable, hemos podido comprobar que los gastos de operación de la instalación enfocada al hidrógeno son similares a los ingresos por la venta del mismo que se espera conseguir. Se trata de una tecnología que consume una cantidad importante de

recursos. Además, por su falta de implantación y consecuentemente de optimización, los costes necesarios para operarla y mantenerla en funcionamiento son grandes.

Esto pone de manifiesto que el futuro del hidrógeno como alternativa renovable necesita por un lado el apoyo institucional en forma de subvenciones y ayudas para ser rentable. Además, es necesario el desarrollo de más iniciativas y proyectos relacionados para que se siga implantando y poder alcanzar el grado de desarrollo y optimización necesarios para convertirse en una alternativa real al resto de energías ya asentadas.

Esto refuerza la idea presentada durante la justificación de este proyecto de que una oportunidad como la que se presenta con el establecimiento del corredor marítimo del amoniaco supone la posibilidad de profundizar en el desarrollo e implantación de la tecnología del hidrógeno, ya sea verde o no. El atractivo económico, por poca rentabilidad económica que se pueda obtener, es motivo suficiente como para plantear el estudio de viabilidad de una instalación como la propuesta u otras que puedan aprovechar igualmente la ventana de oportunidad que se abre.

-La hibridación hace que la producción de hidrógeno verde sea rentable.

Como hemos podido comprobar, la tecnología de producción de hidrógeno a partir de energía generada a partir de fuentes renovables aún no es viable en términos económicos. Solo cuando la juntamos con una tecnología madura y optimizada es cuando empieza a arrojar beneficios.

Sin necesidad de sobredimensionar el campo solar, se ha conseguido doblar la producción de hidrógeno y además poder verter energía a la red de la cuál obtener mayor rentabilidad en el proyecto. De esto se deduce que el futuro del hidrógeno verde pasará por hibridaciones con instalaciones de energías renovables ya asentadas, como pueden ser la solar fotovoltaica, la eólica o la hidráulica

-Madurez tecnología solar fotovoltaica

Otro punto que podemos concluir tras este estudio es el grado de madurez y accesibilidad de la energía solar fotovoltaica hoy en día. Esto se evidencia en dos puntos clave.

En primer lugar, la facilidad de acceso a datos sobre la radiación solar en casi cualquier parte del mundo. Conocer el recurso solar disponible y el potencial de una zona para ser aprovechada está a un clic de distancia. Bases de datos, herramientas de simulación y dimensionamiento como las empleadas para la realización de este análisis es buena prueba de ello. Además, están disponibles las fichas técnicas de cualquier componente que forma parte de una instalación fotovoltaica (paneles, inversores, cableado, etc) con toda la información necesaria para poder dimensionarla adecuadamente.

En segundo lugar, se ha puesto de manifiesto el enorme grado de optimización en términos de producción de energía. En una parcela de extensión moderada se ha podido

generar la energía suficiente como para tener la capacidad de sobredimensionar la planta de electrólisis dependiente hasta el doble de la capacidad inicialmente propuesta. Esto ha sido conseguido además usando unos paneles solares novedosos, que presentan ciertas ventajas con respecto a los más extendidos pero que aún no están asentados del todo y para los que hay margen de mejora y abaratamiento de costes.

-Uso del agua desalinizada para apoyo a la red en momento de sequía

Parte del objeto de este estudio era analizar la capacidad y posibilidad de apoyar el abastecimiento de agua a una zona que sufre (y sufrirá aún más en el futuro si no se frenan los efectos del cambio climático) los efectos de las bajas precipitaciones y la sequía con intensidad.

Se ha comprobado que el proceso de electrólisis consume una gran cantidad de agua sin posibilidad de retorno. Esto justificaba el hecho de incluir una planta desalinizadora de agua marina para no comprometer el abastecimiento de agua potable de la población. A pesar de haber doblado el número de electrolizadores con su propia desalinizadora asociada, toda el agua desalinizada ha sido destinada a la producción de hidrógeno para aumentar la producción de hidrógeno y así garantizar cierto beneficio económico, incierto si no fuera así dada la gran inversión y gastos operacionales que conlleva la instalación.

Llegado el momento de necesidad, si se quisiera destinar parte del agua desalinizada a asegurar el suministro de agua en la zona, la producción tendría que disminuir y, en consecuencia, el ya de por sí estrecho margen de beneficios se vería reducido. Por tanto, podemos concluir que desde el punto de vista económico de la instalación este aspecto no es viable.

Aún así, no se descarta la posibilidad de llevarlo a cabo en caso de extrema necesidad.

-Viabilidad ambiental

Como todo proyecto de cierta envergadura, este tiene asociados una serie de riesgos e impactos ambientales ya detallados en el apartado correspondiente. Sin embargo, tras la investigación realizada, podemos concluir que, con las medidas de mitigación propuestas, se concluye que el proyecto es viable desde el punto de vista ambiental dado que los impactos sobre el medio pueden ser fácilmente controlados y sostenidos en el tiempo.

-Viabilidad del proyecto

Tras todo el proceso de análisis y estudio de viabilidad, la conclusión final es que el proyecto puede ser viable, pero con el condicionante de que, desde el punto de vista económico, la rentabilidad a largo plazo no hace que sea una opción atractiva para posibles inversores.

Como se ha podido comprobar, hasta que no entran en juego las posibles subvenciones y ayudas a las que un proyecto de estas características puede acceder el proyecto no se hace

viable a largo plazo. Tanto el CAPEX como el OPEX de la instalación de electrólisis son muy elevados. Sobre todo, este último, que se equipara en cuantía a los ingresos conseguidos por la venta del hidrógeno. Solo cuando se incluyen las subvenciones mencionadas, y contando con que se va a vender el excedente de electricidad que no se utiliza para la producción de hidrógeno, el proyecto empieza a arrojar una rentabilidad elevado.

Sin embargo, las perspectivas son positivas. Conforme el hidrógeno verde se vaya extendiendo y asentando en el mercado energético tal y como se prevé, los costes de inversión y operación irán disminuyendo. Hay que recordar que, a pesar de que la electrólisis es un proceso de sobra conocido y estudiado, su aplicación ligada a la producción de hidrógeno de manera sostenible tiene todavía un largo camino por recorrer. Futuras innovaciones y optimizaciones ayudarán a aumentar la eficiencia del proceso contribuyendo a su rentabilidad futura y acelerando el proceso de implantación, investigación y desarrollo.

La transición energética es una realidad, un proceso necesario y costoso de reconversión hacia un modelo más limpio y sostenible. Una alternativa en desarrollo como el hidrógeno verde tiene muchas trabas por delante si quiere consolidarse como una opción realista a futuro de manera independiente al uso final que tenga dicho hidrógeno. Oportunidades de este tipo que puedan presentarse son limitadas, al menos por el momento, por lo que aprovecharlas es de vital importancia.

Por tanto, a pesar de que no sea la mejor opción desde el punto de vista económico, el proyecto es viable si se toma como “proyecto puente” que sirva de punta de lanza para futuras iniciativas similares.

After having carried out the sizing and feasibility study of the installation and having discussed the results, we can begin to draw conclusions from the data that have been collected

-Ease of hybridization between solar photovoltaic energy and green hydrogen production.

We have been able to verify that, simply by installing the electrolyzers adjacent to the installation and using the electrical energy produced directly in them, it is possible to produce a considerable amount of renewable hydrogen ready for use or transport. This is a great advantage since an installation of this caliber requires significant civil works with the investment that this entails. The fact of being able to cover an incipient demand for a new energy source (or chemical element for its subsequent transformation, as is our main objective) by extending the planned civil works makes it more feasible for new projects of this type to appear. If we add to this the fact that the largest final consumer of the hydrogen to be produced in our facility is at a reasonable distance, it indicates that the

chosen area has great potential to become a hydrogen valley, whose value and importance we have already seen, given the great availability of solar resources it presents.

Although the purpose of this study has been to study the feasibility of a new solar energy installation, we can also conclude that it would be relatively simple to hybridize an existing installation and use part of the electricity generated to produce hydrogen. Although, probably, the production would be lower. A photovoltaic plant already in operation will most certainly be focused on covering the energy demand of the area in which it is located. Therefore, since it will not be able to compromise the coverage of the demand (at least if no alternative is proposed), it will not be possible to produce the same amount of hydrogen as in an installation already specifically oriented to produce it. However, if it is possible to undertake such an expansion, it is interesting to see the possibilities of green hydrogen technology to be easily implemented in the market in case the demand for it increases as expected.

It is worth noting that PEM electrolyzers play an important role in making this possible. Although this is still a costly technology with room for development, their fast start-up capability facilitates their use in conjunction with other renewable energies, as we have already seen. These have the disadvantage of having a more limited availability than traditional fossil energies, either due to time slots of unavailability (solar energy) or intermittency (wind energy). Using a production method that is adapted to this fact makes it easier to produce hydrogen without greenhouse gas emissions. Only time will tell if this technology becomes sufficiently widespread for its cost to decrease, or if others appear that present greater advantages that make them even more suitable.

-The replicable model benefits the advancement of green hydrogen technology.

Derived from the above conclusion, we can conclude that the simplicity of hybridization is a key point for the further implementation of green hydrogen production. If it is a reasonably easy model to replicate, as costs and technology increase the profitability of this type of project, it is more likely that this hybrid model will be adopted for hydrogen production in other renewable energy projects.

-Green hydrogen is still a renewable energy that still needs development.

While it is relatively straightforward to hybridize a photovoltaic plant to a green hydrogen production plant, the economic data obtained in this study show that this technology needs a major boost and development if it is to become competitive.

In addition to the large initial investment required for the equipment necessary to produce renewable hydrogen, we have been able to verify that the operating costs of the hydrogen-focused installation are similar to the expected income from the sale of hydrogen. This is a technology that consumes a significant amount of resources. In addition, due to its lack of implementation and consequent lack of optimization, the costs required to operate and maintain it in operation are large.

This shows that the future of hydrogen as a renewable alternative needs, on the one hand, institutional support in the form of subsidies and grants to be profitable. It is also necessary for the development of more initiatives and related projects to continue to be implemented and to reach the degree of development and optimization necessary to become a real alternative to other energy sources already established.

This reinforces the idea presented during the justification of this project that an opportunity such as the one presented by the establishment of the ammonia maritime corridor represents the possibility of deepening the development and implementation of hydrogen technology, whether green or not. The economic attractiveness, however little economic profitability can be obtained, is reason enough to consider the feasibility study of a facility such as the one proposed or others that can also take advantage of the window of opportunity that opens.

-Hybridization makes green hydrogen production profitable.

As we have seen, the technology of hydrogen production from energy generated from renewable sources is not yet viable in economic terms. It is only when coupled with a mature and optimized technology that it starts to pay off.

Without the need to oversize the solar field, it has been possible to double hydrogen production and also be able to feed energy into the grid from which to obtain a higher return on the project. From this it can be deduced that the future of green hydrogen will go through hybridizations with already established renewable energy installations, such as solar photovoltaic, wind or hydro power.

-Maturity of solar photovoltaic technology

Another point we can conclude from this study is the degree of maturity and accessibility of solar photovoltaic energy today. This is evidenced by two key points.

First, the ease of access to solar radiation data almost anywhere in the world. Knowing the available solar resource and the potential of an area to be exploited is just a click away. Databases, simulation and sizing tools such as those used for this analysis are proof of this. In addition, the technical data sheets of any component that is part of a photovoltaic installation (panels, inverters, wiring, etc.) are available with all the information necessary to be able to size it properly.

Secondly, the enormous degree of optimization in terms of energy production has been demonstrated. In a plot of land of moderate size it has been possible to generate enough energy to have the capacity to oversize the dependent electrolysis plant up to double the capacity initially proposed. This has also been achieved by using novel solar panels, which have certain advantages over the most widespread but not yet fully established ones, and for which there is room for improvement and cost reduction.

-Use of desalinated water to support the grid in times of drought.

Part of the purpose of this study was to analyze the capacity and possibility of supporting the water supply to an area that suffers (and will suffer even more in the future if the effects of climate change are not curbed) the effects of low rainfall and drought with intensity.

It has been proven that the electrolysis process consumes a large amount of water with no possibility of return. This justified the inclusion of a seawater desalination plant so as not to compromise the population's drinking water supply. Despite having doubled the number of electrolyzers with their own associated desalination plant, all the desalinated water has been destined for hydrogen production to increase hydrogen production and thus guarantee some economic benefit, uncertain if it were not so given the large investment and operational costs involved in the installation.

At the time of need, if part of the desalinated water were to be used to ensure the water supply in the area, production would have to decrease and, consequently, the already narrow profit margin would be reduced. Therefore, we can conclude that from the economic point of view of the installation this aspect is not viable.

Even so, we do not rule out the possibility of carrying it out in case of extreme necessity.

-Environmental feasibility

As with any project of a certain size, this one has a series of environmental risks and impacts already detailed in the corresponding section. However, after the research carried out, we can conclude that with the proposed mitigation measures, the project is viable from the environmental point of view, given that the impacts on the environment can be easily controlled and sustained over time.

-Project feasibility

After the whole process of analysis and feasibility study, the final conclusion is that the project can be viable, but with the condition that, from the economic point of view, the long-term profitability does not make it an attractive option for potential investors.

As we have seen, the project does not become viable in the long term until the possible subsidies and aid to which a project of these characteristics may have access come into play. Both the CAPEX and OPEX of the electrolysis facility are very high. Especially the latter, which is equal in amount to the income obtained from the sale of hydrogen. Only when the aforementioned subsidies are included, and taking into account that the surplus electricity that is not used for hydrogen production will be sold, does the project begin to show profitability.

However, the outlook is positive. As green hydrogen becomes more widespread and established in the energy market, as expected, investment and operating costs will decrease. It should be remembered that, although electrolysis is a well-known and well-studied process, its application for sustainable hydrogen production still has a long way

to go. Future innovations and optimizations will help to increase the efficiency of the process, contributing to its future profitability and accelerating the process of implementation, research and development.

The energy transition is a reality, a necessary and costly process of conversion to a cleaner and more sustainable model. A developing alternative such as green hydrogen has many obstacles ahead if it is to consolidate itself as a realistic option for the future, independently of the end use of such hydrogen. Opportunities of this type are limited, at least for the time being, so taking advantage of them is of vital importance.

Therefore, although it may not be the best option from an economic point of view, the project is viable if it is taken as a “bridge project” to serve as a spearhead for similar initiatives in the future.

10. Futuras líneas de investigación

Por último, tras enumerar las distintas conclusiones a las que se han llegado después de analizar los resultados del estudio, se plantean una serie de temas de interés para futuros estudios relacionados con el objeto de este mismo estudio, surgidos a partir del discurrir del mismo.

-Estudio de la composición del agua desalinizada

Desde un primer momento se ha planteado la posibilidad de verter a la red general parte del agua desalinizada en la instalación, para servir de apoyo al abastecimiento en una zona que sufre a menudo los efectos de la sequía. Aunque toda el agua desalinizada se utilice para la electrólisis para asegurar la rentabilidad del proyecto, no se descarta la posibilidad de llevarlo a cabo si la situación lo demanda. Pero para poder hacerlo, se antoja necesario el realizar un estudio tanto de la composición química como de la potabilidad del agua desalinizada en la instalación. De esta manera, se podrá saber si el agua es apta para consumo humano o los posibles usos a los que se podrá destinar (regadío, industria, etc).

-Aprovechamiento de la energía

El exceso de electricidad producido en el campo solar que no se aprovecha en el resto de la instalación ha sido destinada a su venta para asegurar una rentabilidad inmediata del proyecto. Sería interesante estudiar otros posibles usos de esa energía, tanto dentro como fuera de la instalación.

Otra línea de investigación posible sería la optimización del sistema propuesto, con electrolizadores más eficientes que consuman menos energía. Esto permitiría o bien

vender mayor cantidad de energía (o destinarla a otros usos finales) o bien incluso aumentar la producción de hidrógeno.

-Otros usos del hidrógeno

No se ha especificado el uso final del hidrógeno producido en este proyecto, aunque previsiblemente se vaya a usar o bien en el Valle Andaluz del hidrógeno o en las industrias cercanas. Sin embargo, podría estudiarse su uso para otros fines diversos y estudiar su viabilidad.

Por ejemplo, la de utilizar el hidrógeno como almacenamiento de energía. La energía solar es una energía renovable que no está disponible las 24 horas del día. El hidrógeno producido puede ser utilizado como un almacenaje de energía, de manera que en las horas en las que no se dispone de radiación solar la instalación puede seguir produciendo energía eléctrica para ser vendida si la energía contenida en el hidrógeno se libera y aprovecha.

11. Bibliografía

- [1] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011. “Plan de Energías Renovables 2011-2020” Gobierno de España.
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_112_27_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 20 de enero de 2020. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” Gobierno de España.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

- [3] A. Garrote, 21 de marzo de 2024. “Récord de energía renovable en 2023: supera por primera vez el 50% de generación anual” La Razón. [https://www.larazon.es/economia/record-energia-renovable-2023-supera-primer-vez-50-generacion-anual_2024032165fc344117c56e0001c66985.html#:~:text=El%20a%C3%B1o%20pasado%2C%20el%2050,2022%20\(42%2C%25\).](https://www.larazon.es/economia/record-energia-renovable-2023-supera-primer-vez-50-generacion-anual_2024032165fc344117c56e0001c66985.html#:~:text=El%20a%C3%B1o%20pasado%2C%20el%2050,2022%20(42%2C%25).)
- [4] Repsol, 13 de septiembre 2023. “Buscando el combustible de baja huella de carbono”. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/movilidad-sostenible/hidrogeno-como-combustible/index.cshtml>
- [5] STX Group “Transformación de la producción de amoníaco” (recuperado el 6 de octubre de 2024). <https://stxgroup.com/strive/es/noticias/transformacion-de-la-produccion-de-amoniaco/#:~:text=El%20amon%C3%ADaco%2C%20un%20gas%20incoloro,150%20millones%20de%20toneladas%20m%C3%A9tricas.>
- [6] Barrera Godinez, Jose Antonio. ‘Transporte de masa’. [https://www.google.es/books/edition/Transporte de Masa Colecci%C3%B3n de Problemas/VFC-EAAAQBAJ?hl=es&gbpv=1&dq=problemas+transporte+hidrogeno&pg=PT56&printsec=frontcover](https://www.google.es/books/edition/Transporte%20de%20Masa%20Colecci%C3%B3n%20de%20Problemas/VFC-EAAAQBAJ?hl=es&gbpv=1&dq=problemas+transporte+hidrogeno&pg=PT56&printsec=frontcover)
- [7] Cepsa, 14 de junio de 2023. “Cepsa y Yara Clean Ammonia sellan una alianza para conectar el sur y el norte de Europa con hidrógeno verde, en presencia de los reyes de España y Holanda”. <https://cepsa.com/es/prensa/cepsa-y-yara-clean-ammonia-sellan-una-alianza-sobre-hidrogeno-verde>
- [8] Ilustre Ayuntamiento de San Roque, 2023. “Cepsa firma acuerdos con empresas europeas para llevar amoníaco verde desde San Roque a Róterdam”. <https://www.sanroque.es/content/cepsa-firma-acuerdos-con-empresas-europeas-para-llevar-amoniaco-verde-desde-san-roque-r>
- [9] Atlas Nacional de España “Precipitación media anual” Instituto Nacional de Meteorología. https://www.ign.es/espmapi/mapas_clima_bach/pdf/Clima_Mapas_05texto.pdf
- [10] J.M. Sancho et al., 2012 “Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT” Agencia Estatal de Meteorología.. https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf

- [11] Red Eléctrica Española. “Generación” (recuperado el 6 de octubre 2024). <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [12] Red Eléctrica Española. “Balance eléctrico” (recuperado el 6 de octubre 2024). <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>
- [13] Grupo Solar Lightning, 25 de Julio de 2024 “El presente y futuro de las energías renovables en España para 2025”. <https://gruposolarlighting.es/evolucion-de-energias-renovables-espana/>
- [14] D. López, 5 de Mayo de 2024. “Zorita I y Zorita II estarán operativas en el año 2025”, La Tribuna de Guadalajara. <https://www.latribunadeguadalajara.es/noticia/z6a684580-0ee0-4a76-b06a0f4d511d2ac3/202405/zorita-i-y-zorita-ii-estaran-operativas-en-el-ano-2025>
- [15] Iberdrola, “Hidrógeno verde en España” (Recuperado el 6 de octubre de 2024). <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/hidrogeno-verde>
- [16] Prego, C., 22 octubre 2022. “El transporte de hidrógeno es uno de sus grandes retos a futuro. Alguien lo quiere solucionar con sales”. Xataka.com. <https://www.xataka.com/energia/transporte-hidrogeno-uno-sus-grandes-retos-a-futuro-alguien-quiere-solucionar-sales>
- [17] Good New Energy, 5 de mayo de 2022. “Valles de hidrógeno: una visión local para un impacto global”. <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/valles-de-hidrogeno-una-vision-local-para-un-impacto-global/>
- [18] Google Earth. <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- [19] Google Maps. <https://g.co/kgs/DeSfk9r>
- [20] Solargis. <https://solargis.com/es>
- [21] Sede electrónica del catastro. <https://www.sedecatastro.gob.es/>
- [22] DS Nueva Energía, 4 de Diciembre 2023. “Guía de células solares TopCon”. <https://www.dsisolar.com/info/guide-to-topcon-solar-cells-89249282.html>
- [23] Canadian Solar. “TOPBiHiKu7”. (recuperado el 6 de Octubre 2024). <https://www.csisolar.com/topbihiku7/>
- [24] Huawei Solar “Productos” (recuperado el 6 de Octubre 2024). <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/SUN2000-150K-MG0>
- [25] Acciona, 2024. “Desalinización de agua de mar y salobre”. https://www.acciona.com/es/tratamiento-de-agua/desalacion/?_adin=11734293023

- [26] Kim, J., Park, K., & Yang, D. R., 2019. “A comprehensive review of energy consumption of seawater reverse osmosis desalination plants. Applied Energy”. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626191931339X>
- [27] Kumar, S. S., & Lim, H., 2022. “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. Energy Reports”. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722020625?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=8cacf9292d8c3852
- [28] Cummins, 2021. “HyLYZER® water electrolyzers”. <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-1000-specsheet.pdf>
- [29] Fundación del Hidrógeno de Aragón, 20 de agosto de 2023. “El agua: elemento vital para la obtención de hidrógeno”. <https://hidrogenoaragon.org/es/el-agua-elemento-vital-para-la-obtencion-de-hidrogeno/>
- [30] Observatorio Europeo del Hidrógeno, Noviembre 2023. “The European hydrogen market landscape” (Actualizado febrero 2024). <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/observatory-reports>
- [31] El Periódico de la Energía, 8 de febrero de 2024. “Fertiberia aspira a producir 2,5 millones de amoníaco limpio al año en Europa”. <https://elperiodicodelaenergia.com/fertiberia-aspira-producir-25-millones-amoniacos-limpio-ano-europa/>
- [32] Clean Air Task Force. “Calculadora de producción de hidrógeno” (En línea, recuperado el 19 de octubre de 2024). <https://www.catf.us/es/hydrogen-converter/#ammonia>
- [33] Wittholz, M.K. et al, 2008. “Estimating the cost of desalination plants using a cost database”. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916408002683>
- [34] Chunke, 2 de agosto de 2022. “How Much Does the Desalination Plant Cost to Build?”. <https://www.chunkerowaterplant.com/news/how-much-does-the-desalination-plant-cost-to-build>
- [35] Feo-García, j. et al, 21 de marzo de 2024. “Cost Studies of Reverse Osmosis Desalination Plants in the Range of 23,000–33,000 m³/day”. <https://www.mdpi.com/2073-4441/16/6/910>
- [36] Yue, M. et al, 2021. “Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges”. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121004688>

[37] Lardizabal, Emilia. 11 de abril de 2024. ‘Las claves para alcanzar la rentabilidad de los proyectos del hidrógeno verde’. <https://energiaestrategica.es/las-claves-para-alcanzar-la-rentabilidad-de-los-proyectos-del-hidrogeno-verde/>

[38] Mendoza, Irene. 5 de junio de 2023. ‘El primer precio oficial del hidrógeno verde deja algo claro: es demasiado caro para ser una alternativa real’. <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/primer-precio-oficial-hidrogeno-verde-deja-algo-claro-demasiado-caro-para-ser-alternativa-real>

[39] OMIE. 23 de octubre 2024. ‘Precio de venta energía eléctrica’. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

[40] CNMC. 6 de mayo de 2021. ‘Resolución por la cual se aprueba la nueva metodología de cálculo del coste del capital medio ponderado (wacc) de los operadores de comunicaciones electrónicas declarados con poder significativo de mercado y se acuerda su notificación a la comisión europea y al organismo de reguladores de comunicaciones electrónicas’. https://www.cnmc.es/sites/default/files/3503513_4.pdf