

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

SIMULACIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA PARA PRODUCIR HIDRÓGENO APLICADO A USOS FERROVIARIOS Y MARÍTIMOS: CASO DE ESTUDIO EN LA ISLA DE MALLORCA

Samuel Rabadán Muñoz

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Centro de Estudios de Postgrado

UNIVERSITAT DE LES ILLES BALEARS

Año Académico 2020-21

Tutor

Dr. Ramón Pujol Nadal

Trabajo de Fin de Máster Centro de Estudios de Postgrado Universitat de las Illes Balears

Año Académico 2020-21

Palabras clave del trabajo:

hidrógeno verde, solar fotovoltaica, demanda energética, emisiones CO₂, usos ferroviarios, grandes cruceros, temperatura célula fotovoltaica, radiación solar

Resumen

El punto de no retorno de la tierra en relación al cambio climático se acerca imparable y la necesidad de satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad por medio de energías limpias se convierte en un objetivo urgente. A raíz de este problema el hidrógeno como vector energético es una tecnología interesante que podría ayudar a solventar el problema. El presente trabajo presenta el modelado de un campo de producción de energía eléctrica formado por placas fotovoltaicas mediante el programa informático Python con el objetivo de obtener una estimación de la producción anual de una instalación de construcción inminente en la población de Lloseta y Petra situada en la Isla de Mallorca. Para ello se ha realizado el cálculo de los ángulos solares en función de la ubicación, obteniendo para cada hora del año el ángulo de incidencia de los rayos solares con la superficie inclinada del captador. La energía eléctrica producida se ha obtenido a partir del método analítico de las cuatro variables, realizando además una simulación térmica para conocer la temperatura del captador teniendo en cuenta los tres mecanismos de transmisión de calor. La producción de energía eléctrica tiene como objetivo alimentar un electrolizador para producir hidrógeno verde para ser utilizado posteriormente como combustible de pilas PEM. En el trabajo se ha realizado un caso de estudio que consiste en dos potenciales consumidores, por un lado para alimentar de energía a los cruceros fondeados en el puerto de Palma de Mallorca y por otro lado para impulsar el proyecto de la línea ferroviaria desde la ciudad de Manacor hasta la población de Artá. En el primer caso, la demanda será estacional solo en verano y en el segundo caso la demanda será no estacional y constante durante todo el año.

Palabras clave: hidrógeno verde, solar fotovoltaica, demanda energética, emisiones CO_2 , usos ferroviarios, grandes cruceros, temperatura célula fotovoltaica, radiación solar

Simulation of a photovoltaic plant to produce hydrogen for railway and maritime uses: Case study in Mallorca Island.

Abstract

The earth's point of no return as regards climate change approaches unstoppably and the need to meet society's energy requirements by means of clean energy becomes an urgent objective. As a result of this problem, hydrogen as an energy carrier is an interesting alternative that could help to solve the problem. With the aid of the Python software, this paper describes the modelling of an electricity production field made up of photovoltaic panels, which aims to estimate the annual production of an imminent installation in the town of Lloseta and Petra on the island of Mallorca. For this purpose, the solar angles are calculated based on the location, which makes it possible to determine the angle at which the sun's rays strike the inclined surface of the collector each hour of the year. The electrical energy produced is calculated using the analytical method of the four parameter. Additionally, a thermal simulation is carried out to determine the collector temperature, taking into account the three heat transmission mechanisms. The aim of the electricity production field is to power an electrolyser to produce green hydrogen, which will be used later as fuel for PEM cells. This paper presents a case study of two potential uses: on the one hand, to supply energy to cruise ships anchored in the port of Palma de Mallorca and, n the other hand, to use it as fuel for the railway line from the city of Manacor to the town of Artá. The former scenario implies that demand will be seasonal in summer, while the latter involves a non-seasonal and constant demand throughout the year.

Keywords: green hydrogen, solar photovoltaic, energy demand, CO_2 emissions, railway applications, large cruise ships, photovoltaic cell temperature, solar radiation

Nomenclatura

α_x	Absortividad
α_s	Altitud solar $(^{0})$
Amodulo	Área del módulo fotovoltaico (m^2)
a	Ajuste de curva del método de las cuatro variables
a_{ref}	Ajuste de curva del método de las cuatro variables de referencia
β	Inclinación del módulo fotovoltaico (\underline{O})
γ	Acimut del módulo fotovoltaico (\underline{o})
γ_s	Acimut solar $(^{\underline{0}})$
$\overset{\circ}{C_n}$	Capacidad calorífica $(J/(kq^{\circ}C))$
δ^{P}	Declinación solar $(^{\Omega})$
ϵ_x	Emisividad
E_{a}	Banda prohibida del silicio (eV)
$\vec{E_{ele}}$	Energía eléctrica producida por metro cuadrado (W/m^2)
$E_{ele,r}$	Energía eléctrica restante (kWh)
$E_{ele,t}$	Energía eléctrica total útil (kWh)
e	Espesor de las capas del módulo fotovoltaico (mm)
FF	Factor de forma radiante
$G_{b,T}$	Radiación solar sobre superficie horizontal (W/m^2)
G_d	Radiación solar difusa (W/m^2)
G_b	Radiación solar sobre superficie inclinada (W/m^2)
G_{solar}	Radiación total incidente en el panel (W/m^2)
G_{ref}	Radiación solar a las condiciones de referencia (W/m^2)
η_{Voc}	Coeficiente térmico de tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico
	$(V/^{\circ}C)$
η_{Isc}	Coeficiente térmico de intensidad de corto circuito del módulo fotovoltaico $(L^{\circ}C)$
η_{DEM}	Eficiencia de la pila de combustible
η_{PEM}	Coeficiente convectivo $(W/m^2 K)$
hand	Coefficiente radiante $(W/m^2 K)$
A A	Ángulo de incidencia de la radiación sobre una superficie $(\underline{0})$
θ	Ángulo cenital solar $(\underline{0})$
U_z	Irradiación solar total sobre superficie inclinada (I/m^2)
I_1	Irradiación solar sobre superficie horizontal (I/m^2)
	Irradiación solar difusa (I/m^2)
	Intensidad de corto circuito del módulo fotovoltaico (A)
I _{sc}	Intensidad de saturación inversa diodo (I)
Ir	Intensidad producida por la célula (I)
I_{t}	Intensidad total (I)
Imm ref	Intensidad en el punto de máxima potencia de referencia $(I (I_{mm ref} = (I_{mm})))$
IL ref	Intensidad producida por la célula de referencia (I) : $(I_{I,ref} = (I_{sc,ref}))$
Isc ref	Intensidad de corto circuito de referencia (I): $I_{sc ref} = I_{sc}$
Impp	Intensidad en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico (I)
k	Conductividad térmica $(W/m K)$
k_b	Constante Boltzmann $(1.3806 \cdot 10^{-23} J K^{-1})$
L_c	Longitud característica; $L_c = 2 \ (m)$
μ	Viscosidad dinámica (Pa s)
m_x	Masa (kg)
$\overline{m_i}$	Factor de idealidad

N_s	Número de células del módulo
Nu	Número de Nusselt
$ ho_g$	Albedo
ρ	Densidad (kg/m^3)
$ ho_x$	Reflectividad
p	Presión de almacenaje del hidrógeno; $p = 300$ (bar)
P_{ele}	Potencia eléctrica producida (W)
P_{vs}	Presión de vapor saturado (Pa)
P_v	Presión de vapor (Pa)
P_t	Presión total (Pa)
PCS_{H2}	Poder calorífico superior del hidrógeno; $PCS_{H2} = 144(MJ/kg)$
P_{calor}	Potencia calorífica producida por la pila PEM (W)
P_{cons}	Consumo por unidad de hidrógeno producido (kWh/m^3)
Pr	Número de Prandtl
$Q_{rad,ss}$	Calor radiante desde cara superior a suelo (W/m^2)
$Q_{rad,sc}$	Calor radiante desde cara superior a cielo (W/m^2)
$Q_{rad,is}$	Calor radiante desde cara inferior a suelo (W/m^2)
$Q_{conv,s}$	Calor convectivo cara superior (W/m^2)
$Q_{conv,s}$	Calor convectivo cara inferior (W/m^2)
$Q_{abs,s}$	Calor absorbido por la cara superior (W/m^2) ; $Q_{abs,s} = G_{solar} \alpha_v$
$Q_{abs,c}$	Calor absorbido por la célula (W/m^2) ; $Q_{abs,c} = G_{solar} \tau_v \alpha_c$
Q_s	Calor resultante del balance cara superior (W/m^2)
Q_c	Calor resultante del balance célula (W/m^2)
Q_c	Calor resultante del balance cara inferior (W/m^2)
q	Carga del electrón $(1.602 \cdot 10^{-19} C)$
R_b	Coeficiente de relación entre la radiación en superficie horizontal e inclinada
$R_{rad,sc}$	Resistencia radiante entre superficie superior y cielo $(m^2 K/W)$
$R_{rad,ss}$	Resistencia radiante entre superficie superior y suelo $(m^2 K/W)$
$R_{conv,s}$	Resistencia convectiva cara superior $(m^2 K/W)$
$R_{cond,s}$	Resistencia conductiva entre cara superior y célula $(m^2 \ K/W)$
$R_{cond,i}$	Resistencia conductiva entre cara inferior y célula $(m^2 K/W)$
$R_{conv,i}$	Resistencia convectiva cara inferior $(m^2 K/W)$
$R_{rad,is}$	Resistencia radiante entre superficie inferior y suelo $(m^2 K/W)$
R_{sh}	Resistencia Shunt (Ω)
R_s	Resistencia serie (Ω); $R_s = R_{s,ref}$
$R_{s,ref}$	Resistencia serie de referencia (Ω)
R	Constante de los gases ideales; $R = 8,314(kJ/kmol\ K)$
Re	Número de Reynolds
σ	Constante de Stefan-Boltzmann; $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8} (W/m^2 K^4)$
$ au_x$	Transmisividad
T_{cielo}	Temperatura del cielo (K)
T_{suelo}	Temperatura del cielo (K)
T_s	Temperatura de la cara superior (° C)
T_c	Temperatura de célula fotovoltaica (° C)
T_i	Temperatura de la cara inferior (° C)
T_{ext}	Temperatura exterior bulbo seco (° C)
T_{dp}	Temperatura de punto de rocío (° C)
T_{ref}	Temperatura de la célula a las condiciones de referencia (° C)
U_s	Coeficiente de transferencia cara superior; $U_s = 1/R_{cond,s} (W/m^2 K)$
U_i	Coeficiente de transferencia cara inferior; $U_i = 1/R_{cond,i} (W/m^2 K)$

V_{oc}	Tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico (V)
V_{mpp}	Tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico (V)
$V_{oc,ref}$	Tensión de circuito abierto de referencia (V) ; $V_{oc,ref} = V_{oc}$
$V_{mpp,ref}$	Tensión de en el punto de máxima potencia de referencia (V) ; $V_{mpp,ref} = V_{mmp}$
V	Tensión producida por la célula (V)
V_t	Voltaje térmico (V)
$V_e(H_2)$	Volumen de hidrógeno en condiciones estándar (m^3)
V_{viento}	Velocidad del viento (m/s)
Z	Factor de compresibilidad del hidrógeno a 300 bar; $Z = 1,18$
ω	Ángulo horario del sol (0)
ω_{ext}	Humedad absoluta exterior (kg_{agua}/kg_{aire})

1. Introducción

El cambio climático es uno de los grandes desafíos a los que se enfrenta el ser humano. La temperatura de la tierra aumenta sin control llegando a anomalías térmicas de 1-1,5°C [1], acercándonos al punto de no retorno situado en el aumento de la temperatura de 2°C [2]. Este fenómeno climático provocado por la contaminación atmosférica tiene consecuencias muy graves que afectan a la supervivencia del ser humano, como son: tormentas más virulentas, retroceso de glaciares, inundaciones más frecuentes y olas de calor más duraderas [3].

La solución a este problema pasa por realizar una transición socio-económica verde que se caracterice por fomentar un progreso económico acompañado de medidas respetuosas con el medio ambiente y sostenibles en el tiempo. Uno de los aspectos determinantes es la transición energética. Según la organización *The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* el sector que más emisiones de dióxido de carbono emite a la atmósfera es la producción de electricidad y calor (25%) [4].

La transición energética exige la utilización de energías renovables para cubrir la demanda energética de la población tal que el balance de CO_2 sea nulo. Sin embargo, las energías renovables no están exentas de los siguientes inconvenientes: intermitencia en la producción, incertidumbre en la producción a largo plazo y la no simultaneidad entre producción y demanda.

Con el fin de avanzar hacia una transición energética verde se están implementando nuevos desarrollos para paliar los inconvenientes mencionados, principalmente aquellos proyectos que permiten almacenar energía y poder así desvincular los períodos de producción con los períodos de demanda. Es por ello que desde las instituciones europeas se están impulsando varias líneas de investigación y desarrollo, las cuales, entre otras, es incentivar el uso del hidrógeno verde como vector energético. En este sentido, tal como se menciona en la hoja de ruta del hidrógeno de la comisión europea [5], se prevé que para el año 2050 el 24 % de la demanda energética final sea cubierta a partir de hidrógeno verde.

En la actualidad existen diferentes proyectos de generación de hidrógeno verde ubicados en diversas regiones. Un ejemplo es la planta situada en Puertollano (Ciudad Real, España) con una capacidad de producir 200.000 toneladas al año. La planta consiste en un campo fotovoltaico de 100 MW, un sistema de baterías de ion-litio de 20 MWh y un electrolizador de hidrógeno de 20 MW [6]. La inversión inicial es de 150 millones de euros y reducirá las emisiones de CO_2 en 48.000 toneladas al año. Otro ejemplo es una nueva planta situada en Glasgow que contará con un campo fotovoltaico de 20 MWh [7]. Esta instalación se ubicará cercana a una planta eólica de 539 MW la cual también se utilizará para producir hidrógeno verde.

Otro proyecto de mayor envergadura es el caso de una planta situada en Kazakhstan que combina la producción de energía solar fotovoltaica y eólica con una capacidad de 45 GW de potencia global con el objetivo de producir tres millones de toneladas de hidrógeno con electrolizadores de 30 GW de potencia [8].

En cuanto a trabajos de investigación de relevancia, a continuación se mencionan algunos estudios de especial interés. Hassani et al. [9] mediante simulaciones energéticas estimaron la producción de hidrógeno verde y valoraron el potencial de esta tecnología. En el trabajo se analizó el comportamiento termodinámico del electrolizador con el campo fotovoltaico conectado en serie. Concretamente se realizó un estudio de la exergía y del ratio de conversión a hidrógeno en la planta. Los resultados mostraron lo evidente, y es que en los momentos de máxima radiación solar la producción de hidrógeno era mayor. Sin embargo un aspecto relevante es que, en los momentos de mayor radiación también coinciden con un aumento de la temperatura de los módulos fotovoltaicos provocando una disminución en la eficiencia exergética pasando del 16 % en momentos del amanecer o al atardecer hasta un 8 % en las horas centrales del día. En cuanto a experimentos piloto a pequeña escala cabe mencionar el caso analizado por Bhattacharyya et al. [10] formado por un sistema de producción de hidrógeno a partir de energía fotovoltaica almacenada en baterías y conectada a un electrolizador. En el experimento realizado se mostraron evidencias de que en un futuro próximo este tipo de instalaciones puedan ser la fuente de energía en los hogares y pequeños consumidores.

El presente trabajo tiene por objetivo principal analizar energéticamente una proyección de inminente ejecución en la Isla de Mallorca cuyo objetivo es producir hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica, así como estimar el impacto que puede llegar a tener en la Isla el uso del hidrógeno producido en dos casos diferenciados: grandes buques amarrados en tierra y tren de cercanías. La planta se enmarca en el proyecto denominado *Green Hysland* [11] financiado por la Unión Europea.

Para mostrar los pasos que se han seguido, el documento se ha desglosado en las siguientes secciones: antecedentes y justificación de los casos analizados, descripción de la planta, modelado de la planta, resultados, caso de estudio y conclusiones.

2. Antecedentes y justificación de los casos analizados

El presente trabajo tiene por objetivo analizar el balance energético de una planta de producción de hidrógeno verde ubicada en la Isla de Mallorca. Se han contemplado dos potenciales aplicaciones de gran demanda en la Isla. Por un lado el abastecimiento energético para cruceros cuando se encuentran amarrados en el puerto de Palma de Mallorca, y por otro lado para usos ferroviarios, concretamente la futura implantación de una nueva línea de tren en la zona Este de la Isla.

2.1. Hidrógeno verde para usos ferroviarios en la Isla de Mallorca

El hidrógeno verde como fuente energética de trenes es una de las aplicaciones que presenta mayor potencialidad debido a las ventajas que ello conlleva, como son: menor inversión en infraestructuras eléctricas y descongestión de la red eléctrica que se verá incrementada por el uso del transporte eléctrico por carretera. Un caso de nueva implantación se encuentra en Alemania entre las localidades de Buxtehude y Cuxhaven [12]. Así como también se están desarrollando nuevos proyectos cuya finalidad es modernizar redes ferroviarias basadas en combustiones fósiles para que puedan ser alimentadas mediante hidrógeno verde. En el caso concreto de la línea italiana *Apennine*, se prevé que sea alimentada por hidrógeno en sustitución del diesel [13].

En cuanto a la Isla de Mallorca, y a la línea ferroviaria Este más arriba mencionada, cabe indicar que se trata de un proyecto que lleva varios años con la intención de ser ejecutado, y que a la vez cuenta con una gran demanda social por parte de la ciudadanía. Esta nueva línea, a diferencia de la línea ferroviaria presente en la Isla que ya se encuentra totalmente electrificada, precisaría de nuevas inversiones en infraestructura eléctrica. Tal como puede comprobarse en la Figura 1, la zona por donde discurriría el tren de la línea Este (Manacor-Artá) no dispone de una red de suministro eléctrico en forma de malla donde exista un gran número de interconexiones. Únicamente hay una línea eléctrica de media tensión de 66 kV que va desde Manacor hasta Capdepera pasando por Artá, por lo tanto cualquier problemática que pueda suceder en esa línea eléctrica dejaría sin suministro energético al futuro tren y a la población en general. Este hecho por la zona Norte de la Isla sería menos probable dado que existe un gran número de interconexiones. Además de lo comentado, se debe tener en cuenta que la zona Este presenta alta demanda en electricidad y en transporte, debido tanto por la población residente como por la elevada actividad turística de la zona.



Figura 1: Infrastructura eléctrica en Mallorca [14].

2.2. Hidrógeno verde suministrado a cruceros amarrados en el puerto de Palma de Mallorca

El segundo gran consumidor analizado pertenece a los cruceros de grandes dimensiones que amarran en el puerto de Palma de Mallorca. El impacto medioambiental es considerable ya que implica tener varias centrales térmicas de unos 6-12 MW por barco ubicadas en una misma zona al tener los motores encendidos para abastecerse energéticamente. Todo ello provoca una elevada contaminación ambiental en las ciudades costeras. Según un estudio de la organización *Transport and Environment* [15], tan sólo los cruceros de lujo pertenecientes a una conocida gran compañía que opera en las costas de Europa emiten a la atmósfera 10 veces la cantidad de SO_x que emiten todos los vehículos de Europa. Este hecho se agrava considerablemente en las ciudades que soportan una alta presión de este tipo de embarcaciones cuando se encuentran amarrados en puerto, donde Barcelona, Palma de Mallorca y Venecia son las ciudades portuarias europeas más afectadas según el mismo estudio. En el caso concreto de Palma de Mallorca la contaminación generada por SO_x es de 28011 kg anuales, mientras que los vehículos que circulan por la Isla generan 2986 kg, siendo entonces más de nueve veces mayor.

Por todo ello, una de las soluciones más atractivas para paliar estos impactos medioambientales nocivos es realizar una conexión eléctrica del crucero cuando se encuentra amarrado en el puerto con el objetivo de que los motores de la embarcación permanezcan parados. Esto es lo que se conoce como *Cold Ironing* [16]. Ahora bien, cabe mencionar que el proceso de alimentación eléctrica desde tierra puede llegar a ser muy complejo por los siguientes inconvenientes: la estabilidad de la red de origen, la alta variabilidad de la demanda (estación del año, cantidad de pasajeros, números de buques...) y la calidad de la conexión eléctrica entre la red local y la embarcación [17]. Otro punto importante a tener en cuenta es que la mayoría de los cruceros funcionan con la frecuencia de 60 Hz, mientras que las red de Palma de Mallorca funciona a un una frecuencia de 50 Hz [18].

En este sentido, Joseph W. Pratt y Aaron P. Harris realizaron un estudio donde se puede comprobar la posibilidad de utilizar el hidrógeno como fuente de energía en varios puertos de Estados Unidos [19]. Uno de estos casos es el puerto de Tacoma situado en la costa Este. El puerto tiene un gran tráfico de embarcaciones, sobretodo de barcos de carga. Por la situación del puerto, la demanda de acoger barcos más grandes va en aumento, sin embargo no dispone de la infraestructura eléctrica necesaria y la inversión a realizar es prohibitiva según los propios autores. Por ello, el uso de pilas PEM para producir energía para las embarcaciones puede ser una solución técnico-económica viable. Otro puerto donde podría ser viable la implantación de hidrógeno como fuente de energía es el de Seatle, donde ya se realiza la conexión eléctrica a barcos desde tierra con una capacidad máxima de 21 MW.

3. Descripción de la planta

La planta de producción de hidrógeno verde está formada por dos campos fotovoltaicos y un electrolizador. Por otro lado, los documentos técnicos que describen la ejecución de ambos campos solares [20] y [21] y la descripción global de la planta se encuentran alojados en el siguiente enlace como material suplementario https://github.com/SamuelRabadanMunoz/Hydrogen-Photovoltaic.git.

Los campos fotovoltaicos se encuentran en localidades diferentes, uno de 8.56 MW_p se ubica en Lloseta [20] y el otro de 7.5 MW_p en Petra [21]. El electrolizador se encuentra en Lloseta junto al campo solar, en cambio el campo PV de Petra se encuentra a unos 25 km de distancia (Figura 2). En cuanto a los módulos PV que se instalarán, se muestran sus datos técnicos en las Tablas 1 y 2, para Lloseta (con un total de 18816 paneles PV) [20] y Petra [21] (con un total de 18648 paneles) respectivamente.



Figura 2: Ubicación campos solares, subestaciones de conexión y electrolizador.

Modulo JA Solal JAM72520-445MIN				
V_{oc}	49.85	V		
I_{sc}	11.41	Ι		
Vmpp	41.82	V		
Impp	10.88	Ι		
η_{Voc}	-0.272 $\%$	$V/^{\circ}C$		
η_{Isc}	0.044%	$I/^{\circ}C$		
Altura	2200	mm		
Anchura	1100	mm		

Tabla 1: Valores técnicos del módulo JA Solar JAM72S20-445/MR, ubicación Lloseta [21]. Módulo JA Solar JAM72S20-445MR

Módulo JA Solar JAM72S10-405MR				
Voc	49.82	V		
I_{sc}	10.32	Ι		
Vmpp	41.46	V		
Impp	9.77	Ι		
η_{Voc}	-0.289%	$V/^{\circ}C$		
η_{Isc}	0.051%	$I/^{\circ}C$		
Altura	2015	mm		
Anchura	996	mm		

Tabla 2: Valores técnicos del módulo JA Solar JAM72S10-405/MR, ubicación en Petra [21].

En la Figura 3 se muestra el esquema de principio del conexionado eléctrico desde los módulos PV hasta la subestación donde se inyecta la energía producida a la red (cada campo inyecta en una estación de transformación distinta dada su ubicación). Tal como se puede observar se trata de una planta de producción de hidrógeno mediante compensación, es decir, la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos se vierte a la red eléctrica para luego ser extraída y producir así hidrógeno de manera sostenible.



Figura 3: Esquema de principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica.

Siguiendo el esquema mostrado en la Figura 3, la electricidad producida por los módulos PV en corriente continua se convierte a corriente alterna mediante inversores, de los cuales seis de potencia de 1640 kVA se situan en Lloseta (modelo 1640TL B630) y tres en Petra (modelo HEMK 660 FS2340K) con una potencia de 2420 kVA.

Seguido al inversor se dispondrá de centros de transformación. En el caso de Lloseta se prevén tres transformadores de 3.4 MVA donde a cada uno se conectarán dos inversores. En el caso de Petra se prevén dos transformadores, uno de 4.84 MVA para la conexión de dos inversores y otro de 2.42 MVA para el inversor restante. A continuación de los transformadores se instalarán celdas de protección eléctrica de media tensión para su posterior transporte hasta las subestaciones de transformación donde la energía producida será inyectada a la red. El punto de conexión de la planta

de Lloseta se realizará por medio de la subestación SET Vinyeta 15/66 kV a través de una línea subterránea de 15kV (ver Figura 2). Por otro lado, la instalación solar de Petra verterá la energía a la subestación SE Manacor 15/66 kV (ver Figura 2). La capacidad de conexión de las subestaciones para los nuevos campos fotovoltaicos es de 6.9 MW en el caso de SET Vinyeta y 6.5 MW en el caso de SE Manacor. La conexión se llevará a cabo mediante la instalación de seccionadores.

En cuanto al modo de operación de la planta, tal como se ha comentado anteriormente, se realiza por compensación, es decir, la energía producida se vierte a la red de distribución de Mallorca y se realiza un balance entre energía entregada por ambos campos PV y energía consumida por la instalación de electrolizadores. Esta forma de gestión maximiza la eficiencia global del sistema ya que el electrolizador estará conectado a la red de distribución y podrá funcionar en el punto de máxima eficiencia. Además, se flexibiliza la producción de hidrógeno para adaptarlo a los potenciales consumidores, cuya demanda puede llegar a ser fuertemente estacional según el caso.

4. Modelado de la planta

En esta sección se describe el conjunto de ecuaciones matemáticas utilizadas para la simulación de la planta que ha sido implementado en lenguaje de programación Python. Todo el código desarrollado se encuentra accesible en el enlace https://github.com/SamuelRabadanMunoz/Hydrogen-Photovoltaic.git como material suplementario. Esta sección se divide en seis apartados, donde cada uno se destina a los siguientes aspectos: determinación de la radiación solar, coeficientes de transferencia térmica, generación eléctrica de los módulos PV, balance energético de los paneles PV, pérdidas energéticas y modelado del hidrógeno producido.

4.1. Modelo de radiación solar

El modelo implementado para conocer la radiación solar que impacta en los paneles PV precisa de datos climáticos. Así pues, los valores climáticos han sido extraídos de la base de datos *Typical Meteorological Year* disponible en la herramienta web *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) [22]. Los datos climáticos utilizados son: radiación directa en superficie horizontal, radiación difusa, temperatura ambiente (bulbo seco), humedad relativa ambiente y velocidad del viento. En este caso, para dotar de flexibilidad a la herramienta desarrollada, se ha decidido implementar el cálculo de ángulos solares para poder tener la posibilidad de realizar simulaciones con distintos ángulos de inclinación del módulo PV y para distintos lugares geográficos.

El primer cálculo realizado consiste en obtener el ángulo de incidencia entre el módulo fotovoltaico y los rayos solares θ , ver Figura 4. Este valor sirve para conocer la radiación solar incidente sobre la superficie inclinada del panel en función de la radiación incidente sobre superficie horizontal [23]. Para ello es necesario conocer la posición del sol.



Figura 4: Ángulo θ entre la radiación directa y la normal de la superficie.

Los ángulos representados en la Figura 5 determinan la posición del sol, y son determinantes a la hora de calcular el ángulo de incidencia θ . El valor de los ángulos solares depende de la hora del día y de la posición geográfica del lugar [23]. A continuación se definen los ángulos solares utilizados en nuestro modelo numérico:

- γ : acimut del módulo PV, es la desviación de la proyección en la superficie de la normal con respecto al sur. $-180^{\circ} \leq \gamma \leq +180^{\circ}$. En nuestro caso tomará el valor de 0 orientado totalmente al sur para maximizar la producción.
- ω : ángulo horario, es el desplazamiento del sol entre su salida por el Este y su puesta por el Oeste, avanzando 15° cada hora, se determina mediante la siguiente expresión:

$$\omega = 15((t-1) - 12)), \text{ donde t es la hora solar.}$$
(1)

• θ_z : ángulo cenital solar, ángulo formado entre la radiación directa del Sol y la normal a la superficie horizontal, se determina mediante la siguiente expresión:

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta)\sin(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega).$$
⁽²⁾

- α_s : altitud solar, ángulo complementario a θ_z : $\alpha_s = 90 \theta_z$.
- γ_s : acimut solar, ángulo formado entre la proyección de los rayos solares y el Sur. Negativo para dirección Sur-Este y positivo para Sur-Oeste. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$\gamma_s = sign(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos(\theta_z)\sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z)\cos(\phi)} \right) \right|$$
(3)

• δ : declinación solar, ángulo formado entre el plano de la eclíptica y el ecuador terrestre [24].

$$\delta = 23,45 \sin\left(360\frac{284+n}{365}\right), \text{ donde } n \text{ es el día del año.}$$
(4)



Figura 5: Ángulos entre el Sol y una superficie inclinada.

Para determinar el ángulo θ de incidencia solar sobre los paneles PV se hace uso de la Ecuación 5. Para ello se precisa conocer los ángulos solares descritos anteriormente, la inclinación de los paneles PV β , que en nuestro caso es de 20^o, y la Latitud del lugar ϕ [23].

$$\cos \theta = \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta -$$

$$-\sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma +$$

$$+\cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega +$$

$$+\cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega +$$

$$+\cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega$$
(5)

A partir de la Ecuación 6 se obtiene el valor \mathbf{R}_b que indica la relación entre la radiación en superficie horizontal \mathbf{G}_b y la radiación en la superficie inclinada $\mathbf{G}_{b,T}$ (ver Figuras 4 y 5).

 G_b es la radiación sobre superficie horizontal extraída de la base de datos *Typical Meteorological Year* del PVGIS [22].

$$R_b = \frac{G_{b,T}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cos \theta}{G_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$
(6)

Finalmente, se obtiene la energía total sobre superficie inclinada utilizando la ecuación 7 [25] que tiene en cuenta las componentes de irradiación directa (I_b) , difusa (I_d) y reflejada considerando el albedo. Para pasar de potencia (G) a energía (I) simplemente hay que multiplicar por el tiempo, teniendo en cuenta que la simulación es horaria, se multiplica por 1 hora.

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + (I_b + I_d) \rho_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right)$$
(7)

El parámetro albedo ρ_g indica la cantidad de radiación en tanto por uno que es reflejada por las superficies circundantes, en nuestro caso hemos considerado un valor de 0.2.

4.2. Coeficientes de transferencia térmica

La temperatura de la célula fotovoltaica es determinante para calcular el rendimiento eléctrico de los paneles PV, ya que si ésta aumenta se ocasionan pérdidas considerables en la energía eléctrica generada. En esta sección se muestran las ecuaciones para calcular los coeficientes de transferencia de calor entre el panel PV y su entorno, que serán necesarios para calcular la temperatura de la célula PV (ver más adelante). Para ello son necesarios los siguientes datos climáticos: temperatura ambiente (bulbo seco), humedad ambiente, velocidad del viento y radiación solar incidente. En la Tabla 3 se muestran los materiales que forman el módulo PV junto con sus espesores, estos valores son necesarios para determinar el balance térmico del panel PV. En cuanto al modelo térmico, en la Figura 6 se muestran los intercambios de energía térmica que ocurren en las caras superior e inferior del panel, y en la propia célula fotovoltaica. Los mecanismos que intervienen en la transferencia de calor son la conducción, convección y la radiación, que dependiendo de la superficie actúan unos u otros. En la Figura 7 se ilustra el diagrama eléctrico equivalente del balance térmico que se produce en las células.

	I			
Composición del módulo fotovoltaico				
Material	e(mm)	$C_p\left(\frac{J}{kg\cdot^{\circ}C}\right)$	$\rho\left(\frac{kg}{m^3}\right)$	$k\left(\frac{W}{m\cdot K}\right)$
Vidrio	4	779	2530	1.1
E.V.A.	1	-	-	0.3
Silicio	0.27	713	2330	-
E.V.A	0.5	-	-	0.3
Tedlar	0.2	1400	1380	0.2

Tabla 3: Composición del módulo fotovoltaico.



Figura 6: Esquema del balance térmico en el módulo PV.



Figura 7: Diagrama eléctrico equivalente.

El mecanismo de conducción ocurre por la diferencia de temperatura entre la capa superior, la célula fotovoltaica y la capa inferior. Teniendo en cuenta los valores de la Tabla 3, se calculan los coeficientes de conducción U_s y U_i a partir del conjunto de Ecuaciones 8:

$$U_s = \frac{1}{R_{cond,s}} \tag{8a}$$

$$R_{cond,s} = \frac{e_v}{k_v} + \frac{e_{eva,s}}{k_{eva,s}}$$
(8b)

$$U_i = \frac{1}{R_{cond,i}} \tag{8c}$$

$$R_{cond,i} = \frac{e_{eva,i}}{k_{eva,i}} + \frac{e_{ted}}{k_{ted}}$$
(8d)

La convección sucede en la cara superior e inferior a causa de la diferencia de temperatura del ambiente con las superficies y a la velocidad del viento. Para el cálculo del coeficiente convectivo se utilizan los números de Prandtl (Pr) (Ecuación 9), de Reynolds (Re) (Ecuación 10) y de Nusselt (Nu) (Ecuaciones 11 y 12) [26],

$$Pr = \frac{C_p \ \mu}{k_c},\tag{9}$$

$$Re = \frac{\rho \ v_{viento} \ L_c}{\mu},\tag{10}$$

donde L_c es la longitud característica, tomando como valor el ancho del panel PV de un metro. En cuanto al resto de variables que aparecen en las Ecuaciones 9 y 10 pertenecen a los parámetros termodinámicos del aire, cuyos valores se muestran en la Tabla 4 [27].

Propiedades del aire a $25^{\circ}C$					
$ u(Pa \ s) C_p\left(\frac{J}{kg \ ^\circ C}\right) \rho\left(\frac{kg}{m^3}\right) k\left(\frac{W}{m \ K}\right) $					
0.000018	1007	1.184	0.025		

Tabla 4: Propiedades del aire utilizadas en la simulación.

En el caso del número de Nusselt es necesario utilizar ecuaciones diferentes para flujo laminar o flujo turbulento:

$$Nu(laminar) = \frac{0,6774 \ Pr^{1/3} \ Re^{1/2}}{\left(1 + \left(\frac{0,0468}{Pr}\right)^{2/3}\right)^{1/4}},\tag{11}$$

$$Nu(turbulento) = 0,0296 \ Re^{4/5} \ Pr^{1/3}.$$
 (12)

Finalmente con el número de Nusselt y la Ecuación 13 se obtiene el coeficiente convectivo h_{conv} [26].

$$Nu = \frac{h_{conv}L_c}{k} \tag{13}$$

En cuanto a la transferencia de calor por radiación, esta es provocada por la diferencia de temperatura entre las superficies (superior e inferior), el cielo y el suelo. Prácticamente en la totalidad de las horas en las que el módulo se encuentra en funcionamiento el flujo de calor va del captador hacia el cielo/suelo, ya que la temperatura del módulo siempre será más elevada. Los coeficientes radiantes de forma genérica se calculan a partir de la ecuación 14,

$$h_{rad} = FF \ \sigma \ \epsilon, \tag{14}$$

siendo FF el factor de forma, σ la constante de Stefan-Boltzmann y ϵ la emisividad del material. El factor de forma depende de la inclinación del panel y viene dado por la ecuación 15,

$$FF = \frac{1 \pm \cos(\beta)}{2},\tag{15}$$

donde el signo \pm depende de la cantidad de cielo o suelo que ve la superficie:

- Positivo si es superficie superior cielo y superficie inferior suelo
- Negativo si es superficie superior suelo

Finalmente, se calcula la temperatura del cielo haciendo uso de la correlación de Bliss [28]:

$$T_{cielo} = T_{ext} \left(0.8 + \frac{T_{dp} - 273}{250} \right)^{0.25}$$
(16)

donde T_{ext} es la temperatura ambiente, T_{dp} es la correspondiente al punto de rocío y ambas están directamente relacionadas con la humedad absoluta ω_{ext} . Es en este punto donde se hace uso de nuevo de los datos climáticos ofrecidos por la herramienta PVGIS, ya que proporciona la temperatura seca y la humedad relativa. Así pues para calcular la temperatura de rocío T_{dp} se han utilizado las siguientes ecuaciones psicrométricas 17:

$$\omega_{ext} = 0.62198 \frac{P_v}{P_t - P_{vs}},$$
(17a)

$$P_{vs} = 10^{\left(A - \frac{B}{C+T}\right)},\tag{17b}$$

$$P_v = \frac{HR P_{vs}}{100},\tag{17c}$$

siendo P_{vs} la presión de saturación de vapor [29] y P_v la presión de vapor. Para las denominadas constantes de Antonie, $A, B \neq C$, se han tomado los valores proporcionados en *Dortmund Data Back* (DDB) [30]: $A = 8,071, B = 1730,63 \neq C = 233,426$.

4.3. Generación eléctrica del panel PV

Existe una gran variedad de métodos para calcular la energía eléctrica producida por un módulo fotovoltaico. En este caso se ha escogido el método de las cuatro variables [31]. Este método consiste en resolver el circuito de la Figura 8 tomando como resistencia *Shunt* (R_{sh}) infinita, lo que simplifica el circuito y, por consiguiente, su formulación minimizando así el tiempo de cálculo sin perder precisión en el resultado. Las ecuaciones a resolver son las que se muestran a continuación 18.



Figura 8: Circuito equivalente de un módulo fotovoltaico.

$$I_L = \left(\frac{G_{solar}}{G_{ref}}\right) \left[I_{L,ref} + \eta_{I,sc}(T_c - T_{c,ref})\right]$$
(18a)

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \tag{18b}$$

$$I_t = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{m_i V_t}\right) - 1 \right]$$
(18c)

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3$$

$$= \left[\left(\frac{E_q N_s}{T_c} \right) \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right]$$
(18d)

$$\exp\left[\left(\frac{E_q N_s}{a}\right) \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c}\right)\right]$$

Las cuatro variables independientes a determinar son I_L , I_t , I_0 y a. Las ecuaciones dependen de la radiación útil incidente en la célula fotovoltaica G_{solar} , de la temperatura de la célula T_c , del voltaje térmico $V_t = k_b T_c/q$, de la banda prohibida del silicio E_q , del número de células del panel $N_s = 144$, del factor de idealidad $m_i = N_s n_I = 144$ y las variables de referencia (ver Ecuaciones 19) que se calculan mediante las conocidas *Standar Test Condition* (STC) que aparecen en las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos. Así pues $G_{ref} = 1000 W/m^2$, $T_{ref} = 25 \ ^{\circ}C$, $I_{mpp_{ref}} = I_{mpp}$, $V_{mpp_{ref}} = V_{mpp}$ y $I_{L,ref} = I_{sc,ref}$.

$$a_{ref} = \frac{\eta_{V_{oc}} T_{c_{ref}} - V_{oc_{ref}} + E_q N_s}{\frac{T_{c_{ref}} \eta_{I_{sc}}}{I_{L_{ref}}} - 3}$$
(19a)

$$I_{o_{ref}} = \frac{I_{L_{ref}}}{\exp\left(\frac{V_{oc_{ref}}}{a_{ref}}\right) - 1}$$
(19b)

$$R_{s_{ref}} = \frac{a_{ref} \ln \left(1 - \frac{I_{mpp_{ref}}}{I_{L_{ref}}}\right) - V_{mpp_{ref}} + V_{oc_{ref}}}{I_{mpp_{ref}}}$$
(19c)

Cabe mencionar que el conjunto de Ecuaciones 18 son no lineales e implícitas. Para resolverlas se ha utilizado el método de Levenberg-Marquardt de resolución de ecuaciones no lineales [32]. Una vez resueltas las ecuaciones numéricamente, la potencia eléctrica producida viene dada por la ecuación 20.

$$P_{ele} = I_t \ V \tag{20}$$

4.4. Balance energético de los módulos PV

La última parte del modelado de los paneles PV consiste en calcular el balance de energía global para poder determinar la temperatura de la célula PV. A partir de las Ecuaciones 21, 22 y 23 se obtienen los flujos de calor por unidad de superficie correspondientes a la conducción, convección y radiación:

$$Q_{cond} = U(\Delta T), \tag{21}$$

$$Q_{conv} = h_{conv}(\Delta T), \tag{22}$$

$$Q_{rad} = h_{rad} (T_x^4 - T_y^4), (23)$$

donde las temperaturas hacen referencia a las distintas superficies en función del fenómeno que se desee determinar, ver la Figura 6.

Dada la configuración del módulo PV, se han considerado tres ecuaciones para el balance energético aplicadas a las siguientes superficies: superficie superior (Ecuación 24), células PV (Ecuación 26) y superficie inferior (Ecuación 28). A continuación se comentan las ecuaciones mencionadas:

$$Q_s = Q_{abs_s} + Q_{rad_{sc}} + Q_{rad_{ss}} + Q_{conv_s} + Q_{cond_s},$$

$$(24)$$

siendo Q_s el calor resultante del balance para la superficie frontal; $Q_{abs_s} = G_{solar} \alpha_{vidrio}$ la radiación absorbida por la superficie frontal en función de la reflectividad, absortividad y transmisividad del vidro; $Q_{rad_{sc}}$ la radiación hacia el cielo; $Q_{rad_{ss}}$ la radiación hacia el suelo; Q_{conv_s} la convección hacia el ambiente en función de la temperatura del aire y la velocidad del viento [33] [22] y Q_{cond_s} la conducción hacia el interior.

Una vez que se obtiene el valor que toma Q_s se calcula la temperatura de la superficie superior para un paso posterior de tiempo, n + 1, con la Ecuación 25:

$$Q_s = m_{vidrio} C_{p_v} (T_{n+1} - T_n) ; \text{ siendo } m_{vidrio} = e_{vidrio} A_{modulo} \rho_{vidrio}$$
(25)

De forma análoga se obtiene el balance energético de la cara inferior mediante la siguiente expresión:

$$Q_i = Q_{cond_i} + Q_{conv_i} + Q_{rad_{is}},\tag{26}$$

donde Q_i es el calor resultante del balance térmico para la superficie inferior; $Q_{rad_{is}}$ la radiación hacia el suelo y Q_{conv_i} la convección hacia el ambiente en función de la temperatura y de la velocidad del viento [22]. Con el valor Q_i se calcula la temperatura de la superficie inferior con la Ecuación 27.

$$Q_i = m_{tedlar} C_{p_t} (T_{n+1} - T_n) ; \text{ siendo } m_{tedlar} = e_{tedlar} A_{modulo} \rho_{tedlar}$$
(27)

Para el balance energético de la célula de silicio incorporamos un término para considerar la energía eléctrica producida E_{ele} :

$$Q_c = Q_{abs,c} + E_{ele} + Q_{cond_s} + Q_{cond_i} \tag{28}$$

donde Q_c es el calor resultante del balance para la célula PV; $Q_{abs,c} = G_{solar} \tau_{vidrio} \alpha_{Si}$ la radiación absorbida por la célula; E_{ele} la energía eléctrica producida; Q_{cond_s} la energía térmica por conducción proveniente de la cara superior y Q_{cond_i} la que proviene de la cara inferior. Posteriormente, con el valor de Q_c se calcula la temperatura de la célula fotovoltaica.

$$Q_c = m_{Si} C_{p_{Si}} (T_{n+1} - T_n) ; \text{ siendo } m_{Si} = e_{Si} A_{modulo} \rho_{Si}$$

$$\tag{29}$$

Finalmente, se pueden reescribir las ecuaciones mostradas obteniendo el balance global del módulo fotovoltaico, Ecuación 30, donde puede apreciarse que la radiación solar incidente se invierte en: aumento de temperatura, energía eléctrica, las distintas reflexiones de los materiales y la radiación que atraviesa el módulo.

$$Q_{solar} = \rho_{modulo} \ G_{solar} + Q_i + Q_s + Q_c + E_{ele} \tag{30}$$

4.5. Pérdidas energéticas de la electricidad producida

Una vez que se han planteado las ecuaciones de producción eléctrica, cabe considerar las pérdidas que se provocan por diferentes fenómenos. En particular, en este estudio se han considerado las pérdidas que se producen tanto en el proceso de captación solar como las ocasionadas durante el transporte y conversión de la energía eléctrica. Para ello se ha tomado como referencia los documentos que describen técnicamente la ejecución de los dos campos solares, esto es las referencias [20] y [21]. En cuanto a la energía solar que no puede ser aprovechada, se han considerado los siguientes efectos: sombreado, modificador de ángulo y ensuciamiento. En cuanto a la parte eléctrica se han considerado los siguientes efectos: desajuste del punto óptimo de trabajo (mismatch), cableado en corriente continua y en corriente alterna, inversores, transformadores y la propia limitación de la red. En las Tablas 5 y 6 se muestran los valores considerados para cuantificar las pérdidas eléctricas, observando que alcanzan un valor nada despreciable de más del 10 %.

Pérdidas energéticas			
Sombreado lejano/hor	rizonte 0.02%		
Sombreado cercano	3.40%		
IAM (Incidence Angle	e Modifier) 1.01%		
Ensuciamiento	2.00%		
Mismatch del generad	or 1.00 %		
Cableado CC	0.65%		
Bloque inversor + MI	PPT 1.71 %		
Cableado CA	0.34%		
Transformadores	1.13%		
Limitación de red	0.05%		
Pérdidas totales	10.77%		

Tabla 5: Pérdidas energéticas del sistema PV de Lloseta [20].

Pérdidas energéticas			
Sombreado lejano/horizonte	0.00%		
Sombreado cercano	3.40%		
IAM (Incidence Angle Modifier)	1.04%		
Ensuciamiento	2.00%		
Mismatch del generador	1.00%		
Cableado CC	0.65%		
Bloque inversor $+$ MPPT	1.54%		
Cableado CA	0.34%		
Transformadores	0.77%		
Limitación de red	0.05%		
Pérdidas totales	10.79%		

Tabla 6: Pérdidas energéticas del sistema PV de Petra [21].

4.6. Modelo para la producción de hidrógeno

En este apartado se muestran las ecuaciones implementadas para determinar la conversión entre energía eléctrica e hidrógeno a partir de los procesos termoeléctricos que se producen en el electrolizador y en la pila PEM. El electrolizador disocia el oxígeno y el hidrógeno del agua mediante la inyección de energía eléctrica, en cambio la pila PEM realiza el proceso inverso, a partir del hidrógeno suministrado se produce electricidad y agua.

Para el cálculo de la masa de hidrógeno verde producida se ha utilizado el electrolizador del fabricante H2B2 Electrolysis Technologies modelo EL600N, cuyo ratio de producción, teniendo en cuenta el balance de la planta (BoP), es de $5.1kWh/Nm^3H_2$ [34]. Una vez producido el hidrógeno es necesario comprimirlo a presiones elevadas con el objetivo de aumentar su densidad y almacenarlo para su transporte. Normalmente los depósitos suelen trabajar a 300 bar [35]. El trabajo de compresión necesario para elevar la presión del hidrógeno a 300 bar es de 2 kWh/kgH_2 [36]. Así pues, para determinar el hidrógeno que puede ser producido por cada uno de los campos fotovoltaicos se realiza la división entre la energía eléctrica producida y el ratio de consumo por m^3 de hidrógeno producido, Ecuación 31.

$$V_e(H_2) = \frac{E_{ele,t}}{P_{cons}} \quad ; \text{ siendo } P_{cons} = 5, 1 + (2 \ \rho_{H_2}) \left[\frac{kWh}{m^3}\right] \tag{31}$$

Posteriormente en el lugar de consumo, el hidrógeno será transformado en electricidad mediante una pila PEM. El modelo escogido para la simulación es del fabricante Ballard, cuyos datos técnicos se pueden comprobar en la Tabla 7.

Especificaciones del producto			
Potencia	130	kW	
Peso	55	kg	
Densidad de potencia	4.7	kW/kg	
Largo	484	mm	
Ancho	555	mm	
Alto	195	mm	
Rango de temperatura	-15/95	$^{\circ}C$	
Rendimiento (η_{PEM})	52	%	

Tabla 7: Valores técnicos pila de combustible Ballard [37].

La reacción química entre hidrógeno y oxígeno que ocurre en el interior de la pila genera agua como subproducto, energía eléctrica y, al ser una reacción exotérmica, calor (ver Ecuaciones 32). El rendimiento de las pilas PEM viene referido al % que se obtiene en electricidad de dicha reacción, por lo tanto la energía calorífica será el resto.

$$\dot{m}_{H2} PCS_{H2} = P_{ele} + P_{calor} \tag{32a}$$

$$P_{ele} = (m_{H2} \ PCS_{H2})\eta_{PEM} \tag{32b}$$

$$P_{calor} = (\dot{m}_{H2} \ PCS_{H2})(1 - \eta_{PEM}) \tag{32c}$$

5. Resultados

Una vez descrito el modelo matemático de la planta, y su modo de gestión mediante compensación, en esta sección se muestra en primer lugar una validación del modelo implementado de la producción eléctrica PV, y en segundo lugar los resultados obtenidos mediante simulación de la planta en su conjunto.

5.1. Validación del modelo: campos solares

Con el objetivo de validar el modelo numérico de los campos solares, se muestra una comparativa de los resultados mediante simulación con el PVGIS [22] y con los que aparecen en los documentos técnicos de ambos campos solares [20] y [21]. En este último caso la documentación ha sido realizada a cargo de la empresa Acciona. En las figuras 9 y 10 se puede observar que la energía eléctrica neta estimada en cada uno de los casos es similar durante los diferentes meses del año, aunque se aprecia una ligera discrepancia con los obtenidos mediante PVGIS. La simulación se ha realizado con pasos de tiempo de una hora. En la Tabla 8 se puede ver el cómputo global de producción de un año completo según el caso. Como puede comprobarse, los resultados obtenidos mediante simulación son muy similares a los obtenidos por Acciona, mientras que se encuentra una discrepancia mayor (del -9%) respecto a los obtenidos mediante PVGIS. Una vez comparado estos valores, se da por validado el modelo de producción eléctrica PV.



Figura 9: Comparativa entre las simulaciones Lloseta.



Figura 10: Comparativa entre las simulaciones Petra.

Tabla 8: Comparativa del cómputo global de producción fotovoltaica anual.

Fuente	Energía Lloseta	Energía Petra	Energía Total
	(MWh)	(MWh)	(MWh)
Trabajo	12337	10972	23309
PVGIS	13367	11646	25014
Acciona	12446	11614	24060

5.2. Comportamiento energético de los campos solares

En la Tabla 9 se muestra la producción eléctrica generada por los dos campos solares. La simulación se ha llevado a cabo para un año completo con un paso temporal de una hora. Los valores corresponden a la energía neta disponible, es decir, se han tenido en cuenta las pérdidas energéticas de las plantas cuyos valores se muestran en las Tablas 5 y 6. La producción máxima estimada, para la

posterior conversión a hidrógeno, es de 3192.59 MWh durante Junio, en contraposición a los 935.8 MWh producidos durante Diciembre siendo este el peor mes del año.

Energia electrica producida en MWh				
Mes	Lloseta	Petra	Total	
Enero	570.67	508.77	1079.43	
Febrero	553.75	493.36	1047.11	
Marzo	1013.30	902.14	1915.44	
Abril	1203.43	1070.71	2274.14	
Mayo	1611.66	1433.32	3044.99	
Junio	1690.46	1502.13	3192.59	
Julio	1667.96	1481.55	3149.51	
Agosto	1362.81	1210.45	2573.25	
Septiembre	932.23	828.51	1790.74	
Octubre	729.86	649.34	1379.79	
Noviembre	506.45	451.10	957.56	
Diciembre	494.68	441.11	935.80	
Totales	12337.30	10972.46	23309.81	

Tabla 9: Resultados de la simulación de los dos campos solares.

La producción total anual de ambos campos es de 23309.81 MWh, teniendo en cuenta que la potencia pico total instalada es de 16.06 MWp, resulta en un ratio de 1451 MWh anual por cada MWp instalado.

La relación entre la producción útil eléctrica y la radiación incidente sobre el módulo se puede observar en la Figura 11.



Figura 11: Radiación incidente frente a producción eléctrica útil por módulo.

En verano la radiación es un 50%-60% más elevada que en invierno, sin embargo esa diferencia no se traslada en su totalidad a la producción eléctrica a causa de la bajada de rendimiento de la célula causada por el aumento de su temperatura de trabajo. Como se comprueba en la Figura 11 en verano la radiación sobre el módulo total se encuentra entre los 1500-2000 W y en invierno sobre los 1000 W, a pesar de ello el aumento de producción eléctrica va desde los 180W en invierno a 250W en verano por módulo.

A continuación, en la Figura 12 se muestra como varía la temperatura de las células PV según los meses de febrero y junio, junto al valor de la temperatura ambiente.



Figura 12: Resultado de la simulación térmica de la célula fotovoltaica.

La temperatura de los módulos durante el mes de Febrero es aproximadamente unos $5-10^{\circ}C$ superior a la del ambiente. La principal razón son el menor número de horas de Sol, la radiación menos intensa y las pérdidas causadas hacia el cielo (ver más adelante). En cambio en Julio la temperatura se mantiene elevada durante todo el mes, alcanzando máximos de 48 °C. Claro está, que este efecto tiene consecuencias en el rendimiento del módulo fotovoltaico, más aún en una región cálida como Mallorca.

Seguidamente se analizan los flujos de calor resultantes del balance energético que se produce en los módulos PV. En la Figura 13 se muestra el desglose energético resultante de aplicar el balance energético.



Figura 13: Flujos salientes de energía resultantes del balance al módulo.

Como se puede comprobar, en el mes de diciembre la mayor parte de energía se pierde hacia el cielo (43,2%) y por efecto del viento (54,6%). En relación a la pérdidas hacia el cielo se debe a que la temperatura del cielo durante este mes se encuentra entre 0 y $-15^{\circ}C$, por lo tanto el ΔT sería de unos $35^{\circ}C$ aproximadamente. El viento es otro gran evacuador de energía, siendo este fenómeno más intenso en las zonas donde se ubican los módulos fotovoltaicos, al ser, normalmente, grandes explanadas. En el caso de Agosto la temperatura del módulo es más elevada y las pérdidas radiantes hacia el suelo aumentan por la cara inferior (25,7%). Según la Figura 13, el balance resultante durante Agosto se reparte en cuatro partes similares entre radiación y convección. La radiación de la cara superior hacia el suelo es muy baja en ambos meses a causa del factor de forma radiante teniendo en cuenta la inclinación de 20°, el valor podría llegar a ser incluso despreciable en relación al resto.

La conversión de electricidad a hidrógeno se realiza mediante electrolizadores cuya producción se suele representar en masa y no en volumen, ya que existen varios tipos de almacenamiento que trabajan a distintas presiones. Por ello en la Figura 14 se representa la producción de hidrógeno en toneladas de ambas plantas y el total.



Figura 14: Resultado de la producción de hidrógeno de los campos fotovoltaicos.

La producción total es de 393 toneladas anuales disponibles para ser utilizadas en los puntos de consumo por medio de pilas de combustible. Los meses de verano son los de más producción, sin embargo son lo que menos eficiencia tienen a causa de la temperatura.

La pila escogida para realizar la simulación de energía eléctrica mediante hidrógeno es del fabricante Ballard, en la Tabla 7 se pueden ver las características técnicas. La eficiencia de la pila de combustible es del 52% (Ecuación 32).



Figura 15: Resultado de la producción de electricidad y calor de la pila de combustible.

Si el objetivo principal es producir electricidad, las pilas PEM actualmente disponen de rendimientos bajos, lo que conlleva a una alta producción de calor que se debe aprovechar o disipar de alguna forma.

En la Tabla 10 se ha calculado el rendimiento global de la planta de producción y la posterior conversión a hidrógeno.

Radiación sobre el	Energía eléctrica	Energía eléctrica	Rendimiento global			
captador inclinado	disponible	PEM				
(MWh)	(MWh)	(MWh)	$\eta_{sistema}$			
216627	23309	8054	3.72%			

Tabla 10: Rendimiento global del sistema

Con una producción mediante captación fotovoltaica directamente conectada a red, el rendimiento desde la energía solar incidente hasta la disponible en la red sería de 10.66 %, sin embargo, no sería posible almacenar la energía producida. Teniendo en cuenta la diferencia entre la curva de demanda eléctrica y la curva de producción de energía el aprovechamiento de la misma es uno de los problemas mayoritarios. Con el sistema estudiado en el presente documento, es posible almacenar en forma de hidrógeno verde toda la energía producida, el problema radica en la disminución considerable del rendimiento a causa de la transformación de la energía eléctrica en química y viceversa. Con el rendimiento calculado de la tabla 10 de un 3.72% se obtiene una disminución de eficiencia del 65.2% global del sistema.

En el diagrama de Sankey representado en la Figura 16, se puede comprobar los flujos de energía y las pérdidas a lo largo del proceso. Se observa que la mayoría de la energía procedente de la radiación solar acaba en calor (85.23%), ya sea en el propio módulo o en las transformaciones posteriores. En relación a la evacuación de calor, la convección y la radiación tiene un efecto similar en el cómputo global.



Figura 16: Diagrama de Sankey del sistema.

Esta caída significativa del rendimiento de la instalación fotovoltaica en combinación con producción de hidrógeno verde, debe tenerse en cuenta para el estudio y diseño de cada instalación para saber si el aumento del aprovechamiento de la energía mediante el almacenamiento, compensa las sucesivas pérdidas energéticas en los procesos necesarios para llevarlo a cabo o solventa un problema de suministro en determinadas zonas donde las redes eléctricas no dispongan de la suficiente capacidad para la demanda. Además, hay que contar con el incremento económico que conlleva realizar todas las instalaciones relacionadas con el hidrógeno: electrolizador, hidroductos, pilas de combustible, etc.

6. Caso de estudio, uso ferroviario y marítimo

6.1. Uso ferroviario: tren de Llevant

Para el cálculo del consumo del tren de Llevant entre Manacor y Artá, se ha utilizado el tren modelo Renfe Serie 465 - Civia cuyos datos técnicos se pueden comprobar en la Tabla 11. Este modelo se ha escogido por las características similares a los trenes que circulan por la Isla de Mallorca.

Serie 465 - Civia				
Composición	M+3R+M			
Velocidad máxima	$120 \ km/h$			
Potencia	$2.400 \ kW$			
Tensión	$3 \ kVCC$			
Tipo de motor	Asíncrono CA			
Masa en vacío	160 t			
Longitud total	98,98 m			
Plazas	978			
Freno regenerativo	Sí			
Ancho de vía	$1.668 \ mm$			
Consumo	$5.53 \frac{kWh}{km}$			

Tabla 11: Datos técnicos tren modelo Renfe Serie 465 - Civia [38].

Teniendo en cuenta el consumo de la Tabla 11, y el recorrido de la línea de Manacor-Artá-Cala Ratjada de 44.5 km propuesto en el *Pla Director Sectorial de Mobilitat de les Illes Balears* [39], el consumo energético anual sigue la Ecuación 33. Se toma como referencia la cantidad de trenes Palma-Manacor para la frecuencia de la nueva línea [40].

$$Consumo = 5,53 \frac{kWh}{km} 44,5 \frac{km}{trayecto} \ 35 \frac{trayectos}{dia} \ 365 \frac{dias}{anual} = 3143 \frac{MWh}{anual}$$
(33)

El resultado supone un 39 % de la producción anual de hidrógeno de la instalación objeto de este documento.

Teniendo en cuenta los datos de la Tablas 7 y 11, se necesitarían para poder alimentar un tren un total de 19 pilas en paralelo para llegar a la potencia que irían en la locomotora junto con el almacenamiento de hidrógeno para no necesitar una red eléctrica.

6.2. Uso marítimo: cruceros amarrados en puerto

Los cruceros son una gran fuente de contaminación en las ciudades, concretamente la ciudad de Palma de Mallorca se encuentra entre las más perjudicadas.

La potencia necesaria para alimentar los cruceros desde los puertos es elevada, sobretodo para ciudades pequeñas. Dependiendo del tamaño de la embarcación se puede tener una potencia media consumida entre 6-12 MW. Los investigadores S. Espinosa , P. Casals-Torrens y M. Castells han realizado un estudio modelando la potencia consumida dependiendo del peso de los cruceros [18], Ecuación 34.

$$y = 84,71 x^{0,3964}$$
; siendo y la potencia en kW y x el peso en toneladas (34)

Según los datos de la Autoridad Portuaria de Baleares, en la Tabla 12 se puede comprobar la cantidad y el tamaño de los cruceros habituales que atracan en el puerto.

Crucero	Toneladas	Llegada	Salida	t Residen-	Frecuencia
				cia	
Harmony of the Seas	226963	7:30	20:00	12:30	Semanal
Costa Esmeralda	185010	7:00	18:00	11:00	Semanal
Aidaperla	125573	4:30	21:30	17:30	Semanal
Mein Schiff 2	111554	5:00	22:00	17:00	10 días

Tabla 12: Cruceros amarrados en la isla [41].

Tomando los valores de la Tabla 12 y la Ecuación 34, se realiza el cálculo del consumo de las embarcaciones, ver Tabla 13.

Crucero	Toneladas	у	Consumo total mensual (MWh)
		(kW)	
Harmony of the Seas	226963	11246	562.34
Costa Esmeralda	185010	10371	456.35
Aidaperla	125573	8894.81	622.63
Mein Schiff 2	111554	8487	432.84
Total			2074.16

Tabla 13: Estimación del consumo mensual de los cruceros.

Teniendo en cuenta que la temporada tiene una duración aproximada de Junio a Octubre, el consumo total alcanzaría un valor de 10370 MWh.

A modo de comparación, en el caso de que los cuatro cruceros estuvieran al mismo tiempo en el puerto de Palma y la alimentación se realizara desde la red eléctrica del puerto, representarían el 5% del consumo total de la Isla de Mallorca en el punto de máxima demanda de un día de Agosto (07/08/2019 [42]).

Siguiendo con la elevada potencia que tienen los cruceros que amarran en Palma de Mallorca, es un reto tecnológico poder cubrir toda la demanda instantánea con hidrógeno. A pesar de que el campo fotovoltaico pueda cubrir la demanda energética, la potencia de pilas de combustible actuales con tecnología PEM no son capaces de cubrir la demanda o es necesario poner un gran número de ellas en paralelo, ya que la potencia varía entre 100-400 kW [43]. Empresas como *ABB Group* y *Ballard* están trabajando en colaboración para sacar al mercado sistemas compactos que puedan llegar producir MW de potencia con su tecnología *FCwave*TM a través de pilas PEM de 200 kW [44]. Este tipo de propuestas podrían ser una solución para realizar una alimentación eléctrica desde tierra o incluso instalarse dentro de las embarcaciones.

6.3. Gestión de la planta

La planta de producción de hidrógeno está conectada a la red, es decir, el hidrógeno se puede producir cuando mejor consideren los operadores de planta. Este hecho es importante, ya que, la demanda de hidrógeno sería mucho más elevada en verano que en invierno a causa de los cruceros. De hecho, observando la Figura 17 se puede comprobar que la demanda total combinada entre los cruceros y el tren es mayor que la producción de energía a lo largo del año.



Figura 17: Gestión del almacenamiento para dar servicio a toda la demanda.

La demanda del tren se ha repartido de forma mensual (262 MWh al mes) y la demanda para los cruceros se ha tomado la resultante de la Tabla 13.

Ante esta situación se han estudiado cuatro escenarios posibles con distintas formas de gestionar la producción para intentar minimizar el almacenamiento de hidrógeno.

El primer escenario consiste en dar servicio al tren y a los dos cruceros de más tamaño (Figura 18), Costa Esmeralda y Harmony of the Seas.



Figura 18: Gestión del almacenamiento para dar servicio a los dos cruceros más grandes y el tren.

En este escenario, la producción con hidrógeno verde cubriría la mayor parte de la demanda energética, siendo necesaria otra fuente de energía durante los últimos meses de la temporada. En este caso la opción de gestión de la planta sería producir hidrógeno de forma constante e ir almacenando a lo largo del invierno para poder utilizarlo en los momentos de demanda punta. El punto de máximo almacenamiento se da justo antes de la temporada con un valor de 1924 MWh. Con la Ecuación 35 se obtiene la masa de hidrógeno necesaria para almacenar la energía química (1924 MWh).

$$m_{H2} = \frac{E_{ele,r}}{PCS_{H2} \ \eta_{PEM}} = 94468kgH_2 \tag{35}$$

Para conocer el volumen de depósitos necesarios a 300 bar, se utiliza la ecuación de los gases ideales corregida con el factor de compresibilidad, Ecuación 36.

$$V = \frac{n \ Z \ R \ T}{p} = 4216m^3 \quad ; \text{ siendo } \mathbf{Z} = 1.18 \tag{36}$$

El segundo escenario, consiste en dar servicio a la tres cruceros más grandes sin el tren, Harmony of the Seas, Costa Esmeralda y Aidaperla (Figura 19)



Figura 19: Gestión del almacenamiento para dar servicio a los tres cruceros más grandes sin el tren.

Como en el escenario 1, no es posible cubrir toda la demanda de los cruceros. De hecho, esta opción es menos eficiente. Es necesario más almacenamiento y el aporte de producción de energía auxilar es mayor a final de temporada. El pico de almacenamiento sería de 3234 MWh (un 60 % más en comparación con el escenario 1), aplicando la Ecuación 35 equivale a una masa total de hidrógeno de 1588777 kg y un almacenamiento según la Ecuación 36 de $7087m^3$.

El tercer escenario, consiste en dar servicio al tren y al crucero con mayor consumo, Aidaperla (Figura 20).



Figura 20: Gestión del almacenamiento para dar servicio al tren y al crucero con más consumo.

En este caso, la producción del campo fotovoltaico sería suficiente para cubrir la demanda, de hecho hay un diferencial final de 1800 MWh que no han sido utilizados. La energía sobrante podría ser utilizada en otros proyectos enmarcados en *Green Island* [11], como por ejemplo en el transporte público o en establecimientos hoteleros.

El almacenamiento sería necesario, pero se podría reducir considerablemente con respecto a los otros dos escenarios.

En el cuarto y último escenario estudiado se dará servicio al tren y a los dos cruceros con menos consumo, Costa Esmeralda y Mein Schiff 2 (Figura 21).



Figura 21: Gestión del almacenamiento para dar servicio al tren y a los dos cruceros con menos consumo.

A priori, sería un escenario favorable y eficiente en lo que se refiere a gestión de la planta. El almacenamiento se podría reducir con respecto al escenario 1, ya que existe un sobrante a final de año de 465 MWh, o por el contrario, utilizar el mismo almacenamiento y buscar otro potencial consumidor.

Como se puede observar en los distintos escenarios, es necesario estudiar cada caso y conjugar lo mejor posible la naturaleza de las demandas y la capacidad de producción para obtener un almacenamiento óptimo. Finalmente, es también importante estudiar si la energía calorífica que produce la pila PEM es posible utilizarla en el mismo punto de consumo de electricidad. Por ejemplo, en el caso ferroviario se podría utilizar para la calefacción del tren en invierno. En el caso de los cruceros, al tener los motores parados, se originaría una necesidad de calor para calefacción o agua caliente sanitaria que podría ser suplida por las propias pilas PEM. Este hecho podría aumentaría el rendimiento global del sistema de un 3.72% hasta un 7% en el mejor de los casos.

7. Conclusiones

Producir hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica en combinación con equipos de electrólisis es una tecnología atractiva para ayudar a reducir la contaminación atmosférica producida por las fuentes de energía convencionales. El hidrógeno se puede utilizar como vector energético ya que es posible almacenarlo y transportarlo a los puntos donde sea necesario. En el contexto internacional están cogiendo fuerza conceptos como *economía del hidrógeno* o *hidrógeno verde*, cuyo futuro es prometedor.

En este trabajo se ha presentado un modelo numérico con el objetivo de estimar la producción anual de energía eléctrica de un campo fotovoltaico y su posterior conversión a hidrógeno para ser utilizado en usos ferroviarios y marítimos.

Por un lado para la utilización de hidrógeno en el transporte ferroviario se ha estudiado el caso del tren de Llevant en la zona Este de la Isla de Mallorca. En este caso el objetivo es alimentar energéticamente el tren de forma aislada sin necesidad de una red eléctrica (inexistente a fecha de este documento). El consumo se caracteriza por ser constante y predecible, por lo tanto es muy atractivo para ser cubierto por energías renovables. En el cómputo anual el tren representaría el 39% de la producción de ambos campos solares, unos 14000 paneles.

Por otro lado se encuentra el caso marítimo, en donde el hidrógeno también aparece como una solución atractiva con el objetivo de eliminar la nociva contaminación provocada por los cruceros en las ciudades turísticas como Palma de Mallorca. Sin embargo, la potencia comercial de las pilas de combustible PEM todavía no es suficiente para dar servicio a barcos de gran envergadura. La potencia de este tipo de embarcaciones se encuentra entre 6-12 MW y la capacidad de las pilas PEM comerciales de mayor tamaños es de 200-400kW, es decir, actualmente se trabaja con un ratio de 35-50 pilas por crucero. Además, la demanda es muy variable y fuertemente estancional.

Según la estimación realizada de la producción de los campos de Lloseta y Petra, la forma más óptima de gestionar la dualidad demanda y consumo sería alimentar al tren durante todo el año y a los dos cruceros con menos consumo estudiados. En este escenario tanto el almacenamiento como la producción se ajustan a la demanda.

Un aspecto importante, es la necesidad o no en una región de utilizar hidrógeno con un campo de producción fotovoltaico. El peaje energético a pagar para utilizar hidrógeno es elevado, de un 10.66% de eficiencia con solo el campo fotovoltaico directamente conectado a red a un 3.72% utilizando hidrógeno, además del importante aumento en la inversión inicial. Por ello, es de vital importancia aprovechar al máximo el recurso solar, o lo que es lo mismo, la superficie destinada al campo fotovoltaico. Por lo tanto, hay que realizar estudios mediante simulaciones energéticas para conocer si es más eficiente producir y verter a red electricidad directamente o bien pasar por el peaje y almacenar energía en forma de hidrógeno.

Referencias

- J. Richter-Menge and M. Druckenmiller, "State of the climate in 2019," Arctic, vol. 101, no. 8, pp. S239–S286, 2020.
- [2] M. Aengenheyster, Q. Y. Feng, F. Van Der Ploeg, and H. A. Dijkstra, "The point of no return for climate action: effects of climate uncertainty and risk tolerance," *Earth System Dynamics*, vol. 9, no. 3, pp. 1085–1095, 2018.
- [3] Nasa, "Los efectos del cambio climático," *Global Climate Change, Vital Signs of the Planet*, 2021.
- [4] D. G. Victor, D. Zhou, Deutscher, E. H. M. Ahmed, P. K. Dadhich, J. Olivier, H.-H. Rogner, K. Sheikho, and M. Yamaguchi, "Ar5 climate change 2014: Mitigation of climate change," The Intergovernmental Panel on Climate Change, Tech. Rep., 2014.
- [5] A. L. S.A., B. Group, D. W. und Brennstoffzellenverband, Engie, and et al, "Hydrogen roadmap europe, a sustainable pathway for the european energy transition," European Union, Tech. Rep., 2019.
- [6] Iberdrola. Puertollano green hydrogen plant. [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/about-us/lines-business/flagship-projects/puertollano-greenhydrogen-plant
- [7] I. Press. Iberdrola brings green hydrogen to glasgow. [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-brings-green-hydrogenglasgow
- [8] H. Central. German developer svevind aims to build 45gw green hydrogen complex in kazakhstan. [Online]. Available: https://hydrogen-central.com/german-svevind-45gw-greenhydrogen-complex-kazakhstan/
- [9] H. Hassani, F. Zaouche, D. Rekioua, S. Belaid, T. Rekioua, and S. Bacha, "Feasibility of a standalone photovoltaic/battery system with hydrogen production," *Journal of Energy Stora*ge, vol. 31, p. 101644, 2020.
- [10] R. Bhattacharyya, A. Misra, and K. Sandeep, "Photovoltaic solar energy conversion for hydrogen production by alkaline water electrolysis: conceptual design and analysis," *Energy Con*version and management, vol. 133, pp. 1–13, 2017.
- [11] M. para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), "Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta el por el hidrógeno renovable," Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Tech. Rep., 2020.
- [12] Alstom. Italy's apennine railway eyes conversion to hydrogen. [Online]. Available: https://www.alstom.com/es/press-releases-news/2020/3/el-tren-de-hidrogeno-coradiailint-de-alstom-supera-con-exito-sus
- [13] G. Nawalage. Italy's apennine railway eyes conversion to hydrogen. [Online]. Available: https://www.argusmedia.com/en/news/2249258-italys-apennine-railway-eyes-conversionto-hydrogen

- [14] R. E. de España, "Sistema eléctrico balear, el valor de una energía conectada," Red Eléctrica de España, Tech. Rep., 2018.
- [15] F. A. et al., "One corporation to pollute them all luxury cruise air emissions in europe," Transport and Environment, Tech. Rep., 2019.
- [16] F. Ballini and R. Bozzo, "Air pollution from ships in ports: The socio-economic benefit of cold-ironing technology," *Research in Transportation Business and Management*, vol. 17, pp. 92–98, 2015.
- [17] E. A. Sciberras, B. Zahawi, and D. J. Atkinson, "Electrical characteristics of cold ironing energy supply for berthed ships," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 39, pp. 31–43, 2015.
- [18] S. Espinosa Sanes, P. Casals Torrens, M. Castells Sanabra *et al.*, "Hoteling cruise ship's power requirements for high voltage shore connection installations," *Journal of maritime research*, vol. 13, no. II, pp. 19–28, 2016.
- [19] J. W. Pratt and A. P. Harris, "Vessel cold-ironing using a barge mounted pem fuel cell: Project scoping and feasibility," Sandia National Lab.(SNL-CA), Livermore, CA (United States), SAND2013-0501, 2013.
- [20] Gandasegui, "Proyecto administrativo central solar fotovoltaica lloseta," Acciona, Tech. Rep., 2021.
- [21] B. D. C. Gandasegui, "Proyecto administrativo central solar fotovoltaica petra," Acciona, Tech. Rep., 2021.
- [22] E. Commission. Photovoltaic geographical information system. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis
- [23] J. A. Duffie and W. A. Beckman, Solar Radiation. John Wiley and Sons, 2013, ch. 1, pp. 3–42.
 [Online]. Available: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118671603.ch1
- [24] P. Cooper, "The absorption of radiation in solar stills," Solar Energy, vol. 12, no. 3, pp. 333 346, 1969.
- [25] L. B. YH and J. R. C, "The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors: with design data for the us, its outlying possessions and canada," *Solar energy*, vol. 7, no. 2, pp. 53–74, 1963.
- [26] G. Nellis and S. Klein, *Heat Transfer*. Cambridge University Press, 2009.
- [27] Y. A. Çengel and J. M. Cimabala, *Mecánica de fluidos: fundamentos y apliciones*. McGraw Hill, 2004.
- [28] R. W. Bliss Jr, "Atmospheric radiation near the surface of the ground: a summary for engineers," Solar Energy, vol. 5, no. 3, pp. 103–120, 1961.
- [29] C. Antonie, "Tensions des vapeurs; nouvelle relation entre les tensions et les températures," Comptes Rendus des Séances de l'Académie des Sciences, 1888.

- [30] D. GmbH. Saturated vapor pressure, calculation by antoine equation. [Online]. Available: http://ddbonline.ddbst.com/AntoineCalculation/AntoineCalculationCGI.exe
- [31] A. N. Celik and N. Acikgoz, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models," *Applied* energy, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.
- [32] J. J. Moré, "The levenberg-marquardt algorithm: implementation and theory," in Numerical analysis. Springer, 1978, pp. 105–116.
- [33] S. W. Churchill and H. Ozoe, "Correlations for laminar forced convection in flow over an isothermal flat plate and in developing and fully developed flow in an isothermal tube," *Journal of Heat Transfer*, 1973.
- [34] H. E. Technologies. El600n. [Online]. Available: https://www.h2b2.es/el600n/
- [35] L. Schlapbach and A. Züttel, "Hydrogen-storage materials for mobile applications," Materials for sustainable energy: a collection of peer-reviewed research and review articles from nature publishing group, pp. 265–270, 2011.
- [36] E. Martin and D. Papageorgopoulos, "Doe hydrogen and fuel cells program record," U.S. Departament of Energy, Tech. Rep., 2015.
- [37] B. P. S. Inc., "High performance fuel cell stack: Innovations in proton exchange membrane fuel cell stack design," Ballard Power Systems Inc., Tech. Rep., 2020.
- [38] A. G. Alvarez and M. del Pilar Martín Cañizares, "Metodología de cálculo del consumo de energía de los trenes de viajeros y actuaciones en el diseño del material rodante para su reducción," Fundación de los Ferrocarriles Españoles, Tech. Rep., 2010.
- [39] E. i. M. Consellería Territori, "Pla director sectorial de mobilitat de les illes balears," Govern Illes Balears, Tech. Rep., 2018.
- [40] T. de les Illes Balears. Líneas t3, manacor. [Online]. Available: https://www.tib.org/es/web/ctm/tren/linia/T3
- [41] A. P. de Baleares. Buques en puerto. [Online]. Available: https://www.portsdebalears.com/es/buques-en-puerto
- [42] R. E. de España. Mallorca seguimiento de la demanda de energía eléctrica. [Online]. Available: https://demanda.ree.es/visiona/baleares/mallorca/total/2019-08-07
- [43] V. Cigolotti, M. Genovese, and P. Fragiacomo, "Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems," *Energies*, vol. 14, no. 16, p. 4963, 2021.
- [44] Ballard. Marine modules. [Online]. Available: https://www.ballard.com/fuel-cell-solutions/fuel-cell-power-products/marine-modules