



Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería de  
Caminos y Puertos  
y de Ingeniería  
de Minas

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE  
CAMINOS, CANALES Y PUERTOS Y DE INGENIERÍA DE  
MINAS

## ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA FOTOELECTRÓLISIS DEL AGUA

---

GRADO EN INGENIERÍA DE  
RECURSOS MINERALES Y ENERGÍA

---

### **TRABAJO FIN DE GRADO**

Autor: Ginés Legaz López

Director: Francisco Javier Sánchez Velasco

Codirectora: Mercedes Alacid Cárceles



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena

Cartagena, Septiembre 2020.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1.INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
1.1. Procesos de producción de hidrógeno. ....	3
1.2. Objetivos del TFG.....	11
<b>2. FOTOELECTRÓLISIS DEL AGUA PARA PRODUCCION DE     HIDRÓGENO</b> .....	<b>13</b>
2.1. Descripción del proceso.....	13
2.2. Producción de hidrógeno por electrólisis a partir de energías renovables. Ejemplos de casos de éxito. ....	15
2.3. Diseño de un proceso de electrólisis del agua para laboratorio.....	19
<b>3. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA INDUSTRIAL PARA     PRODUCCION Y VALORIZACIÓN DE HIDRÓGENO POR     FOTOELECTRÓLISIS</b> .....	<b>32</b>
3.1. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE UTILIZACIÓN DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO .....	32
3.1.1. UTILIZACIÓN DE MOTORES DE COMBUSTION INTERNA QUE UTILIZAN HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE .....	33
3.1.2. UTILIZACIÓN DE SISTEMAS BASADOS EN PILAS DE COMBUSTIBLE ..	48
3.1.3 Solución técnica adoptada .....	53
3.2 SELECCIÓN DEL ELECTROLIZADOR PARA LA PLANTA.....	60
3.3 DISEÑO DE LA PLANTA INDUSTRIAL DE PRODUCCIÓN Y VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE HIDRÓGENO.....	63
3.4 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA DAR SERVICIO A LA PLANTA DE FOTOELECTRÓLISIS.....	64
3.4.1. Memoria Justificativa y descriptiva de la instalación fotovoltaica.....	64
3.4.2 Campo de módulos ISF, configuración en planta su ubicación. Estudio de sombras. ....	72
3.4.3 Esquema unifilar e instalación eléctrica.....	75
3.4.4 Obra Civil.....	82
3.4.5. Análisis Económico de la planta fotovoltaica. ....	83
3.4.6. Pliego de condiciones técnicas a aplicar a componentes y materiales. ....	88
3.4.7 Inventario de la propuesta seleccionada. ....	96
<b>4. CONCLUSIONES DEL TFG</b> .....	<b>97</b>
<b>5. PLANOS</b> .....	<b>100</b>
<b>6. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>106</b>

# 1.INTRODUCCIÓN

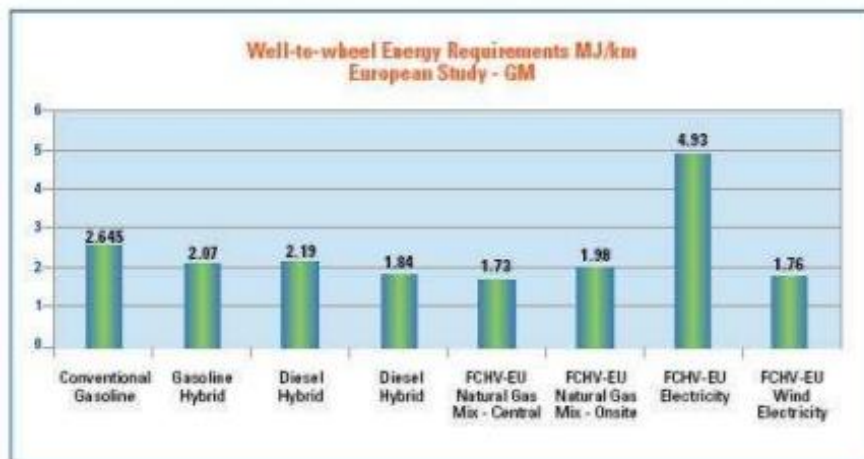
## 1.1. Procesos de producción de hidrógeno.

La búsqueda de producción de hidrógeno como combustible, reside en un conjunto de situaciones socioeconómicas y ambientales que describiré a continuación, que justifican el porqué de esta decisión.

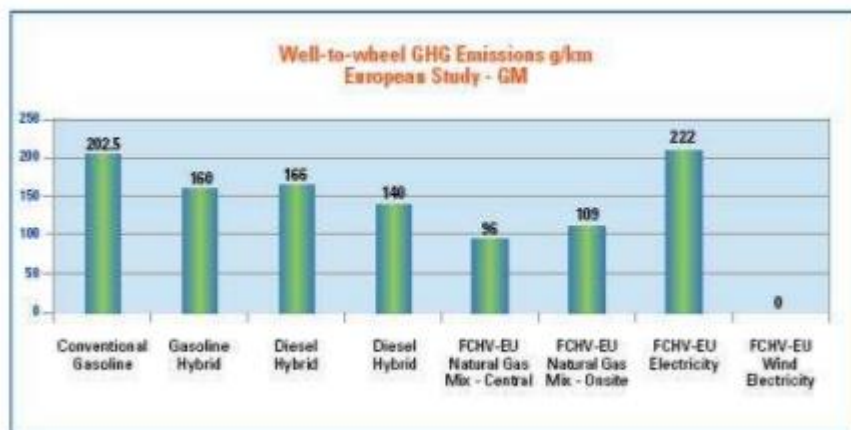
El hecho de que el cambio climático global y la degradación ambiental estén presentes en nuestro día a día sin detenerse, nos hace pensar en el hidrógeno como un sistema de almacenamiento de energía (vector energético) y como un posible sustituto de los combustibles convencionales, debido a que presenta ventajas tales como su elevado poder calorífico por unidad de masa, que es superior a los valores de los combustibles fósiles convencionales usados actualmente (como por ejemplo, los kilojulios desprendidos por kilogramo llegan a ser hasta 3 veces más que en el uso de gas natural). Además, es un combustible con una amplia variedad de posibles aplicaciones, presenta una gran seguridad de suministro y una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> frente a otros combustibles fósiles.

Esta superioridad del hidrógeno frente a los combustibles habituales viene reflejada en dos estudios [2]: "Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study" y "Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis". Aquí, se puede ver que en los vehículos híbridos que usan pilas de combustible en las que se involucra el uso de hidrógeno se requiere de una menor cantidad de energía por kilómetro recorrido y además se desprenden menores emisiones que en el resto. Además, hay que tener en cuenta que, en el caso del uso de energías renovables directamente sin transformaciones para producir combustibles, se obtienen aún mejores resultados.

Esto se puede ver mejor en las siguientes gráficas:



Gráfica 1. Energía requerida en MJ por km recorrido.



Gráfica 2. Emisiones de efecto invernadero (en gramos) por km recorrido.

Siendo el caso del hidrógeno anteriormente comentado, los FCHV-EU (vehículo eléctrico de células de combustible que equipa, además, baterías eléctricas recargables), que han obtenido hidrógeno a partir de gas natural, mediante el reformado por vapor (se explicará más adelante).

Por lo tanto, en un futuro se puede considerar la opción de conversión de combustibles tradicionales, que emiten emisiones al aplicarle una combustión directa, en hidrógeno para minimizar las emisiones contaminantes localmente.

En el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [10] y en los programas de promoción de la UE y la directiva 2009/28/CE, aparece el hidrógeno como un campo estratégico a potenciar especialmente como sistema de almacenamiento o de acumulación para el sistema eléctrico. Así se indica en el PER que “la ventaja del almacenamiento de hidrogeno respecto al almacenamiento adiabático de energía en aire comprimido (A-CAES en sus siglas en ingles), es su mayor densidad energética (unas 65 veces mayor que el A-CAES). A pesar de esta capacidad de almacenamiento de energía tan prometedora, los altos costes de inversión de las instalaciones y su menor eficiencia con respecto al A-CAES, hacen que el uso del hidrógeno como forma de almacenamiento de energía sea más rentable sólo para inversiones a largo plazo. De hecho, en la actualidad, se encuentra en una etapa conceptual sin plantas a gran escala comercialmente probadas”.

Por ende, en este futuro hipotético, el hidrógeno generado por fuentes renovables y agua, sería usado en unas pilas de combustible de hidrógeno con emisiones nulas (tanto local como globalmente). Más adelante se hablará sobre la tecnología de su funcionamiento y aprovechamiento del hidrógeno como fuente energética.

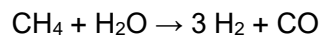
Desafortunadamente, esta situación está muy lejos de esa utopía planteada, ya que el 96% de hidrógeno producido actualmente es producido mediante combustibles fósiles, y de aplicación mayoritariamente en las industrias química y petroquímica. El resto es generado por electrólisis (por demanda de una gran pureza de éste). Por lo tanto, seguimos generando emisiones y a partir de un bien cada vez más escaso.

Una de las dificultades para la producción de hidrógeno reside en que esta sustancia no se encuentra (o muy rara vez) en estado libre, sino que está unida

a compuestos orgánicos o a oxígeno (formando agua). Para ello, nos vemos en la obligación de suministrar una fuente energética para llevar a cabo su formación (por medio de calor o electricidad).

Sabiendo que dependemos de una fuente energética, se pueden distinguir 5 tipos de procesos distintos para alcanzar esta meta [3], [24]:

- Procesos de conversión química (vía térmica mediante el propio recurso procesado): Reformado, Gasificación y Pirólisis.
  - El reformado por vapor no es más que un método de obtención de hidrógeno partiendo de combustibles fósiles. Por ejemplo, a partir del gas natural, en este caso metano, podemos obtener, con un aporte energético, hidrógeno del vapor de agua:

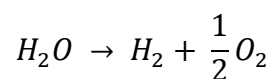


Este proceso tiene como consecuencia la generación de azufre e impurezas que deberán ser retiradas con antelación para evitar su aparición.

- La gasificación para obtención de hidrógeno se basa en la utilización de un combustible sólido o líquido para formar un combustible gaseoso (hidrógeno), gracias a un aporte de calor y un agente gasificante (que determinará la composición del gas obtenido). Las cantidades de oxígeno empleado oscilan entre un 10-50% del estequiométrico.
- La pirólisis es similar a la gasificación (salvo que su producto no tiene que ser estrictamente gaseoso) en cuanto a que se basa en el aporte de calor, pero sin el uso de oxígeno en el

transcurso de la acción. Como en la gasificación, se busca obtener un combustible con un poder calorífico mayor y más limpio.

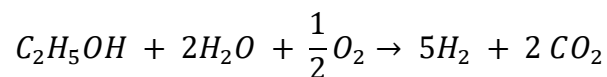
- Procesos termolíticos (vía térmica mediante una fuente externa): Termólisis directa y por Ciclos Termoquímicos.
  - La termólisis directa es muy similar a los anteriores procesos mencionados con la salvedad de que se obtiene este hidrógeno con una fuente energética ajena al combustible de partida (por ejemplo, el calor generado por una instalación solar térmica).
  - Los ciclos termoquímicos se basan de una descomposición a nivel molecular de la molécula del agua, para la fabricación de hidrógeno. Requieren nuevamente de un aporte de energía térmica para cumplir el cometido, ejecutándose por varias etapas hasta alcanzar dicho fin. Pero es tal esa necesidad que prácticamente solo puede ser elaborada con reactores nucleares y reactores de energía solar concentrada.
- Procesos electrolíticos (vía eléctrica): Electrólisis.
  - La electrólisis se basa en la descomposición a nivel molecular de la molécula del agua para la fabricación de hidrógeno, pero esta vez, requiere de una corriente energética.



Esta tarea requiere de grandes cantidades energéticas nuevamente, es por ello que puede hacerse de dos maneras: a baja temperatura (supone un gran gasto de electricidad) o a alta temperatura (donde la electricidad implicada es menor, pero conlleva al aporte de calor al sistema para operar con él).

- Procesos biológicos (vía biótica): Fermentación y Digestión anaerobia

- La fermentación se basa en el empleo de la energía solar almacenada en forma de sacáridos o azúcares, que posteriormente, pueden ser tratados hasta obtener el combustible deseado. Para ello se procede a triturar estas materias primas a las que, por medio de enzimas, se las somete a una hidrólisis para obtener unas moléculas más simples. Mediante levaduras, pasan a etanol hasta que se obtiene etanol casi puro mediante una destilación posterior. Finalmente, con un reformado se puede llegar a hidrógeno, para nuestras aplicaciones:



- La digestión anaerobia o fermentación anaeróbica, es similar a la anterior pero no requiere de oxígeno para llevarse a cabo, obteniéndose biogás (de composición parecida al gas natural), procedente de biomasa residual en su mayoría. Esta mezcla de gases (destacando el metano) puede nuevamente ser tratado hasta obtener hidrógeno.



- Procesos fotónicos (por medio de la radiación solar): Foelectrólisis, Fotobiólisis y Fotocatálisis.
  - La fotobiólisis se sirve de la luz solar incidente para producir hidrógeno a partir del agua, mediante el empleo de microorganismos que lo sintetizan mediante enzimas. Ejemplos de estos agentes involucrados son fotobacterias o algas verdes.
  - La fotocatalisis se basa en el uso de un catalizador que capta la luz para utilizarla para realizar reacciones de óxido-reducción. Para ello se utilizará un material semiconductor con propiedades foto-físicas para dar lugar a la disociación del agua y producir hidrógeno.

De todos ellos, me gustaría centrar especial atención en el último grupo, en concreto, la fotoelectrólisis, que será la clave del proyecto en cuestión, pero de ello ya hablaremos más adelante.

Haciendo un breve inciso en la fase posterior, encontramos el almacenamiento del hidrógeno. Éste presenta problemas debido a su baja densidad. Diversas formas de llevar a cabo este propósito son [1]:

- Tanques a presión: convencional, mediante presión se guarda hasta unos 350 bar. Requiere especial atención en cuanto a su seguridad, resistencia y coste.
- Microesferas de vidrio: basado en la permeabilidad del H<sub>2</sub> a alta presión y a 300°C, hasta que se cierran y retienen el hidrógeno a temperatura ambiente. Sus defectos son su baja densidad volumétrica y alta presión de llenado.

- Hidrógeno líquido: se da a temperaturas extremadamente bajas ( $-253^{\circ}\text{C}$ ) dando como resultado una gran densidad energética por unidad de volumen, por el precio de perder en la licuación entre 30 y un 40% de la energía.
- Nanotubos de carbono (CNT's): redes hexagonales de carbono curvas y cerradas en forma de tubos. Son ligeros, huecos, porosos, almacenan el doble que los tanques a presión y presentan una alta resistencia mecánica. Como desventajas, para asegurar su almacenamiento deben alcanzarse unas temperaturas cercanas a  $-196^{\circ}\text{C}$  y con una gran pérdida por evaporación a temperatura ambiente.
- Hidruros recargables: basado en la interacción con metales para formar compuestos (hidruros), cuyas reacciones son reversibles. Presentan una buena seguridad, son versátiles y almacenan más que en su fase líquida. Pero, aumentan considerablemente su peso, por lo que es recomendable para aplicaciones estacionarias y suministro energético renovable.

## 1.2. Objetivos del TFG.

En este TFG se plantea el estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica para la producción de hidrógeno y energía eléctrica a partir de fotoelectrólisis del agua.

El objetivo principal consiste en evaluar la viabilidad un sistema de producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua en el que la energía eléctrica necesaria para el proceso sea aportada por una instalación solar fotovoltaica, que se diseñará de forma teórica. El estudio incluye la evaluación teórica del proceso de utilización de hidrógeno como fuente de energía en un motor térmico de combustión y el estudio de viabilidad del proceso en una planta industrial.

Por ejemplo, esta planta de producción y valorización energética de hidrógeno podría servir de sistema auxiliar de alimentación para una industria que quiera utilizar energías 100% renovables. La planta diseñada en este TFG podría complementar otra planta fotovoltaica adicional de potencia nominal igual a la desarrollada por el motor térmico que operase en paralelo, de manera que durante el día las dos plantas operasen a la vez: una para producir la electricidad demandada por la industria y otra para producir hidrógeno que sería utilizado fuera de las horas de sol en un motor térmico para cubrir la demanda de energía de la industria.

Para conseguir este objetivo se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Descripción del proceso fotoelectrólisis del agua para producción de hidrógeno.
- Diseño teórico de un proceso de fotoelectrólisis del agua a escala de laboratorio.

- Estudio de viabilidad de una planta industrial para producción y valorización de hidrógeno por fotoelectrólisis.
- Selección de un motor de combustión interna alternativo que pueda utilizar hidrógeno como combustible. Identificación de potencia de motor y necesidades de consumo de H<sub>2</sub> como combustible.
- Estimación de las necesidades de potencia fotovoltaica instalada necesaria.
- Diseño de la planta de la instalación solar fotovoltaica para dar servicio a la planta.
- Esquema unifilar de la planta.
- Estudio económico.

## 2. FOTOELECTRÓLISIS DEL AGUA PARA PRODUCCION DE HIDRÓGENO

### 2.1. Descripción del proceso

La fotoelectrólisis combina dos procesos simultáneamente. Uno de ellos es la captación de la radiación solar mediante el efecto fotoeléctrico y, por otro lado, gracias a éste, la hidrólisis de la molécula del agua, que consiste en la separación de la molécula de agua con un aporte energético elevado (en este caso como su nombre indica, electricidad) para obtener hidrógeno y oxígeno. Cabe resaltar que esta demanda energética se debe a la estabilidad molecular que presenta.

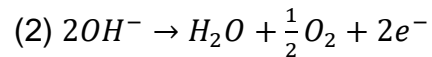
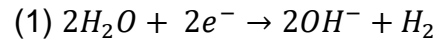
Para las células solares empleadas, se usan materiales semiconductores (por ejemplo, el silicio) debido a que los átomos que los componen se ven afectados por la energía procedente de los fotones de luz.

Estos materiales conforman unas mallas de átomos, compartiendo sus electrones para alcanzar la estabilidad electrónica. Pero al servirse de la acción de dos agentes que se introducen a la malla (dopado), uno con un electrón más en su capa de valencia (fósforo) y otro con uno menos (boro), queda una zona con un electrón libre (llamado semiconductor tipo n) y otra con un "hueco", el electrón faltante (semiconductor tipo p).

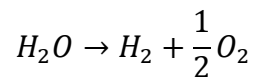
Si hacemos incidir la luz solar sobre la capa tipo n, mientras se colocan unos electrodos metálicos en ambas capas, se generará una corriente eléctrica. Esta será la energía usada en el posterior proceso: la hidrólisis.

La hidrólisis que usaremos es más bien un tipo de ésta: la electrólisis. La electrólisis es una hidrólisis mediante el uso de una corriente eléctrica continua. Para ello, se conecta nuestra célula solar al agua mediante unos electrodos, que transmitirán dicha electricidad. Como resultado del ensayo, se obtendrán

hidrógeno en el cátodo (1) mediante la reducción del agua a hidrógeno y el oxígeno en el ánodo (2) mediante la oxidación del  $OH^-$  en agua:



Finalmente, podemos agruparlas quedando globalmente la siguiente reacción:



Cabe destacar las condiciones para lograr esta labor. Para lograr esta reacción, en condiciones normales ( $25^\circ C$  de temperatura y 1 atm de presión), se requiere de 1,23 V de potencial.

Así mediante esta radiación, conseguimos obtener hidrógeno de la molécula del agua mediante intercambio electrónico producido por la diferencia de potencial ejercido.

La fotoelectrólisis se basa entonces en sistemas de energía fotovoltaica conectados con electrolizadores. Así se puede almacenar la energía producida en forma de hidrógeno, mediante el empleo de células foto-electroquímicas mediante la unión de materiales semiconductores. Los rendimientos obtenidos oscilan en torno al 16% (energía solar-hidrógeno) además de que cuentan con una gran reducción de costes frente a los sistemas convencionales.

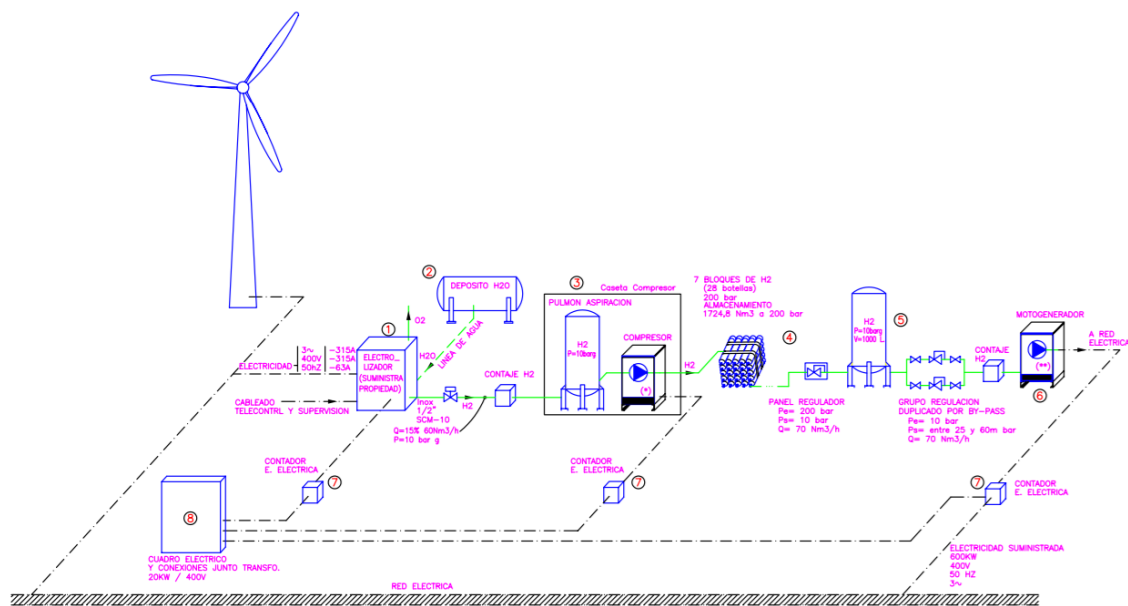
## 2.2. Producción de hidrógeno por electrólisis a partir de energías renovables. Ejemplos de casos de éxito.

Actualmente, ya contamos con varios casos de instalaciones que producen hidrógeno. Una de ellas a destacar es el caso del Parque Eólico de Sotavento (Galicia). Se trata de un parque eólico con casi 18 MW de potencia instalada, compuesto de 24 aerogeneradores, cuya misión reside en la obtención de hidrógeno a raíz de la energía generada por el complejo. La planta cuenta con [4], [25]:

- Un electrolizador, que realiza la conversión de la energía en hidrógeno. Este equipo se pondrá en funcionamiento cuando las cantidades de energía producidas exceden a las capacidades de exportación por la red eléctrica permitidas. Con una capacidad de producción de 60 Nm<sup>3</sup>/h a una presión máxima de 10 bar para obtener un gas de 99,8% de pureza. Se encuentra conectado a 2 cables de 315 A y otro de 63 A, todos ellos trifásicos para 400 V y una frecuencia de 50 Hz.
- Compresores para el hidrógeno (se requieren una presión de 200 bares).
- Un sistema de almacenamiento, en este caso, 28 botellas de 50 litros (1725 Nm<sup>3</sup> de hidrógeno), dando lugar a 27 horas de generación.
- Un motogenerador que aprovecha ese hidrógeno almacenado para obtener nuevamente electricidad en momentos de escaso recurso disponible (viento en este caso) para satisfacer la demanda. Se trata de un motor eléctrico trifásico que es alimentado por 70 Nm<sup>3</sup> /h de hidrógeno a una presión entre 25 y 60 mbar, acoplado a un generador que suministra 60 kW a 400 V.

Este grupo fue aportado por Gas Natural. Es decir, el sistema consume 1.16 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno por cada kW del generador eléctrico instalado. Dado que 11,12Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> son 1kg/h, esto supone un consumo de hidrógeno de 104.92 gr/kWheléctrico producido.

La instalación enfocada a la generación de hidrógeno queda reflejada en el siguiente esquema, así como las partes comentadas:



Esquema 1. Instalación para la generación de hidrógeno de Sotavento.







Imágenes 1 y 2. Instalaciones eólicas del proyecto Sotavento, Galicia.

Otro ejemplo significativo es el caso alemán de Energy Park Mainz [5], [26], [27]. Esta instalación también eólica produce hidrógeno mediante agua que es sometida a una electrólisis. Este otro intento de Power-to-gas (el uso de tecnología para transformar la electricidad en un combustible gaseoso), conduce a una mezcla del hidrógeno obtenido con gas natural, a razón del 10 por ciento de la mezcla final, aunque también se suministra sin mezclar para el llenado de camiones que abastecerán operaciones industriales.

Con una potencia instalada de 10 MW, su energía es almacenada en forma de este combustible para futuras necesidades. Dispone de:

- La parte de los electrolizadores, suministrados por Siemens, están repartidos en tres unidades, cada una de ellas logrando 1,3 MW de operación continua y hasta 2 MW de potencia de carga pico (6 MW). Estos se encargan de generar una cantidad de 1000 Nm<sup>3</sup>/h de

hidrógeno (si no se pudiese suministrar esa energía en la red eléctrica, como en el caso anterior). Por tanto, asumiendo que los electrolizadores operan a 1.3MW esto supone una producción de hidrógeno de 0.0064 g/s por cada kW de potencia del electrolizador. Si asumimos que operan a 2MW esto supone una producción de hidrógeno de 0.00416 g/s por cada kW de potencia de electrolizador.

- Un sistema de almacenamiento de 1000 kg (33 MWh).
- Compresores para una presión de 35 bares con una temperatura de 200° C, a la salida de un catalizador.
- Un sistema de transporte (camiones) para llevar ese hidrógeno a las industrias que lo requieran.



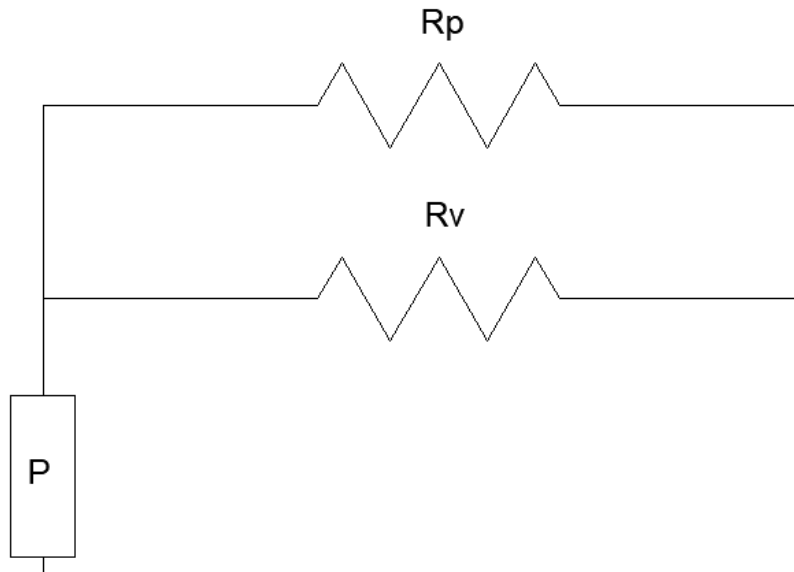
Imagen 3. Instalaciones de Energy Park Mainz, Alemania.



Imagen 4. Unidades de electrolizadores de Energy Park Mainz.

### 2.3. Diseño de un proceso de electrólisis del agua para laboratorio.

En esta sección se describe el estudio realizado para diseñar una instalación que será utilizada en el futuro en el laboratorio para evaluar el rendimiento global de la producción de hidrógeno del proceso de electrólisis del agua. Para ello se plantea usar una pila de electrólisis (a partir de un voltámetro) conectada a un potencióstato-galvanostato bajo el siguiente esquema:



Esquema 2. Instalación de laboratorio para determinar la tensión mediante el uso de un multímetro.

Para ello, el potencióstato (P en el esquema anterior), irá conectado a un multímetro mediante la configuración anterior. Se debe adoptar la configuración presentada, debido a que la tensión solo puede medirse en paralelo.

Se valorarán los resultados de tensión, siendo  $R_v$  la resistencia correspondiente al voltímetro y  $R_p$  la resistencia adicional y la correspondiente al multímetro. Se anotarán los datos de la experiencia y se compararán con los obtenidos de las fuentes anteriores, para observar el grado de similitud que presentan.

La instalación planteada se ha realizado mediante un montaje experimental para evaluar el rendimiento de producción de hidrógeno alimentado por un galvanostato. Cuenta con los siguientes elementos:

- Galvanostato: Se encargará de suministrar la energía necesaria para realizar los ensayos. En el proyecto, se puede comparar con la instalación solar fotovoltaica (como fuente energética), que irá conectado al voltámetro (representando el electrolizador como generador de hidrógeno, del que se hablará más adelante). Para la realización de los ensayos, se trabajará con intensidad constante para unos intervalos de tiempo definidos, conectado a los electrodos de grafito por medio del cableado empleado.



Imagen 5. Galvanostato utilizado en los ensayos de electrólisis del agua.

- Voltámetro: Se usará este voltámetro como pila de electrólisis, también conocido como "Voltámetro de Hofmann". Su misión consiste en medir la cantidad de hidrógeno y oxígeno generados mediante la electrólisis del agua. Debe trabajar alimentado por una fuente de intensidad continua para los ensayos a realizar. Se utilizará el galvanostato/potenciostato como fuente de corriente continua.

El voltámetro se compone de dos tubos colectores de gas graduados (de 0 a 50 mL, en particiones de 0,2 mL cada una) con llaves de paso, conectados por un tubo de vidrio (de longitud 510 mm y anchura de 10 mm) y un depósito de expansión.

Además, dispone de unos conectores inferiores para montar dos electrodos de C (todos ellos con bornes de 4 mm), de una base con varilla y unas pinzas de fijación.

Con el uso de este equipo, se podrá calcular el rendimiento de transformación de la energía eléctrica en gas hidrógeno y se comparará el valor procedente de la bibliografía tomada, con el obtenido en el laboratorio.



Imagen 6. Voltámetro de Hoffmann empleado en el análisis.[13]

- Cableado: El conjunto de cables utilizado para cumplir con el objetivo de esta experiencia tienen como fin el de conectar el galvanostato a los electrodos utilizados. De esta forma, se suministra la energía necesaria para que se produzca la reacción de electrólisis.

Finalmente, la configuración montada en el laboratorio con voltámetro y galvanostato es la de la figura siguiente:

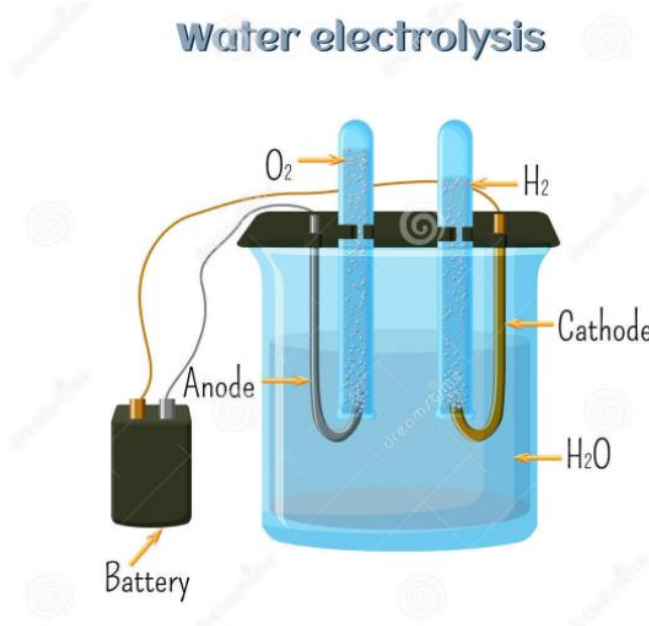


Imagen 7. Esquema básico de la instalación de estudio experimental.

Siendo en este caso la batería de la imagen, el galvanostato empleado. Para alcanzar dicha meta, se han planteado dos ensayos con diferentes condiciones de trabajo, en las que variamos la cantidad de sal empleada. Se ha elegido como sal para asegurar la conductividad de la disolución el sulfato de sodio, debido a que sus iones no reaccionarán antes que el agua en los electrodos, asegurando así que los gases producidos son exclusivamente hidrógeno y oxígeno. Se ha trabajado con dos concentraciones diferentes: una disolución 1 Molar en sulfato de sodio (que proporciona una conductividad de 115 mS/cm) y otra disolución saturada de la misma sal (que proporciona una conductividad de 143 mS/cm). Estos ensayos presentan las siguientes características:

	Conductividad de la disolución utilizada	Tiempo empleado total	Intensidad constante (aprox)	Diferencia de potencial	Altura fluido central H (voltámetro)	Temperatura agua	Distancia entre electrodos
Ensayo 1	115 mS/cm	46 min y 44 seg	100 mA	7,3 V	26+12,5=38,5 cm	25°C	6,5 cm
Ensayo 2	143 mS/cm	33 min y 40 seg	165 mA	8,9 V	32+13=45 cm	25°C	6,5 cm

Tabla 1. Características de ambos ensayos realizados.

Se muestran a continuación los cálculos que conducen a la obtención de los rendimientos de conversión de H<sub>2</sub>.

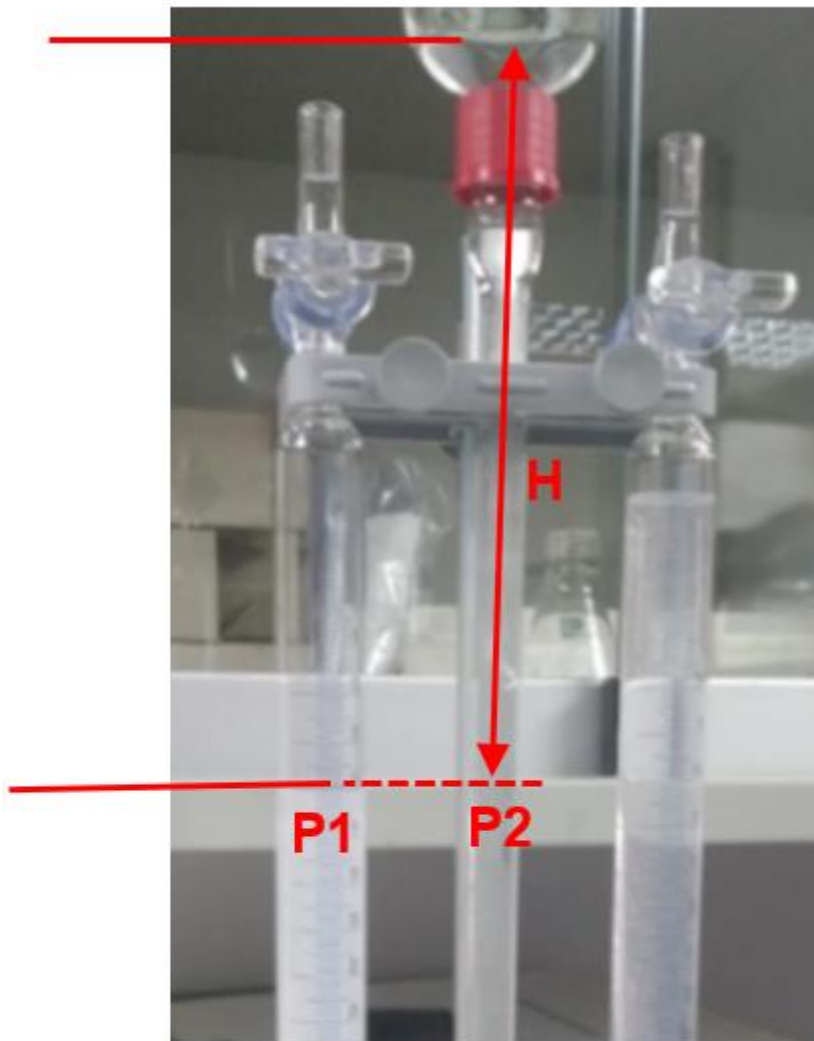
### ○ ENSAYO 1



Imágenes 8 y 9. Ensayo 1 durante la electrólisis del agua (8) y al final de éste (9).



Para ello se define un equilibrio de presiones,  $P_1 = P_2$ . La presión  $P_2$  viene dada por la presión atmosférica ( $1 \text{ atm} = 1,017 \times 10^5 \text{ Pa}$ ) y la presión ejercida por el propio fluido central del voltámetro, de altura  $H$ . La presión  $P_1$  es igual a la presión ejercida por el gas recogido en el compartimento de la izquierda. Este gas, al estar en el compartimento de ánodo, será el hidrógeno, producto de la oxidación del agua. Al formarse las burbujas de hidrógeno en el seno de agua líquida, estas burbujas arrastran también cierta cantidad de vapor de agua, correspondiente a la presión de saturación del agua a la temperatura del experimento,  $25^\circ\text{C}$ . Conocidas la presión atmosférica, la presión del fluido central (gracias a los datos citados en la tabla 1) y la presión de saturación del agua (para  $25^\circ\text{C}$ ), la incógnita a determinar será la presión del hidrógeno.



$$P_2 = P_1$$

$$P_{atm} + \rho g h_{\text{líquido}} = P_{H_2} + P_{H_2O}$$

Siendo  $P_{H_2O}$  para 25°C, 3,166 KPa.

$$1,017 * 10^5 Pa + 1000 \frac{Kg}{m^3} * 9.81 \frac{m}{s^2} * 0,385 m = P_{H_2} + 3166 Pa$$

$$1,0548 * 10^5 Pa = P_{H_2} + 3166 Pa$$

Siendo aproximadamente 101,33 KPa = 1 atm

$$P_{H_2} = 1,0231 * 10^5 Pa = 1,00968 atm$$

Por tanto, sabiendo que el hidrógeno generado posee este valor de presión y además se encuentra en forma gaseosa, se puede utilizar la ley de los gases ideales para hallar el número de moles generados en el ensayo. Cabe mencionar que este valor será el valor empírico o real, ya que se sirve de la experiencia realizada en el laboratorio, que más tarde, se comparará con el valor obtenido teóricamente.

Aplicando la ley de los gases ideales para el hidrógeno obtenido:

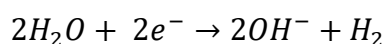
$$PV = n RT$$

$$1,00968 atm * 0,028 L = n_{H_2} * 0,082 \frac{L * atm}{K * mol} * 298 K$$

$$n_{H_2 \text{ reales}} = 1,157 * 10^{-3} \text{ moles } H_2$$

De esta forma, se han generado  $1,157 * 10^{-3}$  moles de hidrógeno reales. Esta cantidad será determinante para el cálculo del rendimiento del ensayo, para comparar los datos tomados de las fuentes citadas con anterioridad, con los rendimientos obtenidos en esta experiencia.

Para la obtención de los moles teóricos de hidrógeno de la electrólisis del agua, nos basamos en las leyes de Faraday de la electrolisis.



Tal y como se refleja en la reacción, por cada 2 moles de agua y 2 moles de electrones, se producen 2 moles de  $OH^-$  y 1 mol de hidrógeno. Por tanto, si se conocen los moles de electrones puestos en juego en la reacción, se pueden conocer los moles de hidrógeno que se producirían en el mejor caso posible (100 % de rendimiento). Sabiendo que la carga eléctrica se define como:

$$Q = I * t$$

Siendo Q la carga eléctrica de los electrones en culombios (C), I la intensidad suministrada en amperios (A) y t el tiempo del ensayo en segundos (s). Dada una duración del ensayo de 46 min y 44 segundos, la carga resulta:

$$Q = I * t = 0,1 A * \left( 46 \text{ min} * 60 \frac{s}{\text{min}} + 44s \right) = 280,4 \text{ Culombios}$$

Conocida la carga eléctrica de los electrones, es posible conocer los moles de electrones gracias a la constante de Faraday. Esta constante representa la carga eléctrica que posee un mol de electrones. Sabiendo esto, se obtendrá el valor de moles de electrones implicados. Siendo F la constante de Faraday con valor 96485,3365 C/mol:

$$n_{e^-} = \frac{Q}{F} = \frac{280,4 \text{ C}}{96485,3365 \text{ C/mol}} = 2,906 * 10^{-3} \text{ moles } e^-$$

Volviendo a la expresión de la reacción de electrólisis, se deduce que, por cada 2 moles de electrones, como producto quedará 1 mol de hidrógeno. Aclarado esta relación, los moles de hidrógeno teóricos resultan:

$$n_{H_2 \text{ teóricos}} = \frac{n_{e^-}}{2} = 1,453 * 10^{-3} \text{ moles } H_2$$

Por último, el rendimiento del ensayo de forma sencilla se fundamenta en la relación entre los moles de hidrógeno reales frente a los estimados teóricamente. Por tanto, se denota como la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{n_{H_2 \text{ reales}}}{n_{H_2 \text{ teóricos}}} = \frac{1,157 * 10^{-3} \text{ moles}}{1,453 * 10^{-3} \text{ moles}} = 0,7963 = 79,63 \%$$

El rendimiento que se da es muy cercano al 80 %, lo cual es bastante elevado. Se llega a la conclusión de que este método de conversión además de producir hidrógeno con una gran pureza, llega a ser bastante competitivo. El siguiente ensayo se resolverá de forma similar al anterior. En este experimento la corriente no se ha mantenido constante, por lo que para calcular la carga total que llega al ánodo hemos realizado la integración de la corriente eléctrica con respecto al tiempo, obteniendo una carga total de 338 Culombios.

○ ENSAYO 2

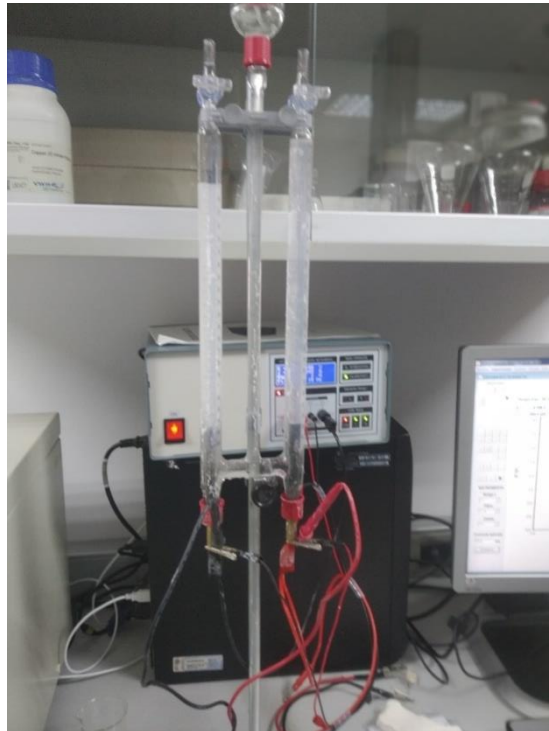


Imagen 10. Ensayo 2 durante la electrólisis del agua.

$$P_{atm} + \rho g h_{\text{líquido}} = P_{H_2} + P_{H_2O}$$

Siendo  $P_{H_2O}$  (para 25°C) = 3,166 KPa.

$$1,017 * 10^5 Pa + 1000 \frac{Kg}{m^3} * 9.81 \frac{m}{s^2} * 0,45 m = P_{H_2} + 3166 Pa$$

$$1,0611 * 10^5 Pa = P_{H_2} + 3166 Pa$$

Siendo aproximadamente  $101,33 \text{ KPa} = 1 \text{ atm}$

$$P_{H_2} = 1,0295 * 10^5 \text{ Pa} = 1,01597 \text{ atm}$$

Aplicando la ley de los gases ideales:

$$PV = n RT$$

$$1,01597 \text{ atm} * 0,0322 \text{ L} = n_{H_2} * 0,082 \frac{\text{L} * \text{atm}}{\text{K} * \text{mol}} * 298 \text{ K}$$

$$n_{H_2 \text{ reales}} = 1,339 * 10^{-3} \text{ moles } H_2$$

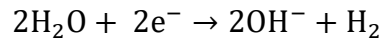
En esta ocasión se logró tomar el valor de la carga eléctrica por el equipo empleado.

$$Q = 338 \text{ Culombios}$$

Siendo F la constante de Faraday con valor  $96485,3365 \text{ C/mol}$ :

$$n_{e^-} = \frac{Q}{F} = \frac{338 \text{ C}}{96485,3365 \text{ C/mol}} = 3,503 * 10^{-3} \text{ moles } e^-$$

Teniendo como referencia la siguiente expresión estudiada:



$$n_{\text{H}_2 \text{ teóricos}} = \frac{n_{\text{e}^-}}{2} = 1,752 * 10^{-3} \text{ moles H}_2$$

Por tanto, el rendimiento del ensayo se denota como la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{n_{\text{H}_2 \text{ reales}}}{n_{\text{H}_2 \text{ teóricos}}} = \frac{1,339 * 10^{-3} \text{ moles}}{1,752 * 10^{-3} \text{ moles}} = 0,7643 = 76,43 \%$$

Teniendo en cuenta los dos rendimientos de los ensayos realizados (79,63 % y 76,43 %) comparados con el tomado bibliográficamente (75 %), se puede apreciar que los resultados son bastante cercanos. Se observa un comportamiento lógico, según el cual, a mayor densidad de corriente aplicada, menor será el rendimiento de la producción de H<sub>2</sub>.

### 3. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA INDUSTRIAL PARA PRODUCCION Y VALORIZACIÓN DE HIDRÓGENO POR FOTOELECTRÓLISIS

#### 3.1. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE UTILIZACIÓN DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO

En este proyecto se plantea estudiar la viabilidad de una planta solar fotovoltaica para la producción de hidrógeno y energía eléctrica a partir de fotoelectrólisis del agua. El hidrógeno producido puede venderse como en el proyecto alemán de Mainz descrito previamente o puede destinarse para otros usos.

Con el fin de evaluar técnicamente la posible valorización energética del hidrógeno producido en la instalación solar fotovoltaica, se plantea en esta sección el estudio de la viabilidad técnica de la utilización del hidrógeno producido para alimentar sistemas de producción de energía mecánica o eléctrica. De esta manera se evalúa la capacidad de la planta para producir energía eléctrica, para autoconsumo o para ser inyectada a red fuera de las horas de sol. Además, esto permitiría a la planta tener una “gestionabilidad” parcial y, en caso de que el operador del sistema en un determinado periodo de tiempo no autorizase la inyección a red de toda la energía eléctrica producida por la planta fotovoltaica, la planta podría utilizar parte de esa energía para producir hidrógeno que podría ser almacenado y reutilizado para producir electricidad en otro periodo como fuera de las horas de sol.

En este último caso, la producción de energía eléctrica vendría vinculada a otro subgrupo dentro del RD 661/2007 por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial y, por tanto, a otra prima vinculada a producción de energía eléctrica. En concreto, si se usan pilas de combustible, se percibirá una retribución igual a las del subgrupo a.1.1. Para el caso de potencias menores a 0,5 MW la prima es de las mayores que establece dicho



Real Decreto. Conviene, por tanto, evaluar técnicamente la viabilidad de la valorización energética del hidrógeno almacenado.

Para evaluar la potencia y tecnología adecuada para la planta, se estimará la superficie de módulos fotovoltaicos necesaria para alimentar los electrolizadores que permitirían producir el hidrógeno necesario para la operación estacionaria del sistema evaluado ya sea basado en motor térmico o pila de combustible. Ya se ha comentado que la planta de valorización energética operaría a partir del hidrógeno almacenado fuera de las horas de sol. En cualquier caso, aunque el régimen de operación en condiciones estacionarias no sea el comúnmente utilizado, este parámetro (superficie necesaria para que los electrolizadores pudieran producir el H<sub>2</sub> demandado por el sistema motor/pila) permite evaluar si el dimensionamiento de la potencia de planta y del sistema de valorización del H<sub>2</sub> almacenado es el correcto.

### 3.1.1. UTILIZACIÓN DE MOTORES DE COMBUSTION INTERNA QUE UTILIZAN HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE

Para lograr el cometido de abastecer energéticamente mediante el uso del hidrógeno generado, se plantean diversas alternativas. A continuación, se plantea, en base a la bibliografía existente, el uso de un motor Wankel que usa gasolina e hidrógeno (motor Wankel) [6] trabajando a una potencia de 3,8 kW y un motor de combustión interna alternativo (MCIA)VW [7] de 59kW adaptado (32kW al usar hidrógeno). También se estudiará la opción de un grupo electrógeno de 10kW [9] y, por último, en el apartado 3.1.2 se hará un estudio sobre una alternativa menos introducida en la actualidad, una pila de combustible de 5 kW [8].

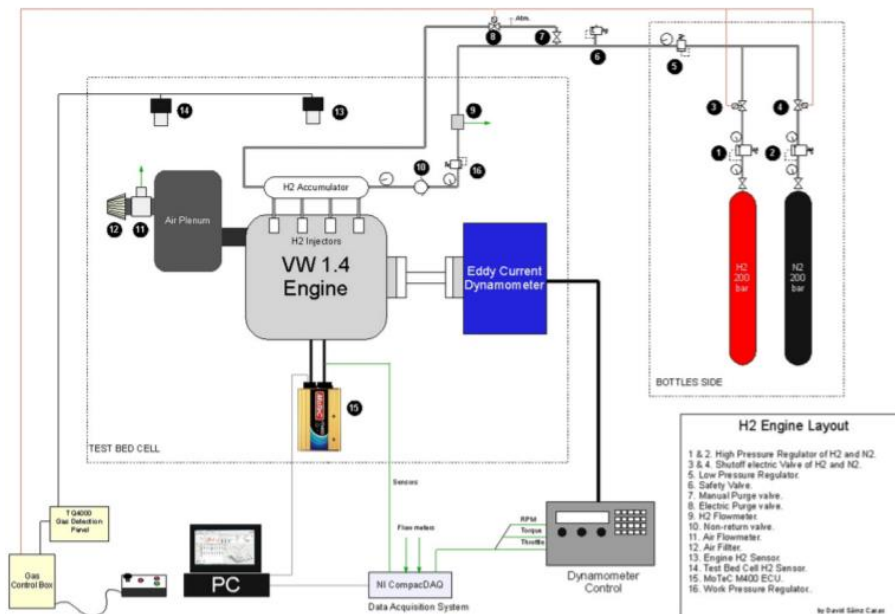
Tras estudiar y analizar las características y resultados que ofrece cada alternativa, el objetivo será buscar una opción acorde a las condiciones más afines a los intereses buscados, resaltando el ámbito de uso para cada una. Veamos primero el VW.

### 3.1.1.1. Motor de Combustión Interna Alternativo

El motor a usar consiste en un Volkswagen de 59 kW diésel, con una cilindrada de 1,4 L. El objetivo de análisis de esta tecnología es conocer el funcionamiento tras adaptar dicho motor a trabajar con hidrógeno como combustible, mediante la implantación de inyectores de hidrógeno, así como otros elementos para hacer posible dicha adaptación. [11].



Imagen 11. Motor Volkswagen.



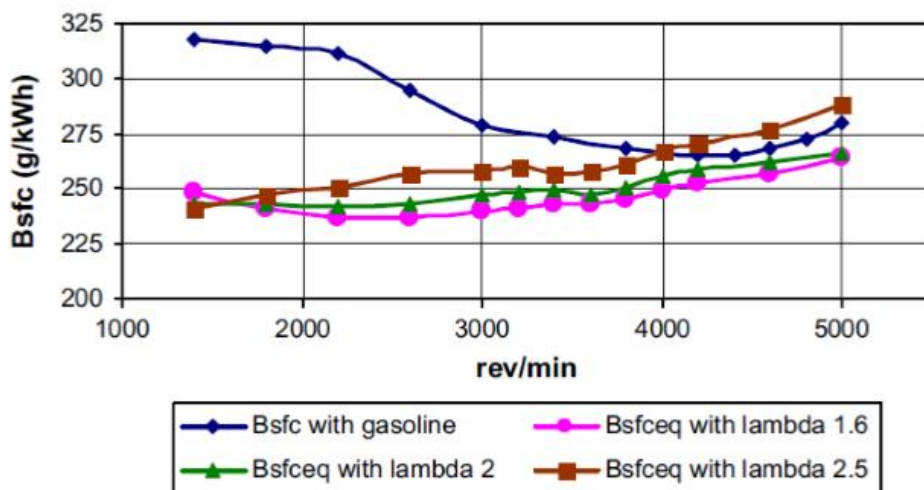
Esquema 3. Esquema de la modificación experimental.

Para el análisis de prestaciones del MCIA del estudio [7] se utilizará el término  $\lambda$ . Este parámetro determina la inversa del dosado relativo, que éste a su vez, no es más que la relación entre el dosado absoluto y el estequiométrico.

El dosado absoluto determina la relación existente entre la masa de combustible que entra al motor frente a la cantidad de masa que entra en su totalidad (ese combustible y el resto de gases entrantes, como el aire).

Por otro lado, el dosado estequiométrico resulta como la relación entre la masa de combustible y la de aire para que la combustión en el motor pueda llevarse a cabo.

Después de todo ello, concluimos con que  $\lambda$  es la cantidad de aire frente a la requerida estequiométricamente. En la siguiente gráfica obtenida de la bibliografía [7] se muestra el consumo específico del motor en g/kWh frente al régimen de giro (rev/min). Con diversos valores de exceso de aire, para este TFG se ha elegido aquel régimen de funcionamiento en el que se obtiene un mayor rendimiento:



Gráfica 3. Consumos del motor VW según el aire en exceso tomado ( $\lambda$ ) frente al régimen de giro del motor.

Como se puede ver, a  $\lambda=1,6$ , se obtiene el menor consumo específico, siendo un valor medio de 250g/kWh de hidrógeno. Para esta situación, el motor requiere de 32 kW de potencia (frente a los 59kW requeridos con gasolina sin mezclar).

Tomando unos valores del proyecto Sotavento (Galicia) de la mano de Gas Natural Fenosa, consiguieron un rendimiento del 75%, obteniendo  $60Nm^3/h$  a partir de una potencia instalada eólica acoplada a los electrolizadores. Así estimamos que la producción de hidrógeno está situada en torno a 0,00625gr/s por kW.

Teniendo todo esto en cuenta, podemos determinar la superficie de módulos fotovoltaicos necesarios para cumplir el fin en ambos casos:

Partiendo de que el motor aporta unos 32 kW, con un consumo específico de 250 g/kWh (cantidad de combustible por unidad de energía), y el hidrógeno se encuentra a presión atmosférica y 25°C, podremos llegar a las siguientes conclusiones.

Para empezar, se determinará su flujo másico, que no es más que la cantidad de combustible que entra en el motor por unidad de tiempo.

$$32 \text{ kW} * 250 \frac{\text{g}}{\text{kWh}} = 8000 \frac{\text{g}}{\text{h}} = 2.2 \hat{\text{g}}/\text{s}$$

Obteniendo un valor de 8000g/h, se optó por un valor en g/s dividiendo entre 3600 (segundos en una hora). Ahora se procede a calcular que cantidad de potencia instalada necesita esta alternativa. Para ello, basta con hacer uso de la producción de hidrógeno mencionada anteriormente por kilovatio instalado conociendo la demanda del sistema.

$$\frac{2.2 \hat{\frac{\text{g}}{\text{s}}}}{0,00625 \frac{\text{g}}{\text{s}} * \text{kW}} = 355.5 \hat{\text{kW}}$$

Conociendo la potencia que debemos instalar mediante módulos fotovoltaicos, se procederá a calcular la superficie requerida, así como los módulos implicados. Para dicha tarea, se han tomado módulos de  $2 \text{ m}^2$  de superficie y una potencia de 400 W. Por lo tanto, se obtendrán los siguientes resultados:

$$355,5 \text{ kW} * \frac{1000 \frac{\text{W}}{\text{kW}}}{400 \frac{\text{W}}{\text{módulo}}} * 2 \text{ m}^2/\text{módulo} = 1777,7 \text{ m}^2$$

$$\frac{1777,7 \text{ m}^2}{2 \text{ m}^2/\text{módulo}} = 888,8 \text{ módulos}$$

Finalmente, resulta interesante tener en cuenta el rendimiento que ofrece este sistema. Si se obtiene el rendimiento térmico, hace que tome bastante protagonismo el hidrógeno como combustible más eficiente y limpio en esta opción. Con un valor de 50 % de rendimiento con hidrógeno obtenido del estudio tomado como referencia, se trata de un gran factor a considerar a la hora de operar con este sistema.

Por lo tanto, ya se han obtenido varios datos interesantes que serán más adelante analizados y comparados con los de las siguientes alternativas.

### 3.1.1.2. Grupo Electrónico a partir de Motor de Combustión Interna Alternativo

Por otro lado, se nos presenta la opción de utilizar un grupo electrónico. Esto consiste en el uso de un motor de combustión interna, al que se le acopla un generador eléctrico, transformando la energía química del hidrógeno (y la gasolina adicional para completar su funcionamiento) a mecánica y posteriormente a eléctrica.

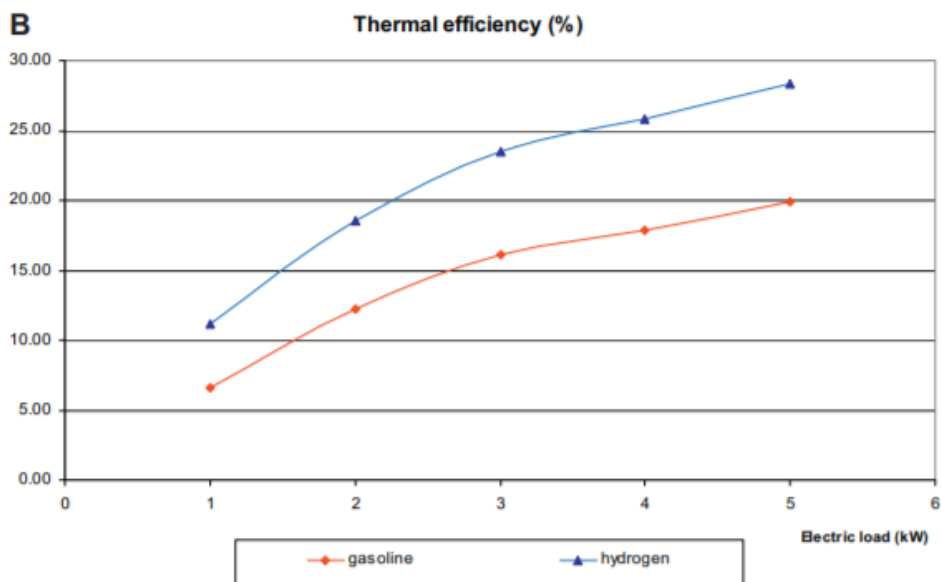
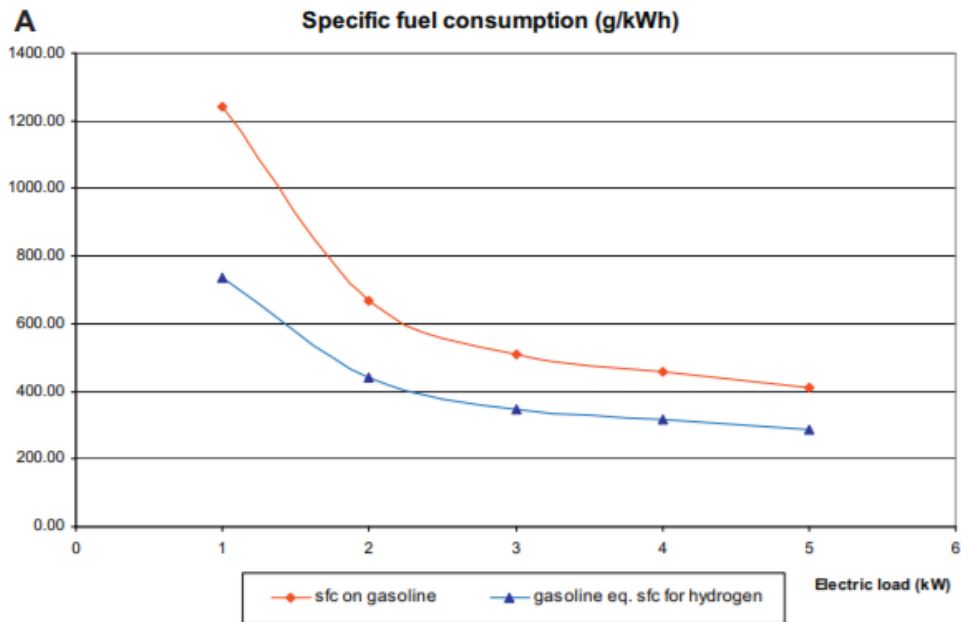
Sigue siendo una alternativa de almacenamiento de la energía ya que podemos guardar ese hidrógeno generado en periodos de tiempo en los que la demanda no exija de su uso y conectar el grupo en circunstancias de necesidad.

Partiremos del estudio de [9]. En él, el motor implicado consiste en ~~se trata de~~ un Honda GX620, un motor de cuatro tiempos con 2 cilindros en V y refrigerado por aire, al que se le aplicaron unas ciertas modificaciones para lograr el uso de la mezcla hidrógeno-gasolina. Para ello, se han determinado unas condiciones de trabajo de 1200 rpm para asegurar un suministro de energía constante de 10 kW a la salida. Por lo tanto, se puede apreciar de que aquí las condiciones de trabajo del motor son distintas a las del caso anterior, obteniendo como resultado otras conclusiones y resultados diferentes.



Imagen12. Grupo electrónico (Honda GX620) después de la modificación.

Si analizamos los consumos y rendimientos térmicos del motor antes y después de la modificación (de usar únicamente gasolina a gasolina más hidrógeno mezclados), podemos ver lo siguiente:



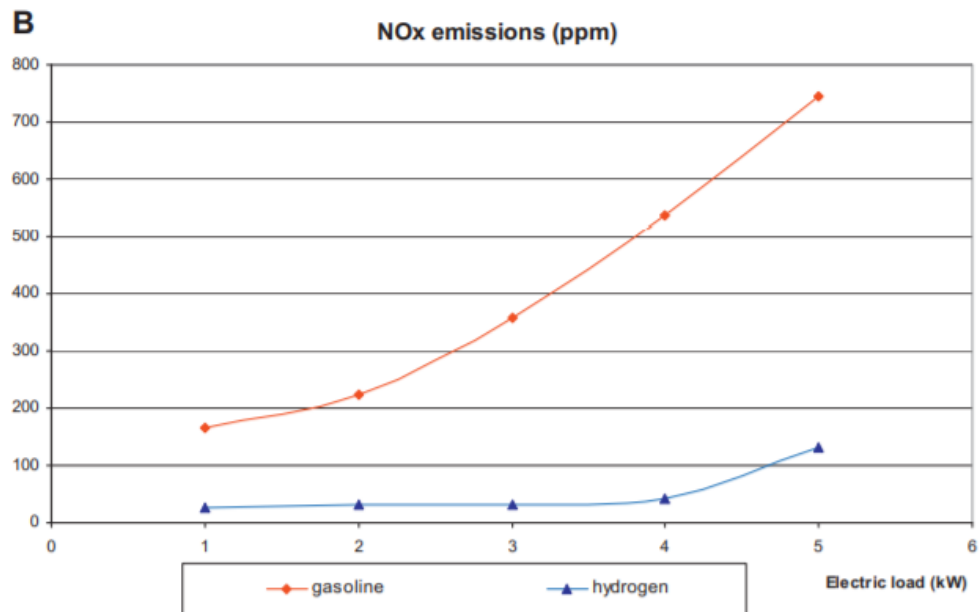
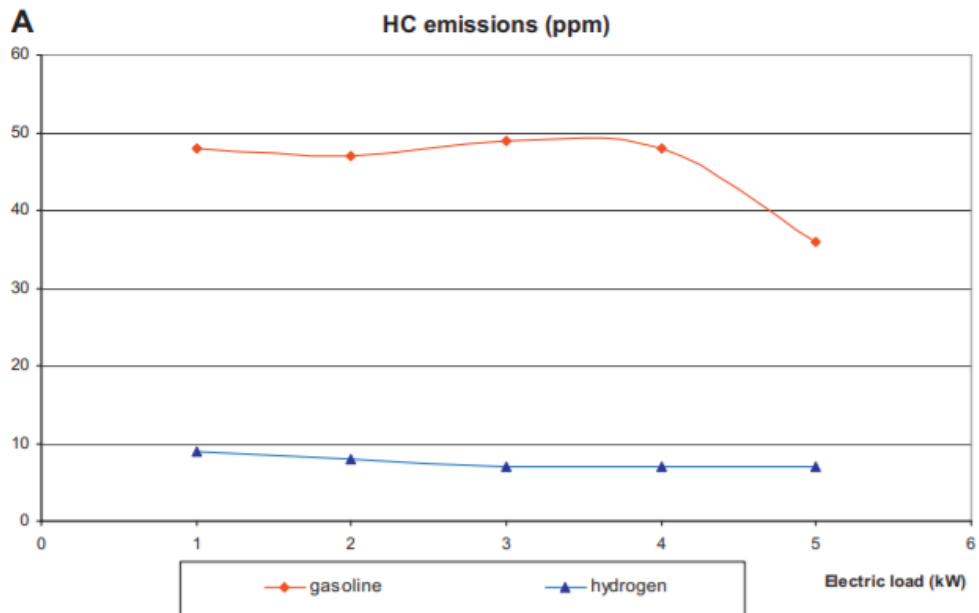
Gráficas 4 y 5. Consumo de gasolina e hidrógeno frente a la carga eléctrica (4) y eficiencia térmica del hidrógeno y la gasolina frente a la carga eléctrica (5).

Como se puede apreciar, tanto en la curva del consumo como la del rendimiento, después de la actualización del grupo, al usar la mezcla obtenemos unos resultados mejores para distintos valores de carga eléctrica.

Como ocurría en el caso anterior, se produce una mejora en el rendimiento tras la modificación, aunque si se busca la mayor eficiencia del sistema para trabajar a una carga mayor, se aprecia que el consumo entre la modificación y su situación previa, ha sufrido una leve alteración respecto a su consumo requerido de combustible.

Por lo tanto, gracias a esto, conseguimos tanto una mejora a nivel técnico como a nivel ambiental, al sustituir parte de las emisiones contaminantes producidas en agua. Todo ello gracias a la presencia del hidrógeno, evitamos la producción de emisiones de hidrocarburos (hasta 5 veces menos) y gases NOx (hasta 7 veces menos), los cuales son perjudiciales al agravar los perjuicios del aumento del efecto invernadero y generación de lluvia ácida. Pero hay que tener cuidado con el aumento de la carga eléctrica, que ofrece a mayor valor un mejor rendimiento a costa de un aumento considerable de las emisiones de NOx, como se puede apreciar en las siguientes gráficas.





Gráficas 6 y 7. Emisiones de gases causantes del efecto invernadero (6) y de gases NOx (7).

Después de esta adaptación realizada en el grupo, se ha reducido considerablemente el consumo específico de combustible respecto a la situación anterior, alcanzando valores de hasta un 34% de reducción de combustible. Todo ello bajo unas condiciones de trabajo distintas a las establecidas por el fabricante (ya que la modificación altera sus

condiciones óptimas de trabajo como consecuencia), trabajando a 3000 rpm y con  $\lambda=1,5$ , aportando unos 5,5 kW.

A partir de estos datos de uso y de unos valores tomados del estudio de referencia, podemos obtener la siguiente superficie de colectores.

Basado en el consumo específico de 300g/kWh para 5 kW de la gráfica 54, y tomando nuevamente el dato de producción de hidrógeno de 0.00625 g/s\*kW, se puede llegar a lo siguiente.

$$\frac{300 \frac{g}{kWh}}{3600 \frac{s}{h}} = 0,08\hat{3} \frac{g}{kWs}$$

$$0,08\hat{3} \frac{g}{kWs} * 5kW = 0,41\hat{6} g/s$$

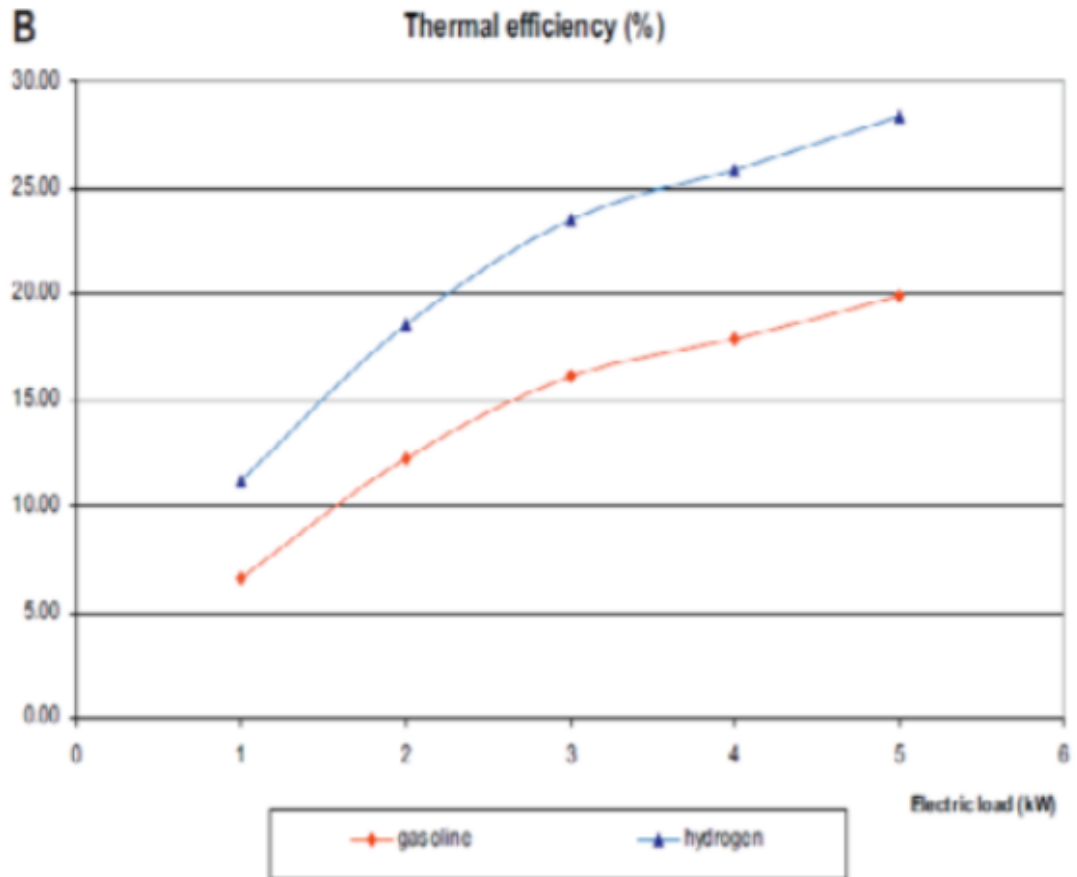
Así que este grupo electrógeno necesitará de un flujo másico de 0.416 g/s para funcionar. Por lo tanto, la potencia instalada que se exige se calcula como:

$$\frac{0,41\hat{6} \frac{g}{s}}{0,00625 \frac{g}{s*kW}} = 66,6\hat{6} kW$$

Y, por consiguiente, la superficie y módulos al ser similares a los empleados con anterioridad, quedan como:

$$66,6\hat{6} kW * \frac{1000 \frac{W}{kW}}{400 \frac{W}{módulo}} * 2 m^2/módulo = 333,3\hat{3} m^2$$

$$\frac{333,3\hat{3} m^2}{2m^2/módulo} = 166,6\hat{6} módulos$$



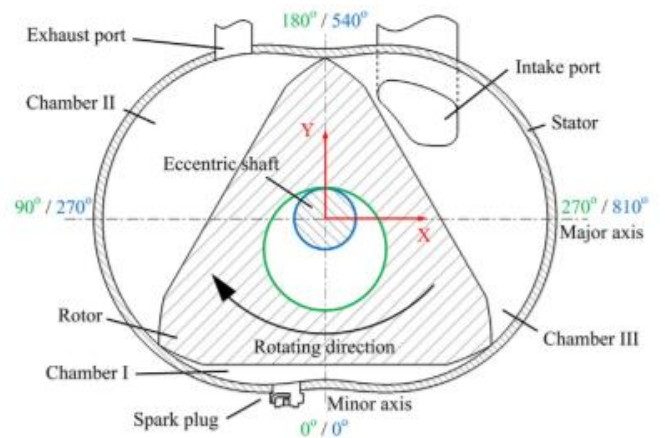
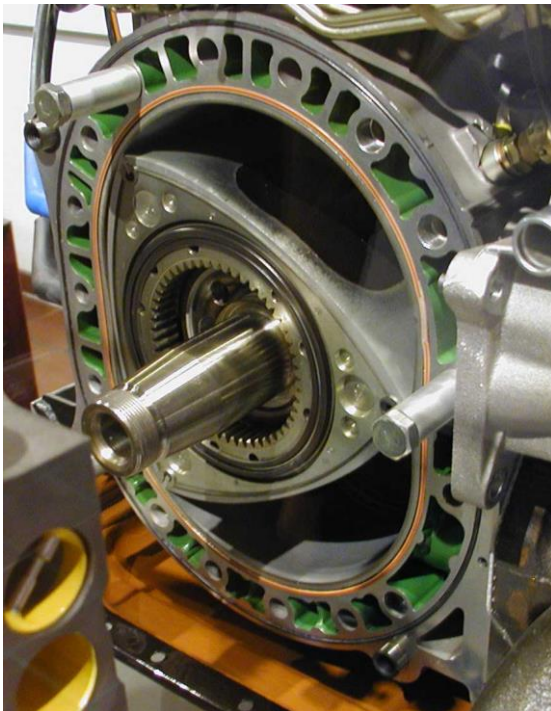
Gráfica 8. Rendimiento efectivo para hidrógeno y gasolina.

Como se puede apreciar, aquí obtenemos como en el anterior caso, una mejora en el consumo específico y en el rendimiento (ahora obtenemos un 28% frente al 20% del uso exclusivo de la gasolina). Además, también vemos que los colectores requeridos no son tan numerosos como veíamos en el primer caso, llegando incluso al millar de ellos. Por lo tanto, puede ser más versátil económicamente hablando ya que esta demanda es mucho menor y resulta más fácil acceder a la ejecución de esta tecnología mediante una reducida superficie solar fotovoltaica.

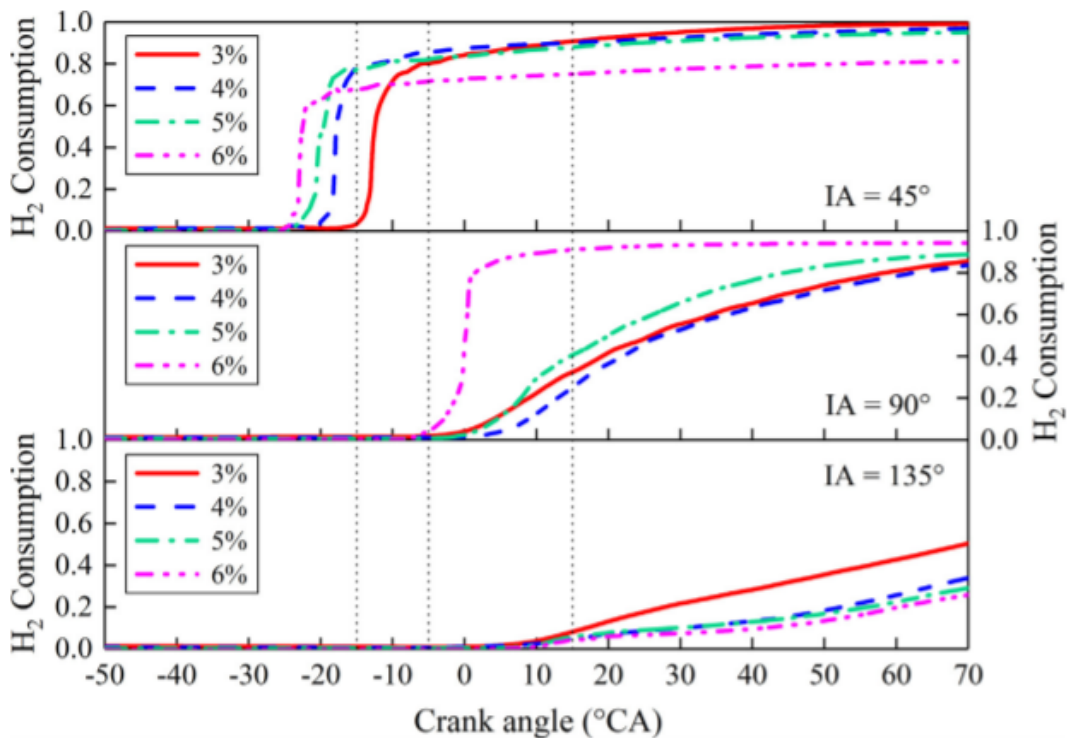
### 3.1.1.3. Motor Wankel

En el estudio publicado en [6], el motor Wankel, fue sometido también a diversos ensayos evaluando sus capacidades tras ser sometido a la inyección de hidrógeno. En este caso, el motor de encendido por bujía, refrigerado por aire y de un solo rotor.

Sometido a un régimen de giro de 4500 rpm, se va evaluando el consumo que presenta de hidrógeno según el ángulo de cigüeñal que presenta según avanzan los ciclos para diversos valores de volumen de hidrógeno enriquecido ( $\alpha$ ). Este parámetro queda definido como la relación de hidrógeno entrante al motor frente a la cantidad de aire más hidrogeno que entra, todo en ello en porcentaje. Por lo tanto, es una forma de cuantificar el volumen de hidrógeno respecto a la mezcla originada con el aire, evaluando estequiométricamente el exceso de aire utilizado.



Imágenes 13 y 14. Motor Wankel y esquema de sus componentes.



Gráfica 9. Variaciones de la fracción de hidrógeno consumida en función del ángulo de cigüeñal.

A partir de los resultados obtenidos, nos decantamos por seleccionar el de volumen de hidrógeno enriquecido al 6%. Esta decisión se debe a que su consumo es menor frente a los demás, ya que existen ciertas zonas en el cigüeñal donde su consumo es el menor de todos los casos, por lo que es el que ofrece un rango de consumo menor incluso con la existencia de regiones de ángulo de cigüeñal donde requiere de consumo, donde otros no lo exigen.

No debemos de olvidar de otro factor más realista, y es la facilidad o viabilidad de obtener una mayor o menor concentración de hidrógeno en la mezcla inyectada al motor, lo que puede llegar a ser de gran consideración en el análisis económico de esta elección.

Tras el análisis de más ensayos realizados en [6] y analizando, podemos evaluar el consumo del motor y obtener unos resultados para la superficie de módulos fotovoltaicos requerida para este motor:

Para alcanzar dicho fin, se usará una ecuación utilizada en el estudio para la obtención de  $\alpha$ :

$$\alpha_{H_2} = \frac{V_{H_2}}{V_{H_2} + V_{air}} \times 100\%$$

A raíz de esto y de varios datos tomados del estudio, tales como la masa de aire entrante al motor con un valor de 17.75 kg/h y el valor de  $\alpha$  de 6 %, es posible determinar los parámetros a estudiar, en condiciones de presión atmosférica y 27°C de temperatura.

Despejando la ecuación anterior, sabiendo que:

$$\rho = m/V$$

Siendo  $\rho$  la densidad de la sustancia en cuestión en  $kg/m^3$ ,  $m$  la masa en kg y  $V$  el volumen del gas en  $m^3$ , se puede determinar el flujo másico de hidrógeno.

$$V_{H_2} = \frac{\alpha * V_{aire}}{1 - \alpha} = \frac{0.06 * \frac{17,75 \text{ kg/h}}{1,162 \text{ kg/m}^3}}{1 - 0.06} = 0,975 \frac{m^3}{h} = 0,000271 \text{ m}^3/s$$

$$m_{H_2} = 0,000271 \frac{m^3}{s} * 0,08022 \frac{kg}{m^3} = 2,173 * 10^{-5} \text{ Kg/s}$$

La potencia fotovoltaica instalada será por tanto con el valor de 0,00625 g/s\*kW de producción de hidrógeno, con sus módulos correspondientes:

$$\frac{2,173 * 10^{-5} \frac{Kg}{s} * 1000 \frac{g}{kg}}{0,00625 \frac{g}{s * kW}} = 3,478 kW$$

$$3,478 kW * \frac{1000 \frac{W}{kW}}{400 \frac{W}{módulo}} * 2 \frac{m^2}{módulo} = 17,388 m^2$$

$$\frac{17,388 m^2}{2m^2/módulo} = 8,694 módulos$$

No hay que olvidar el consumo específico de esta alternativa. Como no se facilita tal dato, habrá que hallarlo. Sabiendo que el motor ofrece 3,8 kW de potencia, se verá cuanto consume esta alternativa conociendo el volumen de hidrógeno implicado.

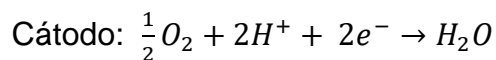
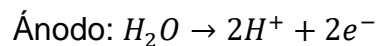
$$\frac{0,08022 kg/m^3}{3.8 kW} * 0.975 \frac{m^3}{h} = 0,02059 kg/kWh$$

Debido a la gran diferencia de potencias entre ambos motores, se puede plantear qué situación o estrategia se prefiere, si depender en mayor medida de la generación de hidrógeno o, por el contrario, verlo como una mera fuente de apoyo secundaria y depender más del uso de la gasolina.

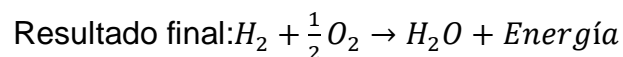
### 3.1.2. UTILIZACIÓN DE SISTEMAS BASADOS EN PILAS DE COMBUSTIBLE

Existe también la posibilidad de utilizar pilas de combustible de hidrógeno. Para ello, los fundamentos de generación del hidrógeno son similares, pero en este caso cambia la forma de aprovecharlo. Se necesita para esta opción un electrolizador, un tanque que almacenará el hidrógeno producido y por último la pila de combustible en cuestión.

Nos basaremos en el uso de varias ecuaciones para demostrar la manera de obtención de energía mediante el uso de este método, observando qué ocurre en cada célula (ya que la combustión del hidrógeno es una reacción exotérmica). Así en el ánodo y en el cátodo tienen lugar las siguientes reacciones:



Como resultado final se obtiene:



Por lo tanto, para generar la reacción, necesitaremos el uso exclusivo de oxígeno para provocar la combustión y liberar energía para poder ser aprovechada, sin el uso de ningún combustible adicional. Por ende, aquí no usamos de un combustible complementario, el hidrógeno será el único involucrado en el almacenamiento y suministro de energía.

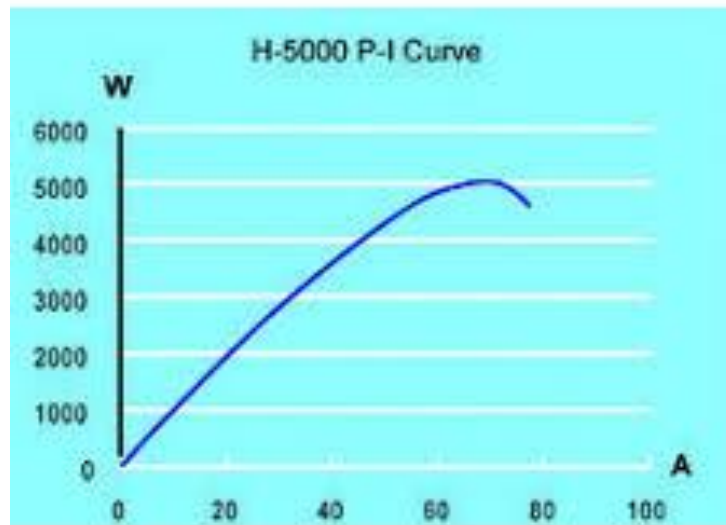




**H-5000 PEM FUEL CELL 5KW**

Imagen 15. Pila de combustible Horizon 5000 W PEM Fuel Cell.

Estas reacciones ocurren en el seno de cada una de las células que componen la pila de combustible, que están conectadas en serie, resultando el voltaje final como la suma de los voltajes de cada una. Para la pila seleccionada, una Horizon 5000 W PEM Fuel Cell [8], disponemos de unas 120 células, con una potencia de 5000 W, funcionando a unas condiciones óptimas de 72 V y 70 A., como se puede apreciar en la curva de potencia del producto.



Gráfica 10. Curva de potencia de pila de hidrógeno frente a la intensidad suministrada.

Esta alternativa es bastante potente, ya que a la entrada de la pila obtenemos un caudal de hasta 65 L/min de hidrógeno, lo que requiere de una gran instalación fotovoltaica para abastecer dicha necesidad. Su rendimiento obtenido es bastante elevado, es por eso que nos hemos enfocado en esta posibilidad, ya que otras ofrecen unos rendimientos bastante similares, pero cuanto mayor sea la pila de combustible, en general ofrece mejores resultados económicos según los resultados analizados.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que su rendimiento (en torno a un 40%) va a la par con su precio, unos 22.000\$. Por lo tanto, esto será uno de los factores más determinantes en la elección de esta alternativa. Además, cabe resaltar que la pureza del hidrógeno suministrado debe ser bastante elevada ( $\geq 99.995\%$ ).

En esta ocasión, se nos da el caudal de hidrógeno de entrada a máxima potencia, siendo 65 L/min. Lo primero será pasarlo a unas unidades más convenientes para maniobrar.

$$\frac{65 \frac{L}{min} * 60 min/h}{1000 L/m^3} = 3,9 \frac{m^3}{h}$$

El consumo específico se obtiene de la siguiente ecuación, con una densidad del hidrógeno de 0,0622 kg/m<sup>3</sup> y una potencia de la pila de 5 kW.

$$\frac{3,9 \frac{m^3}{h} * 0,0622 \frac{kg}{m^3}}{5 kW} = 0,0539 \frac{kg}{kWh}$$

La potencia instalada dependerá del flujo másico y de la producción del hidrógeno (0,00625g/s\*kW).

$$0,0539 \frac{kg}{kWh} * 5 kW * \frac{\frac{1000g}{kg}}{\frac{3600s}{h}} = 0,0749 \frac{g}{s}$$

$$\frac{0,0749 \frac{g}{s}}{0,00625 \frac{g}{s * kW}} = 11,988 kW$$

Como en todos los casos, por último, se determinará la superficie de los módulos, así como su cantidad.

$$11,988 kW * \frac{1000 \frac{W}{kW}}{400 \frac{W}{módulo}} * 2 \frac{m^2}{módulo} = 59,938 m^2$$

$$\frac{59,938 \text{ m}^2}{2 \text{ m}^2/\text{módulo}} = 29,969 \text{ módulos}$$

Se puede ver que, a diferencia de las opciones anteriores, en este caso la potencia ofrecida por parte de la pila de combustible es bastante menor, pero si nos fijamos en el consumo específico, podemos apreciar un valor bastante bajo. Además, esta solución implica el uso de una instalación solar no muy extensa por lo que es ideal para espacios reducidos o en los que se exija o demande un alto rendimiento o un gran aprovechamiento del hidrógeno.

### 3.1.3 Solución técnica adoptada

La siguiente tabla muestra un resumen de las prestaciones de las opciones técnicas analizadas:

	Potencia Nominal (kW)	Potencia real operando con H2 en régimen óptimo (kW)	Régimen óptimo (rev/min)	Consumo específico en régimen óptimo (g/kWh)	Rendimiento en régimen óptimo (%)	Consumo de H2 en régimen de operación óptimo (gr/s)	Coste aproximado del sistema eléctrico generado (€/kW)	Superficie de módulos fotovoltaica requerida para operación en estacionario (m2)
MCIA VW	59	32	5000	250	50	2,2222	5014,15€/32 kW=156,69	1778
Grupo Electrónico Honda	10	5,5	1200	300	28	0,4167	3950€/5,5kW=718,18	333
Motor Wankel	3,8(4200 rpm)	3,8	4200	21	17,5	0,0198	1696,52€/3,8kW=446.45	16
Pila de Combustible	5	5	-	54	40	0,0749	18661,70€/5kW=3732.34	60

Tabla 2. Análisis económico y técnico de las alternativas de estudio.

La rentabilidad anual se define como el porcentaje de beneficio para un periodo de tiempo de un año. En nuestro caso consideraremos 20 años de vida estimada de la instalación.

$$Rentabilidad\ anual = \left( \frac{Valor\ final}{Valor\ inicial} - 1 \right) * \frac{1}{N^o\ años}$$

Siendo el valor final el capital al acabar el plazo estimado del proyecto y el valor inicial el capital del que se partió para realizar la instalación.

El periodo de retorno se define como el tiempo necesario para que, tras la realización del proyecto, la instalación ejecutada haya sido totalmente pagada con los beneficios del tiempo transcurrido. Para ello primero se calcula el retorno de la inversión para cada año, siendo válido cuando su valor sea de 0.

$$\text{Retorno de inversión} = \sum_{i=1}^n (CES - CEC)_i - CI$$

Siendo CES los costes energéticos sin la instalación solar fotovoltaica (ISF), CEC los costes energéticos con la ISF, CI los costes de la ISF y n el número de años para que la expresión resulte igual o mayor a cero.

Por consiguiente, se obtiene:

	Uso de hidrógeno en el sistema	Precio modificaciones/equipo (€)	Precio instalación fotovoltaica necesaria (€)	Precio total (€)	Rentabilidad (%)	Retorno (años)
MCIA VW	Total	514,15+4500=5014,15	462280	467294,15	7,4	7
Grupo Electrónico Honda	Parcial	450+3500=3950	86840	90790	7,35	7
Motor Wankel	Muy escaso	1696,52	4160	5856,52	25,78	3
Pila de Combustible	Total	18661,7	15600	34261,7	16,92	5

Tabla 3. Análisis económico de las alternativas de estudio.

Viendo caso por caso, se puede resaltar cada aplicación u objetivo deseado, para determinar cuál de todos se amolda mejor a dicho caso.

-El motor usado en el vehículo Volkswagen, busca obtener un mayor aprovechamiento de las condiciones óptimas de funcionamiento a un menor coste por cada kilovatio desarrollado. Es la opción que presenta la mayor rentabilidad en relación coste en euros frente a los kilovatios eléctricos aportados.

También hay que tener en cuenta un factor bastante importante. Si bien es cierto que requiere de una serie de modificaciones para llevar la propuesta a cabo (supone un aporte económico considerable las modificaciones exigidas), también es el que exige una mayor superficie de módulos fotovoltaicos para llevar a cabo dichas condiciones. Por lo tanto, resultará en un importante peso económico por parte de la instalación necesaria, hasta el punto que esta alternativa se puede estudiar en usos de tamaño mediano a grande exclusivamente, donde la inversión puede recuperarse en un periodo de tiempo no muy excesivo.

Pero es su alto precio en la instalación solar fotovoltaica (ISF) requerida que hace caer enormemente su rentabilidad frente a su gran rendimiento. Además de requerir un tiempo de inversión elevado. Pero resulta interesante, no obstante, decantarse por esta tecnología debido a que se sirve únicamente de hidrógeno, reduciendo completamente las emisiones perjudiciales expulsadas. Por esta razón, no depende de una fuente externa de suministro de combustibles fósiles, además de su instalación de almacenaje consecuente.

-El segundo caso, como vimos anteriormente, se trata del grupo electrógeno. Esto conduce, entre otros cambios, a un incremento de la relación costes del sistema frente a los kilovatios generados, siendo hasta casi cinco veces superior, respecto a la anterior opción. Pero bien es cierto que se aumenta su rendimiento, además de que su consumo de combustible es

mucho menor después de realizar la modificación, haciéndose menos dependiente de los combustibles fósiles y reduciendo las emisiones contaminantes parcialmente. Es importante remarcar que sigue habiendo un sistema de apoyo obligatorio de gasolina para operar y por tanto siguen existiendo emisiones contaminantes para el medio ambiente. El uso de esta solución podría aplicarse para demandas menos severas, donde no se requieran unos caudales tan elevados de hidrógeno. Esto, a su vez, requiere de una superficie de módulos más reducida, por lo que no requiere de una gran inversión inicial por parte de la instalación fotovoltaica.

Pero bien es cierto que presenta algunos problemas similares respecto a la ISF. Las modificaciones efectuadas tienen su coste adicional, pero lo más importante reside en su ISF, en particular, sus costes tan altos en relación al coste de adquisición del grupo electrógeno y sus cambios realizados. Tampoco destacan su rentabilidad y periodo de retorno de la inversión, que son prácticamente parecidos al caso anterior. Se podría decir que se trata de un caso "en miniatura" del motor VW, algo más accesible, pero presenta la misma lentitud de amortización.

-La alternativa del motor Wankel necesita el flujo másico de hidrógeno más pequeño, así como la potencia y superficie de la instalación solar fotovoltaica necesarios. Apenas se puede considerar irrelevante el aporte energético del hidrógeno en esta opción, ya que prácticamente en la gran totalidad del combustible, la gasolina es la protagonista. Se podría decir que esta opción no está tan enfocada en una búsqueda del hidrógeno como un sustituto total o parcial del combustible original, sino que se busca una reducción de emisiones contaminantes, pero, aun así, sigue habiendo un impacto ambiental considerable. Por lo tanto, no prima el rendimiento obtenido en esta opción ni su coste, más bien es una labor ambiental, aun siendo mínima, lo que compensa esta alteración.



Esta opción es la que menor rendimiento ofrece y, además, la que menos superficie fotovoltaica necesita, ideal para inversiones más escasas y menos arriesgadas. Se puede observar claramente su enorme rentabilidad y escaso tiempo de amortización. Se trata entonces de una apuesta segura y barata (casi alcanzando los 6000 euros totales con el equipo y la ISF). También hay que considerar esta opción en zonas con una limitación de espacio importante, con solo 32 m<sup>2</sup> de ISF, incluso siendo más fácil la opción de no usar exclusivamente montaje libre (como por ejemplo en cubiertas).

-Por último, la pila de combustible ofrece un rendimiento muy elevado, concediendo la oportunidad de cubrir algunas necesidades con una cantidad de hidrógeno menor. Además, la superficie fotovoltaica requerida es baja también, teniendo en cuenta de que no cuenta con un combustible de apoyo, sino que trabaja exclusivamente con hidrógeno y, por tanto, no emite ningún tipo de gas contaminante (expulsando agua como residuo del proceso). No requiere ningún tipo de modificación, además de poder usar aire ambiente como fuente de oxígeno para funcionar, ahorrando bastante en cambios y sistemas de almacenamiento y suministro de oxígeno puro. Si bien esta opción ofrece tantas ventajas, presenta un punto muy negativo al respecto: su precio de adquisición. Tal es la magnitud de este, que limita su aplicación a casos algo más escasos donde el tiempo de vida de la instalación algo longevo permite conseguir la amortización del equipo empleado.

Pero este gran precio del equipo lo compensa con el bajo coste y superficie de la ISF. Con una gran rentabilidad y solo 5 años para amortizarla, se puede afirmar que para la relación entre costes de la instalación y el equipo (del mismo orden de magnitud), hace que esta alternativa destaque con bastante notoriedad en este caso, frente a otro tipo de aprovechamiento formulado.

-Pese a que no se haya mencionado ni estudiado en detalle, también existe la posibilidad de, con la instalación fotovoltaica, generar hidrógeno y venderlo. Ese hidrógeno, dependiendo del uso, almacenado en unas condiciones requeridas, puede usarse como una alternativa también. Aquí no existen, por ende, ni rendimientos ni consumos. Tan solo, la importancia reside en si es

rentable vender ese hidrógeno. Actualmente, el precio del hidrógeno en el mercado está situado sobre unos doce euros por kilogramo. Es por esta razón que, incluso con la precaución de haber planificado cualquiera de estas alternativas, se puede utilizar como un producto de venta en caso de que los excedentes superen con creces, la demanda de la alternativa seleccionada.

Después de haber analizado y estudiado los casos planteados, la decisión tomada para seguir avanzando con el proyecto es la pila de combustible de hidrógeno. Una de las razones más importantes que nos hizo decantarnos por esta opción fue porque las instalaciones solares, con un mantenimiento adecuado y regulado, permiten disponer de un gran periodo de utilización.

Como el caso de la pila no era tan restrictivo respecto al precio, este caso me nos parece el más idóneo para la instalación, para que, si se dispone del capital exigido, sea la opción que más recompense. Además, no se necesita de un combustible adicional como ocurría en algunos casos, por lo que se dispone de total autosuficiencia energética para la tarea deseada. Por último, cabe mencionar el progreso tecnológico. Como se habló en apartados anteriores, es evidente que se necesita de un cambio de dependencia energética. El hidrógeno, al ser un combustible puro, y poder extraerlo del agua mediante el uso de este recurso solar, brinda un avance ambiental y tecnológico excepcional.

Ignorando el caso Wankel, debido a que se trata de un experimento con una pequeña sustitución de gasolina por hidrógeno, la pila de combustible ofrece la mayor rentabilidad y el menor periodo de retorno de todas las opciones, siendo la segunda opción más barata en su totalidad. Por lo tanto, es más accesible para adoptar, salvo que se disponga de la desorbitada cantidad de capital que piden el motor y el grupo electrógeno.

El siguiente punto a tratar es estimar y observar diferentes datos sobre la producción de hidrógeno, tanto externos como el realizado en este proyecto.

Donde para la última columna de la tabla anterior se ha asumido un ratio de producción de hidrógeno de 0.00625 g/s por kW eléctrico instalado que alimenta los electrolizadores de la planta. Este ratio se basa en la experiencia de producción de la planta de Sotavento en Galicia y en diferentes estudios bibliográficos:

- Según DVGW y Gas Natural Fenosa, una instalación de 5MW eléctricos es capaz de producir 1000Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>. Sabiendo que la densidad del H<sub>2</sub> es 0,0899 kg/Nm<sup>3</sup> se obtiene una tasa de generación de 0.005 gr/s de hidrógeno por cada kW de potencia eléctrica instalada (kW pico).

- Según Fraunhofer Institute, el proceso de producción de hidrógeno a partir de electricidad tiene unas pérdidas energéticas del 25%. Es decir, de 100 MW (MJ/segundo) de energía eléctrica invertidos en el proceso se obtienen aproximadamente 75 MJ/s de energía en forma de masa de hidrógeno producida. Sabiendo que el poder calorífico inferior del hidrógeno es 120MJ/kg esto lleva a tasas de generación de 0.00625 gr/s de hidrógeno por cada kW pico instalado para producir la electrólisis.

- El proyecto Sotavento ubicado en Galicia por Gas Natural Fenosa tenía una potencia eólica instalada conectada a los electrolizadores y han conseguido rendimientos estables de 75% con caudales de 60Nm<sup>3</sup>/h. Estos datos van en consonancia con los rendimientos publicados por Fraunhofer Institute.

- El proyecto de Mainz utiliza 3 electrolizadores que operan a 1,3MW cada uno y que pueden llegar a 2MW cada uno obteniendo 1000Nm<sup>3</sup>/h lo que supone ratios de producción de hidrógeno de 0.0064 a 0.00416 g/s por cada kW de potencia de electrolizador.

Con este dato de 0,00625gr/s de hidrógeno generado por cada W de potencia conectado/suministrado al voltámetro/electrolizador, la superficie de módulos fotovoltaicos necesaria para alimentar al sistema elegido de manera estacionaria es 60 m<sup>2</sup>.

### 3.2 SELECCIÓN DEL ELECTROLIZADOR PARA LA PLANTA

Para alcanzar tal objetivo, como vimos en los casos de éxito de la actualidad, se necesita de un electrolizador para obtener hidrógeno para nuestra opción elegida.

Para el caso de 5 kW de la pila de combustible de hidrógeno, se ha seleccionado un electrolizador acorde a sus necesidades. Se trata de un "QL-2000 PEM HydrogenGenerator", de dimensiones 505x368x352 mm, con un consumo de hasta 1000 W a 220/110 V en la entrada y una producción de hidrógeno de hasta 2000 mililitros por minuto. Este equipo genera hidrógeno a unas condiciones de trabajo de 5-45°C de temperatura y a 0,2-4 bar de presión, obteniendo una pureza de hidrógeno producido de hasta el 99,999 %.



Imagen 16. Electrolizador QL-2000 PEM HydrogenGenerator [14].

Teniendo en cuenta las necesidades de la pila de combustible (0,0749 gr/s) al hacer la conversión de 2000 mL/min de producción del electrolizador, para ese rango de temperaturas se obtiene lo siguiente tras sustituir en la ecuación de los gases ideales.

Para ello, se hace trabajar a presión máxima para obtener un mayor rendimiento de operación (4 bar), ya que para esta condición se puede alcanzar el máximo flujo de hidrógeno a la salida planteado anteriormente. Estableciendo como temperatura de operación inicial la temperatura media ambiente (23°C) se obtendrá la presión necesaria para que la operación del sistema asemeje lo más posible a la demanda requerida:

Siendo:  $PV = nRT$

$$\rho = \frac{PMm}{RT} ; \dot{m} = \rho\dot{Q}$$

Siendo T la temperatura ambiente de 296 K, la masa molecular Mm del hidrógeno  $2 \cdot 10^{-3}$  kg/mol, R la constante universal de los gases ideales de 8,31 J/(mol\*K) y la presión P de 4 bar en pascales (400000 Pa). El caudal  $\dot{Q}$  es la producción de hidrógeno del electrolizador en L/s.

El flujo másico  $\dot{m}$  obtenido del electrolizador para las condiciones establecidas da un valor de 0,01084 g/s. Por lo tanto, si se compara ese valor con el demandado por la pila de combustible, se puede observar lo siguiente.

$$N^{\circ} \text{ electrol. requeridos} = \frac{\text{Demanda pila } (\frac{g}{s})}{\text{Producción electrolizador} (\frac{g}{s})} = \frac{0,0749 \text{ g/s}}{0,01084 \text{ g/s}} = 6,91$$

Obviamente adquirir tal número de electrolizadores es algo nada rentable (el precio de una unidad es de 11145 \$ = 9457,65 €) pero hay que tener en cuenta de que el electrolizador y la pila ofrecen una labor de soporte en el proyecto. Es decir, se utilizará la instalación solar para abastecer directamente las

necesidades energéticas que se encuentren. Los excedentes serán transformados a hidrógeno por esta unidad y aprovechados por la pila de combustible cuando la situación así lo requiera.

Como la pila de combustible no funcionará en todo momento, se ha considerado un electrolizador suficiente para el proyecto planteado. En caso de depender más de la pila, deberá plantearse la opción de instalar más electrolizadores (como el grupo de Energy Park Mainz, como se comentó con anterioridad)

La potencia que necesita este equipo es de 1000 W para funcionar a la condición de mayor rendimiento. El rango de voltaje oscila entre un  $\pm 15\%$  del valor utilizado (220 V en trifásica y 110 V en monofásica) para una frecuencia de trabajo de 50 o 60 Hz. En nuestro caso, al tratarse de España, 50 Hz será la frecuencia a usar.

### 3.3 DISEÑO DE LA PLANTA INDUSTRIAL DE PRODUCCIÓN Y VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE HIDRÓGENO.

En este apartado se presenta un prediseño general, de los elementos fundamentales que debería tener una planta de producción y valorización energética de hidrógeno.

En el apartado de planos se presenta el diagrama de la planta de producción de hidrógeno, así como su organización dentro del terreno elegido.

La instalación de almacenamiento de hidrógeno, muy similar a la de Sotavento, incluye los siguientes elementos:

- La instalación solar fotovoltaica (1)
- El grupo electrolizador seleccionado (3)
- Un depósito de agua (2)
- Dos depósitos de hidrógeno (7) y (12)
- Un compresor de hidrógeno (8)
- Un conjunto de botellas de almacenamiento de hidrógeno (10)
- La pila de combustible de hidrógeno seleccionada (15)
- Válvulas (5), (11) y (13)
- Contadores eléctricos (4) (9) y (16)
- Contadores de hidrógeno (6) y (14)
- Cuadro eléctrico (17)
- Red eléctrica (18)

Las referencias en el inventario hacen alusión al plano nº5 en el apartado de PLANOS. En dicho plano, las conexiones de color azul simbolizan los conductos por donde circula el hidrógeno y las amarillas los cables por las que circula la electricidad. Conociendo este inventario requerido, se ha estimado un precio de 12000 € de adquisición de los diversos equipos (exceptuando aquellos los cuales fueron valorados anteriormente, como la ISF o la pila de combustible, entre otros).

### 3.4 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA DAR SERVICIO A LA PLANTA DE FOTOELECTRÓLISIS

#### 3.4.1. Memoria Justificativa y descriptiva de la instalación fotovoltaica.

Los principales sistemas que integrarán nuestra planta son los siguientes:

- Generador: compuesto por módulos fotovoltaicos, elementos de soporte y fijación de los módulos, elementos de interconexión entre módulos y accesorios.
- Adaptador de energía: compuesto de inversor, cuadros de corriente continua, cableados y accesorios.
- Conexión a red interior del consumidor: compuesto por contador de producción solar, cuadros y elementos de protección, cajas de derivación y otros elementos de conexión.

La instalación solar fotovoltaica que abastecerá a la demanda de la pila de combustible se compondrá de la siguiente configuración:

Conociendo las horas de sol por día medias anuales de Cartagena, resultando en unas 11,797 h/día para los 365 días de trabajo de la instalación, para los 5 kW necesarios se requiere un consumo anual de:

$$11,797 \frac{\text{h}}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} * 5 \text{ kW} = 21530 \text{ kWh/año}$$

Para cumplir con dicho requisito, se ha seleccionado la siguiente disposición. Se colocarán un total de 30 módulos fotovoltaicos de 2 m<sup>2</sup> y 400 W cada uno (12 kWp) con un ángulo de inclinación de 36°, en monofásica al tratarse de 5 kW a 230 V, conectados a 3 inversores en 4 líneas de la siguiente manera:



- 7 módulos en una de las dos entradas del inversor (2,8 kWp) SB5.0-1AV-41 y otros 7 en la otra entrada (2,8 kWp).
- 10 módulos en una única entrada (4 kWp) de otro inversor igual (SB5.0-1AV-41).
- 6 módulos en el inversor SB 2.0-1VL-40 (2,4 kWp).

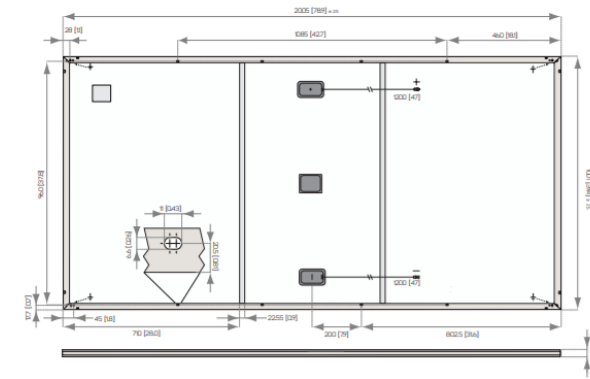
Esta configuración es la más cercana y óptima al caso a estudiar. Esto se debe a que estos inversores deben trabajar a unas condiciones no máximas, sino muy parecidas para llegar a los 12 kWp establecidos. Es por eso que los dos primeros inversores sufrirán una limitación de la potencia activa de CA de 5 kW y el tercer inversor, de 2 kW.

## MÓDULOS

Los colectores solares que componen la instalación son del fabricante REC Solar AS, modelo REC 400 TP2SM72 (TwinPeak 2S Mono 72) (1000V) (07/2020) Sus características son las siguientes [15]:

- 144 células de cristal policristalino (6x24)
- Potencia máxima: 400Wp
- Tensión en punto de potencia máxima: 41,1 V.
- Corriente en punto de potencia máxima: 9,73 A
- Cara frontal de vidrio templado de 3,2 mm con tratamiento anti-reflectante.
- Cara posterior protegida por una construcción de polímero de alta resistencia.
- Marco y barras de soporte de aluminio anodizado.
- Cables de 4mm<sup>2</sup> de sección y 1200mm de longitud.
- 3 diodos Bypass incorporados

Las dimensiones de cada módulo son de 2005x1001x30 mm y su peso de 22 kg.



Measurements in mm [in]

ELECTRICAL DATA @ STC		Product code*: RECxxxTP2SM 72						
Nominal Power - $P_{MPP}$ (Wp)		370	375	380	385	390	395	400
Watt Class Sorting - (W)		0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - $V_{MPP}$ (V)		39.8	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9	41.1
Nominal Power Current - $I_{MPP}$ (A)		9.30	9.36	9.43	9.51	9.58	9.66	9.73
Open Circuit Voltage - $V_{OC}$ (V)		47.0	47.4	48.0	48.6	49.2	49.8	50.4
Short Circuit Current - $I_{SC}$ (A)		10.02	10.04	10.05	10.07	10.08	10.09	10.10
Panel Efficiency (%)		18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7	20.0

Values at standard test conditions (STC: air mass AM 1.5, irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, temperature 25°C), based on a production spread with a tolerance of  $V_{OC}$  &  $I_{SC}$  ±3% within one watt class. At low irradiance of 200 W/m<sup>2</sup> at least 95% of the STC module efficiency will be achieved. \*Where xxx indicates the nominal power class ( $P_{MPP}$ ) at STC indicated above, and can be followed by the suffix XV for 1500 V rated modules.

ELECTRICAL DATA @ NMOT		Product code*: RECxxxTP2SM 72						
Nominal Power - $P_{MPP}$ (Wp)		276	280	283	287	290	295	298
Nominal Power Voltage - $V_{MPP}$ (V)		37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Nominal Power Current - $I_{MPP}$ (A)		7.44	7.49	7.54	7.60	7.66	7.73	7.78
Open Circuit Voltage - $V_{OC}$ (V)		43.7	44.1	44.7	45.3	45.8	46.4	46.9
Short Circuit Current - $I_{SC}$ (A)		8.02	8.03	8.04	8.06	8.06	8.07	8.08

Nominal module operating temperature (NMOT: air mass AM 1.5, irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, temperature 20°C, windspeed 1 m/s). \*Where xxx indicates the nominal power class ( $P_{MPP}$ ) at STC indicated above, and can be followed by the suffix XV for 1500 V rated modules.

**20.0% EFFICIENCY**  
**20 YEAR PRODUCT WARRANTY**  
**25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY**

**GENERAL DATA**  
 Cell type: 144 half-cut monocrystalline PERC cells  
 6 strings of 24 cells in series  
 Glass: 3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment  
 Backsheet: Highly resistant polymeric construction  
 Frame: Anodized aluminum  
 Support bars: Anodized aluminum  
 Junction box: 3-part, 3 bypass diodes, IP67 rated in accordance with IEC 62790  
 Cable: 4 mm<sup>2</sup> solar cable, 1.2 m + 1.2 m in accordance with EN 50618  
 Connectors: Tonglin TL-Cable01S-F (4 mm<sup>2</sup>) in accordance with IEC 62852, IP68 only when connected  
 Origin: Made in Singapore

MAXIMUM RATINGS	
Operational temperature:	-40 ... +85°C
Maximum system voltage:	1000 V / 1500 V
Design load (+): snow	367 kg/m <sup>2</sup> (3600 Pa)
Maximum test load (+):	550 kg/m <sup>2</sup> (5400 Pa)
Design load (-): wind	163 kg/m <sup>2</sup> (1600 Pa)
Maximum test load (-):	244 kg/m <sup>2</sup> (2400 Pa)
Max series fuse rating:	25 A
Max reverse current:	25 A

+ Calculated using a safety factor of 1.5  
 \*See installation manual for mounting instructions

TEMPERATURE RATINGS*	
Nominal Module Operating Temperature:	44.6°C (±2°C)
Temperature coefficient of $P_{MPP}$ :	-0.37 %/°C
Temperature coefficient of $V_{OC}$ :	-0.28 %/°C
Temperature coefficient of $I_{SC}$ :	0.04 %/°C

\*The temperature coefficients stated are linear values

Imagen 17. Características técnicas del módulo fotovoltaico empleado [15].

## INVERSORES

Las características de funcionamiento que definen un ondulador de CC-CA son:

- Potencia Nominal.
- Tensión de Operación.
- Tensión nominal de entrada.
- Tensión Nominal de Salida.
- Eficiencia máxima.

En el presente proyecto los inversores elegidos son del fabricante SUNNY BOY de los modelos SUNNY BOY 5.0 (SB5.0-1AV-41) Y SUNNY BOY 2.0 (SB 2.0-1VL-40).



Imagen 18. Inversor SUNNY BOY 5.0 [16].

Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
<b>Entrada (CC)</b>					
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V				
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V	De 210 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V				
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V				
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A				
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A				
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A:2; B:2				
<b>Salida (CA)</b>					
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W <sup>1)</sup>	6000 W
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA <sup>1)</sup>	6000 VA
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V				
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz				
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V				
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A <sup>2)</sup>	22 A <sup>2)</sup>	26,1 A
Factor de potencia a potencia asignada	1				
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo				
Fases de inyección/conexión	1/1				
<b>Rendimiento</b>					
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0 %/96,4 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,6 %

Imagen 19. Características del inversor SUNNY BOY 5.0 [16].



Imagen 20. Inversor SUNNY BOY 2.0 [17].

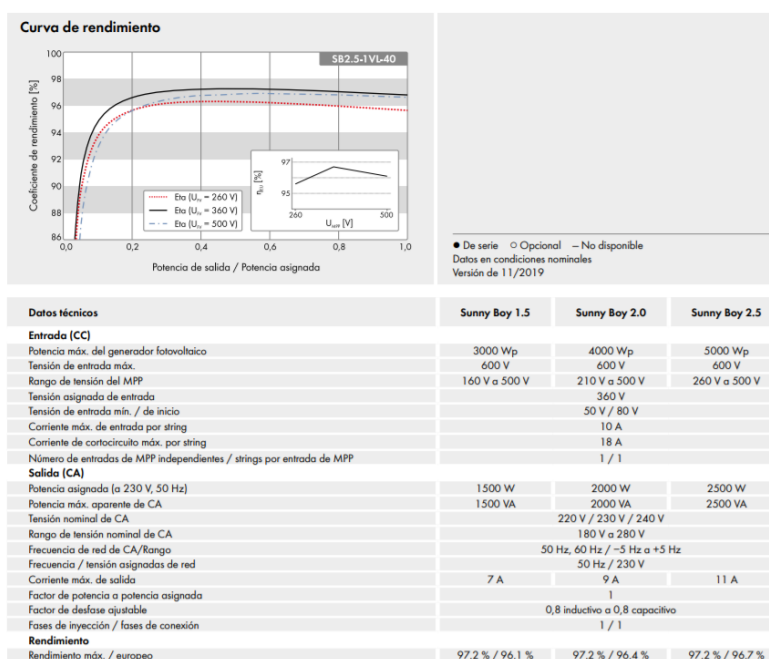


Imagen 21. Características técnicas del inversor SUNNY BOY 2.0 [17].

Los inversores fotovoltaicos son sin transformador con dos seguidores del punto de máxima potencia que transforma la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna trifásica apta para la red.

El SB5.0-1AV-41 gracias a la disponibilidad de medios tecnológicos actuales, hace que el inversor presente una gran facilidad para gestionar la energía y las soluciones de almacenamiento [16].

El SB 2.0-1VL-40[17], gracias a la interfaz de usuario integrada, el equipo puede llevar a cabo una monitorización local mediante su red inalámbrica o bien, en línea con el Sunny Portal. La monitorización automática de inversores que ofrece analiza el funcionamiento, avisa de irregularidades y proporciona unos tiempos de inactividad mínimos.

Estos inversores se encargarán de la transformación de la energía que se obtiene de los módulos como corriente continua para obtener corriente alterna.

### MONITOREO Y CONTROL

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización de la instalación. La monitorización se realiza por medio de los siguientes equipos:

- SMA Data Manager: Combinado con el equipo que se indicará posteriormente, Sunny Portal, se encarga de mejorar la comunicación, la monitorización y el control del sistema planteado.

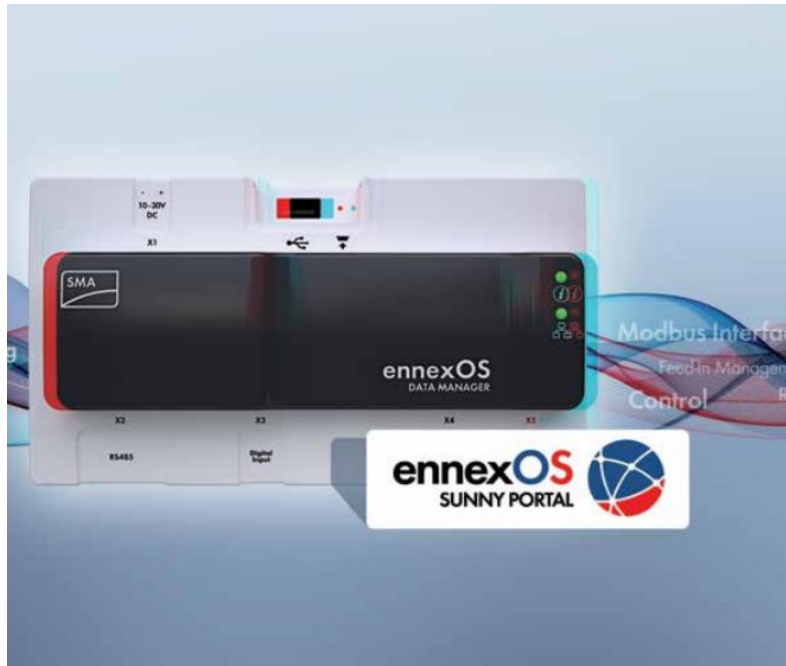


Imagen 22. SMA Data Manager [18].

- SMA Com Gateway: su función reside en la integración de plantas en soluciones modernas de control y monitorización de plantas [18]. Permite la comunicación de datos, monitorización y control de plantas asegurando la fiabilidad de la planta fotovoltaica respecto a la inversión.



Imagen 23. SMA Com Gateway [18].

- El Sunny Home Manager 2.0 se encarga de que se cumpla con la máxima utilización de la energía fotovoltaica de forma eficiente en la instalación [19]. Con este equipo se asegura la opción de maximizar el autoconsumo de la planta para cualquier uso que se pueda plantear, así como la mejora de los beneficios obtenidos al presentarse unos costes energéticos más bajos. (mediante mediciones tales como la energía generada o la inyectada a red).

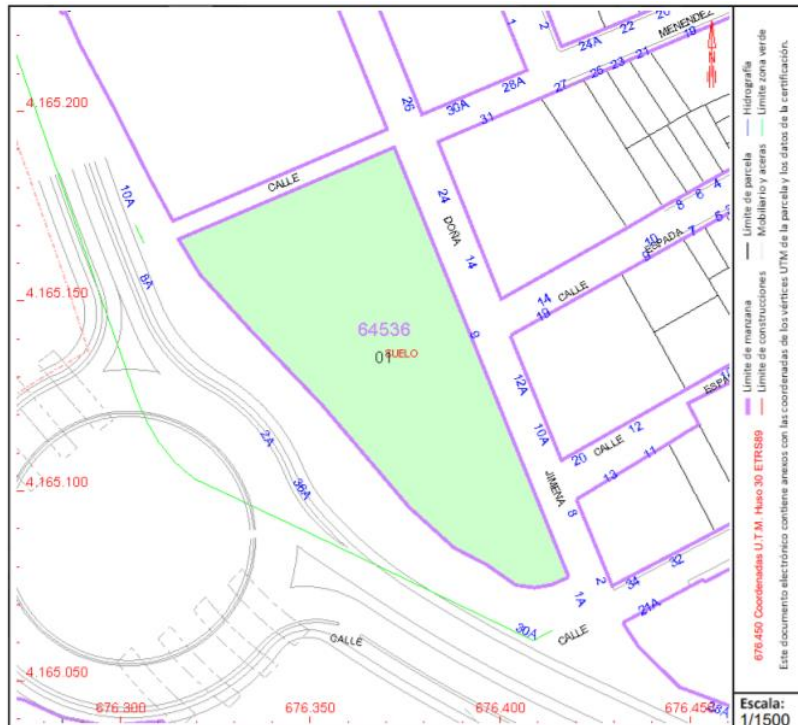
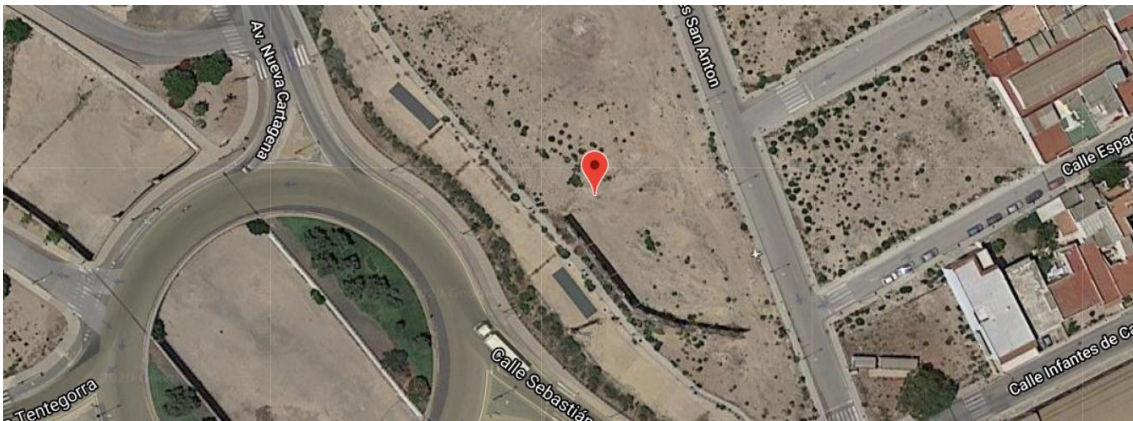


Imagen 24. Sunny Home Manager 2.0 [19].

- Sunny Portal [20]: Permite controlar y gestionar los datos tomados del funcionamiento de la instalación, haciendo un exhaustivo estudio de los rendimientos de los inversores de la instalación de manera automática.

### 3.4.2 Campo de módulos ISF, configuración en planta su ubicación. Estudio de sombras.

La planta piloto se encuentra situada en Calle Doña Jimena, 9, 30205 Cartagena, Murcia, España. Las coordenadas geográficas de la parcela son latitud 37°36'58.9" norte 1°00'06.0" Oeste. La referencia catastral es 6453601XG7665S0001JY, siendo un terreno de clase urbano, con un uso principal de suelo sin edificación y de superficie gráfica de 4.947 m<sup>2</sup>.



Imágenes 25 y 26. Foto aérea de Google Maps e imagen tomada de la cartografía catastral del terreno.



Desde el punto de vista de la sección HE 4 (CTE) la zona climática en la que nos encontramos es la zona IV pues está ubicada en el término municipal de Cartagena. Si se hace una consulta de la irradiación solar mensual para esta localización (los valores anteriores multiplicados por los días de cada mes), se obtendrá lo siguiente gracias a la web de PVGIS.

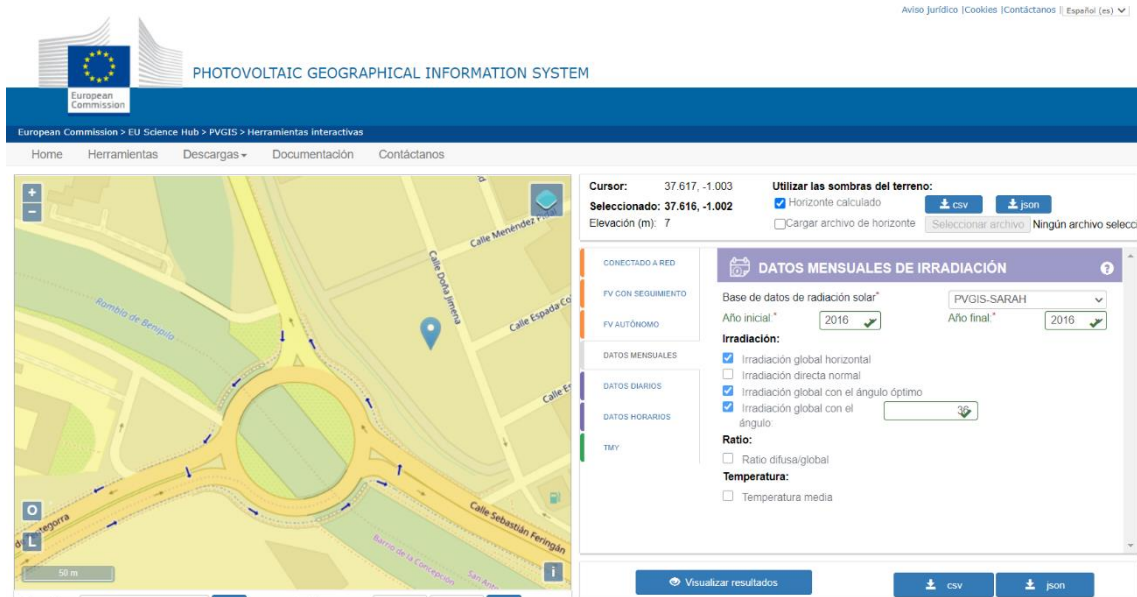
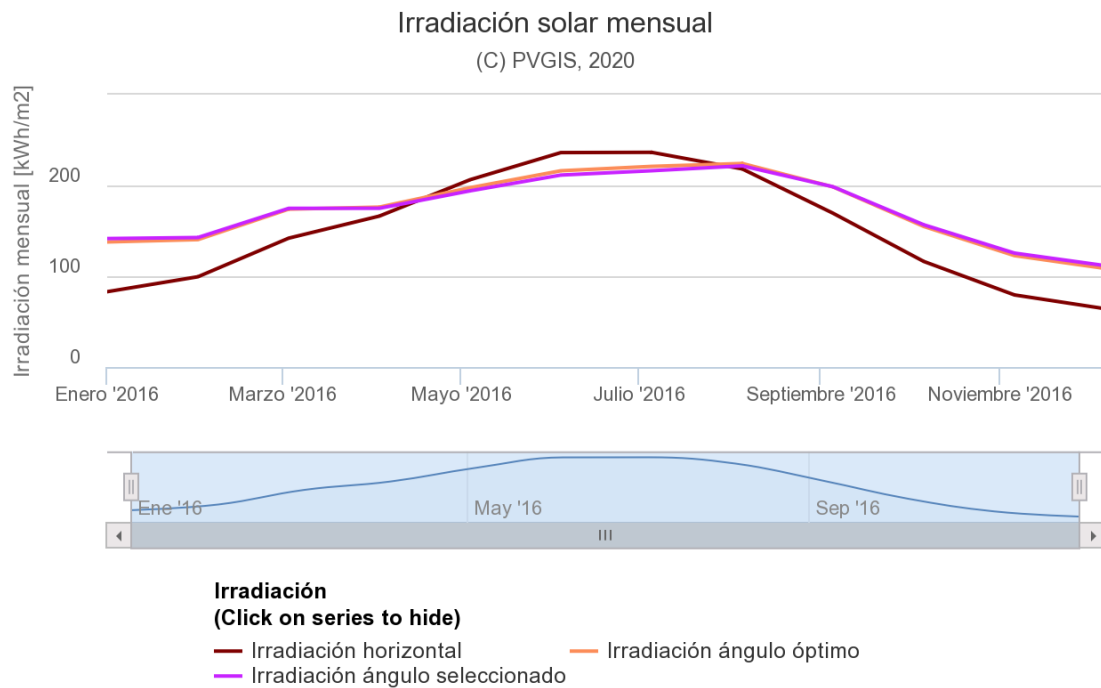


Imagen 27. Web oficial de PVGIS para el cálculo de la irradiación del lugar [21].



Gráfica 11. Irradiancia solar mensual para la localización de estudio para 0°, 36° e inclinación óptima [21].

Como se puede apreciar, dependiendo del ángulo que se tome (en este proyecto se fijó el ángulo de trabajo para 36°) se obtendrán unos distintos valores de irradiación. Desde la colocación más sencilla (horizontalmente), con unos valores más bajos, se puede comparar y evaluar el recurso solar disponible dependiendo de cada zona y el ángulo elegido. Conforme se acerque el ángulo de trabajo más al ángulo óptimo, el cual es el que ofrece el máximo aprovechamiento del recurso solar, se obtendrá un mejor rendimiento de la planta (ya que se cuenta con más energía para captar).

Debido a la disponibilidad tan amplia que ofrece el emplazamiento donde tendrá lugar la instalación solar fotovoltaica, no se requiere de un estudio de sombras ya que los edificios más cercanos a ella, no influyen en absoluto.

Por otra parte, habrá que fijar la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos. Esta distancia viene fijada por la siguiente expresión:

Expresión a utilizar para el cálculo de la distancia  $d$ :

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k * h$$

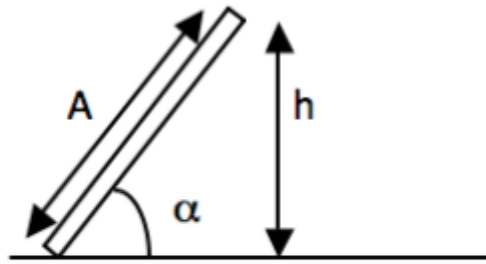
$$d = k * h$$

*Donde:*

*h es la altura máxima del obstáculo.*

*El coeficiente "k" sería=  $\frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$*

Siendo  $h$  la altura del módulo adyacente, para la latitud del lugar de 37°36'58.9" y  $h$  siendo calculada mediante el siguiente método:



$$h = A * \text{seno } \alpha$$

Siendo A la longitud del módulo (2005 mm) y  $\alpha$  el ángulo de inclinación (en este caso,  $36^\circ$ ), se puede determinar la distancia entre filas.

$$h = A * \text{sen } \alpha = 2,005\text{m} * \text{sen } (36^\circ) = 1,1785 \text{ m}$$

$$d = \frac{1,1785\text{m}}{\tan(61 - 37,616^\circ)} = 2,726 \text{ m}$$

### 3.4.3 Esquema unifilar e instalación eléctrica

Con el fin de optimizar las secciones del cableado en la parte de corriente continua, se instalarán cajas de conexionado intermedio entre las series de módulos (cables de  $2,5 \text{ mm}^2$  según los cálculos) y los inversores (cable de  $4$  y  $1,5 \text{ mm}^2$ ). Contendrá un disyuntor-seccionador general, así como descargadores de sobretensión para proteger la instalación. La caja de conexiones debe ser completamente estanca, IP 67, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos.

Además, se dispondrá un sistema de puesta a tierra, conectado al mismo terreno de construcción (se dispone de un gran espacio en el terreno

seleccionado). Esto se encargará de limitar la tensión que presentan las masas metálicas respecto a tierra, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado. Se dispondrá de un sistema de medida de la energía generada. Se ha seleccionado el sistema Meter Connection Box [22]. Se encargará de integrar con los contadores de energía en el sistema de monitorización de la instalación y de estudiar el las entradas y salidas energéticas del sistema.



Imagen 28. Meter Connection Box [22]

Los cables elegidos para usar en la instalación consisten en cables de cobre con recubrimiento de polietileno reticulado (XLPE), para una longitud de 10 metros en cada tramo presentado. Para ello se requiere de 8 cables a la entrada y salida de los 3 inversores, entre el módulo y el propio inversor (2 por 4 líneas), y otros 3 que conectarán con la red eléctrica desde cada inversor (1 por 3 líneas). Hemos de calcular la sección de los cables, tanto los de la salida de los generadores y entrada al inversor (CC) como los de salida del inversor y entrada a la red eléctrica (BT).

Para ello nos basaremos en las siguientes expresiones:

$$I = \frac{P}{V}$$

Siendo I la intensidad en amperios de la línea, P la potencia en Wattios de la línea y V la tensión de la línea.

La caída de tensión se obtiene:

$$\Delta V_{línea} = \frac{V}{100} * \Delta V_{máx}$$

Siendo  $\Delta V_{máx}$  un valor establecido por la normativa de las Instalaciones Técnicas Complementarias (ITC). Para este caso, se fija el valor de 1%. La tensión toma un valor de 230 V.

Por último, la sección de referencia será calculada mediante la siguiente expresión.

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{línea}}$$

Donde L es la longitud del cable (10 metros para este caso) que va multiplicado por 2, al existir otro cable que retorna al módulo (2 cables por línea) y  $\rho$  es la resistividad del cable en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  (al usar cobre, toma valor de 0,017).

Definidas las ecuaciones a utilizar, se procede a calcular las secciones para cada línea para ambos tramos:

CC Líneas 1 y 2 (Entrada A y B):

Este inversor tiene dos líneas, por tanto, aunque su potencia sea de 5,6 kWp, queda repartida en dos líneas de 2,8 kWp cada una (entradas A y B). Por lo tanto, los valores son los mismos para ambas.

$$I = \frac{P}{V} = \frac{2800 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 12,174 \text{ A}$$

$$\Delta V_{\text{línea}} = \frac{V}{100} * \Delta V_{\text{máx}} = \frac{230 \text{ V}}{100} * 1\% = 2,3 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{\text{línea}}} = \frac{2 * 10 \text{ m} * 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 12,174 \text{ A}}{2,3 \text{ V}} = 1,8 \text{ mm}^2$$

CC Línea 3 (Entrada A y B):

Se trata del mismo caso anterior con la salvedad de que en este caso, la línea introducida será conectada por ambas entradas a la vez.

$$I = \frac{P}{V} = \frac{4000 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 17,391 \text{ A}$$

$$\Delta V_{\text{línea}} = \frac{V}{100} * \Delta V_{\text{máx}} = \frac{230 \text{ V}}{100} * 1\% = 2,3 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{\text{línea}}} = \frac{2 * 10 \text{ m} * 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 17,391 \text{ A}}{2,3 \text{ V}} = 1,285 \text{ mm}^2$$

CC Línea 4:

En este caso el inversor solo dispone de una única entrada, siendo una línea de 2,4 kWp.

$$I = \frac{P}{V} = \frac{2400 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 10,435 \text{ A}$$

$$\Delta V_{\text{línea}} = \frac{V}{100} * \Delta V_{\text{máx}} = \frac{230 V}{100} * 1\% = 2,3 V$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{\text{línea}}} = \frac{2 * 10 m * 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 10,435 A}{2,3 V} = 1,543 \text{ mm}^2$$

Una vez calculado el tramo CC, falta obtener el BT. Se halla de la misma forma, exceptuando que ahora se utilizará el valor de limitación de la potencia activa de CA por inversor, siendo de 5 kW para los dos primeros inversores y 2 kW para el último.

BT Línea 1:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{5000 W}{230 V} = 21,739 A$$

$$\Delta V_{\text{línea}} = \frac{V}{100} * \Delta V_{\text{máx}} = \frac{230 V}{100} * 1\% = 2,3 V$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{\text{línea}}} = \frac{2 * 10 m * 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 21,739 A}{2,3 V} = 3,214 \text{ mm}^2$$

BT Línea 2:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{5000 W}{230 V} = 21,739 A$$

$$\Delta V_{\text{línea}} = \frac{V}{100} * \Delta V_{\text{máx}} = \frac{230 V}{100} * 1\% = 2,3 V$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{línea}} = \frac{2 * 10 \text{ m} * 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 21,739 \text{ A}}{2,3 \text{ V}} = 3,214 \text{ mm}^2$$

BT Línea 3:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{2000 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 8,696 \text{ A}$$

$$\Delta V_{línea} = \frac{V}{100} * \Delta V_{m\acute{a}x} = \frac{230 \text{ V}}{100} * 1\% = 2,3 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V_{línea}} = \frac{2 * 10 \text{ m} * 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 8,696 \text{ A}}{2,3 \text{ V}} = 1,285 \text{ mm}^2$$

Con los resultados obtenidos se procede a consultar la ITC-BT-19, en concreto la tabla A, para el caso de cable de cobre y XLPE en monofásica (2x XLPE), obtener las siguientes secciones usando los valores de sección obtenidos y tomando el valor adyacente mayor a éste.



Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados  
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	609	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.  
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los

Tabla 4. Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados a temperatura ambiente 40°C en el aire, según la ITC-BT-19 [23].

	Sección calculada (mm <sup>2</sup> )	Sección tomada (mm <sup>2</sup> )
CC Líneas 1 y 2	1,8	2,5
CC Línea 3	1,285	2,5
CC Línea 4	1,543	2,5
BT Línea 1	3,214	4
BT Línea 2	3,214	4
BT Línea 3	1,285	1,5

Tabla 5. Secciones de cable para cada tramo de la instalación.

Por tanto, las secciones finalmente tomadas son las de trabajo, las obtenidas tras operar con la tabla anterior con los valores calculados.

#### 3.4.4 Obra Civil.

La estructura tendrá que soportar las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con DB SE-AE: Acciones en la edificación [referencia].

El diseño y la construcción de la estructura y fijaciones de los módulos permitirán las dilataciones térmicas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Los puntos de sujeción de las placas serán suficientes en número, de manera que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante.

La estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación según cálculos (36°), teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, así como la posibilidad de sustitución de elementos.

La perfilería soporte estará fabricada en aluminio que descansará sobre unas losas de hormigón, en forma de triángulo con una sección de 47X37mm,

consiguiendo una resistencia estructural y larga vida a la intemperie. Se emplea tornillería de acero inoxidable para la sujeción de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles de soporte, por seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos inducidos por descargas atmosféricas.

La canalización del cableado, para proteger y organizar los cables e hilo, para se servirá de rejillas de metal abiertas, de acero galvanizado en concreto. Esto se debe a que se trata de una instalación de grandes prestaciones, para permitir que la electricidad, la red y otros cables vayan desde la fuente al punto que convenga de su entorno de trabajo.

#### 3.4.5. Análisis Económico de la planta fotovoltaica.

Según se vio en anteriores apartados, cada inversor tiene una eficiencia, además de existir unas pérdidas de línea (que se tomaron como 1%, por lo tanto, presenta un rendimiento del 99%). Por tanto, se puede estimar el valor de la instalación final, así como su energía neta generada.

Para ello, se considera la opción de tabular dichos resultados para asegurar una mejor comprensión del mismo.

Definida la potencia pico (%) como el aporte de cada inversor de potencia pico sobre el total. El consumo anual resulta tras aplicar la potencia pico (%) al consumo anual total (21530 kWh). El rendimiento energético anuales el consumo tras aplicarle el rendimiento de cada inversor. Finalmente, el rendimiento energético específico es el resultado de atribuir cada rendimiento energético anual a su potencia pico (kWp) correspondiente. A continuación, se pueden ver los resultados aclarados:

	Potencia pico (kWp)	Potencia pico (%)	Consumo anual (kWh)	Rendimiento inversor (%)	Rendimiento energético anual (kWh)	Rendimiento energético específico (kWh/kWp)
Inversor 1	5,6	46,667	10047,338	96,5	9695,681	1731,372
Inversor 2	4	33,333	7176,67	96,7	6939,84	1734,96
Inversor 3	2,4	20	4306,002	96	4133,762	1722,4
Total	12	100	21530	89,583	20769,283	1729,578

Tabla 6. Valores técnicos sobre las prestaciones de cada inversor empleado en la instalación.

Como se puede observar, la energía neta generada resulta en unos 20769,283 kWh a la salida de los inversores (20561,59 con las pérdidas de línea) de los 21530 kWh brutos planteados.

El rendimiento total de la instalación se obtiene como:

$$\eta_{inst} = \eta_{inversores} * \eta_{pérdidas\ línea} = 0,965 * 0,967 * 0,96 * 0,99 = 0,887 = 88,7\%$$

Como se instalaron unos inversores trabajando justo a las condiciones planteadas de 12 kWp, y no se han excedido (puede darse el caso de plantear una alternativa que produzca aún más), el factor de aprovechamiento de la energía es prácticamente del 100%.

Para analizar la rentabilidad del proyecto, vamos a tener en cuenta varios valores como el coste de la instalación, costes fijos, precio del consumo eléctrico, etc. Con todo ello, analizaremos la viabilidad que presenta, así como su periodo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno.

Siendo la vida estimada del proyecto de unos 20 años, procederemos a operar para la obtención de dichos resultados:

Como se puede apreciar, los costes de inversión ascienden a 15834 €. Estos resultan del precio estimado de unos 1300€/kWp de la planta por los 12 kWp instalados, además de unos costes fijos aplicados del 1,5 %.

$$\frac{1300\text{€}}{\text{kWp}} * 12 \text{ kWp} * 0,015 = 15834 \text{ €}$$

Sabiendo que esa misma cantidad de dinero se puede utilizar en otra inversión o introducirlo en el banco, sirviéndose del denominado interés del pequeño capital, que no es más que el porcentaje de dinero obtenido al depositar el dinero en dicha entidad (fijado para el 8%). Para ello se valorará los beneficios para un año mediante esta opción.

$$15834 \text{ €} * 0,08 = 1266,72 \text{ €}$$

$$15834 \text{ €} + 1266,72 \text{ €} = 17100,72 \text{ €}$$

Partiendo de la situación de establecer la planta fotovoltaica, los costes de la energía ahorrados en el primer año son de 2969,35 €. Conociendo el precio del consumo eléctrico de 0,28 €/kWh, la remuneración del 0,1 €/kWh, el beneficio de remuneración del 0,05 €/kWh, el consumo anual previamente obtenido en kWh anuales, la tasa de inflación del 3% y la inflación eléctrica del 3%.

$$21530 \text{ kWh} * \left( \frac{0,28\text{€}}{\text{kWh}} - \frac{0,1\text{€}}{\text{kWh}} - \frac{0,05\text{€}}{\text{kWh}} \right) * 1,03 * 1,03 = 2969,35 \text{ €}.$$

Comparado a comprar esa energía de la red, resultaría en el valor siguiente.

$$\frac{0,28\text{€}}{\text{kWh}} * 21530 \text{ kWh} = 6028,4\text{€}$$

Para la vida estimada del proyecto, unos 20 años aproximadamente, se calcularán los valores totales de ahorro.

Aplicando el valor de inflación, se obtendrá lo siguiente, sabiendo que el precio con fotovoltaica de la energía es la diferencia entre la compra a la red y el ahorro obtenido:

AÑO	SIN FOTOVOLTAICA (€)	CON FOTOVOLTAICA (€)
1	6028,402742	3059,048381
2	6209,254824	3150,819833
3	6395,532469	3245,344428
4	6587,398443	3342,704761
5	6785,020396	3442,985904
6	6988,571008	3546,275481
7	7198,228139	3652,663745
8	7414,174983	3762,243657
9	7636,600232	3875,110967
10	7865,698239	3991,364296
11	8101,669186	4111,105225
12	8344,719262	4234,438382
13	8595,06084	4361,471533
14	8852,912665	4492,315679
15	9118,500045	4627,08515
16	9392,055046	4765,897704
17	9673,816698	4908,874635
18	9964,031199	5056,140874
19	10262,95213	5207,8251
20	10570,8407	5364,059853
TOTAL	161985,4392	82197,77559

Tabla 7. Costes energéticos para las dos situaciones planteadas.

Por tanto, si se hace la diferencia entre los valores totales de coste de energía, se obtiene un valor de 79787,66 € de ahorro en energía (63953.66€contando el precio de la instalación).

Si se quiere conocer el tiempo de retorno de la inversión, utilizando la tabla anterior, se irán sumando los valores de cada conjunto de años acumulados y se compararán. Cuando se obtenga un valor positivo tras incluir el valor de la instalación, significa que la ISF ha sido finalmente amortizada y, por tanto, los beneficios siguientes serán ganancias.

Tras varios intentos, tras comparar los años 4 y 5, claramente se puede apreciar que aquí se produce el punto deseado. Tras sumar los valores de los primeros cuatro años, tanto sin como con ISF, se aplica su diferencia y se compara resultados con los de los cinco años.

	Costes energía (€) sin ISF	Costes energía (€) con ISF	Ahorro (€)	Ahorro incluyendo coste de ISF (€)
AÑO 4	25220,59	12797,92	12422,67	-3411,328924
AÑO 5	32005,61	16240,9	15764,71	15764,70557

Tabla 8. Comparativa de ahorro en costes energéticos para los años 4 y 5 para la determinación del periodo de retorno de la inversión.

Así pues, se recuperará el dinero de la inversión a partir del año 5, siendo lo siguiente un periodo de ganancias.

Si se compara el dinero generado por el interés del pequeño capital a los 20 años (como se hizo en los costes), se obtiene un valor total de 68334,81 €, de los 15834€ de inversión, supone un incremento de 52500,81€. Si este valor se compara al de la instalación:

$$52500,81\text{€} - 63953,66\text{€} = -11452,85\text{€}$$

Para este propósito, ese interés debería ser mayor. Ese valor se estima comparando para los 20 años, el valor de ese interés para que sea más rentable esta opción frente a llevar a cabo la instalación. Cuando el valor resulte positivo en la diferencia presentada arriba, ese es el valor mínimo para ello (tasa interna de retorno).

Operando, se llega a que ese valor tiene que alcanzar un valor del 9%, quedando unas pérdidas por parte de la instalación frente al interés del 1625,4 €. En ese caso sería más conveniente abandonar la idea para no afrontar riesgos.

3.4.6. Pliego de condiciones técnicas a aplicar a componentes y materiales.

Siguiendo las recomendaciones de IDAE [12], los objetivos de este pliego son los siguientes:

- Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.



- En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red. Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones. En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### Estructura soporte

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

### Sistemas generadores fotovoltaicos

- Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
  - UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
  - UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
  - Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
  - Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
  - Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3$  % de los correspondientes valores nominales de catálogo.
  - Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Será deseable una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### Inversores

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
  - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.

- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
  - UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
  - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
  - Cortocircuitos en alterna.
  - Tensión de red fuera de rango.
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
  - Encendido y apagado general del inversor.
  - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
  - El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
  - El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
  - A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
  - Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
  - Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### Cableado

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para

cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

### Protecciones

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

### Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

### 3.4.7 Inventario de la propuesta seleccionada.

Tras haber diseñado todo lo referido a lo necesario para llevar a cabo la tarea de la propuesta y su consiguiente ISF diseñada para esta, se tabulará una lista de los elementos que se requieren para ejecutar el proyecto.

	Precio (€)
Pila de combustible	18661,70
Instalación de almacenamiento de hidrógeno (valor estimado)	12000
Electrolizador	9457,65
Instalación Solar Fotovoltaica (ISF)	15600
Total	55719,35

Tabla 9. Presupuesto total de la inversión.

Por lo tanto, por 55719,35€ se puede ejecutar este proyecto. Se trata de una inversión considerable, pero rentable. Si se implementa este diseño dentro de un parque fotovoltaico de mayor potencia instalada. Esta solución permite poder producir y almacenar hidrógeno para cuando no existan producciones por parte de la ISF (por ejemplo, en periodo nocturno). Así permite un ritmo de trabajo continuo y sin paradas innecesarias, por lo que garantiza una mayor fiabilidad frente a un sistema exclusivo de energía solar fotovoltaica, que no almacene sus excedentes.



## 4. CONCLUSIONES DEL TFG

En este TFG se ha realizado un estudio de viabilidad para el uso de un método de aprovechamiento y almacenamiento de la energía solar fotovoltaica, para permitir el trabajo continuo en aplicaciones que lo requieran.

Así, permite su uso incluso en situaciones en las que no haya periodos de generación (periodos nocturnos, nublados, ...) frente al sistema convencional de usar la energía directamente y suministrar a la red eléctrica sin capacidad de almacenamiento, los excesos producidos. Se ha elegido la conversión de la energía eléctrica generada en gas hidrógeno como forma de almacenamiento de la misma.

Se han cumplido los objetivos propuestos que son:

- La evaluación de la viabilidad de la planta para producir hidrógeno: se ha estudiado preferentemente dentro de las varias alternativas citadas, el uso de la electrólisis como medio de producción de hidrógeno. Para ello, se realizaron unos ensayos para analizar su rendimiento (un 79% de eficiencia en el mejor caso) frente al tomado de otras fuentes (75%) y se planificó para ello una instalación para almacenar el hidrógeno (tras generarlo por el electrolizador seleccionado, a razón de 0,01084 gr/s).

Se generará el hidrógeno necesario (2000 mL/min al 99,999% de pureza) para abastecer al equipo elegido (la pila de combustible). Para una total autonomía de hidrógeno sin depender del uso directo de la electricidad como fuente de suministro energético para la aplicación en cuestión, se estimó la necesidad de siete electrolizadores como el usado para la alternativa de la pila de combustible, si la situación así lo requiriese.

- Selección de un sistema y liberación de la energía química del hidrógeno producido: Se han estudiado diferentes tecnologías para el aprovechamiento del hidrógeno como fuente de energía, que son las siguientes: motor de combustión interna alternativo (VW), grupo electrógeno a partir de motor de combustión interna alternativo (Honda), pila de combustible de hidrógeno y motor Wankel. Se eligió la pila de combustible (5 kW) por diversas razones: ofrece un rendimiento muy notable (40%) mediante el uso exclusivo de hidrógeno (0,0749 gr/s) evitando la emisión de sustancias perjudiciales con un consumo aceptable.

Una vez seleccionado el equipo, se procedió al cálculo y diseño de la instalación solar fotovoltaica correspondiente (60  $m^2$  distribuidos en 30 módulos fotovoltaicos) de bajas dimensiones frente a sus otros competidores. Esta instalación de 12 kWp de potencia estará dividida en cuatro líneas: dos líneas de 7 módulos cada una utilizando un mismo inversor (5,6 kWp), una línea de 10 módulos utilizando otro inversor (4 kWp) y una línea de 6 módulos con otro inversor (2.4 kWp). Por estos motivos la convierte en la opción más versátil, con una inversión (34261,7 €) relativamente baja.

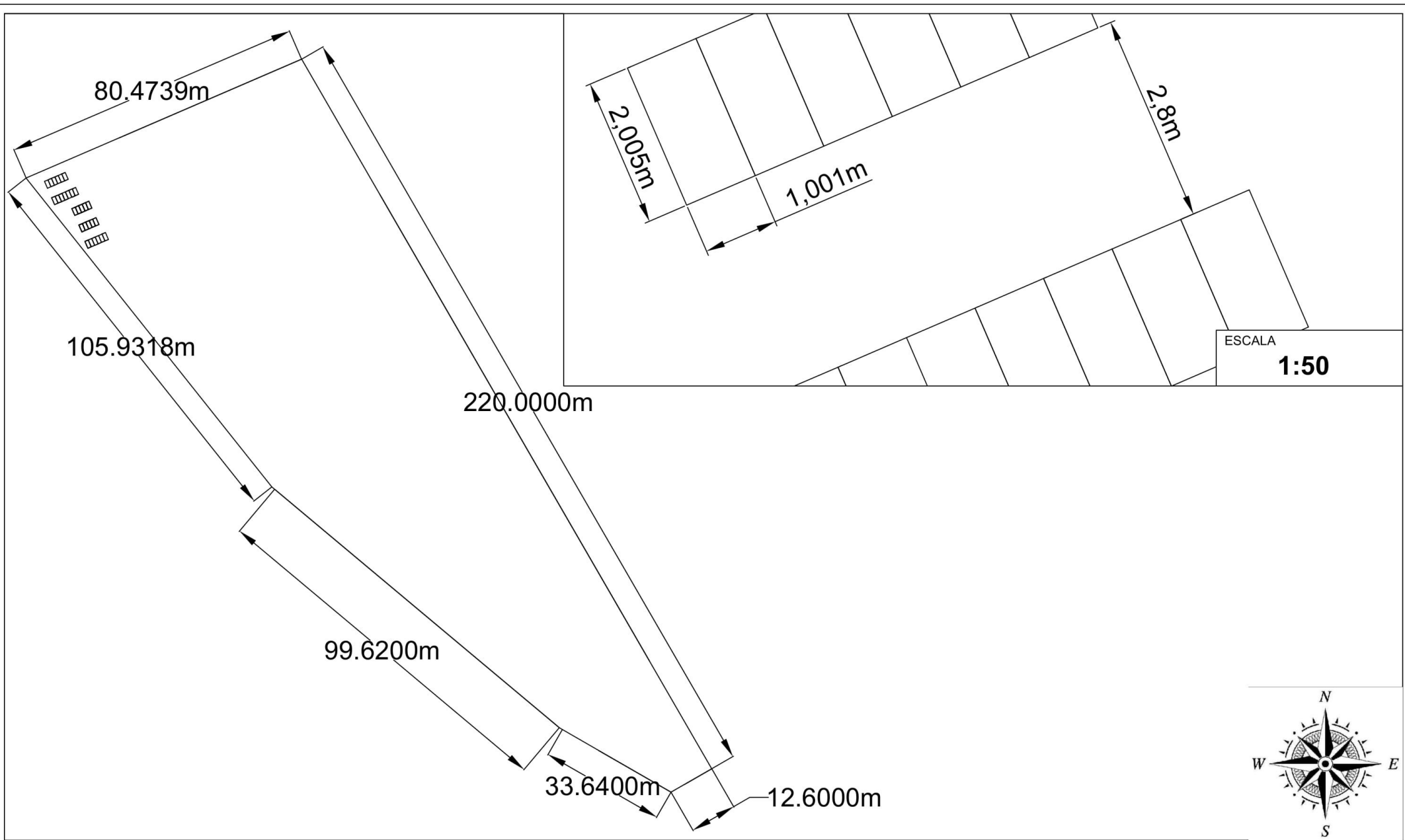
- Estudio económico: se realizó un estudio que evaluó todos los componentes referidos al proyecto, obteniendo datos de gran relevancia para estimar la rentabilidad del proyecto (16,92%), el periodo de retorno de la inversión (5 años), el precio de la instalación fotovoltaica (15600 €), el ahorro de los costes de energía (79787,66 €), entre otros. Todo ello, resulta de vital importancia para la toma de decisiones sobre la inversión requerida y reforzar con más motivos en este caso, la elección de la alternativa seleccionada.

Como trabajos futuros se recomienda aplicar la opción más conveniente según las necesidades energéticas que presente la planta o instalación interesada. La decisión tomada en este proyecto está pensada para un caso y puede presentarse el caso de no ser viable para cualquier otro. O incluso, se puede

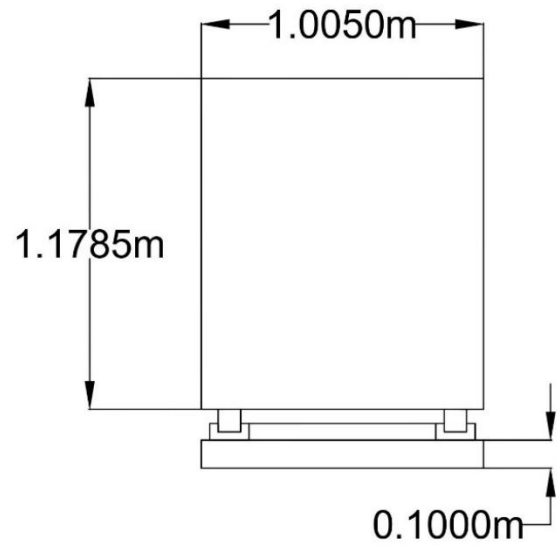
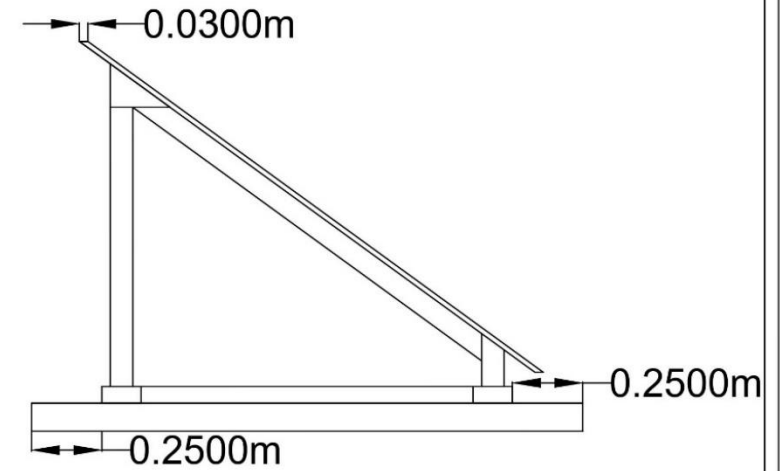
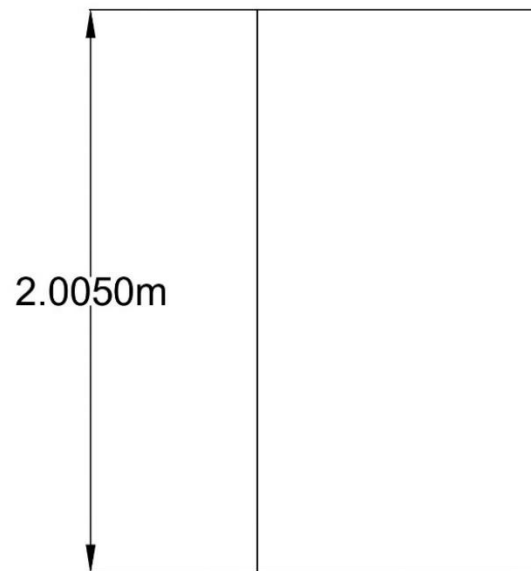
presentar la situación de requerir modificaciones para mejorar sus prestaciones. Es por esto que se recomienda hacer un intensivo estudio en factores como la potencia demandada, el horario de trabajo, el espacio disponible para la instalación solar fotovoltaica, las restricciones ambientales que se presenten, etcétera.

Desde el punto de vista personal este TFG se ha permitido la oportunidad de estudiar una decisión bastante moderna tecnológicamente hablando, y a la vez, desconocida dentro del ámbito diario. Es poco frecuente apreciar un sistema parecido al presentado aquí en el mundo laboral, por lo que este estudio brinda una investigación que como se pudo analizar, no es en absoluto una pérdida económica, sino que ocurre lo contrario.

## 5. PLANOS



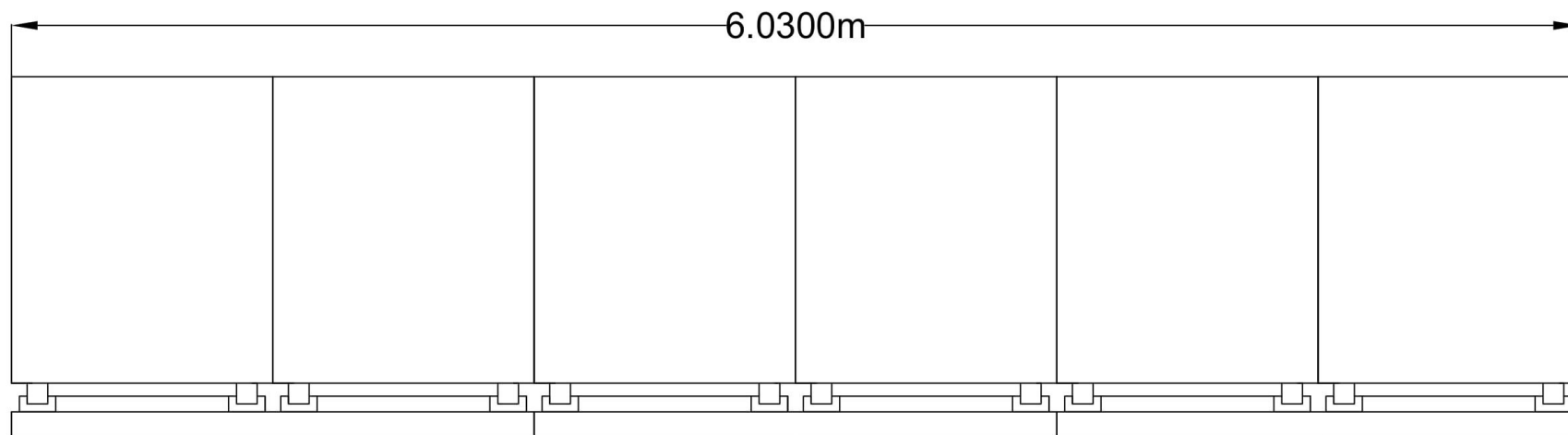
TÍTULO	ESCALA	AUTOR	FECHA	PLANO Nº
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	<b>1:1000</b>	GINÉS JOSÉ LEGAZ LÓPEZ	SEPTIEMBRE 2020	<b>01</b>

**ALZADO****PERFIL IZQUIERDO****PLANTA**

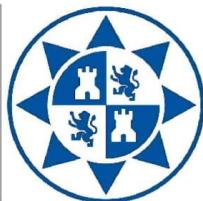
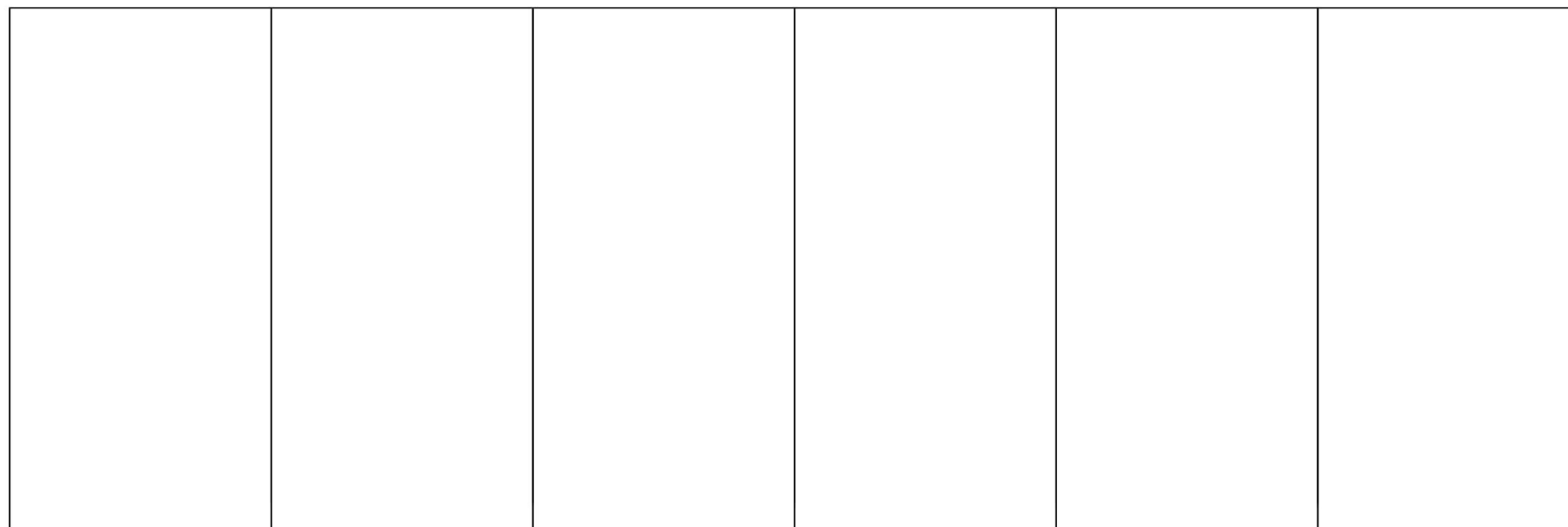
**Universidad  
Politécnica  
de Cartagena**

TÍTULO	ESCALA	AUTOR	FECHA	PLANO Nº
VISTAS MÓDULO FOTOVOLTAICO	<b>1:20</b>	GINÉS JOSÉ LEGAZ LÓPEZ	SEPTIEMBRE 2020	<b>02</b>

**ALZADO**



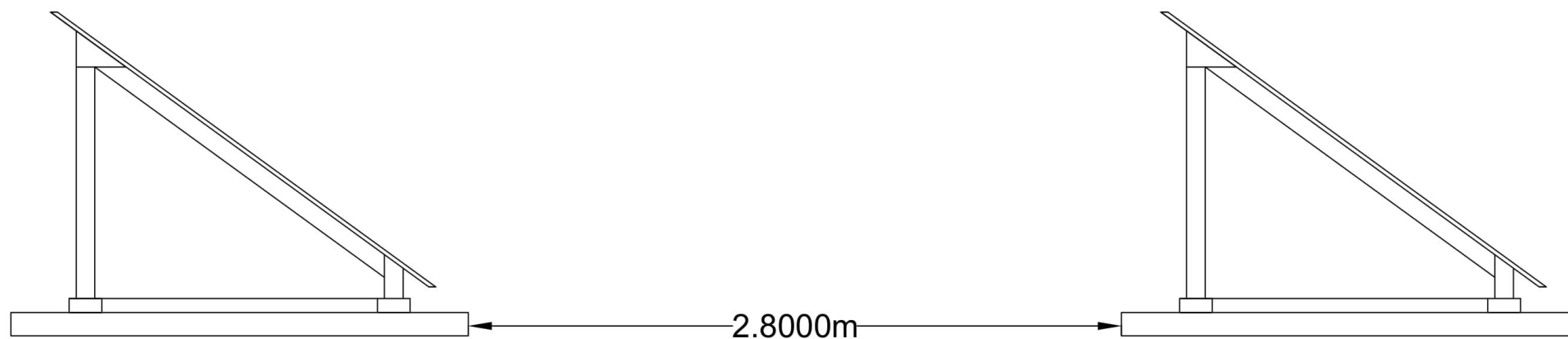
**PLANTA**



**Universidad  
Politécnica  
de Cartagena**

TÍTULO	ESCALA	AUTOR	FECHA	PLANO N°
VISTA DE UNA DE LAS LÍNEAS DE MÓDULOS (LÍNEA 1)	<b>1:20</b>	GINÉS JOSÉ LEGAZ LÓPEZ	SEPTIEMBRE 2020	<b>03</b>

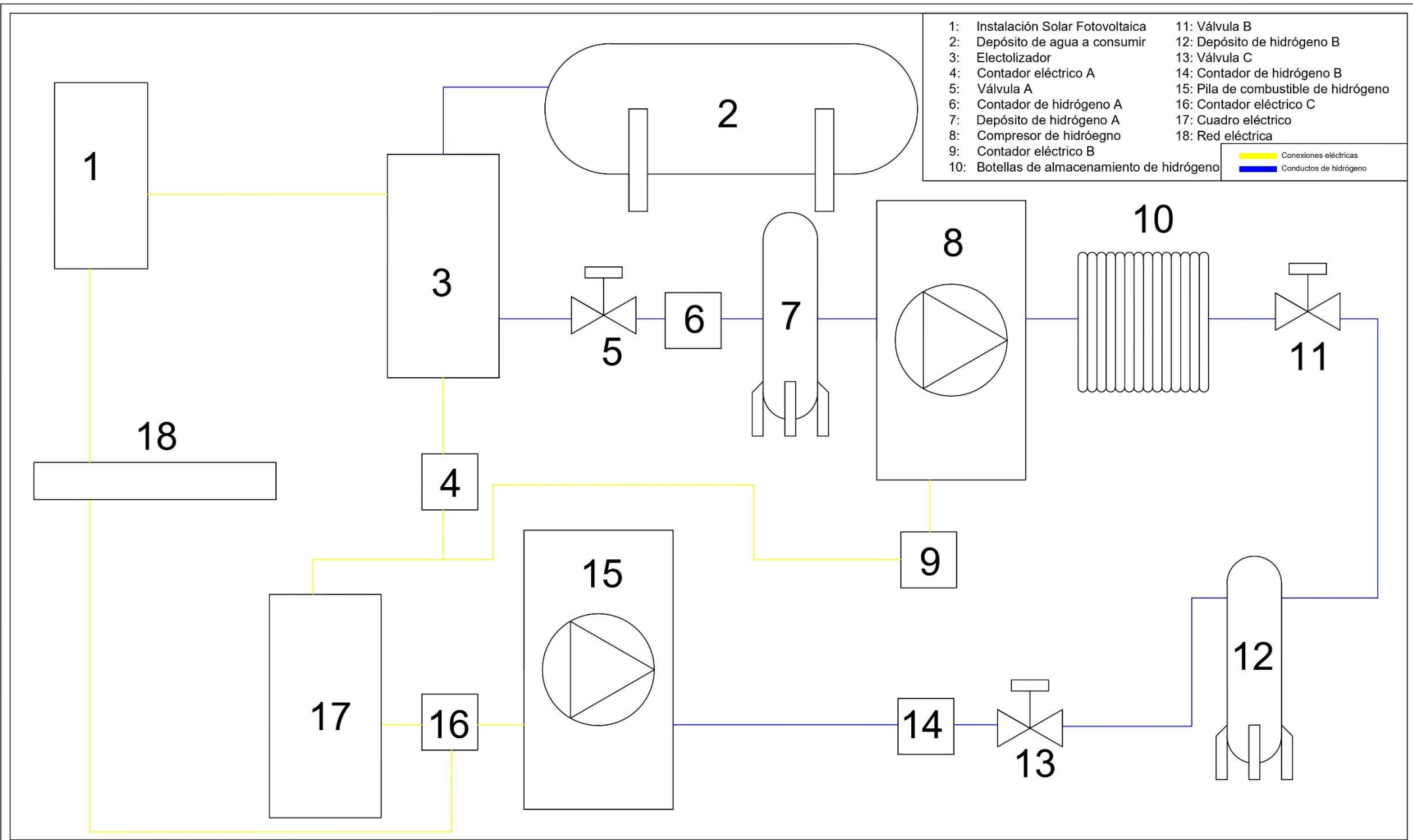
# PERFIL IZQUIERDO



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena

TÍTULO	ESCALA	AUTOR	FECHA	PLANO N°
PERFIL IZQUIERDO ENTRE FILAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	<b>1:20</b>	GINÉS JOSÉ LEGAZ LÓPEZ	SEPTIEMBRE 2020	<b>04</b>





**Universidad  
 Politécnica  
 de Cartagena**

TÍTULO	ESCALA	AUTOR	FECHA	PLANO N°
INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	-	GINÉS JOSÉ LEGAZ LÓPEZ	SEPTIEMBRE 2020	<b>05</b>

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Antonio González García-Conde**, "Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial".
- [2] **Clara Fernández-Bolaños Badía**, "Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro". Basado en los estudios "Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study" por General Motors, Ludwig BolkowSystemtechnik, BP, ExxonMobil, Shell y TotalFinaElf y "Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis" por General Motors, Argonne National Laboratory, BO, ExxonMobil y Shell.
- [3] **Escuela Técnica Superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla**, "Aprovechamiento de recursos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de Hidrógeno"
- [4] **J. Iglesias, Mario I. Rodríguez y José Luis Aguilera**, "Instalación de producción y almacenamiento de H<sub>2</sub> para generación eléctrica en parque eólico de Sotavento".
- [5] **BINE-Projektinfo 05/2018**, "Mainz Energy Park Storage and versatile utilisation of wind power as hydrogen: Research on world's largest Power-to-Gas plant"
- [6] **Cheng Shi, Changwei Ji, Yunshan Ge, Shuofeng Wang, Jianhui Bao y Jinxin Yang**, "Numerical study on ignition amelioration of a hydrogen-enriched Wankel engine under lean-burn condition".
- [7] **David Sáinz Casas**, "Adaptación de un motor de combustión interna alternativo de gasolina para su funcionamiento con hidrógeno como combustible. Aplicaciones energéticas y de automoción".
- [8] **Juan Aurelio Montero-Sousa, Héctor Aláiz-Moretón, Hector Quintián, Tomás González-Ayuso, Paulo Novais y José Luis Calvo-Rolle**, "Hydrogen consumption prediction of a fuel cell based system with a hybrid intelligent approach".
- [9] **D. Sáinz, P.M. Diéguez, J.C. Urroz, C. Sopena, E. Guelbenzu, A. Pérez-Ezcurdia, M. Benito-Amurrio, S. Marcelino-Sádaba y G. Arzamendi, L.M. Gandía**, "Conversion of a gasoline engine-generator set to a bi-fuel (hydrogen/gasoline) electronic fuel-injected power unit".
- [10] **Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, Gobierno de España**, "Plan de Energías Renovables 2011-2020".33333

- [11] **D. Sáinz, P.M. Diéguez, J.C. Urroz, C. Sopena, E. Guelbenzu y L.M. Gandía**, "Conversion of a commercial spark ignition engine to run on hydrogen: Performance comparison using hydrogen and gasoline".
- [12] **IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)**, "Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red".
- [13] <https://www.ventusciencia.com/voltmetro-de-hofmann.html>
- [14] <https://www.fuelcellstore.com/gl-2000-hydrogen-generator?search=QL-2000%20PEM%20Hydrogen%20Generator>
- [15] <https://www.recgroup.com/en/products/rec-twinpeak-2s-mono-72-en>
- [16] <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-boy-30-36-40-50-60.html>
- [17] <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-boy-15-20-25.html>
- [18] <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/data-manager-m.html>
- [19] <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-home-manager-20.html>
- [20] <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-portal.html>
- [21] <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgris>
- [22] <https://files.sma.de/downloads/METERBOX-DES111710W.pdf>
- [23] **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**, "Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores"
- [24] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/30127/fichero/Cap%C3%ADtulo+2+-+Producci%C3%B3n+de+Hidr%C3%B3geno.pdf>
- [25] <https://economicsforenergy.wordpress.com/2013/07/22/proyecto-de-almacenamiento-de-energia-electrica-en-hidrogeno-parque-eolico-experimental-de-sotavento/>
- [26] <https://elperiodicodelaenergia.com/alemania-cuenta-con-la-mayor-planta-de-produccion-de-hidrogeno-del-mundo/>

[27] <https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Mainz%20a%20large%20scale%20wind-H%20project%2C%20M.%20de%20Volder%2C%20SF%202015%20%28ID%202848756%29.pdf>