



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA


Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 3 MW PARA
PRODUCCIÓN DE H₂ Y SU USO POSTERIOR EN PILA
DE COMBUSTIBLE

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR/A: Gutiérrez Viña, Manuel

Tutor/a: Marí Soucase, Bernabé

Cotutor/a: Guaita Pradas, Inmaculada

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



PROYECTO HIDRÓGENO VERDE (GENERACIÓN,
DISTRIBUCIÓN Y USO)

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO PARA PRODUCCIÓN DE H₂ 3 MW, PARA SU USO POSTERIOR EN PILA DE COMBUSTIBLE

TRABAJO FINAL DE GRADO

PRESENTADO POR:

MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA

TUTORIZADO POR:

BERNABÉ MARI SOUCASE

Septiembre 2022

AGRADECIMIENTOS

Muchas gracias a todas aquellas personas que me han aguantado durante este tiempo, los que han tenido paciencia conmigo, que la que exijo no es poca. A mis padres, familiares y amigos, compañeros de clase con los que he podido compartir estos cuatro años maravillosos, y que se han convertido en más que compañeros. A mi hermano, mi mayor apoyo. A mi tutor Bernabé, por la paciencia que ha tenido en los momentos más delicados. Gracias a todos vosotros he disfrutado en el proceso, espero haberos ayudado del mismo modo que vosotros lo habéis hecho.

RESUMEN

La grave situación medioambiental junto con el agotamiento de los recursos fósiles se ha convertido en uno de los mayores problemas de la situación mundial actual. Realizar un cambio hacia unas fuentes de energía inagotables supone un gran giro en la política, economía y sociedad actual. El documento expuesto es una instalación fotovoltaica con conexión a un sistema de generación de hidrógeno. Éste al comportarse como herramienta de almacenamiento de energía, se puede transportar y usar, por ejemplo, en la movilidad de un vehículo. Se va a poder comprobar como este sistema es posible, aunque va a suponer un precio elevado a los métodos convencionales. Así como el sistema de captación solar ha evolucionado hacia una tecnología madura y rentable, la disminución de los costes irá de la mano del desarrollo tecnológico. Las energías renovables exigen compromiso y son necesarias si se quiere seguir en el planeta en el que vivimos con unas condiciones normales. Es imprescindible que se promuevan estos sistemas para que ocurra lo comentado y provocar un desarrollo sostenible del planeta y de la civilización.

ABSTRACT

The serious environmental situation together with the depletion of fossil resources has become one of the major problems of the current world situation. To make a change towards inexhaustible energy sources a great turning point in the current politics, economy and society is needed. The exposed document is a photovoltaic installation with connection to a hydrogen generation system. This, behaving as an energy storage tool, can be transported and used, for example, in the mobility of a vehicle. It will be proven that the system is possible and the cost of hydrogen production per kilogram will be calculated using current technology. Just as the solar collection system has evolved into a mature and cost-effective technology, cost reduction will go hand in hand with technological development. Renewable energies require commitment and are necessary if the planet is to remain under normal conditions. It is essential that these systems are promoted in order to bring about sustainable development of the planet and civilization.

Tabla de contenido

MEMORIA.....	8
CAP 1: INTRODUCCIÓN.....	9
1.1 CONTEXTUALIZACIÓN.....	9
1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN	10
CAP 2: OBJETIVO Y ESTRUCTURA	13
2.1 OBJETIVOS.....	13
2.2 ESTRUCTURA	13
CAP 3: MARCO TEÓRICO	15
3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	15
3.2 HIDRÓGENO Y SU ECONOMÍA	17
3.3 SISTEMAS OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO	19
3.3.1 A partir de combustibles fósiles	19
3.3.2 Electrólisis.....	20
3.3.3 Electrolizador.....	21
3.4 DISTRIBUCIÓN	24
3.5 MOVILIDAD.....	27
3.5.1 La pila de combustible.....	28
CAP 4: CASO DE ESTUDIO	30
4.1 NORMATIVA	30
4.2 EMPLAZAMIENTO.....	33
4.3 IRRADIACIÓN/RECURSO SOLAR.....	35
4.4 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	36
4.4.1 Soluciones alternativas.....	36
4.4.2 Cálculo del número de placas.....	36
4.4.3 Energía producida por la instalación	38
4.4.4 Disposición y orientación de los paneles	42
4.5 EQUIPOS SELECCIONADOS PARA LA INSTALACIÓN	43
4.5.1 Paneles solares	43
4.5.2 Inversor	44
4.5.3 Estructura de anclaje.....	44
4.5.4 Vatímetro	45
4.5.5 Monitorizador	45
4.5.6 Cables y conectores.....	45
4.5.7 Protecciones.....	56
4.5.8 Electrolizador y depósito de almacenamiento	57

4.5.9 Compresor por etapas y tanques de hidrógeno	59
4.6 AGUA REQUERIDA POR LA INSTALACIÓN	60
4.7 HIDRÓGENO PRODUCIDO POR LA INSTALACIÓN.....	61
4.8 FUTURO	62
4.9 CONCLUSIONES	63
BIBLIOGRAFÍA.....	65
ESTUDIO ECONÓMICO	67
1. PRESUPUESTO	68
2. CONSIDERACIONES.....	69
PLIEGO DE CONDICIONES.....	73
1. OBJETO.....	74
2. MATERIALES	74
2.1 Paneles solares	74
2.2 Estructura de anclaje.....	75
2.3 Vatímetro	75
2.4 Monitorizador	75
2.5 Inversor de red	75
2.6 Cableado	75
2.7 Conectores	76
2.8 Electrolizador	76
2.9 Compresor.....	76
2.10 Depósitos de baja y alta presión.....	76
3. CONDICIONES DE LA EJECUCIÓN	76
3.1 Paneles solares	77
3.2 Estructura de anclaje.....	77
3.3 Vatímetro	77
3.4 Monitorizador	77
3.5 Inversor de red	77
3.6 Cableado	77
3.7 Conectores	78
3.8 Protecciones.....	78
3.9 Electrolizador	78
3.10 Compresor.....	78
3.11 Depósitos de baja y alta presión.....	79
4. PRUEBA DE SERVICIO	79
PLANOS	81

MEMORIA

CAP 1: INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN

Hoy en día, la contaminación se ha convertido en uno de los principales problemas a nivel mundial. A su pesar, la población cada vez es más consciente de las fatales consecuencias que puede llegar a tener en la calidad de nuestra vida. Las principales fuentes de energía provienen de recursos no renovables y además son las que producen un mayor impacto. El agotamiento de los recursos fósiles *Imagen 1*, que hasta ahora han estado alimentando la demanda, así como las graves consecuencias que están provocando exigen un cambio indiscutible.

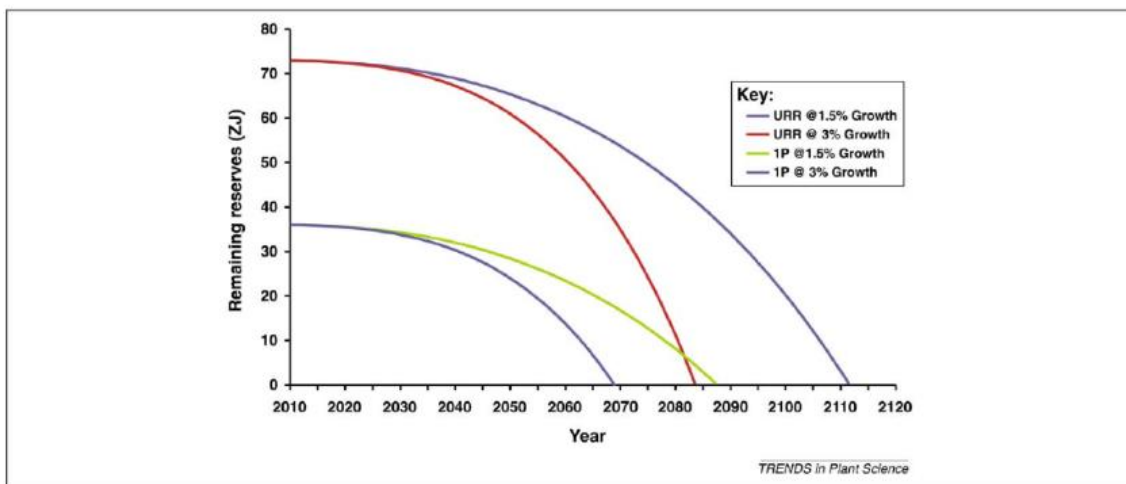


IMAGEN 1. Depletion of natural resources.

Fuente: Stephens, E., Ross, I. L., Mussnug, J. H., Wagner, L. D., Borowitzka, M. A., Posten, C., ... & Hankamer, B. (2010). Future prospects of microalgal biofuel production systems. *Trends in plant science*, 15(10), 554-564.

Es ahora una necesidad el investigar nuevas tecnologías e implantarlas para reducir de este modo la mayor cantidad posible de emisiones contaminantes. Los avances tecnológicos permiten extraer de los recursos naturales como el sol, el viento o las mareas, por ejemplo, energía. Ésta va a ser renovable, pues al ser obtenida de fuentes naturales, se considera inagotable. Aun así, existe un problema, dichas fuentes de energía van a depender de las condiciones meteorológicas del momento, así como del lugar.

El trabajo va a ir dirigido a la tecnología del hidrógeno. El hidrógeno, identificado en 1766 como algo diferente del oxígeno por el científico Henry Cavendish, es el elemento más abundante del universo, pues las tres cuartas partes de la materia cósmica son hidrógeno. En la Tierra, el hidrógeno aparece junto con otros elementos formando diferentes compuestos como el agua o hidrocarburos, como el petróleo y el gas natural. El primero constituye más del 70 % de nuestro planeta. Una ventaja del hidrógeno es que es un vector energético, quiere decir que, puede almacenar, transportar y producir energía, y todo con cero emisiones contaminantes. Aunque se emplean diferentes tecnologías para obtenerlo, una de ellas realiza el fenómeno de la electrólisis, mediante un electrolizador,

dispositivo electroquímico, para disociar H₂O en H₂ y O₂ y de este modo poder almacenarlo. Una vez obtenido, el hidrógeno se puede distribuir de diferentes maneras, licuado, mezclado con compuestos metálicos o comprimido para un posterior transporte y almacenamiento. [1]

El hidrógeno tiene diferentes utilidades, puede servir como combustible para un motor, se puede emplear mediante una pila de combustible para generar electricidad, incluso tiene una aplicación residencial o simplemente para uso experimental; también respecto a aplicaciones industriales como producir amoníaco, fibras sintéticas, elaboración de cosméticos, etc. Hasta ahora, estas últimas han sido sus principales funciones, pero a partir de los años 80, diversos países como Canadá, Estados Unidos, Japón y algunos de la Unión Europea impulsaron la investigación y el desarrollo de la tecnología de las celdas de combustible, capaces de transformar energía química del hidrógeno en energía eléctrica. Más adelante se explicará con más detenimiento la tecnología de este tipo de celda. [2]

1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

La demanda energética mundial, va a aumentar, como ya lo ha hecho, en los próximos años, puesto que existe una fuerte relación entre desarrollo y consumo energético, como se puede observar en la *Imagen 2*. De este modo, es necesario encontrar un modelo energético adecuado para satisfacer esta demanda creciente. Hasta ahora los combustibles fósiles han cobrado el papel de protagonistas para cubrir la necesidad energética, pero en un futuro no tan lejano, este recurso llegará a su fin, lo que provoca un futuro incierto desde el punto de vista de la generación. Ahora bien, dichos recursos producen un gran impacto ambiental producido en su extracción, durante su uso, y por los residuos generados.

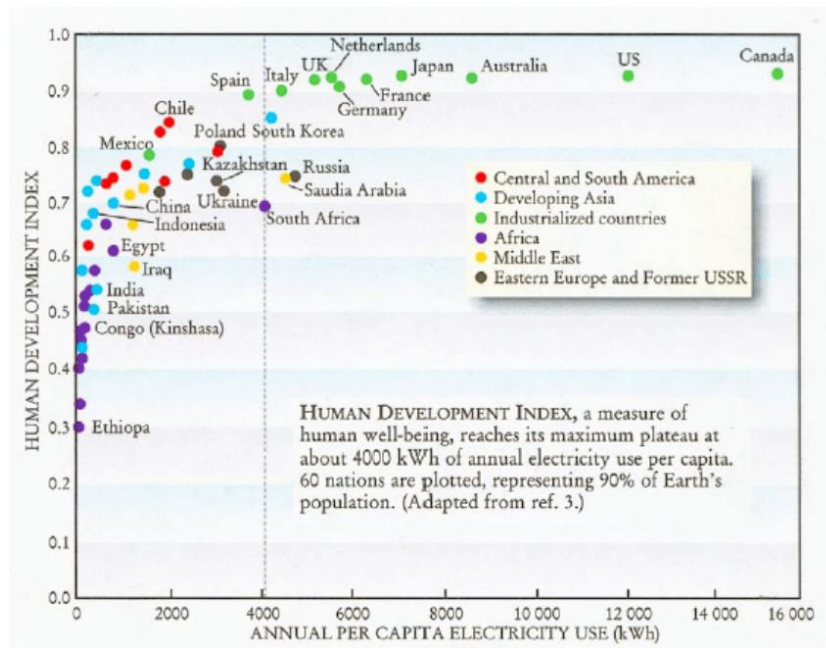


IMAGEN 2. Human development index vs. per capita electricity use for selected countries.

Fuente: S. Benka, *Physics Today* (April 2002) pg 39, and adapted from A. Pasternak, Lawrence Livermore National Laboratory rep. no. UCRL-ID-140773.

La solución reside en las energías renovables, cada vez más necesarias en una actualidad marcada por el cambio climático. Una de sus causas más perjudiciales es el calentamiento global provocado por el aumento del efecto invernadero, el cual hace que se retenga más el calor e incremente la temperatura planetaria, como se observa en la *Imagen 3*. Este aumento viene marcado por la acción del humano a través de actividades como la industria o como el transporte, entre otras. En estas acciones se queman combustibles fósiles, aumentando así, la cantidad de dióxido de carbono y metano emitido a la atmósfera. El principio de funcionamiento de las renovables es el aprovechamiento de los recursos energéticos naturales, como el Sol, el agua, etc. Son capaces provocar un descenso considerable en las emisiones de estos gases, estabilizando de nuevo una mejor temperatura para el desarrollo del planeta. [3]

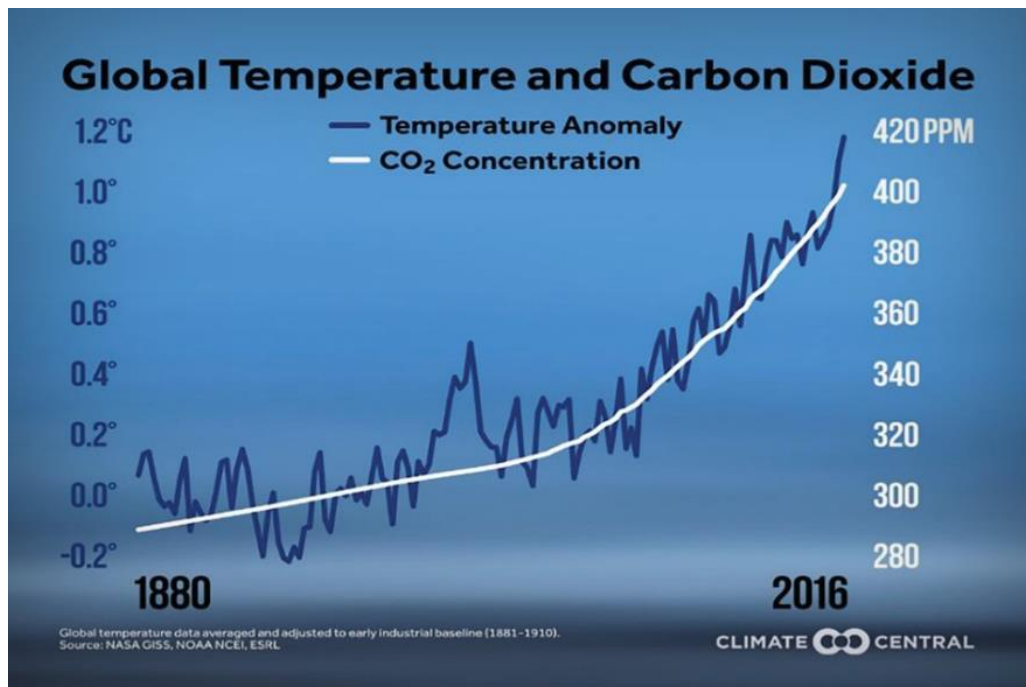


IMAGEN 3. Global temperatura data average and adjusted to early industrial baseline (1881-1910). NASA GISS, NOAA NCEI, ESRL

España tiene un clima excelente para la utilización de estos recursos naturales, tanto el solar como el eólico tienen potencial para cobrar más importancia de cara al futuro, que repito, ya es una realidad. De este modo se podría asegurar que España tiene una gran oportunidad para conseguir un plan sostenible e independiente, además de impulsar una evolución industrial.

En lo referente al hidrógeno, es una solución a la problemática del almacenaje de la energía producida por las renovables, ya que éstas se ven limitadas a las variadas condiciones climáticas de cada momento. El hidrógeno al ser un vector energético se puede comportar como portador y almacenador de energía, así como comburente. Además, una característica muy importante y que hace esta solución tan interesante, es que, el hidrógeno es capaz de producir energía generando como residuo únicamente vapor de agua, y así evitar las emisiones de CO₂, entre otros, el principal gas de efecto invernadero. Éste obtiene más energía por unidad de masa que cualquier otro

combustible, por ejemplo, el gas natural produce 13,9 kWh y el petróleo 12,4 kWh, mientras que el hidrógeno 33,3 kWh por kg.

El propósito del trabajo es conseguir la generación de este hidrógeno verde para usarlo posteriormente como energía útil para un coche. Es decir, hacer que las emisiones emitidas por el automóvil sean de 0% en carbono.

[4][5][6]

Ahora bien, esto se puede conseguir con motores con una estructura y con un principio de funcionamiento igual que los convencionales que se usan actualmente o mediante la pila de combustible y un motor eléctrico. Ya no solo en el sector del automóvil si no, como generador de electricidad, la pila de combustible consigue cero emisiones contaminantes además de ofrecer una alta eficiencia, tan alta como la de las centrales térmicas. De este modo, se podrían emplear como sistemas de generación descentralizados. Son silenciosas, con tamaños y pesos variables, y con una relación potencia/peso mucho mejor que otros tipos de baterías, incluso para aplicaciones en automóviles similar al de los MCI. Es por ello por lo que se ha escogido esta tecnología como generadora de electricidad dentro del vehículo. [7]

CAP 2: OBJETIVO Y ESTRUCTURA

2.1 OBJETIVOS

En primer lugar, se pretende dimensionar una instalación fotovoltaica para hacer un uso posterior de la energía obtenida en producir hidrógeno, mediante el proceso de la electrólisis. Con el hidrógeno conseguido y mediante una pila de combustible, se podrá revertir el proceso y utilizar la energía obtenida en un motor eléctrico de un coche. De este modo se consigue hidrógeno verde de alta pureza y unas emisiones con 0% de carbono, el cual va a ser vapor de agua.

Con el trabajo se propone una solución sostenible tanto de obtención de energía renovable como de movilidad, a la vez que se promueve el hidrógeno como solución energética.

Se pretende demostrar la rentabilidad económica de este tipo de proyectos, cuya evolución tecnológica corre en contra debido a las pocas inversiones, aunque cada vez mayores, en la investigación de estas tecnologías.

A su vez, se va a aprender la normativa que se refiere a estos sistemas, tratados a día de hoy como sistemas de sustancias peligrosas, debido a las altas presiones de funcionamiento y por su tecnología de obtención. Quiere decir, que se trata como sustancia peligrosa porque el proceso de obtención implica transformación química de la materia prima, aunque se trate de agua.

Se pretende aprender sobre esta tecnología, cuyo comportamiento es muy importante para futuras fuentes energéticas. A esto se le suma el conocimiento sobre la situación mundial actual y su evolución en las próximas décadas.

2.2 ESTRUCTURA

La memoria del proyecto está dividida en cuatro capítulos.

En el primero de ellos, se hace una introducción del proyecto. Se expone en qué situación se encuentra el mundo en estos momentos, así como se hace un pequeño paso por las tecnologías que han ido surgiendo y la aparición del hidrógeno como fuente energética. Todo ello con una justificación científica junto a la motivación personal, necesaria para realizar el presunto proyecto.

En el segundo se incluyen los objetivos, tanto el principal como los secundarios y se expone la estructura del trabajo.

En tercer lugar, se expone el marco teórico. En este se tratan temas como la energía solar fotovoltaica, el hidrógeno y su economía, y las diferentes opciones que existen hoy en día para obtener hidrógeno, almacenarlo e incluso de sus diferentes aplicaciones.

En el último capítulo se exponen los cálculos pertinentes para el dimensionado de los equipos y de la instalación fotovoltaica. También se encuentran las tablas con los

resultados del hidrógeno obtenido y se habla del futuro de la tecnología del hidrógeno. Finalmente se encuentran las conclusiones del trabajo.

CAP 3: MARCO TEÓRICO

3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica transforma la radiación solar directamente en energía eléctrica, mediante el efecto fotoeléctrico. Este efecto consiste en la emisión de electrones por parte de un material cuando sobre él incide una radiación electromagnética, como por ejemplo, la radiación solar. Cuando los electrones fluyen se produce la transformación de la energía lumínica en energía eléctrica, efecto llamado fotovoltaico.

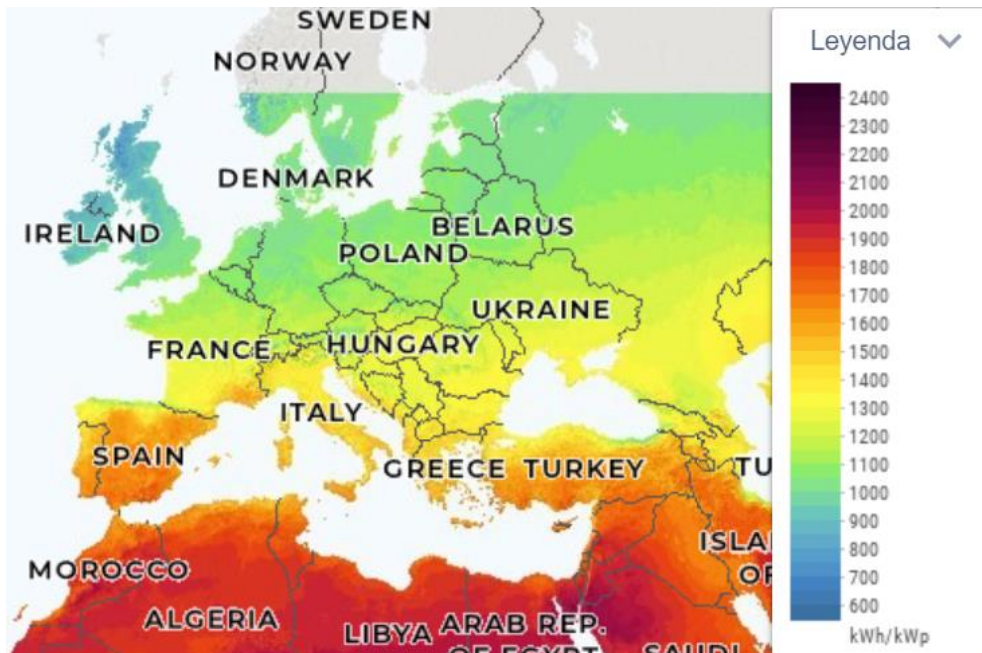


IMAGEN 4. Global Europe solar atlas. Fuente: <https://globalsolaratlas.info/map>

En la península ibérica, la radiación solar varía desde unos 1200 kWh/m²/año en el norte, hasta los 1900 kWh/m²/año en el sur, como se puede observar en la *Imagen 4*, condiciones superiores al resto del continente europeo. España se sitúa en el ranquin de los 10 países con mayor potencia solar fotovoltaica instalada a fecha de 2020, en el último puesto con 9,9 GW, una posición competitiva. Aun así, por delante se encuentran países como Italia con 20,8 GW y Alemania con 53,9 GW, cuyas condiciones no son tan favorables. [8]

De todos modos, la población se ha dado cuenta del potencial de este tipo de energía renovable, puesto que ha evolucionado en la última década de manera desmesurada. Sin ir más lejos, en 2013 había en el mundo 140 GW de potencia fotovoltaica instalada, mientras que en 2017 fueron 400 GW y en 2020 se llegó a los 750 GW instalados. Cabe remarcar que la evolución tecnológica que ha habido ha supuesto una bajada en los precios de los módulos fotovoltaicos. La *Imagen 5* muestra como la evolución de los precios de las diferentes tecnologías fotovoltaicas disminuyen en todas las localizaciones.

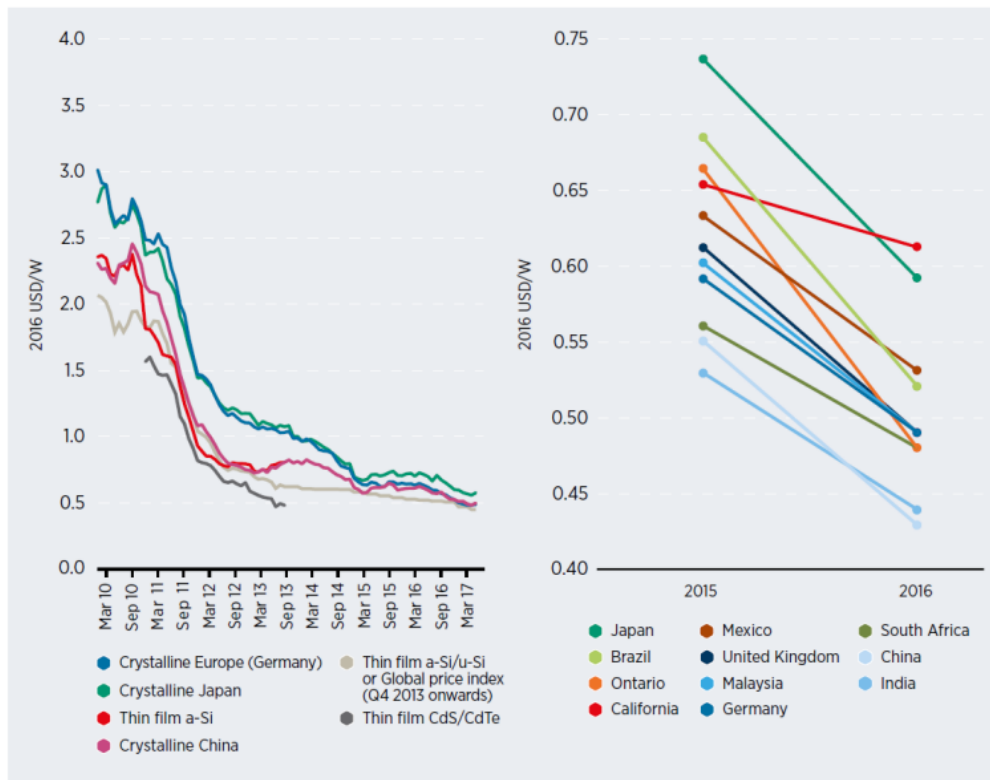


IMAGEN 5. Renewable Power Generation Costs in 2017, copyright IRENA 2018.
(GlobalData,2017; pvXchange, 2017; Photon Consulting, 2017)

Según la Agencia Internacional de la Energía, la paridad con la red se alcanzó en 2013 en diferentes zonas de Alemania, España, Australia, Italia o California. En consecuencia, esto podría provocar una rápida expansión en las décadas que nos preceden provocado por el creciente atractivo económico de este sistema.

Todo y que el proceso de desarrollo ha sido lento, puesto que el primer panel solar fotovoltaico se creó en 1954 y con fines espaciales, tiene varios beneficios y presenta diferentes ventajas, que hacen que sea una de las tecnologías más implementadas en todo el mundo:

- Precios de las instalaciones cada vez más competitivos, siendo en muchos casos la energía fotovoltaica generada más barata que la de la red de suministro.
- El combustible primario, el sol, es gratis e inagotable.
- En España hay mucho potencial.
- No contamina, reduce las emisiones de gases emitidas por los combustibles fósiles cuando se usan para generar electricidad.
- Está caracterizada por su fiabilidad a largo plazo y los costes de mantenimiento son reducidos.
- Muestra adaptabilidad a cambios de demanda ya que puede ampliarse la instalación con la conexión de más paneles.

[9]

3.2 HIDRÓGENO Y SU ECONOMÍA

Como ya se ha comentado, el hidrógeno es el elemento más abundante del universo, también el más sencillo ya que está formado únicamente de un protón y un electrón. Como no tiene neutrones es el elemento más ligero de todos, casi 15 veces más que el aire. Así como Júpiter es un planeta básicamente de hidrógeno, en el planeta Tierra no se encuentra libremente, puesto que se escapa incluso de la gravedad terrestre. De este modo, de la forma en la que aparece es combinado con otros elementos, como el oxígeno para crear agua (H₂O), o con carbono para formar distintos hidrocarburos.

Henry Cavendish en 1766 identificó el hidrógeno como un elemento diferente al oxígeno, y describió el agua como un compuesto de estos dos gases. Seguidamente en 1785, Antoine Lavoisier fue quien le puso este nombre, cuyo significado en griego es “generador de agua”. Los alemanes lo utilizaron como combustible secundario de los zepelín que cruzaban el Atlántico en los años 20, hasta que en 1937 Hindenburg, uno de los dirigibles de los nazis, se incendió antes de aterrizar en EEUU, dejando a 36 fallecidos. Hasta los años 50 ingleses y alemanes siguieron experimentando con el hidrógeno en motores de explosión en coches, camiones, locomotoras y submarinos, pero había cierta ranciedad a causa del pasado. Finalmente, en 1997 Addison Bain, un científico de la NASA jubilado hizo públicas conclusiones de varios años de investigación sobre el accidente Hindenburg que exculpaba al hidrógeno de la tragedia, pero se cargaba con sesenta años de asociación a la tragedia. [1]

La producción mundial de H₂ se sitúa en torno a los 40 millones de toneladas anuales según la AIE. En cambio, tan solo el 4% se produce por electrólisis del agua, cuyo destino son las aplicaciones que exigen una gran pureza. El 96% restante se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente por reformado de gas natural con vapor de agua, como se puede observar en la *Imagen 6*, y se utiliza en la industria química y petroquímica, en metalurgia, en electrónica y en la propulsión de vehículos espaciales.

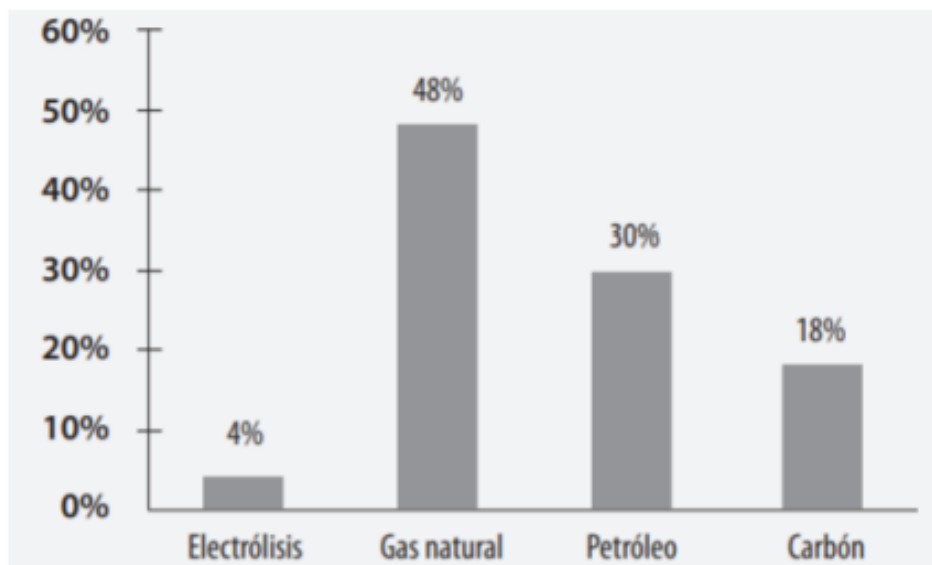


IMAGEN 6. Porcentajes que indican de donde proviene el hidrógeno que se usa. Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007.

El hidrógeno ha vuelto a ser novedad por las posibilidades que presenta como vector energético. A continuación, se nombran las tres principales aplicaciones que se presentan actualmente para su uso como fuente de energía:

- Su almacenamiento para una futura generación de electricidad. Surge como alternativa al uso de baterías electroquímicas, ya que, éste se ve afectado por interrupciones de otras fuentes de generación eléctrica, o como solución de evacuación de energía de la red.
- Se puede inyectar a la red de gas y ser consumido en el sector residencial.
- El uso con la pila de combustible, que permite obtener electricidad con un único residuo, vapor de agua.

Cabe remarcar que el hidrógeno almacena aproximadamente el triple de energía por unidad de masa que el resto, como se ha comentado en el apartado *1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN*, en cambio al ser tan ligero, su potencial por unidad de volumen es el más desfavorable. Se muestra un ejemplo, un litro de hidrógeno líquido equivale a 0,268 litros de gasolina. Mientras que 1 litro de hidrógeno a 350 bar equivale a 0,0965 litros de gasolina. Esta propiedad es la causante de problemas en el almacenamiento, transporte y distribución del mismo. [10]

Implementar el hidrógeno en sustitución de los combustibles fósiles requiere superar desafíos técnicos, sociales y políticos. En esto es en lo que va a estar basado el concepto de economía del hidrógeno. Como se puede obtener de forma local, la implantación de esta nueva economía va a provocar una nueva distribución del poder de los países productores de combustibles fósiles. [11]

La producción de hidrógeno no es cara, en cambio, los costes de almacenamiento y de transporte sí que resultan elevados a causa de su baja densidad energética por unidad de volumen. En la *Imagen 7* se pueden comparar costes (€/kWh H₂) de diferentes procesos de obtención de hidrógeno. Se puede ver como en el proceso de reformado de gas el precio es inferior en comparación a la electrólisis con eólica, los dos que presentan la mayor eficiencia. Esta diferencia está relacionada con que es una tecnología menos implementada y su relación con las 0 emisiones de CO₂, que dificultan el sistema. [11]

A continuación, se presenta una tabla con diferentes precios de diferentes procesos de obtención de hidrógeno. Estos procesos van a ser explicados en el siguiente apartado, exponiendo sus ventajas y desventajas.

PROCESO	EFICIENCIA (%)	DISPONIBILIDAD	CENTRALIZADA/ DESCENTRALIZADA	EMISIONES CO ₂ (g CO ₂ / kWh H ₂)	PRECIO (€/kWh H ₂)
Gas Natural (SMR sin CCS)	70-75	Ya disponible	Ambas	288-292	0.07-0.1
Gas Natural (SMR con CCS)	60	Medio plazo	Centralizada	42.7	0.09-0.15
Gasificación Carbón (sin CCS)	50-60	Ya disponible	Centralizada	659	0.07
Gasificación Carbón (con CCS)	40-50	Medio plazo	Centralizada	20.3	0.08
Gasificación Biomasa	56	Medio Plazo	Descentralizada (cerca del recurso)	0	0.07-0.08
Electrólisis (con Eólica)	65-70	Corto plazo	Ambas	0	0.11-0.15
Electrólisis (con Red Eléctrica)	30	Ya disponible	Descentralizada	440	0.2
Ciclos Termoquímicos (Energía Solar)	30	Largo Plazo	Centralizada	0	0.18
Ciclos Termoquímicos (Energía Nuclear)	38	Largo Plazo	Centralizada	0	0.06

IMAGEN 7. Comparación de distintos procesos de obtención de hidrógeno. *Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno.* Antonio González García-Conde.

3.3 SISTEMAS OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO

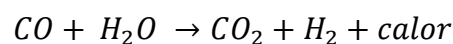
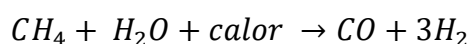
El hidrógeno se encuentra en el planeta Tierra junto con otros elementos como el carbono, para formar compuestos orgánicos, o con el oxígeno para formar agua. Al no ser un recurso libre, que se pueda obtener directamente, es necesario producirlo. Para conseguirlo se requiere de energía, que debe proceder de fuentes primarias como las renovables, las fósiles o la nuclear. Así pues, existe una gran variedad de tecnologías para su obtención. Cada una de ellas se encuentra en un grado de desarrollo y ofrece distintos beneficios y oportunidades.

3.3.1 A partir de combustibles fósiles

A continuación, se van a exponer los diferentes sistemas que utilizan **combustibles fósiles** y que con ello emiten emisiones contaminantes como el CO₂, éste debería ser capturado y almacenado para asegurar una producción sostenible.

- Hidrógeno desde Gas Natural

Es la fuente principal de producción industrial. El método más barato es el reformado con vapor de agua. Éste es una reacción endotérmica en la que los reactantes se convierten en hidrógeno y monóxido de carbono, se hace reaccionar CO con vapor de agua y así convertirlo en CO₂ y obtener hidrógeno adicional. Puede obtenerse una eficiencia bastante alta, hasta el 85% y ofrece bajos niveles de emisión y bajos costes.



- Hidrógeno desde el Carbón

La producción por gasificación del carbón es una tecnología madura. Es un proceso más complejo que el reformado de gas natural y en el precio se ve reflejado, puesto que es más elevado. Esta tecnología se basa en la oxidación parcial del carbón en presencia de oxígeno y vapor de agua. Cuando se produce a temperaturas superiores a 1000 °C se produce CO y H₂, el CO se desplaza a CO₂ y la mezcla de H₂ y CO₂ e impurezas se separa utilizando procesos de absorción física. Para centrales descentralizadas no es una buena opción ya que sería muy caro y difícil, mientras que para centrales centralizadas es una buena opción porque muestra una mayor eficiencia y el CO₂ es capturado más fácilmente.

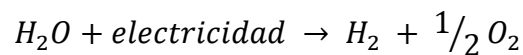
Dejando de lado las técnicas que emplean combustibles fósiles, se pasa a comentar las que utilizan el **agua**. Aquí se encuentran las dos más importantes, la primera de ellas es la electrólisis, cuyo funcionamiento va a ser explicado en el próximo apartado y la fotoelectrólisis. Esta última trata básicamente en realizar los dos procesos, genera electricidad fotovoltaica y produce hidrógeno, en un mismo dispositivo. De este modo utiliza el hidrógeno como almacenamiento de la electricidad producida. Se encuentra en investigación y ofrece eficiencias de hasta 16% en la conversión solar-hidrógeno.

Finalmente, existe una tecnología que emplea **biomasa**. La biomasa aporta un balance de CO₂ neutro de modo que la materia orgánica es capaz de retener el CO₂ que se libera. La gasificación de biomasa es un proceso termoquímico parecido al del carbón comentado anteriormente, pero tiene un escaso contenido energético. Plantas a gran escala requieren grandes cantidades de biomasa y esto incrementa los costes de transporte. En consecuencia, únicamente es rentable donde la biomasa es abundante y barata.

[11]

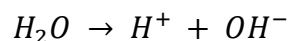
3.3.2 Electrólisis

La electrólisis es un proceso por el cual se consigue separar el agua en sus dos elementos, el hidrógeno y el oxígeno con el suministro de corriente eléctrica continua.



En 1800 Alessandro Volta inventó la primera pila, ese mismo año, a Anthony Carlisle y William Nicholson se les ocurrió meter en el agua un hilo de cobre atado en sus extremidades a la pila. De esta manera observaron como en un extremo se desprendía un gas: el hidrógeno. [21]

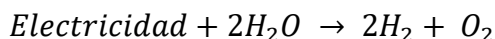
El principio de funcionamiento de la electrólisis del agua emplea una conexión de dos electrodos a una pila sumergidos en el agua. Cada uno de estos es conectado uno al polo positivo de la pila (ánodo) y el otro al negativo (cátodo). Este potencial eléctrico provoca que los electrones OH⁻ sean atraídos hacia el ánodo, mientras que los H⁺ son atraídos por el cátodo. Provocando de este modo la separación de las moléculas de agua.



El H⁺ cuando se dirige al cátodo se combina con un electrón para obtener carga neutra. A continuación, se une a otro átomo de hidrógeno y asciende a la superficie siendo H₂.

En lo referente al OH^- el ánodo absorbe el electrón que le sobra y posteriormente se combina con tres moléculas de hidróxidos dando como resultado dos moléculas de agua y una de oxígeno.

El proceso finalmente sería lo resultante del proceso expuesto a continuación:



[6]

Como se ha dicho, para conseguir esto, es necesario una corriente eléctrica. Esto ofrece la posibilidad de utilizar cualquier fuente de energía para la producción del hidrógeno. Ahora bien, esta tecnología presenta un inconveniente, y es que, la energía necesaria para lograr su separación es grande debido a la estabilidad de la molécula (286,45 kJ/mol a 25 °C), teóricamente, el potencial termodinámico para conseguir la electrólisis del agua es de 1,23 V. Cabe remarcar que la energía a suministrar va a depender de dos factores que son la temperatura y la presión. Es interesante trabajar a temperaturas altas porque así no toda la energía necesaria para la separación de la molécula se ha de suministrar. Si se trabaja a temperaturas más altas es posible sustituir parte de la electricidad por calor. En lo referente a la presión, si se opera a valores altos se pueden evitar costes adicionales en la compresión del hidrógeno, necesario para el almacenamiento del hidrógeno.

El objetivo va a ser siempre reducir el aporte eléctrico para la electrólisis ya que el coste del hidrógeno va a estar dominado por el de la electricidad utilizada.

[11]

3.3.3 Electrolizador

Aunque se hayan mejorado considerablemente los sistemas de obtención de hidrógeno por vía electrolítica, hoy en día, es complicado obtener una eficiencia alta y un coste bajo, que es el objetivo principal, a causa del alto consumo energético.

A continuación, se van a presentar distintas tecnologías electrolíticas que van a depender de la función y del tamaño del electrolizador:

- Electrolizador alcalino

Utiliza una solución electrolítica como el KOH (hidróxido de potasio o potasa cáustica) o el NaOH (hidróxido de sodio o sosa cáustica) con agua. El hidrógeno se produce en una celda formada por un ánodo, un cátodo y una membrana. Por tal de conseguir más hidrógeno las celdas se montan en serie. Se han utilizado durante más de 100 años y no requieren metales nobles como catalizador. Es una tecnología barata y ofrece una eficiencia energética entre 70 y 80%. Por otro lado, la pureza del hidrógeno es baja, así como la presión de trabajo, comprendida entre los 3 y los 30 bar.

A continuación, se presenta una imagen del proceso y las operaciones químicas que tienen lugar en este tipo.

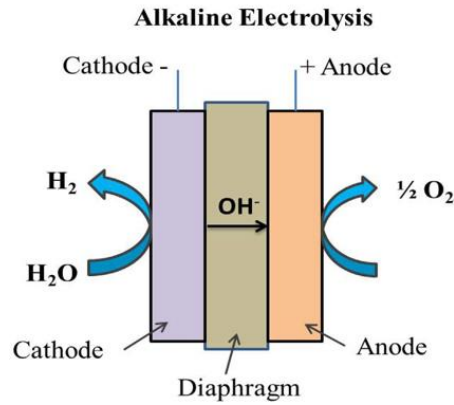
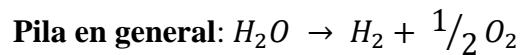
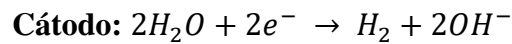
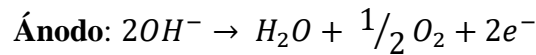


IMAGEN 8. Electrolisis alcalina.

El procedimiento químico que sigue esta tecnología es el siguiente:



- Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM):

Utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Cuando se le aplica la corriente a la pila, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno. Producen hidrógeno de alta pureza. Estos electrolizadores continúan en fase de desarrollo, aunque ya se comercializan. Son la mejor opción para acoplarlos a un sistema de generación energética por vía renovable ya que tienen una respuesta muy rápida y dinámica, requerimientos necesarios para hacer frente al carácter fluctuante de las renovables. Presenta una alta eficiencia, entre el 80 y el 90 % y una pureza del hidrógeno del 99%. Es un sistema compacto y de rápida respuesta, en cambio los componentes de esta tecnología son caros, ya que utiliza materiales preciosos como catalizadores.

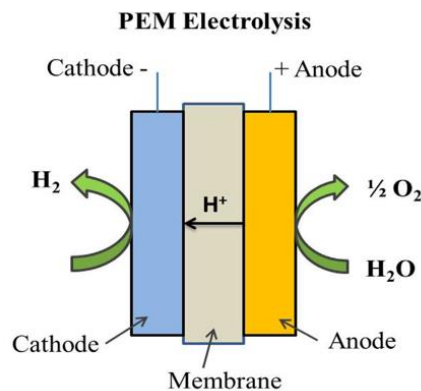
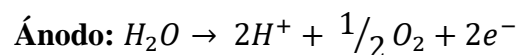
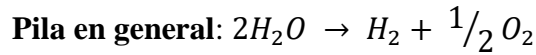
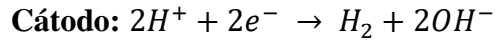


IMAGEN 9. Electrolisis tipo PEM.

El procedimiento químico que sigue esta tecnología es el siguiente:





- Electrolizador de óxido sólido (SOEL)

Funcionan a temperaturas más altas que el resto y son más eficientes que los dos anteriores. El proceso se llama electrólisis de alta temperatura o de vapor y utiliza un material cerámico sólido como electrolito. Los electrones del circuito externo se combinan con el agua en el cátodo para formar gas de hidrógeno e iones de carga negativa. De este modo, el oxígeno pasa a través de la membrana cerámica y reacciona en el ánodo para formar oxígeno en forma gaseosa y generar electrones para el circuito externo. Presenta una alta eficiencia, entre el 85 y el 95 % y presiones de trabajo altas.

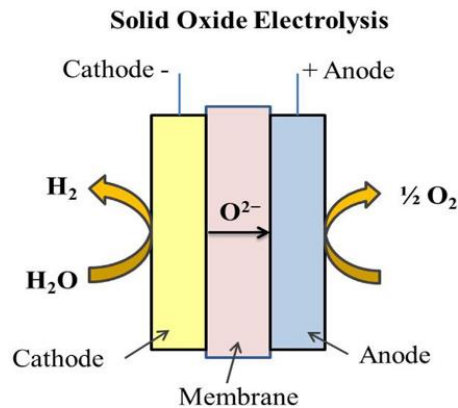
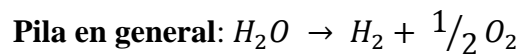
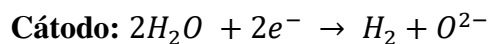
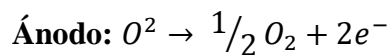


IMAGEN 10. Electrólisis mediante óxido sólido.

El procedimiento químico que sigue esta tecnología es el siguiente:



- Electrolizador AEM (Membrana de intercambio de aniones)

Este tipo de electrolizador es el que menos ha despuntado y eso es a causa de su objetivo principal. Como se ha comentado en el apartado anterior, el potencial termodinámico para la electrólisis es de 1,23 V. Para conseguir esto se produce una división electroquímica del agua en sus dos componentes mediante una membrana de intercambio de aniones. Para los electrolizadores alcalinos y los tipo PEM se requieren metales nobles como catalizadores, el platino por ejemplo. Esta tecnología utiliza metales de transición que son menos costosos y, además, ofrecen una respuesta rápida. Sin embargo, su eficiencia es baja (50 %) y no se ha desarrollado al mismo nivel que los anteriores casos.

A continuación, se muestra una tabla comparativa de estos cuatro tipos:

TIPO ELECTROLIZADOR	AEL	PEM	SOEL	AEM
Eficiencia (η)	60-70%	70-80%	85-95%	~50%
Consumo	4.6-5.2 KWhe/Nm ³ H ₂	4.5-4.8 KWhe/Nm ³ H ₂	3.2-3.5 KWhe/Nm ³ H ₂	4.5-4.8 KWhe/Nm ³ H ₂
Densidad de corriente (mA/cm ²)	200-600	600-2000	≤ 2000	200-1000
Presión (bar)	< 30	< 60	1-5	< 30
Coste (€/kw)	1000-1500	1500-2000	prototipo	prototipo
Ventajas	Tecnología madura	Respuesta rápida	Elevada eficiencia	Catalizadores no pertenecientes PGM
Desventajas	Electrolito líquido	Catalizadores PGM	Cerámicas complejas	Baja eficiencia

IMAGEN 11. Comparación entre distintos electrolizadores.

Como se puede apreciar en la imagen, los únicos que se comercializan son los alcalinos y los de tipo PEM, aunque los SOEL también se comercializan para bajas presiones, los dos primeros son los más implementados.

Para el trabajo se ha escogido un electrolizador de tipo PEM, ya que ofrece una buena eficiencia junto con una pureza muy alta del hidrógeno (99 %). Aunque emplee metales nobles que lo encarecen (1500-2000 €/kW), permite trabajar a presiones altas, hecho que facilita el proceso de compresión. No se ha escogido el tipo AEL ya que la eficiencia es menor, aunque el precio sea más barato y, además, no responde bien a cambios de potencia, y la potencia de la instalación fotovoltaica va a ser variable. También a causa de su electrolito, que es líquido, impidiendo un diseño compacto y sin una respuesta rápida.

Este tipo de electrolizadores suele trabajar en una presión de unos 30 bar, puesto que mayores presiones perjudicarían gravemente a la membrana restándole años de vida. En lo referente a la temperatura, debe ser inferior a los 100 grados para garantizar lo mismo, a temperaturas superiores la membrana se daña y pierde su funcionalidad.

[12]

3.4 DISTRIBUCIÓN

El hidrógeno es un gas con una densidad muy baja, factor que complica su almacenamiento. Aun así, existen tecnologías muy diversas para lograrlo, ofreciendo diferentes técnicas para cada aplicación. Por otro lado, en las aplicaciones dedicadas a la movilidad no se ofrece una solución viable en términos de peso, volumen y costes. Como se puede ver en la *Imagen 12* el hidrógeno líquido y el gaseoso a presión de 700 bar son las soluciones que ofrecen mejores condiciones de volumen, no obstante, siguen siendo entre 7 y 9 veces más voluminosas que la gasolina, en referencia a un contenido de combustible equivalente.

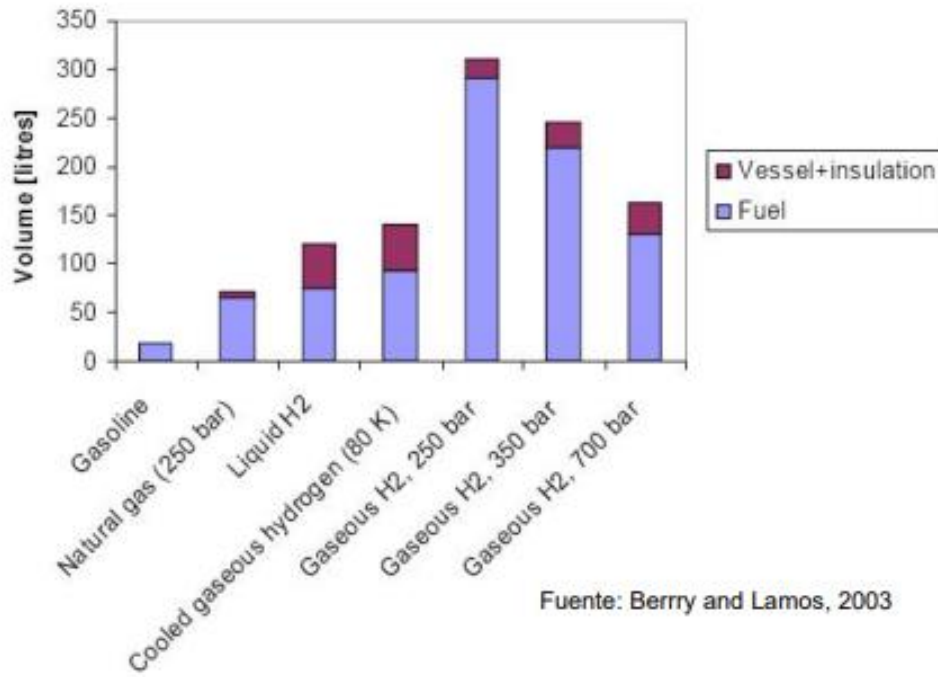


IMAGEN 12. Volumen para un mismo contenido de combustible equivalente en diferentes modos de comburente. Berry and Lamos, 2003

Seguidamente se van a presentar distintas tecnologías para el almacenamiento del hidrógeno.

El **hidrógeno gas** se puede almacenar en tanques a presión o en microesferas de vidrio:

- Tanques a presión

El hidrógeno se puede almacenar en estado gaseoso de distintas maneras, ya sea en depósitos móviles o estacionarios y en depósitos subterráneos. En lo referente a los móviles o estacionarios, existen cuatro tipos de almacenamiento a alta presión.

El tanque de tipo I operan a presiones de 175 bar hasta 200 bar, dependiendo si están fabricados de aluminio o acero. Estos tanques son muy pesados y su capacidad gravimétrica es pequeña. Son una buena opción para aplicaciones estacionarias, como el almacenamiento en laboratorios.

El de tipo II son tanques metálicos, de acero o de aluminio y están reforzados con compuestos de fibra de carbono o vidrio. Estos son capaces de soportar presiones de 700 a 1000 bar. Son depósitos muy pesados, lo que les limita a aplicaciones estacionarias, como el almacenamiento en hidrogeneras.

El tanque de tipo III a diferencia del anterior, está formado en mayor cantidad de materiales compuestos lo que le permite disminuir considerablemente el peso. También son capaces de soportar presiones de 700 bares.

Finalmente, el tanque de tipo IV, permite eliminar la mayoría del material metálico del depósito, haciendo que estos sean los más ligeros. Están compuestos por un forro interno de material plástico reforzado por fibras de carbono en diferentes direcciones que recubre

un forro de plástico. En contra son más caros debido al gran uso de fibra de carbono, no obstante, son los más ligeros y permiten presiones de hasta 700 bares y más.

Este último comentado es el objetivo principal para poder implementar el hidrógeno en el sector del automóvil, aunque a 350 bar es suficiente si se trata de autobuses. Por ejemplo, en el Toyota Mirai se encuentran dos tanques de este tipo, con una capacidad total de 122,4 l.

[13]

También existen depósitos de menores presiones, cuyas dimensiones son elevadas. Sirven para almacenar hidrógeno a presiones de hasta 100 bar.

- Microesferas de vidrio

Esta tecnología aprovecha la permeabilidad del hidrógeno a altas presiones para cargar el gas a altas temperaturas en unas esferas resistentes a la presión. Cuando se ha completado la carga las microesferas se enfrían a temperatura ambiente y retienen en su interior el hidrógeno. Para poder transferir el hidrógeno que posee su interior, estas esferas se han de calentar a 200-300°C. En cuanto a sus problemas se encuentran las altas presiones de llenado y las altas temperaturas de liberación del hidrógeno.

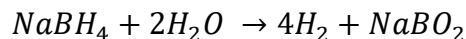
En lo referente al **almacenamiento líquido** del hidrógeno se van a exponer dos opciones, puesto y que existen varios métodos, estos son los más avanzados y que ofrecen una mejor solución:

- Hidrógeno líquido

El hidrógeno se puede licuar a temperaturas muy bajas (-253°C). Esto ofrece una ventaja primordial, su densidad energética es muy superior a la del gas hidrógeno. En este estado ocupa 700 veces menos que a temperatura ambiente y presión atmosférica. En desventaja, para conseguir licuarlo se ha de perder entre el 30 y el 40% de energía, y además se han de usar contenedores criogénicos muy aislantes, hecho que provoca pérdidas por evaporación cuando no se usa el sistema.

- Disoluciones de borohidruros

El hidrógeno es liberado a partir de la reacción siguiente:



Esta reacción catalítica se puede producir a bordo del vehículo de una forma segura y controlable, no obstante, el producto de la reacción ha de almacenarse y ser regenerado en $NaBH_4$ en un proceso que no se puede realizar en el vehículo.

Finalmente, solo queda por mostrar las posibilidades que ofrece el estado **sólido**. Se van a presentar dos grupos seguros y eficientes:

- Materiales basados en el carbono (nanotubos y nanofibras de grafito)

Los nanotubos están formados por redes hexagonales curvadas y cerradas de carbono formando tubos. Este sistema es ligero, hueco y poroso, con alta resistencia mecánica e

interesante para el refuerzo estructural de materiales y formación de composites de bajo peso. Gracias a la poca masa que tienen y a la alta capacidad de adsorción, pueden almacenar densidades dobles que las de los tanques de hidrógeno líquido. Ahora bien, se ha demostrado que este sistema únicamente es posible a temperaturas extremadamente bajas (por debajo de los 196 °C bajo cero), ya que, a temperatura ambiente, la mayor parte del hidrógeno se ha evaporado. De todos modos, se desconoce la cantidad que se puede almacenar, y el cómo de su almacenamiento, si se enlaza químicamente con el nanotubo o no.

- Hidruros recargables

Una determinada masa metálica se puede cargar y descargar prácticamente infinitas veces y se puede utilizar como depósito de almacenamiento sólido de hidrógeno. Esto es posible porque el hidrógeno puede reaccionar con varios metales y formar hidruros. Este hidrógeno se libera cuando se aplica calor a los metales cuando se calienta el tanque y reduciendo la presión, por ejemplo. Este método es seguro y manejable y además permite mayor hidrógeno por unidad del volumen que el líquido. Por el contrario, el peso del sistema es elevado y esto dificulta su uso en aplicaciones móviles.

[11]

3.5 MOVILIDAD

Aunque existen diferentes aplicaciones para el hidrógeno, en este apartado se van a exponer algunas de éstas, todas ellas relacionadas con el sector del transporte. Se va a incluir la pila de combustible, de la que se va a hacer pleno análisis, ya que lidera el sector por delante de las otras opciones. El hidrógeno en el sector del automóvil puede utilizarse mediante la pila nombrada y un motor eléctrico, por medio de un motor de combustión o una combinación de ambas.

En primer lugar, en lo referente a los motores convencionales, se encuentran dos. El primero es el motor Wankel y el segundo es el motor de combustión interna, los cuales se pueden adaptar al hidrógeno como combustible.

- El motor Wankel

La configuración del Wankel permite minimizar las dificultades de combustión que pueden tener otro tipo de combustibles. Además, no tiene problemas de autoencendido ya que, suponiendo que los gases de escape fuesen los responsables de esto, la geometría de giro del motor hace que, cuando los gases “frescos” entran, asegura que la cámara se encuentra vacía y los gases de escape lejos. Por último, este motor permite una mayor homogeneidad de temperaturas en las cámaras de combustión, por el hecho explicado anteriormente, y esto es causante de un gran interés en esta tecnología. [14]. Mazda lleva años investigando al respecto, y estima que hacia 2030 la mayoría de los vehículos eléctricos hayan adquirido esta tecnología como extensor de autonomía. [15]

- El motor de combustión interna de cuatro tiempos.

El funcionamiento es muy similar que si se emplease gasolina. El hidrógeno se comporta como combustible, el oxígeno como comburente y una bujía se encarga de realizar la chispa que inicia la combustión. La reacción que se produce tiene dos

moléculas de hidrógeno por cada molécula de oxígeno, obteniendo como residuo vapor de agua y NOX en pequeñas cantidades debido al calor producido en las cámaras de combustión. No obstante, dicho motor no es como el que se usa hoy en día con gasolina, si no que se encuentra adaptado al hidrógeno, cuyo comportamiento frente los materiales del motor es diferente que el de la gasolina.

Por último, se va a analizar el principio de funcionamiento de la pila de combustible cuyo contenido se va a encontrar en un apartado nuevo debido a su magnitud e importancia dentro del trabajo.

3.5.1 La pila de combustible

Es capaz de revertir el proceso que realiza un electrolizador, es decir, convierte la energía química almacenada en un combustible en energía eléctrica. A diferencia de las baterías, que almacenan energía química que después transforma en electricidad, y cuya vida depende de la durabilidad de la primera de ellas, la pila de combustible convierte en electricidad la energía química del combustible que recibe del exterior y suministra energía eléctrica de forma continua mientras dure el aporte del combustible. La reacción que se lleva a cabo en el interior de la pila emplea un combustible como reactivo, que en este caso va a ser hidrógeno, y un elemento oxidante, generalmente oxígeno.

Bien, las pilas de combustible son una suma de pilas individuales que, para distinguirlas, a estas, se las llama celdas o células de combustible. Cada una de éstas están formadas por dos electrodos, ánodo y cátodo, separados por un electrolito sólido o líquido. A continuación, se muestra la imagen del funcionamiento de esta tecnología.

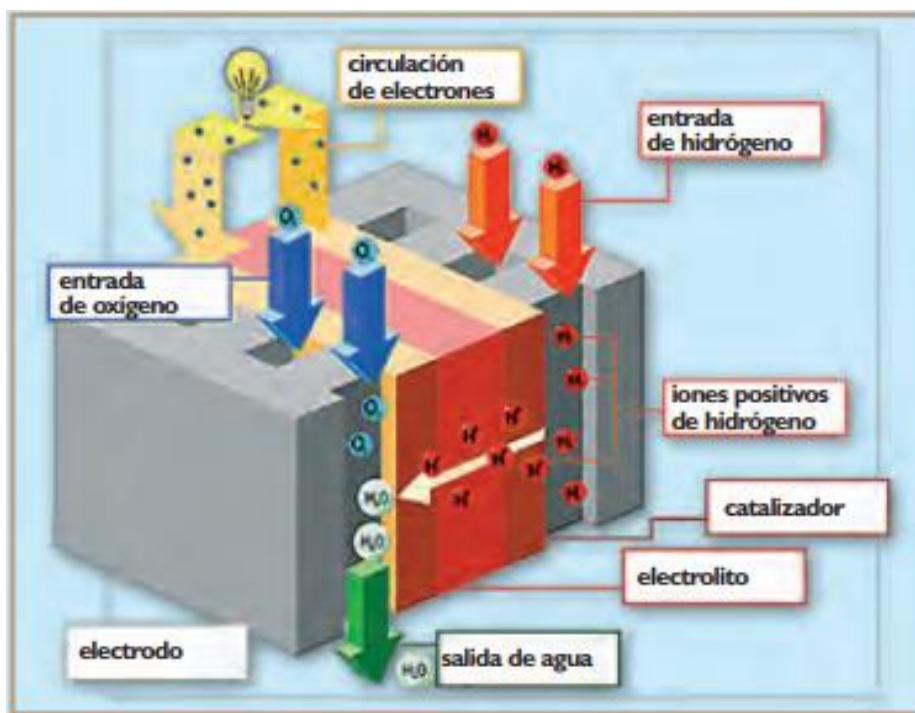
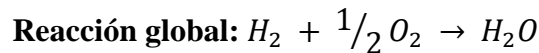
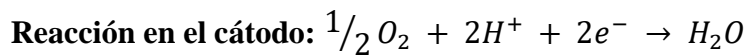


IMAGEN 13. Pila de combustible.

Fuente: *Energías renovables para todos* colección elaborada por Haya Comunicación, editora de la revista *Energías Renovables*, www.energias-renovables.com con el patrocinio de Iberdrola.

Si se sigue el recorrido de la *Imagen 13*, en el ánodo el hidrógeno se disocia en protones y electrones, en presencia de un catalizador, y se puede ver como los iones positivos son los que circulan a través del electrolito, hasta el cátodo. Por otro lado, los electrones se mueven por un circuito eléctrico que conecta a los dos electrodos, al no travesar este electrolito. Este flujo de electrones es la energía eléctrica que se obtiene del proceso. Cuando éstos llegan al cátodo se combinan con los protones que sí que han atravesado el electrolito y forman el único residuo, que en este caso va a ser agua.

Las ecuaciones resultantes de este proceso son las siguientes:



Existen diferentes tipos de pilas de combustible, en la *Imagen 14* se muestra una comparación entre todas ellas. La opción polimérica (PEMFC) es la que mejor se acopla a las necesidades. Como se puede observar, es la empleada para el sector del transporte y ofrece las ventajas de trabajar a bajas temperaturas, su arranque es rápido, de modo que proporciona una alta respuesta dinámica y tanto su grado de corrosión como su coste de mantenimiento es bajo.

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolito	Membrana de Polímero Sólido	Solución Alcalina	Ácido Fosfórico	Carbonatos Fundidos	Óxido Sólido	Membrana de Polímero Sólido
Temperatura Operación (°C)	60 - 80	100 - 120	200 - 250	600 - 700	800 - 1000	50 - 120
Rango potencia	5 - 250 kW	5 - 150 kW	50 kW - 11 MW	100 kW - 2 MW	100 - 250 kW	5 kW
Ventajas	Baja Temperatura Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida	Acepta H2 impuro	Reformado interno Cogeneración	Reformado interno Cogeneración	No necesita reformador de combustible
Aplicaciones	Transporte Portátiles Residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Portátiles

IMAGEN 14. Comparación de los diferentes tipos de pila de combustible. Fuente: <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>

Este tipo de pila, como bien se indica en la tabla, emplea una membrana de polímero sólido como electrolito. Esta membrana separa la parte anódica y catódica de cada celda, y tiene la propiedad de permitir el paso únicamente de iones positivos.

[11][16]

CAP 4: CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se va a realizar una descripción del proyecto. Se va a mostrar el diseño, así como el cálculo de una instalación fotovoltaica de 3 MW, desde su producción, hasta el cálculo de sección de cable necesario para realizar la instalación, que va a estar conectada a un sistema de generación y obtención de hidrógeno de calidad “verde”. Se van a describir los elementos necesarios para ello y los escogidos para realizar la instalación.

El objetivo de la instalación consiste en utilizar toda la potencia generada por la instalación fotovoltaica en la obtención del gas hidrógeno de origen renovable mediante el uso de un equipo de electrolizadores de la marca ITM. La instalación no va a verter energía a la red, se utilizará aquella que genere para obtener el gas.

Se va a instalar una planta solar para generar 3 MWp, inversores para convertir la electricidad de corriente continua en corriente alterna, electrolizadores de agua y compresores de hidrógeno gas, y depósitos tanto de baja presión como de alta (900 bar) necesario para poder utilizar el combustible en el sector automovilístico.

El agua va a provenir del sistema de abastecimiento local, puesto que el sistema electrolizador ya incluye en su interior un sistema de tratamiento de agua.

4.1 NORMATIVA

Teniendo en cuenta que el objetivo es realizar una instalación solar fotovoltaica con conexión a un sistema de obtención de hidrógeno de calidad verde, se debe conocer la normativa aplicada para este tipo de proyecto. Por lo que a continuación, se van a nombrar las normativas que le afecta.

En primer lugar, se muestra un organigrama de las que afectan al sistema fotovoltaico.

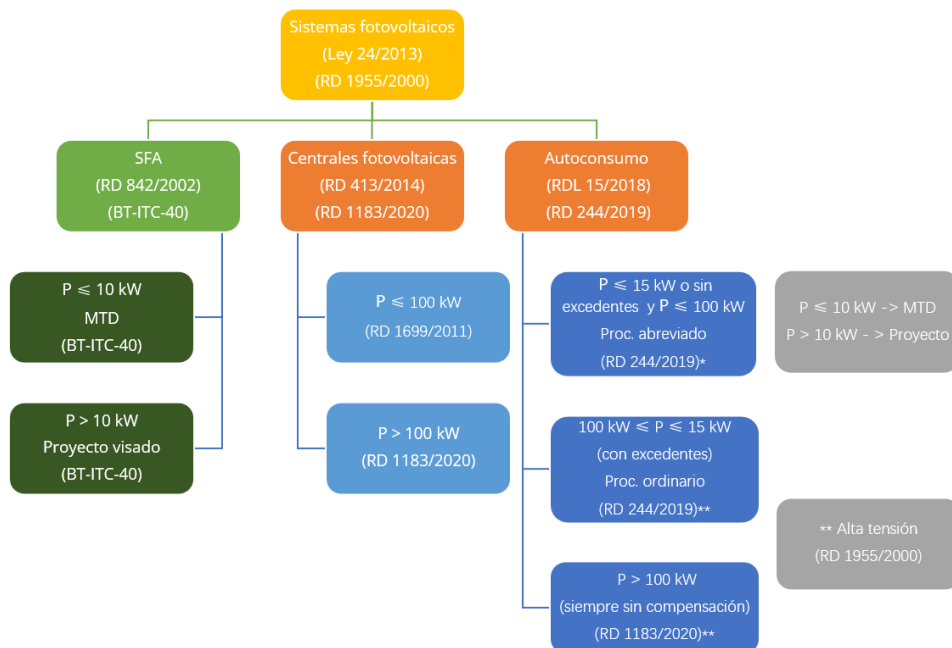


IMAGEN 15. Organigrama sobre la normativa que aplica al sistema fotovoltaico.

Como se puede observar, en la primera ramificación aparece la normativa asociada a Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA). Dentro, las dos posibilidades que se ofrecen en función de la potencia generada. Se escoge la dedicada a proyectos visados con potencia mayor a diez kilovatios, es por ello por lo que se registró por el *RD 842/2002* y el *BT-ITC-40*. [22]

En segundo lugar, se listan las normativas que se han de tener en cuenta a la hora de realizar el proyecto según el *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión* (REBT), cuyo objetivo es establecer el marco de las condiciones técnicas y garantías que deben cumplir este tipo de instalaciones:

- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el nuevo *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, e *Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT51*.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Ley 21/2013**, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- **Decreto 88/2005**, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **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 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.
- **Orden FOM/1635/2013**, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el *Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía»*, del *Código Técnico de la Edificación*, aprobado por *Real Decreto 314/2006*, de 17 de marzo.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre de prevención de riesgos laborales;
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, y resto de normativa aplicable en materia de prevención de riesgos.
- **Decreto 80/2007**, de 19 de junio, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica a tramitar por la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha y su régimen de revisión e inspección.
- Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.

En referencia al sistema de hidrógeno, a continuación, se va a hacer un listado de la normativa que se aplica a la tecnología del hidrógeno:

- **El Real Decreto 919/2006**, que define como instalador de gas “Persona física que, en virtud de poseer los conocimientos teórico-prácticos de la tecnología de la industria del gas y de su normativa, y cumpliendo los requisitos establecidos en la ITC-ICG 09, está capacitado para realizar y supervisar las operaciones correspondientes a su categoría”.

- **Real Decreto 840/2015**, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en el que intervengan sustancias peligrosas.
- **UNE-ISO 22734-1:2008** y **ISO 22734-2: 2011** definen los requisitos de construcción, funcionamiento y seguridad de los equipos generadores de hidrógeno previstos, respectivamente, para interiores o exteriores con usos industriales y comerciales, y para interiores o exteriores con uso residencial, que emplean reacciones electroquímicas para electrolizar el agua y producir gas de hidrógeno y oxígeno.

Como el almacenamiento del hidrógeno se hace en el lugar de producción, la normativa que aplica es la siguiente:

- **Real Decreto 2060/2008**, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- **Real Decreto 656/2017**, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE APQ 0 a 10.

En lo referente al transporte de hidrógeno, se realiza por carretera, desde la parcela hasta la hidrogenera más cercana, de este modo, la normativa correspondiente es la siguiente:

- Las condiciones de seguridad del transporte del hidrógeno por carretera se encuentran reguladas en el Acuerdo Europeo sobre Transporte Internacional de Mercancías Peligrosas por Carretera (ADR).

Finalmente, las que aplican a la transformación de hidrógeno a electricidad mediante la pila de combustible, a este sistema se le aplica la normativa siguiente:

- El sistema de alimentación es una instalación a gas que debe cumplir con el reglamento de instalaciones a gas, **Real Decreto 919/2006**, de 28 de junio, en concreto las **ITCICG 07** de instalaciones receptoras de combustibles gaseoso
- **EN 62282-3-100:2012**. Tecnología de las pilas de combustible. Parte 3-100: Sistemas estacionarios de pilas de combustible. Seguridad. **IEC 62282-3-100:2012**
- **EN 62282-3-300:2012**. Tecnología de las pilas de combustible. Parte 3-300: Sistemas estacionarios de pilas de combustible. Instalación. **IEC 62282-3-100:2012**
- **EN 62282-3-100:2012**. Tecnología de las pilas de combustible. Parte 5-1: Sistemas de pilas de combustible portátiles. Seguridad. **IEC 62282-3-100:2012**.

Dichas normas armonizadas, si bien derivan de la Directiva 2014/35/UE de material eléctrico, no solo incluyen los riesgos de la parte eléctrica, sino todo conjunto de riesgos del equipo, incluidos los derivados del sistema de alimentación de gas.

Ahora bien, atendiendo a la **Ley 16/2002**, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, establece que las “Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos” entre ellas el hidrógeno, están sometidas al régimen de autorización ambiental integrada (AAI).

Para obtener esta autorización, se requiere de lo siguiente:

- Descripción de actividades, instalaciones, procesos y tipo de producto.
- Informe de estado ambiental de lugar e impactos previstos.
- Materias primas, sustancias y energía generados y empleados en la instalación.
- Fuentes generadoras de emisiones: tipo y cantidades.
- Medidas de prevención y gestión de residuos.
- Sistemas de control de emisiones y vertidos.
- Informe del ayuntamiento de compatibilidad urbanística, que será independiente de la licencia de obras, pero vinculará al ente local en el otorgamiento de cualquier licencia o autorización exigible.
- Documentación exigida por la legislación para la solicitud de la autorización de vertidos.
- Memoria resumen no técnica.
- Cuando la actividad implique el uso, producción o emisión de sustancias peligrosas relevantes, un informe preliminar de situación antes de comenzar la explotación de la instalación con la información necesaria para determinar el estado de contaminación del suelo y de las aguas subterráneas en el emplazamiento de la instalación.

Además, el Real Decreto 509/2007 especifica que la solicitud de AAI debe incluir:

- La identidad del titular.
- La documentación técnica para poder determinar las medidas relativas a las condiciones de explotación en situaciones distintas de las normales que puedan afectar al medio ambiente (puesta en marcha, fugas, fallos de funcionamiento, paradas temporales, cierre definitivo, etc.).
- Si la actividad implica la realización de vertidos, información específica sobre los vertidos, emisiones y pérdidas de sustancias consideradas prioritarias en el marco de la Ley de Aguas.
- Los procesos en los que intervengan sustancias, preparados o artículos enumerados en los Anexos XIV y XVII del REACH, así como las sustancias para las que no exista una resolución firme pero sí evidencia científica de que podrían cumplir los criterios del Anexo XIII del REACH.

[17]

4.2 EMPLAZAMIENTO

La instalación se va a encontrar en CL SECTOR 13-C-17 2, Riba-Roja de Turia (Valencia), 46394.

Se ha escogido esta localización ya que ofrece un espacio libre de edificios que puedan provocar sombras y perjudicar a la instalación, así como por su proximidad a la línea eléctrica, puesto que se encuentra en un polígono industrial. Esto va a facilitar el proceso de suministro de agua al sistema.



IMAGEN 16. Parcela desde satélite. Fuente: Google Earth.

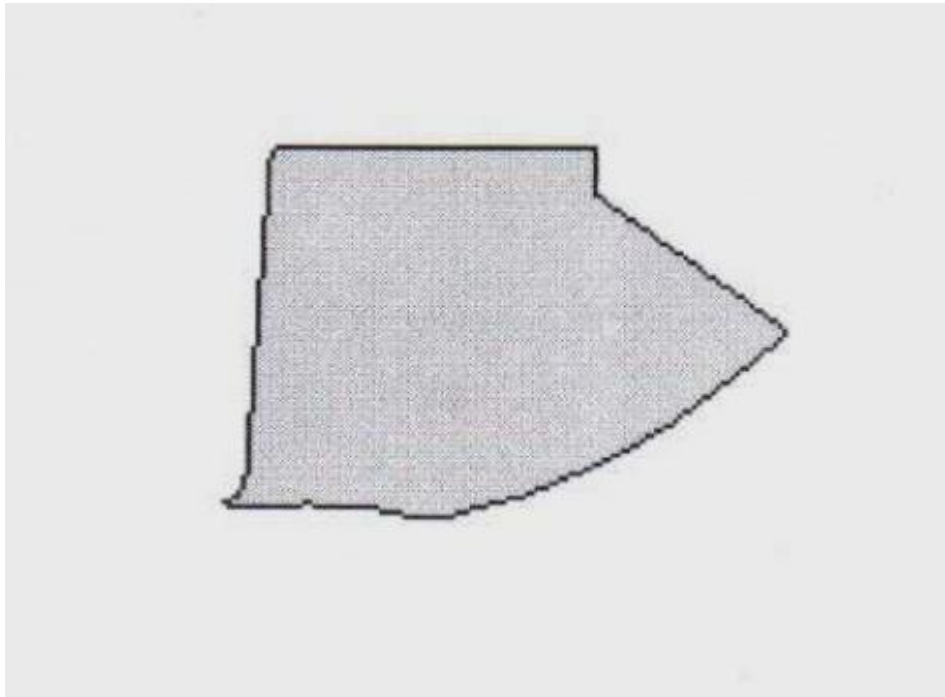


IMAGEN 17. Perímetro de la parcela.

La parcela recoge una superficie de 37.658,01 m² y sus coordenadas son las siguientes: 39.47658, -0.553018. El valor catastral de la parcela es de 895.006,17 €.

El terreno se ha de adecuar para una correcta explotación de este. Para ello se tendrá que realizar un nivelado y explanado del terreno, así como lo necesario para eliminar todo tipo de plantas que puedan perjudicar la construcción de la planta. La parcela estará rodeada del vallado necesario para no permitir el acceso a la misma y garantizará que se pueden realizar las tareas de construcción y mantenimiento con el camino que se deja a todo su alrededor y en el medio de cuatro metros de ancho. Además, se encarga la construcción de una nave, ajena al propio proyecto, en la parcela, para instalar en su interior los elementos necesarios para la producción de hidrógeno.

4.3 IRRADIACIÓN/RECURSO SOLAR

La irradiación solar es la magnitud usada para medir la energía por unidad de área que recibe radiación solar durante un tiempo determinado (kWh/m^2). Se ha utilizado la herramienta de PVGIS, concretamente PVGIS-SARAH2, para obtener los datos de irradiación solar de la zona de la instalación. En la *Imagen 18* se puede ver el procedimiento seguido y a continuación, la *Imagen 19* con los resultados obtenidos en formato de gráfico.

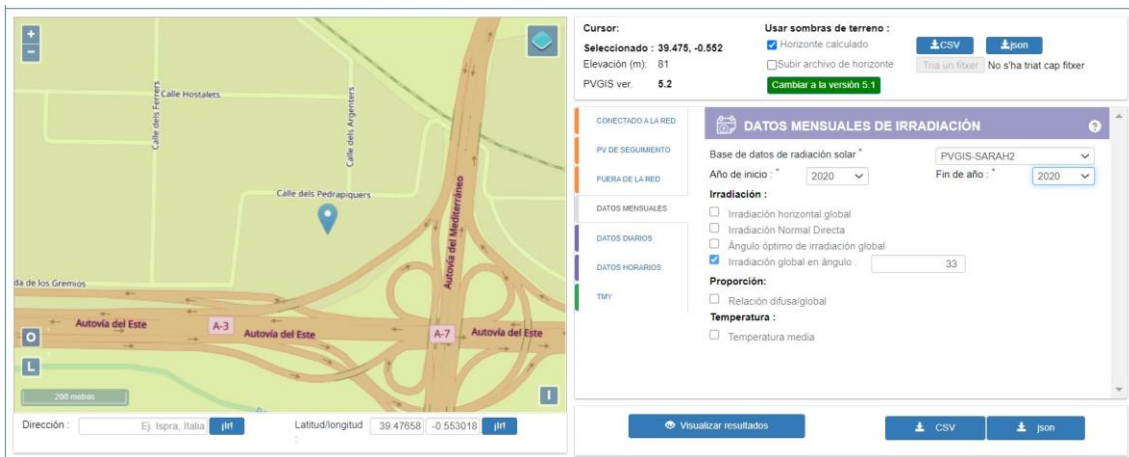


IMAGEN 18. Aplicación PVGIS. Fuente: PVGIS.



IMAGEN 19. Gráfico de los resultados de la irradiación en la parcela. Fuente: PVGIS.

4.4 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.4.1 Soluciones alternativas

Teniendo en cuenta que la orientación de los paneles siempre será al sur, puesto que es la posición en la que aprovechamos de una forma más completa la radiación emitida por el sol. Para las diferentes soluciones se ha tenido en cuenta la inclinación de las placas, el tipo y el espacio disponible en el techo de la vivienda.

En cuanto a la **inclinación** de las placas existen varias opciones. Cuando el consumo es relativamente constante debe ser de 60°; si el consumo fuera a ser mayor en los meses de verano se consideran dos posiciones: 60° durante el invierno y 15° durante el verano; existe la posibilidad de que se use una posición fija de 45° o la equivalente a la latitud del lugar. Finalmente es ésta la que se ha escogido. Con la siguiente fórmula se obtiene la inclinación óptima de las placas para la localización de Riba-Roja, y así optimizar la producción a lo largo del año.

$$\text{Inclinación}_{\text{óptima}} = 3,1 + \text{latitud} \cdot 0,75$$

En nuestro caso al tratarse una latitud de 39, 33° la inclinación óptima es 33°.

En cuanto al **tipo** de placas, se pueden elegir entre placas de 120 o 144 células poli o monocristalinas. Las escogidas en especial tienen una tecnología de medias células que les permite conseguir un mayor rendimiento incluso en condiciones atmosféricas adversas, como una irradiación baja. Si se vieran afectadas por alguna sombra, únicamente perjudicaría a una parte de las células y no todo el módulo. Las escogidas tienen 156 células (2 · 78), conservando de todos modos, un excelente precio.

Como se ha comentado, también existe la opción de usar celdas monocristalinas o policristalinas. Las primeras suelen ser más caras ya que proporcionan una eficiencia mayor en cuanto al W/m². También existen las PERC, que incorporan una lámina en la cara posterior de la célula que, por un lado, permiten una mayor captación de la luz solar, y por otro, una mayor captación de electrones.

4.4.2 Cálculo del número de placas

En cuanto a la situación de los paneles, se van a situar sobre una estructura, ya que se trata de suelo rústico.

Para calcular el número de placas se van a necesitar los datos del inversor escogido, así como de las placas seleccionadas. De este modo se pueden calcular cuantas placas en serie y en paralelo admite una unidad de inversor.

En primer lugar, se procede al cálculo del número de módulos totales que el inversor permite conectar, con la siguiente fórmula:

$$N_p = \frac{P_{inv}}{P_{max_m}}$$

- N_p = Número de placas de la instalación

- P_{inv} = Potencia del inversor
- P_{max_m} = Potencia máxima del módulo

A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

P inversor (W)	Pmax módulo (W)	Módulos totales (Uds)
100000	570	175,439
		175

En segundo lugar, para hallar los módulos en serie como máximo que se pueden conectar por inversor se utiliza la siguiente fórmula:

$$N_{PS} = \frac{Ve_{inv}}{Vmp_m}$$

- N_{PS} = Número de placas en serie
- Ve_{inv} = Tensión máxima de entrada del inversor
- Vmp_m = Tensión pico máxima del módulo

Seguidamente, se ha adjuntado una tabla con los resultados.

Ventrada inv (V)	Vmp módulo (V)	Módulos en serie (Uds)
1100	44,29	24,836
		24

Finalmente, se puede calcular el número de módulos en paralelo que se pueden conectar con dicha cantidad de módulos en serie:

$$N_{PP} = \frac{N_P}{N_{PS}}$$

- N_{PP} = Número de placas en paralelo

El resultado obtenido es el siguiente.

Módulos en paralelo (Uds)
7,292
7

Si se utilizaran los datos obtenidos, es decir, 7 conjuntos de 24 módulos se obtendrían un total de 168 módulos por inversor. Como se puede observar, el máximo que permite son 175. De todos modos, para facilitar la conectividad del sistema se ha escogido hacer 10 conjuntos con 17 módulos cada uno. Así, el número total de paneles por inversor es de 170, hecho que permitirá obtener mayor potencia.

A continuación, se procede a comprobar si esta configuración es soportada por el inversor:

$$Potencia_{pico} = 10 \cdot 17 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} \cdot 570 \frac{W}{\text{panel}} = 96900 W$$

Se puede ver como no sobrepasa la potencia del inversor de 100 kW. De este modo esta va a ser la configuración escogida. Como se va a disponer de 30 inversores, se ha de multiplicar el número de placas por 30.

Npt
5100

De este modo, la potencia real de la instalación va a ser el producto de la potencia de la placa por el número de placas, que resulta ser 2,907 MW.

4.4.3 Energía producida por la instalación

Para saber la energía que va a producir la instalación se han utilizado distintos métodos. Una vez expuestos los resultados de cada uno se muestra una comparativa entre éstos y finalmente se escoge la solución más correcta.

- Método 1

Mediante una herramienta online se han obtenido las horas solares pico (HSP) de cada mes del año. Como se puede apreciar en la *Imagen 20* los datos se dan en función de la zona geográfica, inclinación de las placas y el nivel de contaminación del ambiente. La localidad se encuentra en la provincia de Valencia y la contaminación atmosférica se ha considerado como limpia, ya que, la misma calculadora empleada afirma que en caso de duda es la que se ha de elegir. También se ha supuesto que la instalación está produciendo durante todos los días del mes y que febrero tiene 29 días.

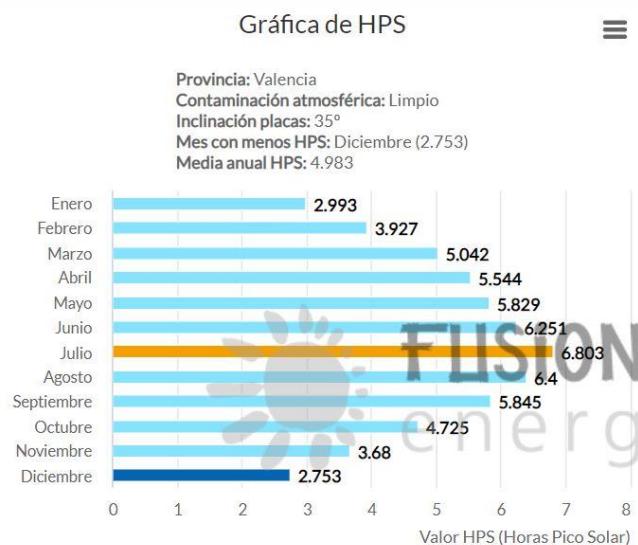


IMAGEN 20. Horas solares pico. Fuente: Fusion energy.

$$Producción 1 (kWh) = H_{SP} \cdot N_P \cdot d_{mes} \cdot W_P$$

Siendo:

- H_{SP} = Horas solar pico
- N_p = Número de placas de la instalación
- d_{mes} = Días del mes que se está calculando
- W_p = Vatios pico que tienen las placas

A continuación, se muestra una tabla con los resultados obtenidos mediante el método 1.

MES	Producción Mensual 1 (MWh)
Enero	269,720
Febrero	331,058
Marzo	454,370
Abril	483,492
Mayo	525,292
Junio	545,150
Julio	613,066
Agosto	576,749
Septiembre	509,742
Octubre	425,803
Noviembre	320,933
Diciembre	248,092

- Método 2

Se ha hablado sobre la irradiación solar en el apartado 4.3 *IRRADIACIÓN SOLAR*. Dicho valor está en las unidades de kWh/m². Para este método se tienen en cuenta las dimensiones de las placas utilizadas (2,411 x 1,134 m) y la eficiencia de estas en cuanto a la captación de irradiación solar (20,85%).

$$\text{Producción 2 (kWh)} = R_{mensual} \cdot N_p \cdot A_p \cdot E_p$$

Siendo:

- $R_{mensual}$ = Radiación solar mensual
- N_p = Número de placas
- A_p = Área de la placa
- E_p = Eficiencia de la placa

A continuación, se muestra una tabla con los resultados obtenidos mediante el método 2.

MES	Producción Mensual 2 (MWh)
Enero	376,987
Febrero	502,552
Marzo	390,651
Abril	458,536
Mayo	605,644
Junio	611,459
Julio	618,814
Agosto	623,611
Septiembre	538,951
Octubre	503,366
Noviembre	365,910
Diciembre	418,241

- Método 3

Este método es el más utilizado comúnmente. Se tiene en cuenta la radiación solar mensual y la potencia de la instalación.

$$\text{Producción 3 (kWh)} = R_{\text{mensual}} \cdot P_I$$

Siendo:

- R_{mensual} = Radiación solar mensual
- P_I = Potencia de la instalación

A continuación, se muestra una tabla con los resultados obtenidos mediante el método 3.

MES	Producción Mensual 3 (MWh)
Enero	389,01
Febrero	518,58
Marzo	403,11
Abril	473,16
Mayo	624,96
Junio	630,96
Julio	638,55
Agosto	643,5
Septiembre	556,14
Octubre	519,42
Noviembre	377,58
Diciembre	431,58

Seguidamente se muestra un gráfico comparativo de los tres métodos empleados para el cálculo de la producción mensual de la instalación.

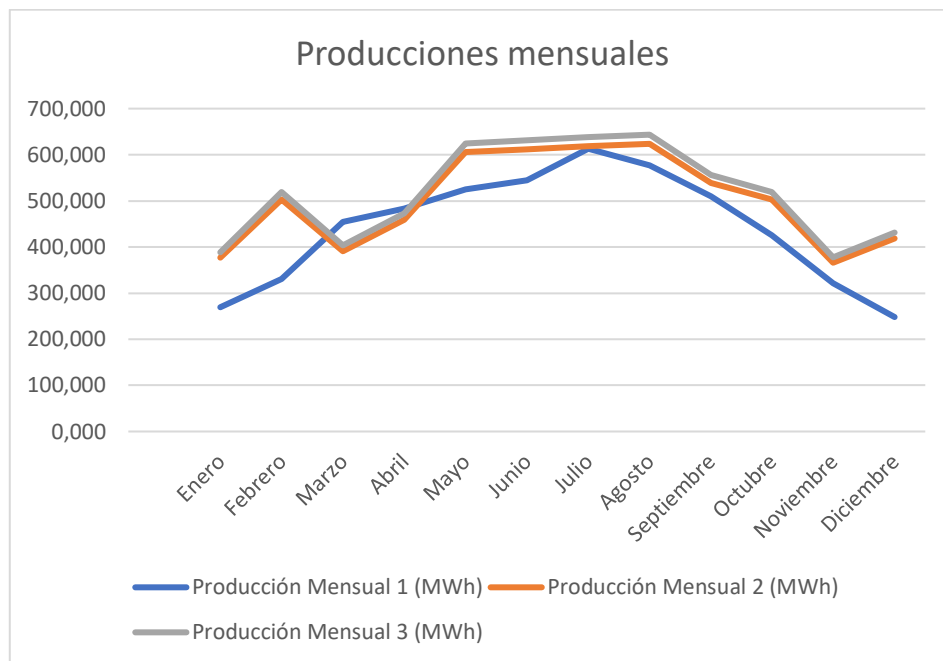


IMAGEN 21. Gráfico comparativo de los tres métodos de obtención de producción de energía.

Si se hace una comparativa de los tres, como se puede observar en la *Imagen 21*, se puede ver como el 2 y el 3 coinciden en sus valores mes a mes con un error del 3%. En cambio, en comparación con el método uno, se llega a discernir hasta un 40% en el mes de diciembre. Aun así, para obtener el dato de la producción mes a mes y la anual, se va a realizar la media de las tres producciones calculadas. Los resultados son los siguientes:

MES	Producción media Mensual 3 métodos (MWh)
Enero	345,239
Febrero	450,730
Marzo	416,044
Abril	471,729
Mayo	585,299
Junio	595,856
Julio	623,477
Agosto	614,620
Septiembre	534,945
Octubre	482,863
Noviembre	354,808
Diciembre	365,971
ANUAL	5841,579

4.4.4 Disposición y orientación de los paneles

Como se ha comentado en el apartado 4.4.1 *Soluciones alternativas*, la orientación de las placas va a ser al sur para aprovechar al máximo su potencial y con inclinación respecto a la superficie lisa de 33°.

La estructura de las placas va a ir anclada al suelo y va a tener dos filas, es decir, habrá dos filas de paneles por estructura, de este modo que cada estructura sujetará dos strings.

Para el cálculo de la distancia mínima que hay que dejar entre las filas por tal de evitar las sombras entre las placas se va a utilizar la siguiente fórmula, sacada del “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” de IDAE, aunque no sea una instalación con conexión a red.

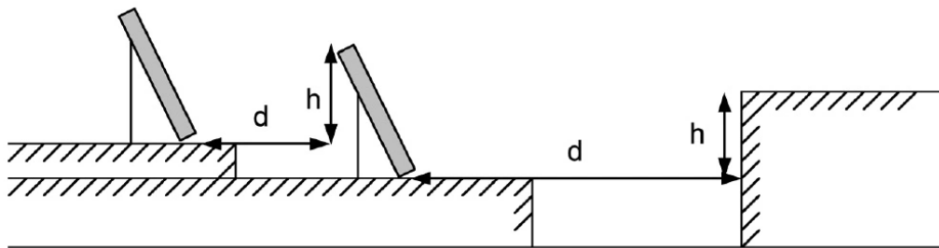


IMAGEN 22. Nomenclatura de los parámetros. Fuente: IDAE.

$$d \geq h \cdot k$$

La altura, teniendo en cuenta que se van a situar dos filas de paneles (una encima de otra) se ha calculado dejando 0,5 m de altura entre el punto más bajo de la placa y el suelo.

- Altura de la placa: 2,411 m
- Grado de inclinación: 33°

$$h = 0,5 + \sin 33^\circ \cdot 2 \cdot 2,411 = 3,126 \text{ m}$$

Seguidamente se calcula el factor adimensional k que está en función de la latitud.

- Latitud Riba Roja del Turia: 39° → $k = 2,475$

$$d \geq h \cdot k \geq 7,736 \text{ m}$$

En el bloque de *PLANOS*, específicamente el *plano n. 3*, se puede ver la disposición de las placas en la parcela. La distribución consta de veintisiete líneas de diez strings con diecisiete placas cada uno, y tres conjuntos en que la línea está dividida en dos: un conjunto de seis strings más uno de cuatro. Como se observa en la *Imagen 23*, es un reparto distinto a lo usual en el resto de la parcela.

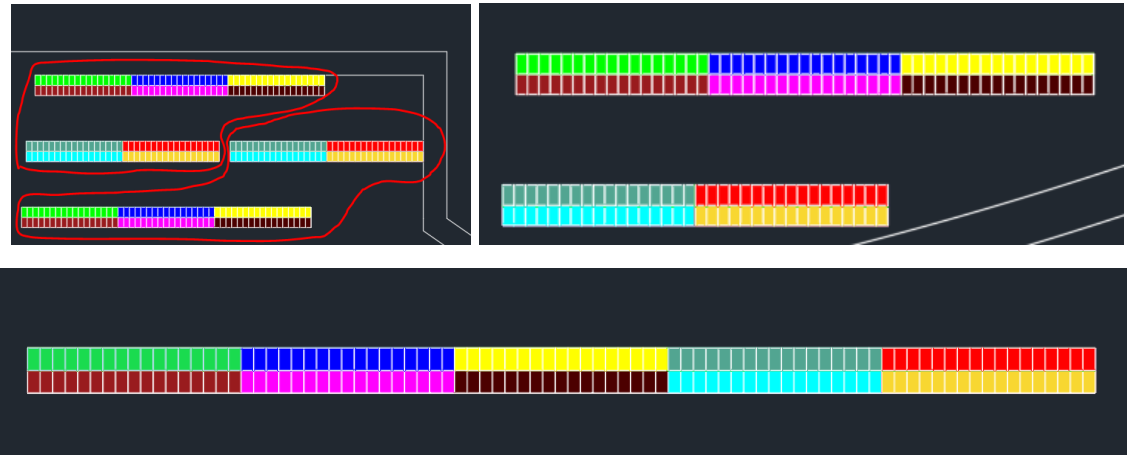


IMAGEN 23. Recorte de AutoCad.

4.5 EQUIPOS SELECCIONADOS PARA LA INSTALACIÓN

Los componentes seleccionados para la instalación se encuentran en este apartado, también se comprueban las secciones del cableado necesario y el volumen de los depósitos de hidrógeno para baja y alta presión.

4.5.1 Paneles solares

Las células fotovoltaicas son las encargadas de generar electricidad cuando sobre ella incide radiación solar. Las primeras que se crearon eran de selenio, pero con el tiempo, se empezó a usar el silicio, material por el que la corriente eléctrica fluye con más facilidad. Cuando sobre este material recibe la luz solar, se liberan y se mueven las cargas eléctricas que posee hacia la superficie, de modo que las negativas se dirigen hacia un sentido y las positivas hacia la opuesta. De este modo si el circuito se cierra, se crea una corriente eléctrica (*Imagen 24*). [20]

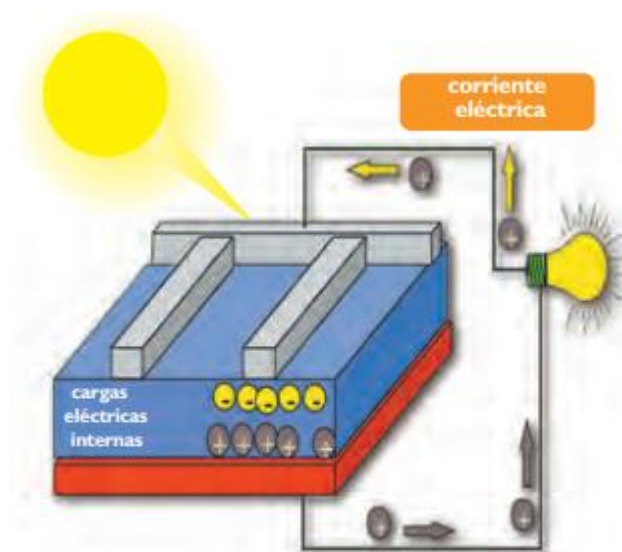


IMAGEN 24. Principio de funcionamiento de la oblea de silicio. Fuente: BP Solar

Existen diferentes tipos de placas: monocristalinas, policristalinas y amorfas. Las primeras son lingotes puros de silicio mientras que las policristalinas se fabrican a partir

de la refundición de las primeras. En consecuencia, su rendimiento es inferior, pero son menos costosas de producir. Las amorfas constan de capas finas de silicio sobre una base de vidrio, esta tecnología las hace ser las más baratas entre los tres tipos, ahora bien, ofrecen ligereza y son las más adecuadas cuando se trata de aplicaciones de poca potencia. [20]

Definitivamente se ha escogido una placa monocristalina Jinko. Jinko es una marca que destaca por una alta eficiencia de las placas, es decir, tienen una superficie menor que las de sus competidores sin disminuir la potencia. Como se observa en la tabla, ofrece una relación eur/Wp muy buena junto con un rendimiento elevado, el segundo más alto en comparación al resto.

Tipo de placa	Wp	Precio (eur)	Relación (eur/Wp)	Eficiencia (%)
Mono PERC	455	216,67	0,4762	20,4
Monocristalina PERC	450	210,89	0,4686	20,2
Monocristalino Jinko	570	281,33	0,4936	20,85
Mono PERC	540	292,8	0,5422	20,9
Policristalino ERA	340	215,45	0,6337	17,5

Este tipo de placas, aunque nos proporcionan mayor eficiencia son un poco más grandes que el resto. Las dimensiones son las siguientes: 2,411 x 1,134 x 0,035 en metros, con un peso de 30,6 kg.

4.5.2 Inversor

El inversor va a ser el elemento eléctrico encargado de transformar la corriente continua que reciba de las placas fotovoltaicas en corriente alterna para que pueda ser consumida por los electrolizadores y por el resto de las componentes de la instalación.

El inversor que se va a utilizar es el Huawei Sun 2000-100kWTL-M1 Trifásico que tiene una eficiencia del 98,6 % y una potencia de 100 kW. Aunque no es el caso, este inversor permite la conectividad a red de la instalación, de este modo, si en algún momento se decidiera tomar esta decisión, no sería necesario realizar un cambio de inversor.

El mismo inversor tiene protectores de sobreintensidad tipo II tanto para CC como para CA.

4.5.3 Estructura de anclaje

Se ha escogido la estructura suministrada por la empresa IJES SOLAR. En esta estructura se disponen los paneles solares sobre dos pilotes. De este modo permite una mayor distancia entre los soportes. Ideales cuando se necesitan montar muchos paneles en una misma estructura. La estructura es fija y de biposte, y está compuesta por correas, bastidor, pilar, arriostramiento y costillas. El recubrimiento de la estructura es de Magnelis AL-ZN ZM310 y galvanizado caliente GC ISO 1461. A favor de este tipo de

estructura es el hecho de que permite el hincado de sus patas en el tipo de suelo de la parcela seleccionada.

A continuación, se muestran unas fotos de la estructura seleccionada.

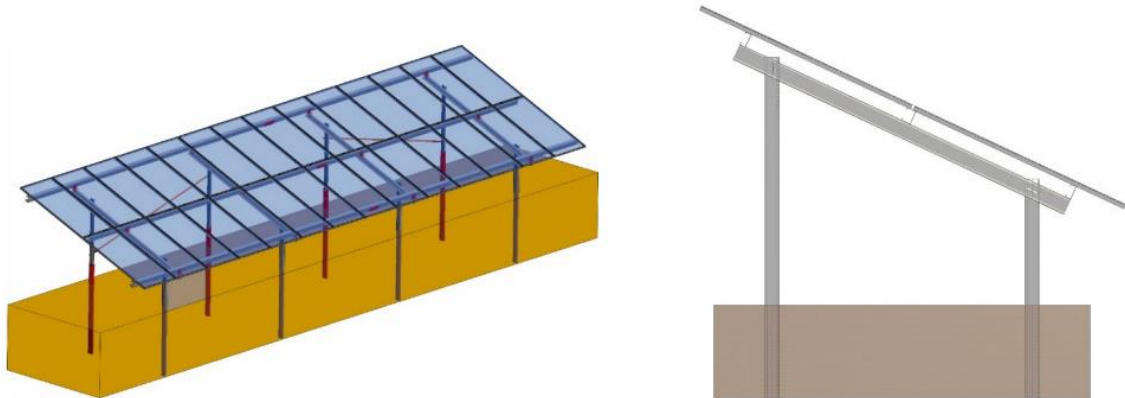


IMAGEN 25. Estructura placas solares. Fuente: IJES SOLAR.

Se utilizará una estructura por cada conjunto de dos strings.

4.5.4 Vatímetro

En lo referente al vatímetro se ha consultado al proveedor cual es el compatible con el inversor, ya que en sus especificaciones se indicaba de esa manera. El vatímetro escogido es el siguiente Vatímetro Lacedal ITR 2.0 5A. Va a servir para saber con precisión el consumo eléctrico que tiene la instalación. Éste específicamente tiene un servidor Web con el que se pueden obtener y observar los datos medidos.

4.5.5 Monitorizador

El monitorizador seleccionado para la instalación es el Huawei SmartLogger SL3000A. Este dispositivo de monitorización, compatible con el inversor elegido, lo dotará de conexión a internet para el adecuado control del funcionamiento mediante el portal proporcionado por el fabricante.

Es necesario en la instalación ya que los inversores no incorporan conectividad tipo Wifi o LAN interna, por tanto, gracias a este elemento, se pueden conocer los datos de producción en tiempo real y también el histórico.

4.5.6 Cables y conectores

Los conectores empleados son unos MC4 macho y hembra, que permiten la conexión entre los paneles fotovoltaicos.

En lo referente al cableado, es imprescindible calcular la sección mínima que estos han de tener por tal de asegurar un correcto funcionamiento. Otro parámetro tan importante como la sección es el grado de aislamiento. Es por ello por lo que se van a distinguir diferentes zonas para realizar el cálculo de ambos parámetros: la conexión entre paneles, la conexión de estos con los inversores, la conexión de estos inversores a los cuadros y finalmente la que une estos cuadros con los distintos elementos de la instalación de

obtención de hidrógeno. El cálculo de estos se realiza para las condiciones más desfavorables o críticas.

- Cableado para la conexión entre paneles

Para la conexión de los paneles entre ellos, se puede ver como en la ficha técnica de los mismos viene un cableado de salida. El cable que se usa para ello es el que suministra la empresa por la que se han obtenido las placas solares. La empresa facilita un conector macho y uno hembra MC4, que permite la unión de ellos a través del cable de salida TUV de 4mm² de sección.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	30.6 kg (67.5 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

IMAGEN 26. Características mecánicas de las placas solares, parámetro marcado: sección cable salida. Fuente: Autosolar.

- Cableado para la conexión de los paneles al inversor

Esta conexión se hace desde las placas hasta el inversor, que podrá encontrarse a la intemperie en una de las estructuras de cada línea.

Primero de todo se ha de calcular la intensidad que puede circular por el cable. Ésta se calcula con la siguiente fórmula:


$$I_{adm} = I_{conductor} \cdot K_T \cdot K_A$$

Siendo

- I_{adm} = Intensidad que puede llegar a circular por el conductor las condiciones escogidas.
- $I_{conductor}$ = Intensidad que circula por el conductor en las condiciones del fabricante.
- K_T = Factor de corrección relacionado con la temperatura
- K_A = Factor de corrección relacionado

Para continuar con el cálculo se ha de escoger un conductor, y con la fórmula, se sabrá si es adecuado o no. Se elige en primer lugar el cable de la casa Exzhellent Solar ZZ-F (AS) 1,8 kv DC – 0,6/1 kv AC de sección 1x6 mm².

Los valores de los factores de corrección se extraen de las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 (*Imagen 27*) que sustituye a los valores indicados en las tablas del reglamento de BT vigente, en este caso el ITC-BT-19.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40		A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70		C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ _a) (°C)											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57	
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78	

IMAGEN 27. Tablas de coeficientes de corrección por agrupamiento o por temperatura ambiente. Fuente: UNE-HD 60364-5-52:2014.

De este modo se puede calcular la intensidad admisible para una temperatura de 45°C (se toma esta temperatura porque se considera una temperatura crítica y muy elevada, la temperatura más alta registrada en Riba Roja del Turia es de aproximadamente 40 °C).

I conductor (A)	KT	KA	I admisible (A)
70	0,96	0,7	47,04

Como en la instalación no circulará una intensidad mayor a la de cortocircuito, que tiene el valor de 13,52, es correcto utilizar este conductor ateniéndose a estas condiciones.

A continuación, se ha de realizar el cálculo de sección mediante el criterio de caída de tensión, recogido en la norma ITC-BT-19. La caída de tensión admisible ha de ser menor al 1,5%, calculada con la temperatura de trabajo máxima del conductor.

La fórmula siguiente permite el cálculo de sección mínima para cumplir con las especificaciones.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma_{90^{\circ}\text{C}} \cdot \Delta V}$$

Siendo

- L = longitud de la línea. Se utiliza la longitud de toda una línea (*Imagen 23*).
- I = intensidad máxima que circulará por el conductor.

- $\gamma_{90^{\circ}\text{C}}$ = Conductividad del cobre a 90°C.
- ΔV = Máxima variación del voltaje admisible.

$$\Delta V = 44,29 \cdot 17 \cdot 1,5\% = 11,3 \text{ V}$$

$$L = 96,39 \text{ m}$$

Sustituyendo en la fórmula primera, el valor de la sección equivale a

$$S = \frac{2 \cdot 96,39 \cdot 13,52}{44 \cdot 11,3} = 5,24 \text{ mm}^2$$

6 mm² de sección garantizan un buen funcionamiento.

Para los casos especiales en los que la línea del inversor se ha visto dividida por necesidad de emplazamiento, basta con utilizar un cable, de la misma sección, de diez metros adicional.

- Cableado para la conexión de los inversores a los cuadros AC

Este va a ser de cobre cuyo aislamiento va a ser termoestable (polietileno reticulado), igual que el usado hasta el momento. Se ha decidido conducir el cable bajo tierra por tal de asegurar la seguridad de este. Se realizará una zanja de 0,6 metros de profundidad que irá desde cada uno de los inversores hasta el cuadro de corriente alterna AC.

Para el cálculo de la sección del cable a emplear se va a tener en cuenta las siguientes condiciones:

- La zanja tiene una profundidad de 0,6 metros.
- La temperatura del terreno a esa profundidad es de 25°C.
- La resistividad térmica del terreno es de 1 km/W.
- Temperatura de servicio de 90°C. (trabajo de los conductores).
- Circulan diez cables tripolares.
- Los cables están enterrados en toda la longitud de la zanja.

En primer lugar, se va a calcular la intensidad que circula por los conductores.

$$I_{carga} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 180,422 \text{ A}$$

La potencia usada es la correspondiente un inversor, ya que, cada cable va a transportar la intensidad de uno de ellos.

En segundo lugar, se van a calcular todos los factores de corrección.

En la *Imagen 27* se muestra el factor de corrección a causa de la profundidad de la zanja, en este caso se trata de 1,01.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

IMAGEN 27. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.

A continuación, se va a ajustar el factor de corrección dedicado a la temperatura. Se puede dar una situación crítica en la que el terreno llegue a una temperatura de 35°C, es por ello que:

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

IMAGEN 28. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25°C.

Según la *Imagen 28* existe un factor de corrección de 0,92.

Bien, como la instalación tiene 30 inversores, y la tabla facilitada por la norma ITC-BT-07 únicamente llega hasta 12 unidades de cables agrupados, se va a hacer el estudio como si se realizaran tres zanjas, en cada una viajarán 10 cables, separados 0,1m entre ellos.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

IMAGEN 29. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.

Seguidamente, se procede al cálculo del factor de corrección global, que es el resultado de la multiplicación de los tres anteriores.

$$F_g = F_{c1} \cdot F_{c2} \cdot F_{c3} = 1,01 \cdot 0,92 \cdot 0,55 = 0,511$$

Una vez el factor de corrección calculado, se permite obtener la intensidad que se comprobará en la tabla y así escoger el conductor adecuado. De este modo, la intensidad seleccionada ha de cumplir la siguiente condición:

$$I \geq \frac{I_{carga}}{F_g} \geq \frac{180,422}{0,511} \geq 353,1 A$$



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

IMAGEN 30. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

Se puede ver en la *Imagen 30* que un cable de intensidad 355A con una sección nominal de 120 mm² serviría, pero por adoptar mayor margen de seguridad se puede escoger el siguiente, cuya sección aumenta hasta 150 mm².

Por otro lado, hay que calcular si estas secciones son suficientes para la caída de tensión, utilizando la misma metodología que en el apartado de “Cableado para la conexión de los paneles al inversor”. En este caso la longitud va a ser diferente, la tensión, va a ser la de la red trifásica, es decir, 400 V y la intensidad va a ser la seleccionada en el paso anterior.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma_{90^{\circ}C} \cdot \Delta V}$$

Como longitud se va a tomar la mayor que se puede encontrar en el plano de *Distribución de los strings de la parcela*.

$$L = 106,9 \text{ m}$$

$$V = 400 \text{ V} ; \Delta V = 1,5\% \cdot 400 = 6 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot 106,9 \cdot 180,42}{44 \cdot 6} = 146,11 \text{ mm}^2$$

Se comprueba como la primera sección no cumpliría, mientras que la segunda sí. Un cable de sección 150 mm² sería correcto.

El cable 1x150 mm² RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT es correcto para realizar esta acometida.

- Cableado de conexión entre el cuadro AC y los equipos de la instalación de hidrógeno

Los equipos que van a consumir energía van a ser el equipo de electrolizadores y el de compresores.

- Electrolizador

El cable va a ser de cobre cuyo aislamiento va a ser termoestable (polietileno reticulado). Se va a realizar mediante una canaleta que viajará por la nave en la que se encuentran los equipos, de manera que se garantiza una eficaz renovación del aire, tomando como la temperatura del medio ambiente de 40°C.

Para el cálculo de la sección del cable a emplear se va a tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Circulan cuatro cables trifásicos.
- Temperatura de servicio de 90°C. (trabajo de los conductores).
- Temperatura del aire máxima de 45°C.

En primer lugar, se va a calcular la intensidad que circula por los conductores.

$$I_{carga} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{707000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 1275,58 \text{ A}$$

La potencia que se ha usado es la consumida por un electrolizador. Para el otro electrolizador, aunque la potencia sea menor, se utilizará el mismo cable para los cuatro.

En segundo lugar, se van a calcular todos los factores de corrección.

En la *Imagen 32* se muestra el factor de corrección a causa de la temperatura ambiente de la instalación, en este caso se trata de 0,95.

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

IMAGEN 31. Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40°C.

A continuación, se va a ajustar el factor de corrección a aplicar en función del tipo de instalación y número de circuitos. Se ha escogido bandeja perforada.

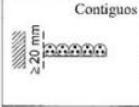



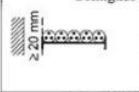
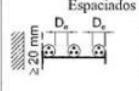
Tipo de instalación		Nº de circuitos trifásicos (1)							
		Nº de bandejas	1	2	3	4	6	9	
Bandejas perforadas (2)	 <p>Contiguas</p>	1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75	
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	
	 <p>Espaciados</p>	1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	-	
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-	
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-	
Bandejas verticales perforadas (3)	 <p>Contiguas</p>	1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	
	 <p>Espaciados</p>	1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-	
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-	
	Bandejas escalera, soportes, etc. (2)	 <p>Contiguas</p>	1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
			2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
3			1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	
 <p>Espaciados</p>		1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	
		2	1,00	1,00	1,00	0,95	0,95	-	
		3	1,00	1,00	0,95	0,95	0,75	-	

IMAGEN 32. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos.

Como va a haber cuatro electrolizadores, significa que en una bandeja van a circular tres cables, el factor de corrección va a ser 0,8.

Seguidamente, se procede al cálculo del factor de corrección global, que es el resultado de la multiplicación de los anteriores.

$$F_g = F_{c1} \cdot F_{c2} = 0,95 \cdot 0,8 = 0,76$$

Una vez el factor de corrección calculado, se permite obtener la intensidad mínima que se comprobará en la tabla y para así escoger el conductor adecuado. De este modo, la intensidad seleccionada ha de cumplir la siguiente condición:

$$I \geq \frac{I_{carga}}{F_g} \geq \frac{1275,58}{0,76} \geq 1678,4 \text{ A}$$


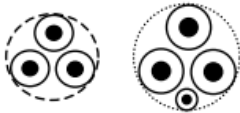
Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

IMAGEN 33. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente 40°C).

Como se puede observar en la *Imagen 33* la intensidad máxima es inferior a la calculada, es por ello por lo que, para estas condiciones, se tendrá que utilizar más de un conductor para cumplir con la norma.

Se escoge el cable de mayor sección y se procede a calcular qué número de cables de estas dimensiones es necesario, mediante la fórmula siguiente:

$$n_{cables} \geq \frac{I_{carga}}{I} \geq \frac{1678,4}{645} \geq 2,6 \rightarrow n_{cables} = 3$$

Sección total 3x400 mm², es decir, 1200 mm² cada cable de electrolizador.

Para corroborar que la sección es adecuada, es necesario demostrar que cumple con la condición de evitar una caída de tensión mayor al 1,5 %.

Se va a tomar una longitud de 20 metros, aunque después dentro de la nave, ésta sea menor.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma_{90^{\circ}C} \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 1678,4}{44 \cdot 6} = 254,3 \text{ mm}^2$$

La solución sí que cumple con esta condición.

Un cable que permite esta conexión es la unión de 3 cables de EXZHELLENT-XXI 1.000V RZ1-K (AS) de 400 mm² de sección.

- Compresor

Se va a emplear un cable del mismo comportamiento que el empleado para el electrolizador. Se va a realizar mediante una canaleta que viajará por la nave en la que se encuentran los equipos, de manera que se garantiza una eficaz renovación del aire, tomando como la temperatura del medio ambiente de 40°C.

Para el cálculo de la sección del cable a emplear se va a tener en cuenta las siguientes condiciones:

- La temperatura del aire máxima es de 45°C.
- Temperatura de servicio de 90°C.
- Circulan dos cables trifásico.

En primer lugar, se va a calcular la intensidad que circula por los conductores.

$$I_{carga} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 162,38 A$$

La potencia que se ha usado es la consumida por un compresor.

En segundo lugar, se van a calcular los factores de corrección.

En la *Imagen 34* se muestra el factor de corrección a causa de la temperatura ambiente de la instalación, en este caso se trata de 0,95.

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

IMAGEN 34. Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40°C.

A continuación, se va a ajustar el factor de corrección a aplicar en función del tipo de instalación y número de circuitos. Se ha escogido bandeja perforada.

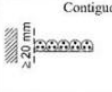
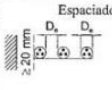
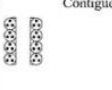
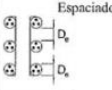
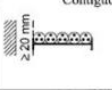
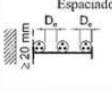
Tipo de instalación		Nº de circuitos trifásicos (1)							
		Nº de bandejas	1	2	3	4	6	9	
Bandejas perforadas (2)	 <p>Contiguas</p>	1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75	
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	
	 <p>Espaciadas</p>	1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	-	
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-	
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-	
Bandejas verticales perforadas (3)	 <p>Contiguas</p>	1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	
	 <p>Espaciadas</p>	1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-	
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-	
	Bandejas escalera, soportes, etc. (2)	 <p>Contiguas</p>	1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
			2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
3			1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	
 <p>Espaciadas</p>		1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-	
		2	1,00	1,00	1,00	0,95	0,95	-	
		3	1,00	1,00	0,95	0,95	0,75	-	

IMAGEN 35. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos.

Como se van a emplear dos cables, el factor de corrección es 0,9.

Seguidamente, se procede al cálculo del factor de corrección global, que es el resultado de la multiplicación de los anteriores.

$$Fg = Fc1 \cdot Fc2 = 0,95 \cdot 0,9 = 0,855$$

Una vez el factor de corrección calculado, se permite obtener la intensidad mínima que se comprobará en la tabla y para así escoger el conductor adecuado. De este modo, la intensidad seleccionada ha de cumplir la siguiente condición:

$$I \geq \frac{I_{carga}}{Fg} \geq \frac{162,38}{0,855} \geq 189,9 A$$


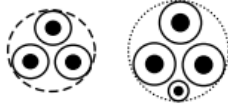
Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

IMAGEN 36. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente 40°C).

Según la *Imagen 36* la primera sección válida para este cable es la de 70 mm².

Para corroborar que la sección es adecuada, es necesario demostrar que cumple con la condición de evitar una caída de tensión mayor al 1,5 %.

Se va a tomar una longitud de 20 metros, aunque después dentro de la nave, ésta sea menor.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma_{90^{\circ}C} \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 162,38}{44 \cdot 6} = 24,603 \text{ mm}^2$$

La solución sí que cumple con esta condición.

El cable 1x70 mm² de la casa de EXZHELLENT SOLAR es una buena opción para llevar a cabo la conexión.

4.5.7 Protecciones

Para las protecciones se van a tener en cuenta fusibles, seccionadores de corte y descargador de sobretensiones.

- Fusibles

Las instalaciones fotovoltaicas con más de cuatro strings conectados en paralelo pueden sobrepasar la corriente nominal de operación y alcanzar un nivel de corriente que puede dañar la instalación. Es por eso por lo que el positivo de cada string fotovoltaico debe protegerse con un fusible. De este modo, estos fusibles aíslan el defectuoso en caso de fallo y permite que el resto de la planta siga funcionando.

Los fusibles seleccionados son del valor de la intensidad de cortocircuito de los paneles y se colocaran a la salida de cada string (13 A). El modelo elegido es el TDC180-1A-13ª, de 13 A.

- Seccionador de corte

Los seccionadores de corte permiten abrir el circuito de corriente continua de forma manual y así poder realizar cualquier intervención sobre él de forma segura si es necesario. Ha de soportar al menos la tensión y corriente máximas de trabajo del inversor, que en este caso son, 1100V y 260A. El seccionador 3P+N de 260 A modelo TELS5-02503NR0 se puede aplicar a la instalación.

- Descargador de sobretensiones

Son elementos que derivan a tierra las sobretensiones derivadas por fenómenos atmosféricos, como por ejemplo el impacto de los rayos. Se seleccionan teniendo en cuenta que la máxima tensión prevista en el sistema sea menor que la de trabajo del descargador. Deben ponerse tanto en AC como en DC por cada polaridad y string.

Un descargador de sobretensiones de 1100V sería el adecuado, puesto que esta tensión es la máxima de trabajo del inversor, y así no perjudicarlo. El suministrado por la marca Autosolar SPD-BF3-40/1100 es correcto, éste indica el fallo mediante indicador rojo en ventana, tiene un terminal de alarma remota, y ofrece una respuesta rápida.

4.5.8 Electrolizador y depósito de almacenamiento

Para el equipo de electrolizadores, se han escogido dos tipos de diferentes casas. Se ha escogido el electrolizador HGAS 1SP de la marca ITM POWER, cuya potencia de alimentación es 707 kW y su producción es de 11 kg/h. Se van a emplear 3 electrolizadores de esta casa, éste es de tipo PEM y permite obtener hidrógeno de alta pureza. El electrolizador va integrado en dos contenedores, uno de 20' y otro de 30'.

El otro equipo electrolizador es de la casa H2B2, también es tipo PEM y produce 9 kg/h de hidrógeno a 20 bar. Se ha escogido el siguiente para aprovechar la producción de la instalación al máximo, y el de la casa ITM POWER la sobrepasaba. Su consumo es de 515 kW y permite obtener hidrógeno de alta pureza. Éste va integrado en un contenedor de 40'.

En el primer caso, el electrolizador escogido demanda únicamente un suministro de agua de calidad potable, ya que, él mismo tiene un sistema de tratamiento de agua. De este modo, si se suministra de la red de abastecimiento local, los electrolizadores funcionarán correctamente, por lo que la instalación no exige un sistema de tratamiento por osmosis inversa externo al electrolizador. El electrolizador consume 25 l/kg.

En el segundo, la planta de tratamiento de agua no está incluida y es opcional. Así que se tendrá que pedir al mismo como requisito extra. El electrolizador consume 11,1 l/kg. Y se asume que su consumo será entonces 0,516 MW.

Para almacenar el hidrógeno obtenido se va a utilizar un depósito de baja presión de 20 bar. El depósito va a servir como almacén intermedio del hidrógeno entre el sistema de electrolizadores y el de compresores y es necesario saber qué capacidad se va a

necesitar. Para ello se van a El primero de ellos va a ser para las horas solares pico especificadas en el cálculo de la producción de la instalación, y que es el presunto proyecto.

Para el cálculo es necesario saber cuántas horas se va a trabajar. Bien para este paso, se ha utilizado la media calculada en el punto 4.4.3 *Energía producida por la instalación*.

Si se emplea la siguiente fórmula:

$$\text{Horas máxima potencia} = \frac{\text{Producción diaria media de los 3 métodos}}{(3 \cdot \text{Pelec ITM}) + \text{Pelec H2B2} + \text{Pcompresor}}$$

Se puede calcular las horas que se trabajan a máxima potencia. Los resultados obtenidos son los siguientes:

HORAS A MÁXIMA POTENCIA DE LOS EQ
3,95
5,52
4,76
5,58
6,70
7,05
7,14
7,04
6,33
5,53
4,20
4,19

Se va a tomar un valor aproximado al alza, que será de 7,5 h, y así garantizar un margen de seguridad.

Con las siguientes operaciones se calculan los kg calculados por cada electrolizador.

$$m_{H_2ITM} = 7,5h \cdot \frac{11 \text{ kg H}_2}{h} = 82,5 \text{ kg H}_2$$

$$m_{H_2H2B2} = 7,5h \cdot \frac{9 \text{ kg H}_2}{h} = 67,5 \text{ kg H}_2$$

Con la siguiente fórmula de los gases ideales se puede saber el volumen que va a ocupar ese peso de hidrógeno a 20 bar,

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T$$

que para calcular el volumen se puede utilizar la siguiente:

$$V = \frac{m \cdot R \cdot T}{M \cdot P}$$

- V = Volumen
- m = masa de hidrógeno
- R = Constante de los gases ideales
- T = Temperatura del hidrógeno
- M = Masa molecular del H₂
- P = Presión del hidrógeno

masa H ₂ (kg)	R (atm·l/k·mol)	T (K)	M (kg/mol)	P (atm)	Volumen (l)
82,5	0,082	298	0,002	19,74	51063,07

El depósito que se instale para estas condiciones ha de tener una capacidad mínima de 51063,07 litros. Aunque la producción es mayor, porque tenemos tres electrolizadores más, es suficiente con la instalación de un depósito únicamente. El elegido es uno de la marca LAPESA cuya capacidad es de 100000 litros capaz de recoger la producción del electrolizador a la presión de 20 bar.

4.5.9 Compresor por etapas y tanques de hidrógeno

Se ha escogido el compresor de la casa Hiperbaric llamado Hiperbaric 1 KS 95. Se ha elegido este compresor, entre otras cosas, porque funciona sin lubricación en los pistones, hecho que garantiza la máxima pureza del hidrógeno y porque consta de un sistema de refrigeración que acerca al proceso a uno de compresión isoterma. Además, el ciclo de compresión se lleva a cabo en dos etapas con refrigeración entre las mismas, que permite extraer el calor muy cerca del foco donde se genera.

El sistema consta de un equipo con toda la instrumentación necesaria, teniendo en cuenta la normativa vigente para su funcionamiento completo y seguro: un compresor dentro de un contenedor de 20', con todos los periféricos necesarios para su funcionamiento, enfriadora para mantener el gas por debajo de 40°, sistema de venteo, instrumentación y control, unidad de válvulas, etc.

Este compresor consigue hasta una presión de 950 bar desde los 20-40 de suministro. El caudal mínimo es de 10 kg/h y el máximo de 50 kg/h, ahora bien, en la ficha técnica se facilita el dato de que a 20 bares de presión de admisión el caudal es de 10,34 kg/h, que es el caso de estudio, y la potencia de funcionamiento de 45 kW. La casa de Hiperbaric da la opción de incluir otro multiplicador y así duplicar el caudal, asique se va a realizar esta propuesta, que permite evitar la necesidad de compra de otro compresor entero. Se eligen dos compresores con dos multiplicadores.

En este caso se van a necesitar depósitos de hidrógeno a 900 bar, ya que es del modo en que se va a poder suministrar en el sector automovilístico. Se ha de calcular el volumen de hidrógeno que se va a obtener a la salida del compresor. Se van a repetir los cálculos anteriores, y en este caso la presión será de 900 bar, equivalente a 888,23 atmósferas.

$$V = \frac{m \cdot R \cdot T}{M \cdot P}$$

$$m_{H_2} = 3 \cdot 82,5 + 67,5 = 315 \text{ kg}$$

masa H2 (kg)	R (atm·l/k·mol)	T (K)	M (kg/mol)	P (atm)	Volumen (l)
315	0,082	298	0,002	888,23	4332,96

Se instalará el número necesario de depósitos a presión de tipo IV para el almacenaje total de 4332,96 litros de hidrógeno. El equipo compresor llenará hasta un total de 87 tanques de 50 litros de hidrógeno a 900 bar. Los tanques que se van a emplear son de la marca NPROXX que ofrece tanques a presión de Tipo IV integrados en contenedores estándar para su uso en estaciones de servicio.

4.6 AGUA REQUERIDA POR LA INSTALACIÓN

Como se ha comentado, los electrolizadores de la casa ITM POWER no requieren de planta de tratamiento de agua externa ya que, con un suministro de agua potable, los mismos tienen un sistema de tratamiento que permiten que esta agua pueda usarse. El de la casa de H2B2 en cambio, ha de incorporar un sistema de tratamiento de agua externo que se pide a la misma marca ya que el producto se suministra con la opción de incorporar la planta de tratamiento de agua. De este modo, para ambos tipos de electrolizadores basta con suministrar agua de calidad potable, comprada a la red de abastecimiento local. De este modo se ha estimado el precio que puede suponer el suministro de esta agua teniendo en cuenta 7,5 horas de trabajo, como en los apartados anteriores.

La tabla es resultado de la multiplicación del consumo de cada electrolizador, 275 litros/h para el HGAS 1 SP, y 100 l/h para el H2B2 por las horas de trabajo. Para el cálculo del precio se ha tenido en cuenta el precio medio del agua en España según el Estudio de Tarifas AES-AGA 2020: 1,89 eur/m³.

La tabla siguiente muestra los resultados.

MES	Horas Max.Potencia	Litros de agua al día	Litros de agua al mes	Euros al día	Euros al mes
Enero	3,95	3656,899	113363,874	6,912	214,258
Febrero	5,52	5103,561	148003,271	9,646	279,726
Marzo	4,76	4406,888	136613,536	8,329	258,200
Abril	5,58	5163,290	154898,705	9,759	292,759
Mayo	6,70	6199,701	192190,730	11,717	363,240
Junio	7,05	6521,913	195657,402	12,326	369,792
Julio	7,14	6604,096	204726,983	12,482	386,934
Agosto	7,04	6510,283	201818,762	12,304	381,437
Septiembre	6,33	5855,209	175656,260	11,066	331,990
Octubre	5,53	5114,664	158554,574	9,667	299,668
Noviembre	4,20	3883,529	116505,863	7,340	220,196
Diciembre	4,19	3876,501	120171,527	7,327	227,124
				Total	3625,325

4.7 HIDRÓGENO PRODUCIDO POR LA INSTALACIÓN

Los cálculos realizados anteriormente están hechos para el mes cuyas horas solares pico es mayor. De ese modo se han podido escoger los equipos adecuados para la instalación tanto fotovoltaica como de obtención de hidrógeno.

En este apartado se va a realizar el cálculo de la cantidad de hidrógeno que se va a obtener cada mes y el total anual.

Teniendo en cuenta la potencia obtenida por la instalación solar fotovoltaica, en la tabla siguiente se muestran los kilogramos de hidrógeno obtenidos cada mes. También los litros de hidrógeno obtenidos a la salida del electrolizador a una presión de 20 bar.

La operación realizada tiene en cuenta las horas solares calculadas en el apartado 4.5.8 *Electrolizador y depósito de almacenamiento* multiplicado por los kg/h de los electrolizadores.

MES	Horas Max.Potencia	Producción diaria	Días	kg h2/mes
Enero	3,95	11,137	31	5147,333
Febrero	5,52	15,542	29	6720,149
Marzo	4,76	13,421	31	6202,993
Abril	5,58	15,724	30	7033,239
Mayo	6,70	18,881	31	8726,498
Junio	7,05	19,862	30	8883,904
Julio	7,14	20,112	31	9295,712
Agosto	7,04	19,826	31	9163,663
Septiembre	6,33	17,831	30	7975,744
Octubre	5,53	15,576	31	7199,235
Noviembre	4,20	11,827	30	5289,996
Diciembre	4,19	11,806	31	5456,437
TOTAL				87094,900

Con estos resultados se obtiene la tabla siguiente, donde se pueden observar los litros que se consiguen una vez pasa el hidrógeno por el equipo compresor escogido que va a permitir la obtención del hidrógeno gas a 900 bar.

MES	Litros de h2/mes (900 bar)
Enero	70803,85769
Febrero	51694,87892
Marzo	70950,12394
Abril	75497,59193
Mayo	82024,64745
Junio	85125,44141
Julio	95730,60158
Agosto	90059,65752

Septiembre	79596,57735
Octubre	66489,35653
Noviembre	50113,84169
Diciembre	38739,72456
TOTAL	856826,3006

4.8 FUTURO

Hoy en día, en España se ha aprobado la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”. Esto es una propuesta realizada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con que se impulsa el despliegue de este vector energético sostenible, con intención de conseguir para 2050 una España con un sistema eléctrico 100% renovable. Alcanzar de este modo la neutralidad climática y fomentar la creación de cadenas de valor industrial innovadoras en nuestro país, el conocimiento tecnológico y la generación de empleo sostenible, contribuyendo a la reactivación hacia una economía verde de alto valor añadido.

La Estrategia Europea del Hidrógeno plantea tres horizontes temporales: 2024, 2030 y 2050. Con estas fechas pretende conseguir diferentes propósitos para poder conseguir lo anterior comentado.

- Para 2024 se han tenido que instalar al menos 6 GW de electrolizadores en la Unión Europea, y producir 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable.
- Para 2030 estos valores tienen que aumentar hasta 40 GW y a 10 millones de toneladas.
- Para 2050 se prevé el despliegue de las tecnologías del hidrógeno renovable para que alcancen madurez y desplegarse a gran escala.

A nivel de España, se prevé que en la próxima década se instalen al menos 4 GW de electrolizadores, que la contribución mínima en todas las industrias consumidoras de hidrógeno tanto como fuente de energía como materia prima, signifique un 25 % del total consumido en 2030, la puesta en marcha de 150-200 autobuses con pila de combustible, redes de suministro al menos 100-150 para el repostaje de vehículos y un parque de al menos 5000-7000 vehículos ligeros y pesados para el transporte de mercancías, con el mismo principio de funcionamiento, etc. Todos estos objetivos llegarían a conseguir una reducción de emisiones de CO₂ de 4,6 Mton en la atmósfera.

Se prevé que a partir de 2030 el precio de la energía renovable disminuya, esto traería consigo una producción de hidrógeno mediante esta tecnología mucho mayor, y conseguir así una competitividad frente a otras tecnologías. Es así como la tecnología del hidrógeno y su economía evolucionarán y harán posible una gran expansión en sectores como el transporte y el industrial, difíciles de descarbonizar. Esta expansión no afectará únicamente a los sectores comentados, sino que también permitirá la aparición de nuevas aplicaciones como la aviación o el transporte marítimo.

Como se ha comprobado en el trabajo, el hidrógeno tiene un papel almacenador de energía. Si lo anterior ocurre, un sistema energético cada vez más renovable, el hidrógeno servirá como almacenador del excedente para cuando el recurso renovable sea menor,

además, España al tener tan buenas condiciones meteorológicas para el aprovechamiento del recurso, puede convertirse en exportador de hidrógeno para Europa. Esto será posible cuando la demanda en el continente aumente y España tenga una capacidad de producción superior a la demanda del país. De momento España ya ha inaugurado la planta de Puertollano, la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa. Esta planta está formada por 100 MW de placas solares fotovoltaicas, junto con un sistema de almacenamiento en baterías de 20 MWh y de producción de hidrógeno mediante electrólisis de 20 MW, convirtiéndose en una de las más eficientes de la Unión Europea.

[18][19]

4.9 CONCLUSIONES

En el siguiente apartado se han extraído unas conclusiones sobre el proyecto. Como se ha comentado en el apartado de motivación, el poco conocimiento que el redactor del proyecto tenía le ha impulsado a adentrarse en el mundo del hidrógeno y sus propiedades. Poder imaginar la generación de energía sin emitir contaminantes de forma paralela parece una utopía, pero no, es una realidad. A continuación, las conclusiones:

- Se ha podido demostrar como una instalación de esta magnitud exige una gran inversión inicial, a causa del poco avance tecnológico en estos tipos de equipos, que hacen que se encarezca su utilización. Pero aun así, para una vida útil de 25 años, se ha demostrado como su rentabilidad es positiva.
- Se ha comprobado que de este modo se puede contribuir a la generación de energía sostenible, sin emisiones contaminantes, y poder almacenarla en hidrógeno, o venderla a la red cuando se ha generado a través de la instalación solar fotovoltaica. El hecho de emplear el hidrógeno como herramienta de almacenaje permite tener un depósito grande de energía, que, a diferencia de las baterías convencionales, su eficiencia de retención no se ve afectada.
- Se ha podido conocer el pasado como el futuro de esta tecnología, importante tanto en uno como en el otro. Hoy en día es complicado relacionarlo con el sector automovilístico, puesto que, existen diferentes competencias que todavía están por desarrollar para poder ser realmente competente con las tecnologías convencionales. De todos modos, en el resto de los sectores, donde el hidrógeno es comprado procedente de fuentes no renovables, sí que es una aplicación directa el uso de hidrógeno verde para conseguir sus productos. Es por eso por lo que uno de los principales fines para las próximas décadas es que todos estos sectores industriales utilicen el hidrógeno de procedencia renovable.
- Se ha propuesto una solución apta para el uso del hidrógeno en el sector automovilístico con depósitos de 900 bar. Aptos para ser transportados a una hidrógenera. Con la cantidad de hidrógeno en kilogramos producidos en el primer año se puede alimentar 254 veces un Mercedes Clase B de pila de hidrógeno, cuya autonomía es de 380 km; o 109 veces un Toyota Mirai, cuya autonomía es de 1000 km.

Finalmente, es necesario concluir con que el proyecto cumple con los objetivos planteados y que podría ser implantado puesto que obedece con toda la normativa exigida. Aunque el precio de producción es elevado, el precio de venta es mayor, hecho que produce beneficios a la larga.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asensio, P. (2007). Hidrógeno y pila de combustible. Obtenido de <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-paratodos-hidrogeno-y-pila-de-combustible>.
- [2] Dr Omar Solorza Feria. Hidrógeno. Aplicaciones. Obtenido de <http://www.relaq.mx/RLQ/tutoriales/hidrogeno/hidroaplicaciones.html#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20tiene%20aplicaciones%20principalmente,alcoholes%2C%20fibras%20sint%C3%A9ticas%2C%20etc.> (20 Julio de 2022).
- [3] Global Energy Network Institute. (Abril 2002). International electric energy usage. Obtenido de <http://www.geni.org/globalenergy/library/energytrends/currentusage/>
- [4] Ray Leonard. (Octubre 2018). An earth perspective on climate change. Obtenido de <https://explorer.aapg.org/story/articleid/49526/an-earth-scientists-perspective-on-climate-change>
- [5] Iberdrola. Efecto invernadero. Obtenido de *Consecuencias del efecto invernadero - Iberdrola*. (23 Julio 2022).
- [6] Héctor Iranzo Fernández. (2020). Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kw combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de Valencia. Obtenido en *Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de Valencia (España) (upv.es)*.
- [7] Barreras, F., & Lozano, A. (2012). Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM. Año Int. la energía Sosten. para todos, 19.
- [8] Abigail Orús. (Julio 2022). Países con mayor potencia solar fotovoltaica instalada en 2021. Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/641225/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-paises/>
- [9] Alberto Escrivá, José M. Corberán, David Alfonso. Tecnología Energética y Energías Renovables-7. Energía solar fotovoltaica. Obtenido en https://poliformat.upv.es/access/content/group/GRA_12606_2021/TRANSPARENCIAS/07_Tema07.
- [10] Asociación Española del hidrogeno. Cómo funciona el hidrogeno como Fuente de energía. Obtenido de *Cómo funciona el Hidrógeno como fuente de energía? - Aeh2.ORG ?*. (15 Julio 2022).
- [11] García-Conde, A. G. (2010). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. *Repositorio Digital de Universitat de Girona*.
- [12] Bernabé Marí Soucase. Generación de Hidrógeno para movilidad sostenible. (Febrero 2022).
- [13] Apilados. Obtenido en <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>. (18 Julio 2022).

- [14] Díaz Velilla, J. P. (2005). *Sistemas de energías renovables*. Ediciones Paraninfo, SA.
- [15] SoyMotor. El motor Wankel y su futuro unido al hidrogeno. Obtenido en <https://soymotor.com/coches/articulos/el-motor-wankel-y-su-futuro-unido-al-hidrogeno-993346>. (25 Julio 2022).
- [16] Centro Nacional del Hidrógeno. ¿Qué es una pila de combustible? Obtenido en <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>. (27 Julio 2022).
- [17] Informe sobre la reglamentación actual y necesidades de desarrollo legislativo. (Noviembre 2019). Subgrupo de Trabajo sobre tecnologías del hidrógeno. Obtenido en <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/tecnologia-hidrogeno/informacion/informe-reglamento-desarrollo-legislativo.pdf>.
- [18] de España, V. C. D. G. (2020). Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)*, Madrid.
- [19] Iberdrola. Planta de hidrogeno verde de Puertollano. Obtenido en *Planta de hidrógeno verde de Puertollano - Iberdrola*. (15 Agosto 2022).
- [20] Puig, P., & Jofra, M. (2009). Energías renovables para todos—Solar fotovoltaica. *Energías Renovables (revista)*.
- [21] Alejandro Tortolero. El agua y su historia: México y sus desafíos hacia el siglo XXI. (Junio 2022).
- [22] Legislación fotovoltaica en España (2021). Obtenido en <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>. (Julio 2022).

ESTUDIO ECONÓMICO

1. PRESUPUESTO

En este primer apartado del estudio económico se ha dividido en tres tablas aquellos costes que van a suponer la inversión inicial. La primera de ellas indica el precio unitario, la segunda indica la cantidad de cada elemento, y la tercera indica los costes finales de cada grupo de elementos. En estos costes están comprendidos todos los materiales necesarios para la instalación, así como la mano de obra y las actuaciones pertinentes para poder realizarla. El último apartado hace referencia al presupuesto total de ejecución de la instalación.

1. Cuadro de precios elementales			
Ref.	Unidad	Descripción	Precio (€)
Materiales			
m1	ud.	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Jinko 570 Wp	281,33
m2	Wp.	Estructura metálica con tornillería y elementos de anclaje	0,25
m3	ud.	Inversor Huawei Sun 2000-100kWTL-M1 Trifásico 100kW	7.359,61
m4	ud.	Electrolizador ITM HGAS1 SP 707 Kw	900.000,00
m5	ud.	Electrolizador H2B2 EL100N	700.000,00
m6	ud.	Compresor HIPERBARIC 1 KS 95 doble multiplicador	800.000,00
m7	ud.	Depósito de baja presión H2 1000000 litros LAPESA 20 bar	60.000,00
m8	ud.	Botellones de alta presión H2 NPROXX 900 bar	500,00
m9	Wp.	Instalación eléctrica de baja tensión. Incluye cableado, cuadros, vatímetro, monitorizador, y protecciones, protecciones de sobretensión...	0,25
Mano de obra			
mo1		Explanación del terreno, desbroce, colocación del vallado, peanas...	110.000,00
mo2		Proyectos de ejecución, obra y específicos	50.000,00
mo3		Dirección de obra, seguridad y salud	50.000,00
mo4	%	Tasas y cánones municipales 5 % PEM	0,50

2. Estado de mediciones			
Ref.	Unidad	Descripción	Unidad
Materiales			
m1	ud.	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Jinko 570 Wp	5.100,00
m2	Wp.	Estructura metálica con tornillería y elementos de anclaje	2.907.000,00
m3	ud.	Inversor Huawei Sun 2000-100kWTL-M1 Trifásico 100kW	30,00
m4	ud.	Electrolizador ITM HGAS1 SP 707 Kw	3,00
m5	ud.	Electrolizador H2B2 EL100N	1,00
m6	ud.	Compresor HIPERBARIC 1 KS 95 doble multiplicador	2,00
m7	ud.	Depósito de baja presión H2 1000000 litros LAPESA 20 bar	1,00
m8	ud.	Botellones de alta presión H2 NPROXX 900 bar	87,00
m9	Wp.	Instalación eléctrica de baja tensión. Incluye cableado, cuadros, vatímetro, monitorizador, y protecciones, protecciones de sobretensión...	2.907.000,00
Mano de obra			
mo1	ud.	Explanación del terreno, desbroce, colocación del vallado, peanas...	1,00
mo2	ud.	Proyectos de ejecución, obra y específicos	1,00
mo3	ud.	Dirección de obra, seguridad y salud	1,00
mo4	eur	Tasas y cánones municipales 5 % PEM	7.922.571,30

3. Valoración					
Ref.	Unidad	Descripción	Precio (€)	Unidad	Total (€)
Materiales					
m1	ud.	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Jinko 570 Wp	281,33	5.100,00	1.434.783,00
m2	Wp.	Estructura metálica con tornillería y elementos de anclaje	0,25	2.907.000,00	726.750,00
m3	ud.	Inversor Huawei Sun 2000-100kWTL-M1 Trifásico 100kW	7.359,61	30,00	220.788,30
m4	ud.	Electrolizador ITM HGAS1 SP 707 Kw	900.000,00	3,00	2.700.000,00
m5	ud.	Electrolizador H2B2 EL100N	700.000,00	1,00	700.000,00
m6	ud.	Compresor HIPERBARIC 1 KS 95 doble multiplicador	800.000,00	2,00	1.600.000,00
m7	ud.	Depósito de baja presión H2 1000000 litros LAPESA 20 bar	60.000,00	1,00	60.000,00
m8	ud.	Botellones de alta presión H2 NPROXX 900 bar	500,00	87,00	43.500,00
m9	Wp.	Instalación eléctrica de baja tensión. Incluye cableado, cuadros, vatímetro, monitorizador, y protecciones, protecciones de	0,25	2.907.000,00	726.750,00
Mano de obra					
mo1	ud.	Explanación del terreno, desbroce, colocación del vallado, peanas...	110.000,00	1,00	110.000,00
mo2	ud.	Proyectos de ejecución, obra y específicos	50.000,00	1,00	50.000,00
mo3	ud.	Dirección de obra, seguridad y salud	50.000,00	1,00	50.000,00
mo4	%	Tasas y cánones municipales 5 % PEM	0,50	8.422.571,30	42.112,86
Total presupuesto de ejecución de la instalación					8.464.684,16

El presupuesto total de ejecución de la instalación es **8.464.684,157 €**. Se puede observar cómo los equipos encargados de la obtención del hidrógeno: electrolizadores y compresores, es lo más caro. Esto es debido a que a la complejidad del producto se le suma que no son productos maduros, que son tecnologías relativamente nuevas.

2. CONSIDERACIONES

En este apartado se desarrolla el estudio económico de la instalación y se explican los aspectos considerados.

1. La inversión inicial es lo correspondiente al presupuesto total calculado en el apartado anterior: **8.464.684,157 €**.
2. El coste por W_{pico} de la instalación es 2,74 €.

$$C_{W_p} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Potencia instalación}} = \frac{8.464.684,157}{2907000} = 2,91 \text{ €/Wp}$$

3. El consumo anual de agua corresponde al consumo que requieren los electrolizadores. El consumo previsto es de 1.918.161,487 litros.

$$\text{Consumo}_{\text{anual}} = \sum_{\text{enero}}^{\text{diciembre}} \text{Consumo}_{\text{mensual}}$$

$$\text{Consumo}_{\text{mensual}} = (3 \cdot 11 \cdot 25 + 100) \cdot \text{Horas máxima potencia}$$

4. La producción anual prevista es de 87.094,900 kg H₂, que son 856.826,3006 litros a 900 bar, de acuerdo con el método explicado en el apartado 4.7 **HIDRÓGENO PRODUCIDO POR LA INSTALACIÓN**.

$$P_{anual} = \sum_{\text{enero}}^{\text{diciembre}} P_{mensual} = 87.094,900 \text{ kg de } H_2$$

5. La variación anual de la eficiencia va a afectar a las placas solares, está contenida en la ficha técnica que proporciona el fabricante. Decece un valor de 0,55% cada año, aunque el primer año decece un 2%.
6. El gasto anual por el suministro de agua va a ser de 0,00189 €/litro. El gasto previsto es de 3625,325 €.

$$C_{H_2O} = Consumo_{anual} \cdot 0,00189 \left(\frac{\text{€}}{\text{litro}} \right)$$

7. El ingreso por la venta del hidrógeno va a ser de 10 €/kg. Está previsto que sea de 870.949 €.

$$I_{H_2} = P_{anual} \cdot 10 \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right)$$

8. Para los gastos anuales de mantenimiento se ha supuesto un gasto del 1,5%. Este gasto se debe a una inspección anual realizada por un especialista con el fin de comprobar que todo esté correcto y no haya habido algún fallo imprevisto: 126.970,26 €.

$$Coste_{mantenimiento} = 1,5\% \cdot Presupuesto \text{ total} = 126.970,26 \text{ €}$$

9. Con el fin de realizar un balance para conocer la rentabilidad del proyecto realizado, se desarrollan las siguientes tablas de cálculos:

La primera:

- Producción e ingreso por venta. En la producción se va a ver reflejado ese decrecimiento a causa de la pérdida de eficiencia de las placas en un 0,55%. El ingreso será de 10 € por kg vendido y cada año este precio se verá incrementado en un 4% a causa de la inflación.
- Gastos, se han estimado en un porcentaje del 16% de los ingresos.
- Amortización constante para los 25 años. Cuyo resultado es el de la división de la inversión de aquellos materiales y mano de obra que se amortizan (no entra el porcentaje dedicado a tasas municipales) entre 25.
- Intereses. Debido a que para la financiación del proyecto se ha pedido un crédito al banco, con un interés del 8%.
- Beneficio. Esta última columna indica el beneficio de cada año. Es el resultado de la resta de los gastos, la amortización e intereses a los ingresos. Se puede observar cómo hasta el año 8 no existen beneficios positivos.

AÑO	Producción (kg)	Ingreso venta H2 (€)	Gastos (€)	Amortizacion T	Intereses	Beneficio
0	-	-	-			-
1	87.094,90	870.949,00 €	139.351,84 €	336.902,85 €	677.174,73 €	- 282.480,42 €
2	86.615,88	905.786,96 €	144.925,91 €	336.902,85 €	667.911,81 €	- 243.953,61 €
3	86.139,49	942.018,44 €	150.722,95 €	336.902,85 €	657.907,85 €	- 203.515,22 €
4	85.665,72	979.699,18 €	156.751,87 €	336.902,85 €	647.103,58 €	- 161.059,12 €
5	85.194,56	1.018.887,14 €	163.021,94 €	336.902,85 €	635.434,96 €	- 116.472,61 €
6	84.725,99	1.059.642,63 €	169.542,82 €	336.902,85 €	622.832,86 €	- 69.635,90 €
7	84.260,00	1.102.028,33 €	176.324,53 €	336.902,85 €	609.222,58 €	- 20.421,63 €
8	83.796,57	1.146.109,47 €	183.377,51 €	336.902,85 €	594.523,49 €	31.305,61 €
9	83.335,69	1.191.953,85 €	190.712,62 €	336.902,85 €	578.648,46 €	85.689,91 €
10	82.877,34	1.239.632,00 €	198.341,12 €	336.902,85 €	561.503,44 €	142.884,59 €
11	82.421,52	1.289.217,28 €	206.274,76 €	336.902,85 €	542.986,81 €	203.052,85 €
12	81.968,20	1.340.785,97 €	214.525,76 €	336.902,85 €	522.988,85 €	266.368,51 €
13	81.517,37	1.394.417,41 €	223.106,79 €	336.902,85 €	501.391,06 €	333.016,71 €
14	81.069,03	1.450.194,11 €	232.031,06 €	336.902,85 €	478.065,44 €	403.194,75 €
15	80.623,15	1.508.201,87 €	241.312,30 €	336.902,85 €	452.873,78 €	477.112,94 €
16	80.179,72	1.568.529,95 €	250.964,79 €	336.902,85 €	425.666,78 €	554.995,52 €
17	79.738,73	1.631.271,14 €	261.003,38 €	336.902,85 €	396.283,22 €	637.081,69 €
18	79.300,17	1.696.521,99 €	271.443,52 €	336.902,85 €	364.548,97 €	723.626,65 €
19	78.864,02	1.764.382,87 €	282.301,26 €	336.902,85 €	330.275,99 €	814.902,77 €
20	78.430,27	1.834.958,18 €	293.593,31 €	336.902,85 €	293.261,16 €	911.200,86 €
21	77.998,90	1.908.356,51 €	305.337,04 €	336.902,85 €	253.285,16 €	1.012.831,46 €
22	77.569,91	1.984.690,77 €	317.550,52 €	336.902,85 €	210.111,07 €	1.120.126,33 €
23	77.143,27	2.064.078,40 €	330.252,54 €	336.902,85 €	163.483,05 €	1.233.439,96 €
24	76.718,98	2.146.641,54 €	343.462,65 €	336.902,85 €	113.124,79 €	1.353.151,25 €
25	76.297,03	2.232.507,20 €	357.201,15 €	336.902,85 €	58.737,87 €	1.479.665,32 €

La segunda, dedicada al cálculo de los flujos netos de caja, que indica las salidas y entradas de dinero que van a suponer los distintos 25 años del proyecto:

- Se indica, a diferencia de la anterior, los ingresos en nombre de cobros.
- Del mismo modo, los gastos se nombran ahora pagos.
- En este caso, para el cálculo de los flujos netos de caja no se tiene en cuenta la financiación, es por ello por lo que, tanto la columna de amortización como la de los intereses se eliminan.

AÑO	Producción (kg)	Cobros		Pagos	FNC
0	-		8.464.684,16		-8.464.684,16
1	87.094,90	870.949,00 €		139.351,84 €	731.597,16
2	86.615,88	905.786,96 €		144.925,91 €	760.861,05
3	86.139,49	942.018,44 €		150.722,95 €	791.295,49
4	85.665,72	979.699,18 €		156.751,87 €	822.947,31
5	85.194,56	1.018.887,14 €		163.021,94 €	855.865,20
6	84.725,99	1.059.642,63 €		169.542,82 €	890.099,81
7	84.260,00	1.102.028,33 €		176.324,53 €	925.703,80
8	83.796,57	1.146.109,47 €		183.377,51 €	962.731,95
9	83.335,69	1.191.953,85 €		190.712,62 €	1.001.241,23
10	82.877,34	1.239.632,00 €		198.341,12 €	1.041.290,88
11	82.421,52	1.289.217,28 €		206.274,76 €	1.082.942,51
12	81.968,20	1.340.785,97 €		214.525,76 €	1.126.260,22
13	81.517,37	1.394.417,41 €		223.106,79 €	1.171.310,62
14	81.069,03	1.450.194,11 €		232.031,06 €	1.218.163,05
15	80.623,15	1.508.201,87 €		241.312,30 €	1.266.889,57
16	80.179,72	1.568.529,95 €		250.964,79 €	1.317.565,15
17	79.738,73	1.631.271,14 €		261.003,38 €	1.370.267,76
18	79.300,17	1.696.521,99 €		271.443,52 €	1.425.078,47
19	78.864,02	1.764.382,87 €		282.301,26 €	1.482.081,61
20	78.430,27	1.834.958,18 €		293.593,31 €	1.541.364,87
21	77.998,90	1.908.356,51 €		305.337,04 €	1.603.019,47
22	77.569,91	1.984.690,77 €		317.550,52 €	1.667.140,25
23	77.143,27	2.064.078,40 €		330.252,54 €	1.733.825,86
24	76.718,98	2.146.641,54 €		343.462,65 €	1.803.178,89
25	76.297,03	2.232.507,20 €		357.201,15 €	1.875.306,05

Con estos datos se puede calcular el VAN (Valor actual neto), que permite conocer cuánto se va a ganar o perder con la inversión. Para este proyecto, el VAN es de 2.603.755,94 €. El TIR es del 11% y el payback se cumple en el año diez.

10. El coste del kg de hidrógeno generado para los primeros 25 años es de 7,00 €. Se ha calculado mediante el sumatorio de la producción de los primeros 25 años y el gasto realizado durante este periodo. En el gasto se tiene en cuenta el 16% de los ingresos.

$$C_{\frac{kgH_2}{25 \text{ años}}} = \frac{I_{inicial} + \sum_1^{25} Gastos_{anual}}{\sum_1^{25} P_{anual}}$$

PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO

Se refiere el presente artículo a la instalación de placas fotovoltaicas, inversores, electrolizadores, compresores, etc. Se adoptan las condiciones relativas a funcionalidad y calidad de materiales, control, Seguridad en el Trabajo, pruebas de Servicio, medición, valoración y mantenimiento, establecidas en las normas: REBT y CTE DB HE.

La presente especificación está referida a la instalación solar y la conexión al sistema de obtención de hidrógeno dimensionada en el proyecto actual, incluidas ayudas de instalación eléctrica. Establece las condiciones que debe satisfacer la instalación, la cual debe poseer adecuadas características de calidad, desempeño y durabilidad acorde con las condiciones de funcionamiento.

Se van a incluir todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. También se incorporan las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas.

Por motivo de seguridad y operación de los equipos, indicadores, etiquetas... de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

2. MATERIALES

Los materiales empleados en la instalación son los siguientes:

- Paneles solares
- Estructura de anclaje
- Vatímetro
- Monitorizador
- Inversor de red
- Cableado y conectores
- Protecciones
- Electrolizador
- Compresor
- Depósitos de baja y alta presión

2.1 Paneles solares

Los módulos fotovoltaicos empleados en la instalación tendrán una potencia máxima igual a 570 W, con un voltaje y una corriente a dicha potencia igual a 44,29 V y 12,87 A respectivamente. Asimismo, cada módulo dispondrá de una eficiencia del 20'85 % y su caja de conexiones contará con una protección *IP68*.

2.2 Estructura de anclaje

En lo referente a la estructura de anclaje existen varias condiciones que se han de cumplir impuestas por la empresa suministradora. La estructura permite un máximo de 8 metros de ancho y 30 metros de largo. La primera condición se cumple, en cambio la segunda no. Por consiguiente, la solución escogida es empalmar una estructura con otra hasta conseguir la longitud deseada.

Los tornillos están fabricados con acero inoxidable y las grapas y accesorios de aluminio y acero galvanizado. El recubrimiento de la estructura para obtener el carácter anticorrosivo es de Magnelis AL-ZN ZM310 y galvanizado en caliente GC ISO 1461 y el de los materiales de las fijaciones de acero inoxidable AISI 304/316.

2.3 Vatímetro

La tensión de funcionamiento normal del vatímetro será igual a 230 V, con un rango de tensión admitido que va desde su 40% hasta el 115%. Asimismo, la corriente de funcionamiento será de 5 A, mientras que la máxima admitida será de 100 A.

Su grado de protección es *IP20* y cumple con las siguientes normativas:

Este vatímetro es apto para la instalación ya que es el correspondiente al inversor escogido.

2.4 Monitorizador

El monitorizador tendrá un consumo pico inferior a 15 W siendo su consumo típico 8 W y su rango de tensión de funcionamiento admitido de 100 a 240 V. Además, el grado de protección será *IP20*.

Este monitorizador es apto para la instalación ya que es el correspondiente al inversor escogido.

2.5 Inversor de red

El inversor de red tendrá una potencia máxima recomendada igual a 100 kW, cuya eficiencia será del 98,6 %. Así mismo, la tensión de funcionamiento normal comprendida entre 200 V y 1000 V, y una intensidad máxima de cortocircuito de 40 A. Tiene un grado de protección *IP66* que le permite la protección contra rayos para DC y AC y protectores de sobreintensidad tipo II.

En el apartado 4.4.2 *Cálculo del número de placas* correspondiente a la memoria del proyecto, se puede ver como el inversor cumple con las condiciones de diseño de la instalación.

2.6 Cableado

El cableado de la instalación se ha calculado en el apartado 4.5.6 *Cables y conectores*. Como se puede observar se van a utilizar diferentes secciones de cable para cada conexión.

Se utilizará el color rojo para los cables de corriente y el negro para la fase. Los cables utilizados están especialmente concebidos para instalaciones solares fotovoltaicas y pueden ser instalados a la intemperie, aunque en el presente proyecto van a ir dirigidos por una zanja subterránea.

2.7 Conectores

Los conectores empleados en la instalación admitirán una corriente nominal de 30 A y contarán con los grados de protección *IP67* para las terminales hembra y *IP68* para las macho. Permiten secciones de cable entre 4 y 6 mm², es decir, son aptos para la instalación, puesto que los cables de salida de las placas son de 4 mm².

2.8 Electrolizador

Se emplean dos electrolizadores distintos, tres de la casa ITM POWER con el nombre de HGAS 1 SP, y uno de la casa H2B2 llamado EL100N, ambos tipos proporcionan una calidad de hidrógeno del 99% y sus dimensiones son parecidas, el primero está comprendido en un total de 50 pies y el segundo en 40.

2.9 Compresor

La normativa que aplica al compresor se ha pedido a la empresa suministradora.

El compresor tiene los certificados CE de acuerdo con la Directiva Europea 2006/42/UE y 20014/34/UE.

2.10 Depósitos de baja y alta presión

Para los depósitos de baja presión se han utilizado depósitos de la marca Lapesa. La presión máxima admisible es hasta 40 bar, como se puede observar, se cumple. Su temperatura de trabajo va desde los menos 20 grados, hecho que en la localidad en la que se va a instalar nunca se va a conseguir esta temperatura. El depósito puede ser vertical o horizontal, como se desee.

Los depósitos de alta presión de la casa NPROXX permiten proporcionar un suministro de combustible acelerado para los vehículos ya que los tanques están integrados en contenedores estándar para su uso en estaciones de servicio. Son depósitos de Tipo IV.

3. CONDICIONES DE LA EJECUCIÓN

En este apartado se describen las normas necesarias para asegurar la Seguridad y el correcto funcionamiento de la instalación.

3.1 Paneles solares

Los módulos fotovoltaicos empleados en la instalación tendrán una potencia máxima igual a 570 W y, además, el fabricante garantiza que a los 12 y a los 25 años la potencia será del 90 y del 84,8 % respectivamente, después de disminuir en su primer año un 2 %. Todo ello según los certificados *IEC 61215 (2016)*, *IEC 61730 (2016)*, *ISO9001:2015*, *ISO14001:2015*, *ISO45001:2018*. Además, el grado de protección de las cajas de conexiones se rige por la norma *IEC 60529 Degrees of Protection*.

3.2 Estructura de anclaje

El recubrimiento Magnelis AL-ZN ZM310 de la estructura está clasificado como tipo 2 en la norma *ASTM A1046/A1046M-19*, y se encuentra bajo la *ISO 12944-1*. El galvanizado en caliente está sometido a la norma *ISO 1461*. La tornillería empleada y las fijaciones se rige por la norma *AISI 304* y *AISI 3016*. Además, el cálculo estructural se ha realizado siguiendo el *EUROCÓDIGO 3 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ACERO INOXIDABLE"*.

3.3 Vatímetro

El vatímetro empleado se rige por las normas:

- Compatibilidad electromagnética *UNE-EN 61000-6-4:2007* y *UNE-EN 61000-6-2:2006*.
- Seguridad eléctrica *UNE-EN 61010-1:201*.
- Grado de protección *DIN EN 60529*.

3.4 Monitorizador

El monitorizador empleado se rige por las normas:

- Recogida y el análisis de datos *UNE-EN 62974*.
- Monitorización del rendimiento fotovoltaico sigue la norma *UNE-EN 61724*.
- Grado de protección sigue la norma *DIN EN 60529*.
- Protocolo de comunicación *IEC 60870-5-104* y *IEC 60870-5-103 (estándar)*.

3.5 Inversor de red

El inversor cumple con los siguientes estándares de seguridad *EN 62109-1/-2*, *IEC 62109-1/-2*, *EN 50530*, *IEC 62116*, *IEC 61727*, *IEC 60068*, *IEC 61683*.

3.6 Cableado

Para el cableado de las placas al inversor se siguen las siguientes normas. Es necesario remarcar que este cable no permite ser sumergido, ni en tubo ni bajo tierra.

- Construcción *EN 50618*.
- Reacción al fuego *IEC 60332-1-2*, *EN 60332-1-2*, *IEC 60754-1*, *EN 60754-1*, *IEC 61034-2*, *EN 61034-2*.

- Conductor clase 5 según *IEC 60228*.

Para el cableado que van desde los inversores hasta el cuadro AC el cable es distinto al anterior, cuya sección es de 150 mm². La normativa que aplica al cable es la siguiente:

- Construcción *IEC 60502-1, UNE 21123-4*.
- Reacción al fuego *IEC 60332-1-2, IEC 60332-3-24, IEC 60754-1, IEC 60754-2*.
- Conductor clase 5 según *IEC 60228*.

Para la conexión entre el cuadro AC y los electrolizadores se utiliza la unión de tres cables por cada uno, la normativa sigue este tipo de cable es la siguiente:

- Cobre, clase 5 según *IEC 60228*.
- Construcción *IEC 60502-1, UNE 21123-4*.
- Reacción al fuego *IEC 60332-1-2, EN 60332-1-2, IEC 60332-3-24, EN 60332-3-24, IEC 60754-1, EN 60754-1, IEC 60754-2, EN 60754-2, IEC 61034-2, EN 61034-2*.

Para la conexión entre el cuadro AC y el compresor la normativa que se aplica a este tipo de cable es la siguiente:

- Construcción *IEC 60502-1, UNE 21123-4*.
- Reacción al fuego *IEC 60332-1-2, IEC 60332-3-24, IEC 60754-1, IEC 60754-2*.
- Conductor clase 5 según *IEC 60228*.

3.7 Conectores

Están bajo la norma *IEC 62582* y su grado de protección cumple con la norma *IEC 60509:1989*.

3.8 Protecciones

- Fusibles: los fusibles empleados son de 13 A, exactamente los BK1-TDC180-13^a. Están sometidos a las normas *BS1362, IEC60269-3, GB13539.3, GB13539.5*.
- Seccionador de corte: Aislamiento e indicación de los contactos fiable durante toda la vida del interruptor incluso después de cortocircuitos. Ensayado como interruptor seccionador según *IEC/EN60947-3*.
- Descargador de sobretensiones: Es un protector de sobretensiones Tipo 2. Cumple la siguiente normativa, protección Clase II de acuerdo con la norma *IEC 61643-1* y protección Tipo 2 de acuerdo con la norma *EN 61643-1*.

3.9 Electrolizador

Los electrolizadores están diseñados bajo el cumplimiento *CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2016 y NFPA 70*.

3.10 Compresor

Los compresores están diseñados y fabricados de acuerdo con las directivas y estándares internacionales, están diseñados bajo las normativas:

- *DIRECTIVA 1999/92/EC* Riesgos por atmósferas explosivas.
- *DIRECTIVA 2014/34/EU* Aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.

3.11 Depósitos de baja y alta presión

El depósito de baja presión de la marca Lapesa está homologado de acuerdo con la Directiva 2014/68/UE (Directiva Europea de Equipos a Presión).

Los depósitos de alta presión cumplen con los requisitos de certificación industrial de acuerdo con los siguientes estándares industriales:

- *ADR* Reglamento internacional para el transporte de mercancías peligrosas
- *DIN EN 12245* Cilindro de gas transportable
- *ISO 11119-3* Cilindro de gas transportable
- *EC 79* Tanques de Combustible
- *UNR134* Tanques de Combustible
- Sistema de Gestión de Calidad *ISO 9001:2015*
- Sistema de Gestión Ambiental *ISO 14001:2015*
- *ISO 27001:2013* Sistema de Gestión de Seguridad de la Información.

4. PRUEBA DE SERVICIO

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales: módulos, inversores, electrolizadores, etc., deben haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica. En el apartado *4.1 Normativa* se especifica que se exige a una persona instaladora de gas, definida por el *Real Decreto 919/2006* como “Persona física que, en virtud de poseer los conocimientos teórico prácticos de la tecnología de la industria del gas y de su normativa, y cumpliendo los requisitos establecidos en la ITC-ICG 09, está capacitado para realizar y supervisar las operaciones correspondientes a su categoría”, para realizar y supervisar las operaciones relacionadas con, en este caso, el hidrógeno.

De este modo obtienen el acta donde se certifica su calidad.

El instalador deberá realizar mínimamente las pruebas que se van a citar a continuación:

- Funcionamiento y puesta en marcha sistema a sistema.
- Realizar pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y las medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

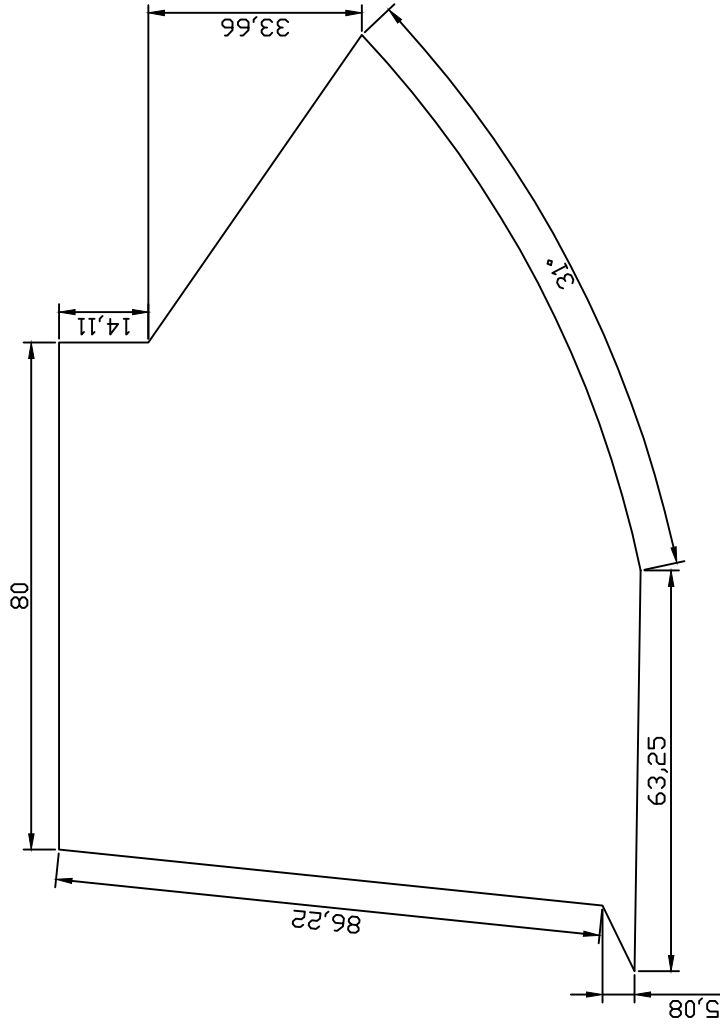
Una vez concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasa a la fase de Recepción Provisional de la Instalación. Para que esta acta sea válida, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida: El instalador entrega al usuario un documento en el que consta el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación.
- Retirada de obra de todo material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

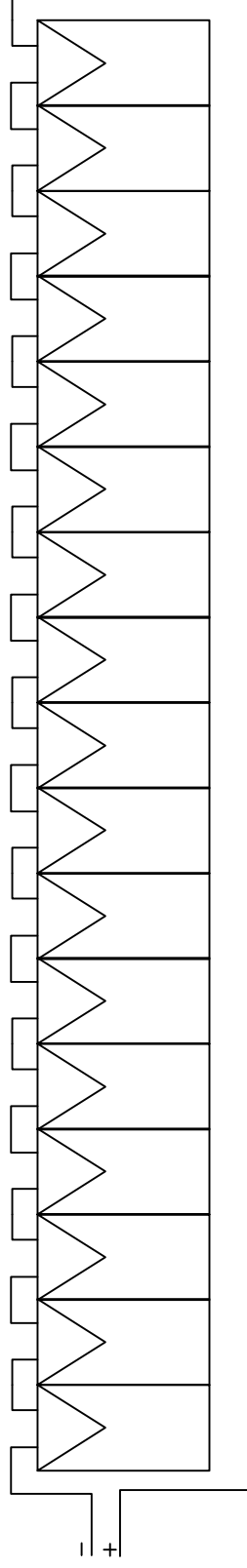
Cuando todo se cumpla, se podrá firmar el Acta de Recepción Provisional.

El instalador está obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir, si se demuestra que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje debe solucionarlos sin ningún tipo de cargo.

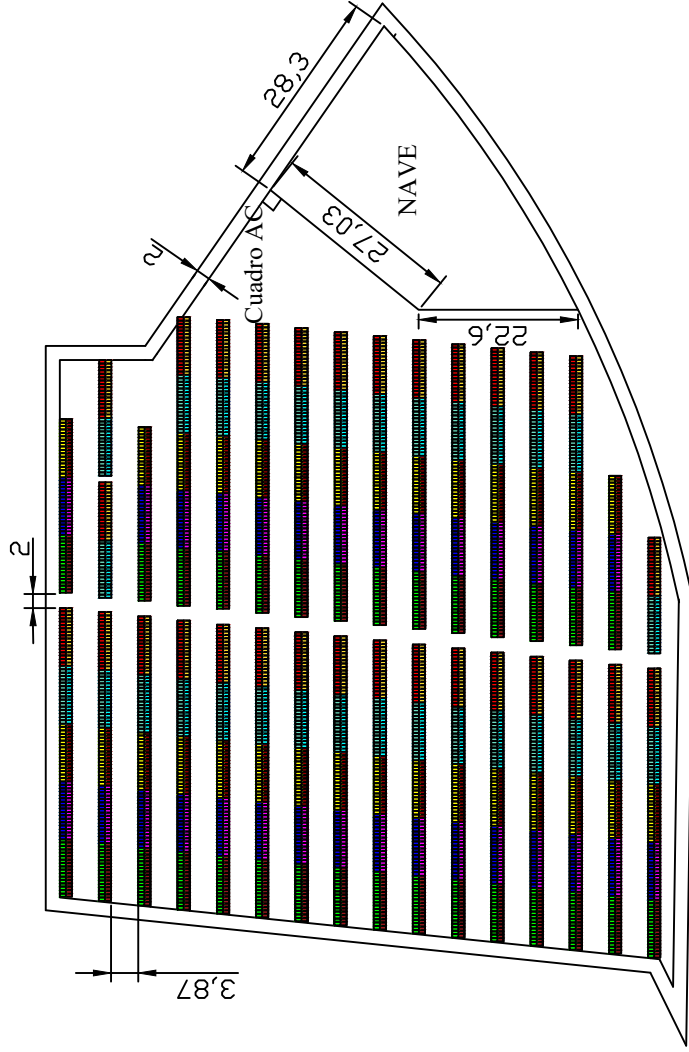
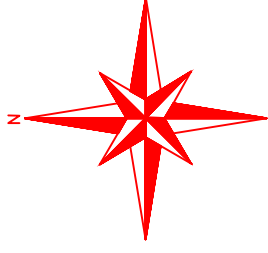
PLANOS



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO	
Fecha	Nombre
18/08/2022	MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA
Dibujado	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO PARA PRODUCCIÓN DE H2 3 MW, PARA SU USO POSTERIOR EN PILA DE COMBUSTIBLE
Comprobado	
Escala:	Lamina n. 1
1:2000	
DIMENSIONES DE LA PARCELA	
N. Alumno: MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA	
Curso: 4º Ingeniería Mecánica	

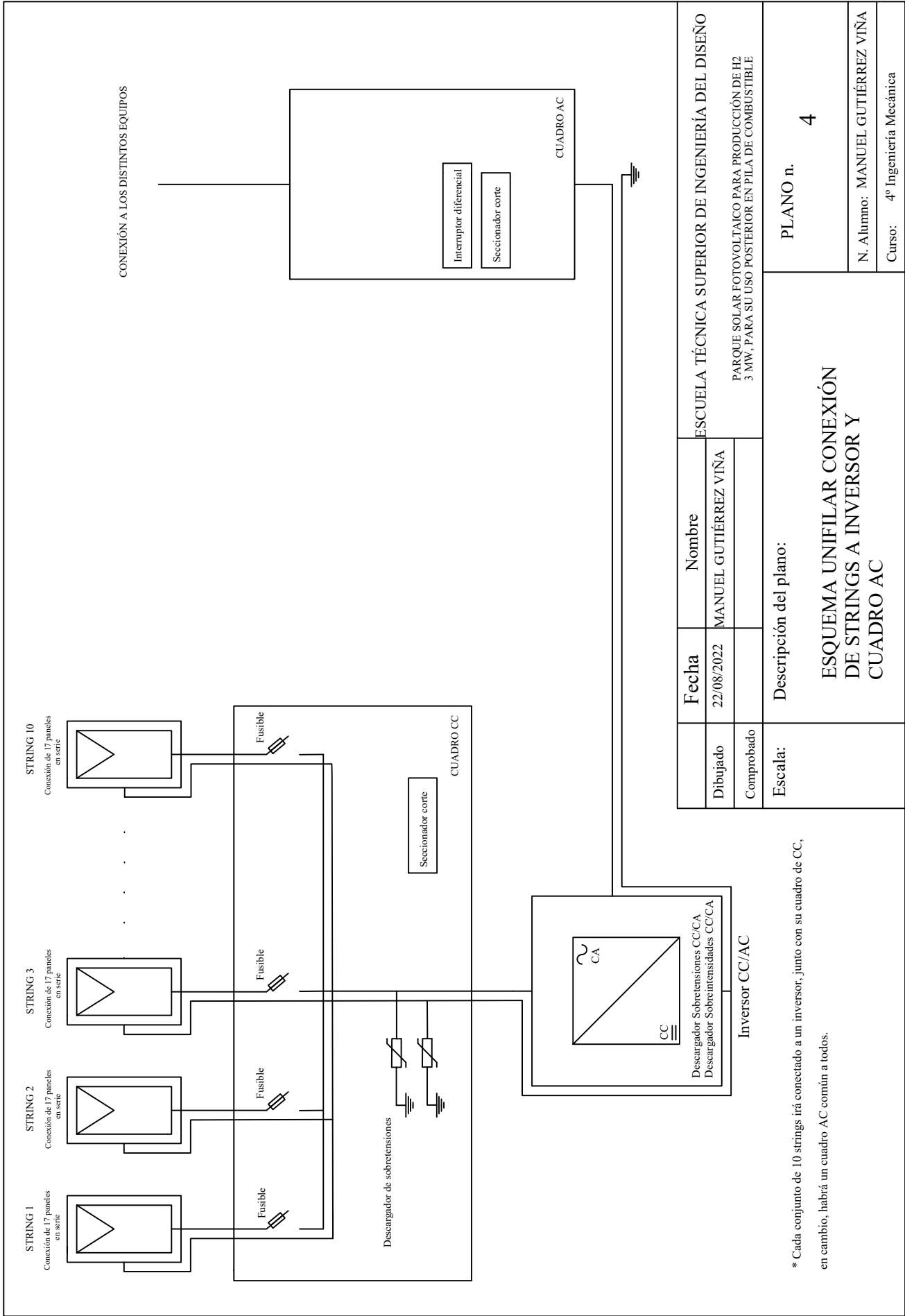


		ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO	
Fecha	18/08/2022	Nombre	MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA
Dibujado		PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO PARA PRODUCCIÓN DE H2 3 MW, PARA SU USO POSTERIOR EN PILA DE COMBUSTIBLE	
Comprobado			
Escala:	Descripción del plano:		
	Lamina n. 2		
		CONEXIÓN DE LAS PLACAS DE UN STRING	
		N. Alumno: MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA	
		Curso: 4º Ingeniería Mecánica	



*Cada color indica un string distinto.

Dibujado	18/08/2022	Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO		
Comprobado			MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO PARA PRODUCCIÓN DE H2 3 MW, PARA SU USO POSTERIOR EN PILA DE COMBUSTIBLE		
Escala:	1:2000	Descripción del plano:		PLANO n.	3	
			DISTRIBUCIÓN DE LOS STRINGS EN LA PARCELA			
						N. Alumno:
			Curso:			4º Ingeniería Mecánica



Fecha	Nombre	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO	
22/08/2022	MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO PARA PRODUCCIÓN DE H2 3 MW, PARA SU USO POSTERIOR EN PILA DE COMBUSTIBLE	
Comprobado			
Escala:	Descripción del plano:		
	ESQUEMA UNIFILAR CONEXIÓN DE STRINGS A INVERSOR Y CUADRO AC		
	PLANO n.	4	
	N. Alumno:	MANUEL GUTIÉRREZ VIÑA	
	Curso:	4º Ingeniería Mecánica	

* Cada conjunto de 10 strings irá conectado a un inversor, junto con su cuadro de CC, en cambio, habrá un cuadro AC común a todos.