



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA PLANTA PARA LA PRODUCCIÓN DIARIA DE 20 KILOGRAMOS DE HIDRÓGENO VERDE CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA QUÍMICA

AUTOR: ÁLVARO DOMÍNGUEZ NAVARRO
TUTOR: ÁLVARO ENRIQUE MONTERO REGUERA
COTUTOR: CARLOS SÁNCHEZ DÍAZ

Curso Académico: 2020-21

RESUMEN

Actualmente, el problema de los combustibles fósiles está cada vez más presente en nuestra sociedad por tratarse de una fuente de energía no renovable y por el impacto medio ambiental que produce. En este contexto surge un gas mucho más limpio como posible sustituto, el Hidrógeno.

Hoy en día ya se han desarrollado automóviles que utilizan este gas. Sin embargo, el Hidrógeno no está disponible directamente como materia prima, sino que necesita un proceso de obtención (no es una materia prima, es un vector energético). El más común y contaminante es el reformado de gas natural, aunque en la actualidad existen otros métodos a partir de energías renovables. Es este tipo de hidrógeno al que se le denomina hidrógeno verde ya que se obtiene en su totalidad a partir de energías renovables.

En este trabajo se analiza la viabilidad tanto económica como funcional de una planta con instalación fotovoltaica de tamaño intermedio con el objetivo de producir hidrógeno verde que pueda ser trasladado y utilizado por una hidrogenera. En esta misma planta se obtiene el Hidrógeno a partir de un proceso de electrolisis de agua con un aporte de energía eléctrica procedente de la instalación solar fotovoltaica. Se estiman los cálculos en un rango de producción diario de 15-25 kilogramos de Hidrógeno, capaz de abastecer una media de 5 depósitos de coche diarios. Además, la propia instalación contará con un sistema de almacenamiento, es decir, la producción de energía solar no consumida quedaría almacenada en forma de Hidrógeno. La instalación almacena el hidrógeno de manera continuada en un depósito de almacenamiento en torno a 200bar para facilitar su posterior traslado.

El diseño de la instalación tiene como objetivo calcular el número de paneles y el tamaño del electrolizador para que en las condiciones de radiación solar de Valencia se generen un promedio de alrededor de 25 kg diarios.

Palabras clave: hidrógeno verde, electrólisis, energía solar.

RESUM

Actualment, el problema dels combustibles fòssils està cada vegada més present en la nostra societat per tractar-se d'una font d'energia no renovable i per l'impacte mediambiental que produeix. En aquest context sorgeix un gas molt més net com a possible substitut, l'Hidrogen.

Avui dia ja s'han desenvolupat automòbils que utilitzen aquest gas. No obstant això, l'Hidrogen no està disponible directament com a matèria primera, sinó que necessita un procés d'obtenció (no és una matèria primera, és un vector energètic). El més comú i contaminant és el reformat de gas natural, tot i que actualment hi ha altres mètodes a partir d'energies renovables. És aquest tipus d'hidrogen al qual se li denomina hidrogen verd ja que s'obté en la seva totalitat a partir d'energies renovables.

En aquest treball s'analitza la viabilitat tant econòmica com funcional d'una planta amb instal·lació fotovoltaica de grandària intermèdia amb l'objectiu de produir hidrogen verd que pugui ser traslladat i utilitzat per una hidrogenera. En aquesta mateixa planta s'obté el Hidrogen a partir d'un procés d'electròlisi d'aigua amb una aportació d'energia elèctrica procedent de la instal·lació solar fotovoltaica. S'estimen els càlculs en un rang de producció diari de 15-25 quilograms d'Hidrogen, capaç d'abastir una mitjana de 5 depòsits de cotxe diaris. A més, la pròpia instal·lació comptarà amb un sistema d'emmagatzematge, és a dir la producció d'energia solar no consumida quedaria emmagatzemada en forma d'Hidrogen. La instal·lació emmagatzema l'hidrogen de manera continuada en un dipòsit d'emmagatzematge al voltant de 200bar per facilitar el seu posterior trasllat.

El disseny de la instal·lació té com a objectiu calcular el nombre de panells i la mida de l'electrolitzador perquè en les condicions de radiació solar de València es generin una mitjana d'al voltant de 25 kg diaris.

Paraules clau: hidrogen verd, electròlisi, energia solar.

ABSTRACT:

Currently, the problem of fossil fuels is increasingly present in our society because it is a non-renewable energy source and because of the environmental impact it produces. In this context, a much cleaner gas has emerged as a possible substitute: hydrogen.

Nowadays, cars using which use this gas have already been developed. However, hydrogen is not directly available as a raw material, it needs a process to obtain it (it is not a raw material, it is an energy vector). The most common and polluting process is the natural gas reforming, although there are now other methods available using renewable energies. That is this type of hydrogen, called green hydrogen, as it is obtained entirely from renewable energies.

This project analyses the economic and functional viability of a plant with an intermediate-sized photovoltaic installation with the aim of producing green hydrogen that can be transferred to and used by a hydrogen plant. In this same plant, hydrogen is obtained from a water electrolysis process with an electrical energy input from the solar photovoltaic installation. Calculations estimate a daily production range of 15-25 kilograms of hydrogen per day, capable of supplying an average of 5 car tanks per day. In addition, the installation itself will have a storage system, i.e. the unconsumed solar energy production will be stored in the form of hydrogen. The installation stores the hydrogen continuously in a storage tank at around 200bar to facilitate its subsequent transfer.

The design of the installation aims to calculate the number of panels and the size of the electrolyser so that under the solar radiation conditions of Valencia an average of around 25 kg per day is generated.

Keywords: green hydrogen, electrolysis, solar energy.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- DOCUMENTO 1: Memoria
- DOCUMENTO 2: Presupuesto

DOCUMENTO 1: MEMORIA

DOCUMENTO 1: MEMORIA	5
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	7
1.1 Análisis situación energética actual:.....	7
1.2 Hidrógeno, obtención y utilidades energéticas:	8
1.3 La energía solar:	9
1.3.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas:	11
CAPÍTULO 2: OBJETIVO Y ESTRUCTURA	12
2.1 Objetivo:.....	12
2.2 Estructura	12
CAPÍTULO 3: ESTUDIO PRELIMINAR DEL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	13
3.1 Análisis energético:	13
3.2 Análisis meteorológico:	14
3.3 Estudio fotovoltaico:	15
CAPÍTULO 4: SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	19
4.1 Selección del electrolizador:	19
4.1.2 Electrolizador EL30N:.....	24
4.2 Selección módulos solares	27
4.3 Selección inversor	28
CAPÍTULO 5: CÁLCULOS DEL PROYECTO	30
5.1 Cálculo del número de módulos del campo fotovoltaico	30
5.2 Distribución de los módulos en el campo fotovoltaico	30
5.3 Dimensionamiento y selección del cableado	36
5.4 Protecciones	38
5.4.1 Cuadro de protecciones corriente continua	39
5.5 Cálculo de las dimensiones del tanque de agua	40
5.6 Dimensionamiento y selección del tanque de almacenamiento de hidrógeno	41
CAPÍTULO 6: NORMATIVA Y UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	45

6.1 Normativa y ubicación	45
6.2 Normativa:.....	52
CAPÍTULO 7: SIMLUACIÓN Y RESULTADOS DEL SISTEMA.....	53
CAPÍTULO 8: ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA.....	57
8.1 Ingresos	57
8.2 Gastos:.....	59
8.3 Análisis económico:.....	59
CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES	64
DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO.....	67
CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	68
1.1 Campo fotovoltaico	69
1.2 Equipos de potencia	69
1.3 Cableado.....	70
1.4 Cuadros de protecciones	70
1.5 Adecuación del terreno	71
1.6 Mano de obra	71
1.7 Total del capítulo	72
CAPÍTULO 2: PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	73
2.1 Electrolizador	73
2.2 Tratamiento hidrógeno.....	73
2.3 Total del capítulo	74
CAPÍTULO 3: PROYECTO.....	75
CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO TOTAL	76

ÍNDICE DE TABLAS:

TABLA 1. Generación energía eléctrica en España 2016	Página 7
TABLA 2. Generación energía eléctrica España 2018	Página 8
TABLA 3: Resumen consumos y producción	Página 13
TABLA 4: Datos irradiancia y consumos	Página 15
TABLA 5: Estudio fotovoltaico anual para un consumo estándar de 1300kWh/día.	Página 18
TABLA 6: División electrolizadores H2B2 según su producción de Hidrógeno diaria	Página 19
TABLA 7: Electrolizadores de media escala H2B2 y su producción diaria	Página 20
TABLA 8: Ficha eléctrica electrolizador EL10N escala media H2B2	Página 20
TABLA 9: Ficha eléctrica electrolizador EL30N escala media H2B2	Página 21
TABLA 10: Estudio fotovoltaico para 1278.36kWh/día del electrolizador EL10N	Página 23
TABLA 11: Estudio fotovoltaico para 1318,72kWh/día del electrolizador EL30N	Página 24
TABLA 12: Comparación resultados ambos electrolizadores	Página 26
TABLA 13: Ficha técnica módulo fotovoltaico A-550M GS Atersa	Página 27
TABLA 14: Ficha técnica inversor Sunny Highpower 100-20.	Página 29
TABLA 15: Ficha técnica modulo atersa características temperatura 1	Página 32
TABLA 16: Ficha técnica modulo Atersa características temperatura 2	Página 33
TABLA 17: Resumen calculo número de series y módulos.	Página 35
TABLA 18: Ficha técnica del compresor HV-50/0.5-P	Página 43
TABLA 19: Periodo de retorno de la inversión	Página 63
TABLA 20: Periodo de retorno de la inversión con subvención	Página 67

TABLA 21: Presupuesto unidad 1 capítulo 1	Página 69
TABLA 22: Presupuesto unidad 2 capítulo 1	Página 69
TABLA 23: Presupuesto unidad 3 capítulo 1	Página 70
TABLA 24: Presupuesto unidad 4 capítulo 1.	Página 70
TABLA 25: Presupuesto unidad 5 capítulo 1	Página 71
TABLA 26: Presupuesto unidad 6 capítulo 1	Página 71
TABLA 27: Presupuesto total del capítulo 1.	Página 72
TABLA 28: Presupuesto unidad 1 capítulo 2	Página 73
TABLA 29: Presupuesto unidad 2 capítulo 2	Página 73
TABLA 30: Presupuesto total del capítulo 2	Página 74
TABLA 31: Presupuesto unidad 1 capítulo 3	Página 75
TABLA 32: Presupuesto total del proyecto	Página 78

DOCUMENTO 1: MEMORIA

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Análisis de la situación energética actual:

Como punto de partida del presente proyecto y con carácter previo al desarrollo del objeto de este, habría que introducir la definición del término “energía”, algo que ha resultado complicado a lo largo de la historia. Uno de los principios básicos del concepto, es que la energía misma, está regida por las dos grandes leyes de la termodinámica. Sin embargo, la energía tiende a ser indefinible ya que no se puede percibir con facilidad por el sentido del tacto [1].

No obstante, desde un punto de vista físico, la energía es la capacidad potencial que tienen los cuerpos para producir trabajo [2].

Por otro lado, tanto la generación como el consumo y el transporte de la energía tiene un impacto significativo sobre el medio ambiente. A lo largo de los años ha sido un objetivo primordial a nivel mundial la reducción de este impacto basado en la progresiva sustitución de las energías no renovables por las renovables. Este objetivo se debe a que las primeras, no sólo, como su propio nombre indica, son fuentes que suponen un recurso limitado, sino que además son las que mayor impacto tienen. Como principales fuentes de energías no renovables se encuentran el petróleo, gas natural, carbón, uranio y energía nuclear.

A continuación, se muestran distintas tablas (Tablas 1 y 2) donde se puede observar el crecimiento del uso de fuentes de energía renovable a lo largo del 2016 hasta 2018. En ellas se muestran el porcentaje de producción de electricidad, en términos de potencia neta en el territorio peninsular, de cada fuente de energía:

FUENTE DE ENERGÍA	%
NUCLEAR	21.49
CARBÓN	14.30
FUEL+GAS+CICLO COMBINADO	13.77
HIDRÁULICA	14.28
EÓLICA	18.19
SOLAR	4.98
COGENERACIÓN	11.02
TÉRMICA RENOVABLE Y RESTO	1.96
TOTAL	100
RENOVABLES	37.45

TABLA 1. Generación energía eléctrica en España 2016 [3]

FUENTE DE ENERGÍA	%
COMBUSTIBLES	42.66
NUCLEAR	20.18
EÓLICA	18.82
SOLAR	4.63
HIDRÁULICA	13.71
TOTAL	100
RENOVABLES	38.94

TABLA 2. Generación energía eléctrica España 2018 [3].

Es en este contexto actual, donde cada vez es más necesario la utilización de estas fuentes de energía inagotables, surge el Hidrógeno como una alternativa más.

1.2 Hidrógeno, obtención y utilidades energéticas:

El Hidrógeno es un gas incoloro, inodoro y muy reactivo que se halla en todos los componentes de la materia viva y en muchos minerales. Es el elemento más abundante en el universo y el gas menos pesado que existe.

A pesar de ser muy abundante, no es una fuente de energía que se pueda obtener directamente de la Tierra como sí lo son el carbón o el petróleo, ya que se encuentra en la naturaleza combinado con otros compuestos como los hidrocarburos o agua.

Asimismo, se considera que el hidrógeno actúa como vector energético. Es decir, son necesarias una serie de transformaciones químicas para conseguir utilizar este gas como un portador de energía.

El uso del hidrógeno como fuente de energía implica una serie de ventajas a corto y medio plazo, entre las cuales, cabe destacar su combustión, ya que esta no resulta contaminante para el medio ambiente al no liberarse CO₂, como sí sucede en la mayoría de las fuentes no renovables citadas anteriormente, siendo el CO₂, el principal gas causante del llamado efecto invernadero. Por tanto, el empleo de Hidrógeno en sustitución de los combustibles de origen fósil podría conllevar la reducción drástica de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Además de la propia combustión del Hidrógeno, a partir de celdas de combustible se puede convertir la energía química del enlace H-H en energía eléctrica con una eficiencia dos o tres veces mayor que la de un motor térmico [4]. Esto es debido a que la energía contenida en los enlaces de la molécula de Hidrógeno se transforma de manera directa sin el paso intermedio del acondicionamiento térmico de un ciclo de potencia.

A continuación, se muestran brevemente las distintas formas más comunes de obtención de este gas haciendo distinciones en relación con la materia prima utilizada:

- Reformados hidrocarburos:

Es el proceso más barato y utilizado en la actualidad [4]. Consiste en la reacción del gas natural, previa etapa de desulfuración, con vapor de agua sobre un catalizador de níquel sobre alúmina a condiciones de 1200K de temperatura y presión de 20-30bar [5]. El gas de salida obtenido tiene una elevada concentración de Hidrógeno, así como también Monóxido de Carbono, en menor medida, el cual se transformará en uno o varios reactores posteriormente mediante vapor de agua. Uno de los inconvenientes de este proceso es que el propio gas de salida también contiene Dióxido de Carbono, metano (en menor medida) y monóxido de carbono que no se haya podido convertir en la etapa citada anteriormente. Para solucionarlo, se incorpora en las plantas de obtención distintos procesos como compresión, adsorción y/o desorción para alcanzar un hidrógeno lo más puro posible.

- Electrólisis del agua

Este proceso se define como la ruptura de la molécula de agua por acción de una corriente eléctrica continua por una fuente de alimentación que se conecta mediante electrodos, normalmente de platino o acero inoxidable, al agua.

Primeramente, cabe decir que este proceso de obtención se utiliza en menor medida ya que no es viable para elevados volúmenes de Hidrógeno debido a su elevado precio, ya que son necesarios 4.9-5.6kWH por cada metro cúbico producido.

En el polo denominado ánodo del electrolizador, se produce el oxígeno en menor medida, concretamente la mitad del volumen producido de hidrógeno según la molécula del agua. El hidrógeno se produce en el cátodo y se debe purificar al contener impurezas de oxígeno. Para ello la corriente se seca mediante un absorbente y las impurezas se eliminan con un convertidor.

Una vez introducidos los métodos más comunes se puede definir el siguiente término: el hidrógeno verde. Este hidrógeno es conocido como el gas que ha sido producido en su totalidad a partir de energías renovables. Por ejemplo, hidrógeno producido a partir de un electrolizador al cual se le incorpora la corriente eléctrica necesaria desde una instalación fotovoltaica o eólica. Este hidrógeno totalmente limpio está ganando cada vez más enteros en el panorama energético a corto y medio plazo ya que si este gas ya es una alternativa a los combustibles fósiles, producido al cien por cien con energía renovable lo sitúa como una de las más atractivas fuentes de energías.

1.3 La energía solar:

La energía solar forma parte del grupo de fuentes de energía cuya regeneración va a un ritmo mayor que su consumo. A lo largo de la historia, la humanidad ha tratado de diseñar diversos artefactos capaces de hacer un uso útil de la radiación solar como, por ejemplo, las antorchas. En la actualidad, la energía solar se utiliza con múltiples aplicaciones en tareas cotidianas.

Algunos autores proponen hacer una distinción según la utilidad de la energía, entre solar térmica y fotovoltaica. En la primera, sus aplicaciones son, como su propio nombre indica, térmicas como por ejemplo calentar agua, calefacción y refrigeración, así como también en procesos industriales donde se necesite un aumento de temperatura de algún fluido. Por otro lado, y en relación con la energía solar fotovoltaica, se va a incidir en su aplicación en este apartado y los siguientes.

Precisamente el momento en el que se contempló la posibilidad de obtener energía eléctrica directamente a partir de energía solar fue con la invención de la primera célula fotovoltaica. [6]

1.3.1 La célula fotovoltaica:

Es el sistema utilizado en la energía solar fotovoltaica a partir del cual se transforma la energía incidente sobre la misma, en forma de radiación solar, en una corriente eléctrica. Más concretamente, es una tecnología que genera corriente continua gracias a semiconductores cuando sobre estos incide un haz de fotones, el denominado efecto fotoeléctrico, el cual se produce al absorberse un fotón y expulsar uno de los electrones externos del átomo.

Para explicar este efecto tan importante en la energía solar, es necesario exponer la organización típica de los electrones alrededor del núcleo de un átomo. Estos se sitúan en diferentes niveles de energía, de menor a mayor, buscando estabilidad, de forma que, una vez están los niveles inferiores ocupados se empiezan a llenar los superiores.

En aquellos átomos que poseen una estructura cristalina, los niveles superiores son muy similares, hasta tal punto que se pueden considerar como una banda continua de energía. Esta banda es más conocida comúnmente como la banda de valencia.

La banda de valencia es en la que se encuentran los electrones del último nivel energético ocupado. Por encima de esta banda, se encuentra la banda de conducción donde los niveles de energía están vacíos. Cuando los electrones de la banda de valencia son excitados, saltan; es decir, cambian de ésta misma a la de conducción, dándole así al material su capacidad conductora. Un material será capaz de conducir, con mayor o menor facilidad, cuando tenga huecos en la banda de conducción para que lleguen los electrones de la capa de valencia. Sin embargo, entre estas dos bandas citadas con anterioridad, hay una diferencia de energía llamada *band gap*. El movimiento del electrón necesario para hacer al material conductor se dará cuando adquiera la energía suficiente para superar esta banda prohibida y llegar a la de conducción.

Las células fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores, los cuales poseen electrones ligados en menor fuerza a sus átomos ocupando la banda de valencia. Es decir, los materiales semiconductores tendrán mayor facilidad para conducir, necesitarán menos energía.

Mediante un contacto selectivo, estos electrones pueden ser llevados a un circuito externo y realizar un trabajo útil [7]. Para ello, es necesario establecer un flujo de corriente de manera continuada. En la célula fotovoltaica se consigue a partir de la unión de dos tipos de semiconductores distintos, el tipo P y N conociéndose como aceptor de electrones y dador de electrones respectivamente. La unión entre estos, con usos muy conocidos como los diodos LED,

se conoce como junta PN y es donde se produce la diferencia de potencial necesaria para dirigir el flujo de los electrones de la célula.

En resumen, cuando la luz solar irradia sobre la célula fotovoltaica se produce un movimiento de electrones hacia la banda de conducción. La diferencia de potencial existente en el punto de unión PN produce el movimiento de los electrones hacia el extremo N.

Esta estructura de semiconductores no es necesariamente la única posible. En las aplicaciones fotovoltaicas, las células solares se interconectan y encapsulan en los llamados módulos fotovoltaicos [7].

Una vez definida la célula fotovoltaica y su funcionamiento, cabe nombrar las más utilizadas. Son las realizables en silicio cristalino y silicio multicristalino en las que se ha realizado una unión PN y contactos en ambas caras. Estas células proporcionan aproximadamente 0.5 Voltios y una corriente de 35 mA/cm² cuando son iluminadas por el sol en un día claro a 1000W/m², medida de irradiancia estándar [7].

Por último, señalar como tecnologías más utilizadas las células de capa delgada y las células de silicio peculiar. Ésta última, además, combina ambas tecnologías citadas anteriormente, y consiste en silicio policristalino fabricado al estilo de capa delgada.

1.3.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas:

En este apartado se exponen los distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas más comunes, así como también su configuración eléctrica.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas: aisladas o conectadas a la red, siendo estas instalaciones opuestas entre sí. Así pues, cabe mencionar que estas instalaciones no difieren en su estructura típica, ya que los dos tipos cuentan con los mismos elementos básicos como son los módulos fotovoltaicos e inversores. Más bien, ambas instalaciones se diferencian entre ellas en la estrategia y el uso que se le puede dar a la energía.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red son aquellas que funcionan como un generador más, son una central de generación de electricidad que aporta energía a una red eléctrica pudiendo ser esta para venta de energía a red o una instalación para autoconsumo. Este último subgrupo hace referencia a aquellas que aportan la energía a una red eléctrica interior a un suministro. No obstante, se afirma que normalmente las instalaciones domésticas fotovoltaicas conectadas a red no son capaces de cubrir la demanda diaria durante todas las épocas del año debido a la falta de tamaño de las baterías de almacenamiento.

En cuanto a las instalaciones conectadas para la venta a la red, como su propio nombre indica, su objetivo es la venta de la energía eléctrica producida con objetivos económicos.

El otro gran tipo de instalación nombrado anteriormente es la instalación aislada. La principal diferencia es que esta no está conectada a la red. Este tipo de instalación sí que se tiene la capacidad suficiente para el consumo ya que no se podrá obtener energía de otra manera al no estar conectada a la red. En estos casos, el propietario es autosuficiente y no depende de ninguna distribuidora.

CAPÍTULO 2: OBJETIVO Y ESTRUCTURA

2.1 Objetivo:

El objetivo de este trabajo de fin de grado es la realización de un estudio económico y de viabilidad para la producción de 20 kilogramos de Hidrógeno diarios a partir de una instalación fotovoltaica de una potencia nominal de 200kW. Se pretende encontrar la opción más barata y eficiente industrialmente en cada uno de los apartados presentados en el documento como también se ha realizado en la propia instalación. El sistema utiliza la energía solar producida por un campo fotovoltaico situado in situ, es decir allá donde también se lleva a cabo la producción del Hidrógeno. A partir de un electrolizador se convierte esta energía en Hidrógeno. Posteriormente el gas producido será almacenado en la propia instalación y distribuido en camiones con tubos presurizados para ello. Es por eso por lo que la propia planta contará con un sistema de compresión para su distribución.

2.2 Estructura

El documento número 1, correspondiente a la memoria se ha estructurado en 10 capítulos incluyendo la introducción y este.

En el capítulo número 3, se realizará un estudio preliminar para conocer la viabilidad técnica del proyecto y realizar una estimación de la potencia requerida por la instalación.

Seguidamente, en el 4 se seleccionarán los equipos principales de la instalación y en el número 5 se realizarán los cálculos pertinentes para el desarrollo del proyecto y diseño final de la instalación.

En el capítulo 6 se realizarán los cálculos referentes a las dimensiones de la instalación y se ubicará la misma.

En el séptimo de la memoria se mostrarán los resultados simulados con el software Pvsyst con el objetivo de comprobar la funcionalidad de la instalación fotovoltaica.

Por último, se encontrará el estudio de viabilidad económico y las conclusiones en los capítulos 8 y 9 respectivamente.

La memoria se concluye con la bibliografía.

CAPÍTULO 3: ESTUDIO PRELIMINAR DEL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.1 Análisis energético:

De entrada, y, en primer lugar, hay que tener en cuenta que la energía producida por el sistema debe ser como mínimo igual o superior a la demanda energética. A lo largo de este capítulo, se desarrolla el estudio realizado para la demanda energética diaria. Esta es una primera estimación para conocer la magnitud y tamaño de la instalación y determinar así su viabilidad o bien para determinar si, por el contrario, fuera una instalación demasiado desproporcionada. Esta estimación se lleva a cabo inicialmente sin concretar todavía el electrolizador seleccionado. Sin embargo, se tiene en cuenta ya que es la principal demanda energética del sistema.

Posteriormente cabe definir la cantidad de Hidrógeno que se desea producir. Este objetivo se llevará a cabo en un promedio diario ya que en las instalaciones fotovoltaicas la producción no es tan regular ni predecible como en instalaciones conectadas a la red. Sin embargo, la instalación se dimensiona para cumplir el objetivo diario de 20kg. Se selecciona esta cantidad ya que la producción del gas se destinará a una hidrogenera para el posterior consumo de los automóviles que utilicen Hidrógeno. Se ha estimado que los depósitos de estos automóviles se llenan por completo con una media de 4-5kg [8], por tanto, se podría abastecer a 4 o 5 coches diariamente. Este es un número considerable debido a la escasa popularidad de este combustible actualmente.

Así pues, la necesidad energética de los electrolizadores industriales, como se citaba en la introducción, oscila entre los 4,8kWh/Nm³ y 6kWh/Nm³ [9]. Es decir, 53,4kWh/Kg y 65kWh/kg. En este caso, y como se explicará más adelante en la memoria de este trabajo, se estima producir 20kg/día, lo que llevaría a tener una demanda energética diaria de 1300kWh/día aproximadamente (Tabla 3).

En esta instalación no es oportuno centrarse en un consumo anual o mensual ya que es una demanda constante siguiendo la producción diaria, también constante, de Hidrógeno. Sin embargo, a continuación, se muestra la siguiente tabla resumen donde se recoge los consumos mensual y anual con el fin de poder comparar esta primera estimación con el análisis meteorológico que se lleva a cabo posteriormente en este documento.

	CONSUMO kWh	PRODUCCIÓN kg H ₂
DIARIO	1300	20
MENSUAL	39000	600
ANUAL	474500	7300

TABLA 3: Resumen consumos y producción

3.2 Análisis meteorológico:

Tal y como se señalaba en la introducción de este documento, la producción de energía fotovoltaica depende directamente de las condiciones meteorológicas que se lleven a cabo en la instalación. Desde el punto de vista meteorológico, el parámetro más importante es la irradiancia. Esta se define como la cantidad de potencia incidente en una unidad de superficie. Así pues, la irradiancia sobre un módulo depende de su ubicación, orientación e inclinación. En este caso, la instalación se situará en Valencia como se desarrollará de forma más concreta y detallada más adelante.

Seguidamente, se muestran estos parámetros necesarios para conocer la irradiancia.

- Latitud: 39.4702
- Longitud: -0.376805 39° 28' 13"
- Inclinación: 30º

Se selecciona la inclinación de 30º ya que es la inclinación normalizada que mayor incidencia recibe para la ubicación [9].

Para poder trabajar con la irradiancia se ha de tomar en consideración el concepto de Horas Sol Pico (HSP), el cual se define como el número de horas con una irradiancia ideal de $1\text{kW}/\text{m}^2$ que se necesitan para proporcionar la misma radiación que se produce en la localización analizada a lo largo de un día completo.

Así pues, una vez definida la irradiancia y su unidad, se debe llevar a cabo un estudio para asegurarse cubrir con la instalación el consumo requerido en todo momento. Para ello, se ha accedido a una base de datos meteorológica del territorio donde se emplazará el proyecto para obtener así la irradiancia y por tanto las horas solar pico en cada mes.

El tratamiento de esos datos será el siguiente y se recoge en la Tabla 4.

A partir de las HSP mensuales, obtenidas del centro meteorológico, divididas entre el número de días en cada mes se obtendrá las HSP media diaria y junto con el consumo diario, en este proyecto constante para cada mes, se establece una relación para lograr tener un factor que nos permita observar las diferencias para cada mes. Este mismo contará con unidades kWh/HSP . Es decir, nos permitirá comparar y buscar el mes más desfavorable (aquel cuyo valor sea mayor) sobre el que realizar el estudio, ya que, si ese mes cubre la demanda energética, el resto también lo hará. Se escogerá el valor más alto porque será aquel que muestre un mayor consumo en un número menos de horas sol pico, es decir en menos irradiancia.

MES	HSP MENSUAL	HSP/día media	CONSUMO DIARIO (kWh/día)	CONSUMO (kWh/HSP)
ENERO	150.45	4.85	1300	267.86
FEBRERO	123.96	4.42	1300	293.64
MARZO	165.47	5.33	1300	243.55
ABRIL	195.64	6.52	1300	199.35
MAYO	224.65	7.24	1300	179.39
JUNIO	216.75	7.22	1300	179.93
JULIO	220.73	7.12	1300	182.58
AGOSTO	207.68	6.69	1300	194.05
SEPTIEMBRE	165.44	5.51	1300	235.74
OCTUBRE	132.62	4.27	1300	303.88
NOVIEMBRE	144.55	4.81	1300	269.8
DICIEMBRE	120.06	3.87	1300	335.67

TABLA 4: Datos irradiancia y consumos

3.3 Estudio fotovoltaico:

En este apartado se discutirá la forma de obtener como mínimo los 335.67kWp necesarios en el mes de diciembre y que cubrirá con excedentes la producción para el resto del año. El objetivo en este apartado es ver la viabilidad del proyecto a grandes rasgos, no solo en cuanto a la posibilidad de lograrlo sino lograrlo dentro de un orden de magnitud lógico desde el punto de vista económico.

En primer lugar, y de acuerdo con lo indicado en el punto 1.3 del apartado de introducción del presente trabajo, se definen a continuación los distintos conceptos eléctricos existentes en una instalación fotovoltaica, así como los componentes de esta, con el fin de poder explicar y comprender su funcionamiento:

Panel fotovoltaico:

Consiste en la unión de varias células fotovoltaicas cuyo objetivo es transformar la energía solar en energía eléctrica. Esta energía eléctrica producida será directamente proporcional a la irradiancia solar recibida. Por eso mismo, en la Tabla 4 se afirmaba que el mes más desfavorable era diciembre ya que frente a un consumo mensual regular, el factor diferencial era la irradiancia y como era de esperar, hay menos luz solar en invierno que en verano. Esta energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico será suministrada en corriente continua. Dependiendo de si la demanda se encuentra en corriente alterna en las instalaciones será necesario o no un inversor de red.

-Cuadros de distribución:

Estos componentes se sitúan en la parte de continua, es decir en la del generador fotovoltaico y su función es recopilar la energía de los paneles solares y dirigirla en un único cable hacia el inversor.

-Inversor de red:

Equipo necesario en cualquier instalación que se desee cambiar la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna. Este cambio se debe llevar a cabo con condiciones similares a la demanda, en este caso del electrolizador, tanto de tensión como de frecuencia.

-Regulador de carga:

En aquellas instalaciones aisladas con almacenamiento será necesario este componente cuya función es controlar el estado de carga de las baterías para garantizar que se realiza un llenado óptimo, controlando la velocidad a la que la corriente eléctrica se añade o se extrae y así alargar su vida útil evitando la sobrecarga y protegiendo la sobretensión.

-Baterías:

Componente de la instalación que permite almacenar la energía que producen las placas solares con el fin de poder utilizar esta energía en momentos en los que la irradiancia sea menor.

Una vez conocidos los componentes de la instalación se inicia la discusión del estudio fotovoltaico.

El procedimiento desarrollado que se muestra a continuación es el que se utilizará más adelante para el funcionamiento de la instalación y al cual se hará referencias durante la memoria.

En primer lugar, se sigue el razonamiento del apartado anterior, dimensionar la instalación para las peores condiciones. A partir de la irradiancia en HSP (kWh/m^2) media de un día, específica esa media para cada mes, y sabiendo la potencia del módulo fotovoltaico se podrá obtener la producción de cada módulo en kWh a lo largo de un día. A mayor potencia del módulo, mayor energía podrá producir y menor número de módulos se necesitarán para una misma cantidad de energía. Es por eso por lo que se va a optar por un módulo de potencia 550W ya que son los más potentes que se comercializan actualmente.

Así pues, multiplicando la irradiancia diaria por la potencia del módulo solar se tiene la producción por módulo (Fórmula 1):

$$Prod\ diaria\ x\ módulo\ \left(\frac{kWh}{dia}\right) = HSP\ dia\ media \times Potencia\ módulo \quad (1)$$

Fórmula 1: Producción diaria por módulo.

Posteriormente, a partir de la demanda diaria del electrolizador y la producción por módulo, se calcula el número de módulos necesarios. Es decir, dividiendo la demanda diaria entre la producción por panel fotovoltaico se tendrá el número de módulos para cubrir el consumo. Queda de esta forma reflejado en la Fórmula 2:

$$N^o\ módulos = \frac{Consumo\ diario\ \frac{kWh}{dia}}{Prod\ diaria\ x\ módulo\ \frac{kWh}{dia}} \quad (2)$$

Fórmula 2. Número de módulos fotovoltaicos.

Por último, para conocer la potencia de la instalación se multiplica el número de módulos por la potencia de cada uno de ellos, en este caso 0,55kW. Esta potencia será la llamada potencia pico, es decir, aquella que se podrá producir con una irradiancia de horas sol pico (Fórmula 3):

$$Potencia\ pico\ (kWp) = N^o\ módulos \times potencia\ módulo \quad (3)$$

Fórmula 3. Obtención potencia pico de la instalación.

Seguidamente, se muestra un cuadro resumen en la Tabla 5 de todos los cálculos llevados a cabo en el estudio para cada mes ya que la irradiancia diaria en horas de sol pico no es la misma para cada mes.

A partir de esta tabla se puede afirmar la viabilidad técnica del proyecto para un consumo razonable como lo son los 1300kWh/día ya que entran dentro del rango de consumo por metro cúbico de Hidrógeno producido que tienen los electrolizadores comerciales. Se puede afirmar ya que a la potencia pico calculada se llegaría con un número de paneles razonable, se trataría de una instalación de media tensión ya que se encontraría alrededor de los 200kW de potencia nominal como se desarrollará más adelante. Otro de los inconvenientes sería un muy elevado número de paneles que fueran difíciles de ubicar, sin embargo, no se trata de ese caso ya que podrían ser ubicados en un solar y porque el número se encuentra dentro de las dimensiones razonables para estas tensiones.

En las partes posteriores de la memoria se hará referencias al estudio realizado en este apartado 3.3 una vez se tengan los consumos reales del electrolizador.

MES	HSP DIA (kWh/m²)	DEMANDA DIARIA (kWh/día)	POTENCIA MODULO (Kw)	PRODUCCIÓN DIARIA MÓDULO (kWh/día)	NÚMERO MÓDULOS	POTENCIA PICO (kWp)
ENE	4.85	1300	0.55	2.67	487	267.86
FEB	4.42	1300	0.55	2.43	534	293.64
MAR	5.33	1300	0.55	2.94	443	243.55
ABR	6.52	1300	0.55	3.59	363	199.35
MAY	7.24	1300	0.55	3.99	327	179.39
JUN	7.22	1300	0.55	3.97	327	179.39
JUL	7.12	1300	0.55	3.92	332	182.58
AGO	6.69	1300	0.55	3.68	353	194.05
SEPT	5.51	1300	0.55	3.03	429	235.74
OCT	4.27	1300	0.55	2.35	553	303.88
NOV	4.81	1300	0.55	2.65	491	269.8
DIC	3.87	1300	0.55	2.13	610	335.67

TABLA 5: Estudio fotovoltaico anual para un consumo estándar de 1300kWh/día.

En las partes posteriores de la memoria se hará referencias al estudio realizado en este apartado 3.3 una vez se tengan los consumos reales del electrolizador.

CAPÍTULO 4: SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

4.1 Selección del electrolizador:

Una vez llevado a cabo el estudio preliminar, el cual nos ha permitido establecer una idea general de la dimensión del proyecto, a continuación, se muestra la elección de los componentes utilizados y el razonamiento seguido para esta tarea.

El electrolizador va a funcionar como componente principal de la instalación, ya que será el encargado de la producción del Hidrógeno, nuestro gas objetivo. Éste será quien marque la demanda diaria para conseguir una producción de 20 kilogramos.

Los criterios llevados a cabo para la elección del electrolizador han sido los siguientes:

-Cumplimiento de la demanda. Existen varias escalas y tamaños de electrolizadores, por tanto, el criterio más importante es que pueda llegar a producir el objetivo diario fijado.

-Sistemas de purificación. Algunos electrolizadores cuentan con una propia instalación de ventilación de aire para poder obtener un hidrógeno no contaminado y, por tanto, de mejor calidad y precio.

-Precio. En proyectos donde se pretende obtener la opción más barata es conveniente tener en cuenta que frente a dos electrolizadores que cumplan las mismas funciones se escogerá el más barato.

Siguiendo estos criterios, y en este orden, tras realizar un estudio de mercado se elige la empresa H2B2. Esta empresa cuenta con una gama de varios electrolizadores según su tamaño divididos de la siguiente manera como se muestra en la Tabla 6:

ESCALA	RANGO PRODUCCIÓN DIARIA HIDRÓGENO (KG/DIA)
PEQUEÑA	1.08-4.31
MEDIA	21.68-136.58
GRAN	215-1290

TABLA 6: División electrolizadores H2B2 según su producción de Hidrógeno diaria.

Todos ellos cuentan con un sistema de purificación con el que se obtiene en la salida un Hidrogeno del 99.999% de pureza con menos de 5ppm de oxígeno y agua. A la vista de la producción y dado el tamaño del proyecto se decide utilizar la media escala de la gama de productos de esta empresa, la cual queda dividida de la siguiente manera como se puede observar en la Tabla 7:

ELECTROLIZADOR	PRODUCCIÓN DIARIA HIDRÓGENO (KG/DIA)
EL10N	21.68
EL20N	43
EL30N	68.40
EL60N	136.58

TABLA 7: Electrolizadores de media escala H2B2 y su producción diaria.

Con respecto a lo recogido en la Tabla 7, surge la siguiente cuestión de estudio en el proyecto. ¿Qué estrategia se debe llevar a cabo para conseguir el objetivo de producción? Como se puede observar, todos los electrolizadores de media escala cumplen la demanda de hidrógeno establecida, sin embargo, con una peculiaridad; en el caso del electrolizador más pequeño, EL10N, como la unidad indica debería estar todo el día produciendo para obtener esa cantidad. Otra opción sería tener un electrolizador en funcionamiento con las horas de sol diarias, es decir 8-9h, cuya producción sería un tercio de la diaria. Esta última opción se cumpliría con el electrolizador EL30N. Con el fin de encontrar la mejor estrategia de producción se muestran las distintas fichas técnicas de los electrolizadores en cuestión en la Tabla 8 y 9 para los electrolizadores EL10N y EL30N respectivamente.

Ambos electrolizadores operan en las mismas condiciones de presión (entre 15-40 bar) y obtienen hidrógeno de la misma pureza si se cuenta con el sistema de purificación. Sin embargo, difieren en el consumo de agua de una manera proporcional a la producción del gas, así como en el consumo eléctrico.

Las Tablas 8 y 9 muestran las características eléctricas recogidas en las fichas técnicas de ambos equipos.:

VOLTAJE	
	3X400 VAC/ 3X480 VAC
FRECUENCIA	50Hz / 60Hz
POTENCIA (BALANCE PLANTA+PILA)	53.2 kW
CONSUMO PILA	4.7 kWh/Nm ³ H ₂
CONSUMO POTENCIA AC	5.3 kWh/Nm ³ H ₂

TABLA 8. Ficha eléctrica electrolizador EL10N escala media H2B2

VOLTAJE	3X400 VAC/ 3X480 VAC
FRECUENCIA	50Hz / 60Hz
POTENCIA (BALANCE PLANTA+PILA)	164.8 kW
CONSUMO PILA	4.7 kWh/Nm ³ H ₂
CONSUMO POTENCIA AC	5.2 kWh/Nm ³ H ₂

TABLA 9. Ficha eléctrica electrolizador EL30N escala media H2B2

En estas fichas se incluyen las especificaciones eléctricas a las que trabaja el electrolizador, así como también sus consumos. Es decir, el voltaje y la frecuencia a la que deberá ser introducida la electricidad por este.

El primer factor diferencial a tener en cuenta en la selección y, por tanto, estrategia de producción en el proyecto, es el consumo energético que tiene cada electrolizador decantándonos por aquel que presente uno menor ya que como se desarrolla en el capítulo 3, apartado 1, un menor consumo permitiría tener una instalación de menor potencia, menor número de módulos fotovoltaicos, menor dimensión de la planta y menor inversión económica.

Así pues, observando las Tablas 9 y 10, se concluye afirmando que ambos electrolizadores tienen un consumo nominal por metro cúbico producido muy parecido, pero distan en la potencia.

El término potencia aportado en la ficha hace referencia a la potencia requerida para producir hidrógeno en condiciones nominales, es decir, para tener el 100% de la producción de hidrógeno es necesario suministrar dicha potencia eléctrica al equipo. En el mismo dato se recogen dos conceptos distintos, balance de la planta hace referencia al consumo energético de los equipos auxiliares para que la planta esté en funcionamiento, mientras que el concepto de pila hace referencia al consumo de la electrolisis. Si la potencia disponible es inferior, el electrolizador funcionará a un menor régimen de carga, obteniéndose la correspondiente reducción en la producción del gas.

Una vez conocidos los datos recogidos en la ficha técnica se exponen a continuación los motivos, su posterior desarrollo y justificación de cuál electrolizador y qué estrategia es la mejor:

4.1.1 Electrolizador EL10N

La principal ventaja para elegir este electrolizador es que la diferencia de potencia es considerablemente favorable, es decir no se tendrá una necesidad tan elevada como para el otro caso. Además, con la particularidad de que deberá producir las 24 horas del día por tanto el consumo energético estará distribuido. Por último, al tratarse de un electrolizador de menor tamaño la reducción en el precio de este también es considerable.

Seguidamente, se va a obtener un consumo fijo y real del electrolizador con el fin de dimensionar la planta y elegir el resto de los componentes. Para ello se realizan los siguientes cálculos con la correspondiente nomenclatura:

-Máximo flujo de hidrógeno: $F_H=10.05 \text{ Nm}^3/\text{h}$

- Consumo corriente alterna: $E_{AC}=5.3 \text{ kWh/Nm}^3$

-Número de horas en funcionamiento: $N_h=24\text{h}$

$$\text{Consumo diario} = F_H \times E_{AC} \times N_h \quad (4)$$

Fórmula 4: Obtención consumo diario

Es decir, el máximo flujo de hidrógeno veces el consumo de corriente alterna total, por el número de horas que va a estar produciendo el electrolizador nos dará el consumo total de producción en un día. Siendo este valor igual a **1278,36kWh/día**. Consumo muy próximo al establecido en el estudio preliminar.

A continuación, se va a incidir en la estrategia de producción, ya que es el factor diferencial entre ambas propuestas. La demanda energética debe ser obtenida en las horas de luz solar, ya que el objetivo del proyecto es conseguir un Hidrógeno totalmente verde y no se podrá contar con un suministro de red para cubrir la producción. Sin embargo, por mucho que la instalación fotovoltaica pueda abastecer el consumo en las horas de luz, el electrolizador no va a ser capaz de convertir esa energía en hidrógeno en tan poco tiempo.

Por ello, pues, la estrategia llevada a cabo con este equipo sería la siguiente:

Se produciría un exceso de energía durante las horas de sol para poder almacenarla y ser distribuida al electrolizador en las horas en las que no haya luz, y por tanto no lo haga el inversor. La estrategia seguiría un esquema de instalación fotovoltaica aislada como podría ser, por ejemplo, la de una instalación doméstica.

Entonces, la principal variación sería la incorporación de las baterías. Para ello es importante retroceder a los datos eléctricos de voltaje y frecuencia del electrolizador, Tabla 8, y realizar el estudio fotovoltaico para el consumo en concreto como se muestra en la Tabla 10, a continuación:

MES	HSP DIA (kWh/m ²)	DEMANDA DIARIA (kWh/día)	POTENCIA MODULO (Kw)	PRODUCCIÓN DIARIA MÓDULO (kWh/día)	NÚMERO MÓDULOS	POTENCIA PICO (kWp)
ENE	4.85	1278.36	0.55	2.67	479	263.4
FEB	4.42	1278.36	0.55	2.43	525	288.76
MAR	5.33	1278.36	0.55	2.94	435	239.49
ABR	6.52	1278.36	0.55	3.59	356	169.03
MAY	7.24	1278.36	0.55	3.99	321	176.04
JUN	7.22	1278.36	0.55	3.97	322	176.94
JUL	7.12	1278.36	0.55	3.92	326	179.54
AGO	6.69	1278.36	0.55	3.68	347	190.82
SEPT	5.51	1278.36	0.55	3.03	421	231.81
OCT	4.27	1278.36	0.55	2.35	543	298.92
NOV	4.81	1278.36	0.55	2.65	482	265.31
DIC	3.87	1278.36	0.55	2.13	600	330.08

TABLA 10: Estudio fotovoltaico para 1278.36kWh/día del electrolizador EL10N.

En este caso, como se demuestra en el estudio, se trabajaría entre media y alta tensión ya que el consumo real es muy similar al establecido en el capítulo 3. Para este tipo de instalaciones las baterías convencionales no están comercializadas con tanta abundancia como para las de baja tensión ya que se encuentran muchas opciones en vías de desarrollo [11]. Las opciones que se tienen contarían con diversos contenedores de baterías e inversores híbridos capaces de suministrar tanto en continua como en alterna, algo que encarecería mucho el proyecto ya que no son opciones convencionales.

4.1.2 Electrolizador EL30N:

Tal y como se ha expuesto en anteriores apartados, la principal diferencia entre estas dos opciones radica en la forma en la que trabaja el electrolizador. Para el caso del EL30N, con 68.4Kg de producción de Hidrógeno diarios, lo hará en su máximo régimen, sin embargo, no lo haría durante todo el día, únicamente las horas de luz diarias. Este tiempo corresponde aproximadamente a un tercio de día, por tanto, se obtendría un tercio de la producción total, 22.8Kg, se cumpliría el objetivo del proyecto.

El siguiente criterio de comparación es el consumo que presenta este electrolizador. Para calcularlo se utilizará también la fórmula 5 del electrolizador anterior con los datos correspondientes.

-Máximo flujo de hidrógeno: $F_H=31.7 \text{ Nm}^3/\text{h}$

- Consumo corriente alterna: $E_{AC}=5.2 \text{ kWh/Nm}^3$

-Número de horas en funcionamiento: $N_h=8\text{h}$

$$\text{Consumo diario} = F_H \times E_{AC} \times N_h \quad (5)$$

Fórmula 5: Obtención consumo diario

Así pues, el consumo diario para la producción de los 22,8Kg de Hidrógeno como máximo que se producirían en estas condiciones es de **1318.72 kWh/día**. A simple vista no es una diferencia significativa, sin embargo, a continuación, se muestra una tabla resumen del estudio fotovoltaico para comparar con el obtenido para el electrolizador anterior:

MES	HSP DIA (kWh/m²)	DEMANDA DIARIA (kWh/día)	POTENCIA MODULO (Kw)	PRODUCCIÓN DIARIA MÓDULO (kWh/día)	NÚMERO MÓDULOS	POTENCIA PICO (kWp)
ENE	4.85	1318.12	0.55	2.67	494	271.6
FEB	4.42	1318.12	0.55	2.43	542	297.74
MAR	5.33	1318.12	0.55	2.94	449	264.94
ABR	6.52	1318.12	0.55	3.59	368	202.12
MAY	7.24	1318.12	0.55	3.99	331	181.89
JUN	7.22	1318.12	0.55	3.97	332	182.44
JUL	7.12	1318.12	0.55	3.92	337	185.12
AGO	6.69	1318.12	0.55	3.68	358	196.75
SEPT	5.51	1318.12	0.55	3.03	435	239.02
OCT	4.27	1318.12	0.55	2.35	560	308.11
NOV	4.81	1318.12	0.55	2.65	498	273.56
DIC	3.87	1318.12	0.55	2.13	619	340.34

TABLA 11. Estudio fotovoltaico para 1318,72kWh/día del electrolizador EL30N

Una vez realizados los distintos estudios se muestra una tabla comparativa para así elegir la estrategia más apropiada basándose la selección de esta en criterios económicos y técnicos.

	EL10N	EL30N
CONSUMO (kWh/día)	1278.36	1318.12
ALMACENAMIENTO	SÍ	NO
Nº MÓDULOS	600	619
POTENCIA PICO (kWp)	330.8	340.34

TABLA 12. Comparación resultados ambos electrolizadores.

En la tabla 12 se puede observar como el consumo no varía demasiado. Esto es debido a que tampoco lo hace la cantidad de Hidrógeno a obtener, si bien lo hacen las horas de funcionamiento, pero al tratarse de electrolizadores de la misma compañía no es significativo ya que tienen consumos de pila muy similares. Por tanto, tampoco difieren en exceso el número de paneles ni la potencia necesaria ya que sería prácticamente una instalación con la misma potencia nominal. Es por esto y por el gasto extra que supondría el almacenamiento en estas condiciones de media tensión que el electrolizador seleccionado para llevar a cabo el proyecto es el **EL30N**.

4.2 Selección módulos solares

En este apartado se discute la selección de los paneles fotovoltaicos que serán utilizados en el proyecto. Como se indicaba con anterioridad en el estudio fotovoltaico, los paneles elegidos contarán con una potencia de 550W. Para la correcta selección de estos se siguen determinados criterios:

El primero de ellos, que la empresa fabricante pertenezca al *Tier 1* (Nivel 1), siendo este un ranking en el que se categoriza a las empresas de la industria fotovoltaica. Estas deben contar con todos los elementos de infraestructura y financieros para asegurar que la garantía que ofrecen en sus productos se cumpla. En lo referente a un cliente, seleccionando empresas que pertenezcan a este nivel se aseguraría el suministro de cualquier componente cuando sea necesario.

Los otros dos criterios que se han tenido en cuenta para la búsqueda son: la eficiencia, optando por la más alta posible, y un precio menor frente a módulos que cumplan las características anteriores.

Así pues, se ha seleccionado la empresa Atersa, del grupo Elecnor perteneciente al *Tier 1*. Concretamente el módulo A-550M GS, el cual tiene un coste **219.01€** en el que se incluye el coste del panel y el envío del producto. La ficha técnica del módulo se recoge en la Tabla siguiente:

De este módulo se necesitarán 546 unidades tal y como se ha calculado en la Tabla 10 y serán distribuidos como se indica más adelante en el capítulo de cálculos apartado 5.1.

El montaje de los módulos se realiza en vertical sobre una estructura de hormigón Solarbloc según la configuración final de las series.

PARÁMETRO	VALOR
Potencia Máxima (Pmax)	550 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	14.04 A
Eficiencia del Módulo (%)	21.28

TABLA 13: Ficha técnica módulo fotovoltaico A-550M GS Atersa.

4.3 Selección inversor

Como se comentaba anteriormente, el inversor debe ser capaz de transformar la corriente continua aportada por el generador fotovoltaico en corriente alterna que pueda ser utilizada por el electrolizador.

Para la instalación se busca una configuración de uno o varios inversores que puedan suministrar al electrolizador 300kWp. Se dimensiona la instalación para esta cantidad, pese a que los cálculos en el mes de diciembre muestren una potencia pico necesaria de 340kWp debido a los siguientes motivos: como indicaban los cálculos del electrolizador seleccionado EL30N, la producción diaria del mismo sería de 22.8Kg siendo este el valor utilizado para los cálculos. Por tanto, con 300kWp se producirían alrededor de los 20kg objetivo para el mes de diciembre y octubre, el cual también supera la potencia pico establecida, pero en menor medida. De la misma manera, sí que se obtendrían los 22,8kg de Hidrógeno diarios el resto de los meses quedando así una media diaria por encima de los 20kg establecidos como objetivo en el inicio del proyecto. Por otro lado, comercialmente es difícil encontrar una potencia concreta ya que se trata de cantidades redondas, es decir que se debería sobredimensionar la instalación a 350kWp únicamente por un mes y sin necesidad según lo establecido, por tanto, con esta elección también se ahorra económicamente.

Entonces, tras este razonamiento, como se comentaba, se pretende encontrar inversores capaces de recibir 300kWp que suministrar.

El otro criterio a tener en cuenta en la selección del mismo es la condición eléctrica de entrada del electrolizador, la cual debe coincidir con la de salida del inversor. Es decir, debe encontrarse dentro de los parámetros que se muestran en la ficha técnica del EL30N.

El electrolizador necesita una entrada trifásica con un voltaje en corriente alterna de 400 V o de 480 V y una frecuencia de 50 o 60Hz como se recoge en la Tabla 9.

Tras una búsqueda basada en estos criterios como principales y uno más económico según se sigue a lo largo de todo el proyecto, se ha seleccionado de la empresa SMA Sunny Highpower el inversor **Sunny Highpower 100-20** el cual cuenta con una máxima potencia de 150kWp de entrada y 100kW de potencia nominal de salida además de un sistema de servicio automático llamado "SMA Smart connected" el cual facilita la operación y mantenimiento y reduce los costos de servicio durante toda la vida útil del proyecto. Tiene un precio de **7200€**. Se escogerán dos unidades de este dividiendo así en dos el campo fotovoltaico y obteniendo una instalación de 200kW de potencia nominal.

Con esta potencia nominal será suficiente ya que el inversor contará en todo momento de la producción con su máximo de entrada como son los 150kWp producidos por los módulos solares.

Seguidamente, se tiene en la Tabla 14 la ficha técnica del inversor seleccionado:

PARÁMETRO	VALOR
INPUT (DC)	
Max. PV array power	150 kWp
Max input voltaje	1000 V
Mpp voltage range	590 V to 1000 V
Max short-circuit current	180 A / 325 A
OUTPUT (AC)	
Rated power at nominal voltage	100 kW
AC voltage range	304 V to 477 V
AC frequency range	50 Hz / 60 Hz

TABLA 14: Ficha técnica inversor Sunny Highpower 100-20.

CAPÍTULO 5: CÁLCULOS DEL PROYECTO

5.1 Cálculo del número de módulos del campo fotovoltaico

En primer lugar, cabe decir que se había calculado previamente el número de módulos necesarios para el consumo del electrolizador seleccionado EL30N. Sin embargo, este número cambia ya que la potencia pico máxima también varía porque viene determinada por el inversor. Por tanto, se debe cambiar de los 340 kWp inicialmente calculados para diciembre, el punto de dimensionamiento, a los 300 kWp, nueva estimación.

Es decir, por mucho que la instalación contara con más módulos de los que se calculan en este apartado, el inversor no sería capaz de convertir toda esta energía en corriente alterna útil para el electrolizador.

Por tanto, se procederá a calcular el número de módulos con una potencia de 550W necesarios para obtener 300 kWp. O lo que es lo mismo, de manera inversa a lo realizado en el estudio fotovoltaico fijando ya una producción de energía deseada.

$$N^{\circ} \text{ Módulos} = \frac{\text{Potencia pico kWp}}{\text{Potencia por inversor kW}} \quad (6)$$

Fórmula 6. Cálculo del número de paneles para 300kWp.

Siendo la potencia pico 300 kWp, y la potencia del panel 0,55kW se obtienen 545,45 módulos, es decir **546 módulos** que se repartirán de igual manera entre los dos inversores, 273 por cada uno de ellos.

5.2 Distribución de los módulos en el campo fotovoltaico

Una vez se ha determinado el número de paneles con los que contará cada inversor se debe realizar la distribución de éstos, buscando su mayor rendimiento dentro de los límites de los propios módulos e inversores.

Los módulos fotovoltaicos no se pueden incorporar directamente al inversor de manera totalmente aleatoria por mucho que ambos elementos hayan sido seleccionados basándose en un objetivo y características eléctricas comunes. Estos aparatos cuentan con ciertos límites de tensión y corriente, tanto inferiores en algunos casos, como superiores. Fuera de ellos no solo la eficiencia no sería la esperada, sino que podría deteriorar los equipos y no funcionar.

Así pues, en este apartado se discutirá el número de series que deben introducir la energía generada a cada inversor, así como también el número de módulos con los que contará cada serie.

En primer lugar, el primer límite que se debe tener en cuenta es el rango de tensión del punto de máxima potencia que tolera el inversor. En el caso seleccionado, tal y como se muestra en la Tabla 13, va desde 590 V hasta los 1000 V.

Este límite determina cuál es el rango de tensión al que puede trabajar el inversor cuando se está operando en el punto en el que el módulo fotovoltaico está funcionando bajo ciertas condiciones donde es capaz de entregar la máxima potencia. Por tanto, este rango nos permitirá saber el número de módulos que se pueden introducir por serie.

Así pues, se debe calcular ese caso más desfavorable de máxima tensión en el módulo. Esta situación se encontrará cuando se esté en circuito abierto, dato recogido en la ficha técnica del módulo fotovoltaico. Por otro lado, en una situación ideal en la que el módulo siempre se encontrara a la temperatura que se recoge en la ficha técnica, sin variación alguna, para calcular el voltaje que se tendría con determinados módulos por serie únicamente sería suficiente con multiplicar el número de módulos por la tensión de circuito abierto (V_{oc}).

Es decir, fijando un valor de 1000 V como tensión, se podría saber el número máximo de paneles fotovoltaicos que se podrían introducir por serie dividiendo la tensión máxima del rango del inversor entre la tensión de circuito abierto V_{oc} , como queda recogido el razonamiento en las siguientes fórmulas:

$$\textit{Tensión ideal entrada inversor} = N^{\circ} \textit{ Módulos por serie} \times \textit{Voc} \quad (7)$$

Fórmula 7. Tensión ideal entrada al inversor generada por el número de paneles por serie

Siendo V_{oc} la tensión de circuito abierto para la temperatura de 25°C como se refleja en la ficha técnica.

Así pues, si se pretende calcular el número de paneles máximos que se pueden tener por serie se utilizará la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \textit{ ideal módulos max por serie} = \frac{\textit{Tensión max entrada inveror}}{\textit{Tensión de circuito abierto Voc}} \quad (8)$$

Fórmula 8: Número máximo de módulos para máxima tensión entrada inversor

En estos cálculos y fórmulas se ha referenciado en todo momento a las soluciones obtenidas como ideales. Esto es debido a que la tensión de un panel fotovoltaico se relaciona directamente con la temperatura de tal manera que, si la temperatura disminuye, la tensión de circuito abierto aumenta y a la inversa.

Esto implica que para conocer el máximo número de módulos que se pueden disponer en una serie se debe conocer la máxima tensión de circuito abierto, la cual se obtendrá a partir de la mínima temperatura que se dé en el emplazamiento del campo solar.

A partir de los datos obtenidos en Weather Spark, se concluye que la temperatura mínima promedio registrada en Valencia a lo largo de un año es de 1°C.

El siguiente paso para el cálculo de la máxima tensión de circuito abierto es conocer la relación de variación de esta tensión con la temperatura. Esta relación también se incluye en la ficha técnica del fabricante Atersa y tiene el valor mostrado a continuación:

Es decir, por cada grado de diferencia que haya se reduce un 0,28% la tensión de circuito abierto. En este caso como se pretende calcular la Voc máx. a partir de la temperatura mínima, el incremento de temperatura desde los 25°C estándar hasta 1°C es negativo. Por tanto, se aumenta un 0,28% el valor Voc por cada grado que disminuye, en este caso 24°C. Así pues, se estaría reduciendo 24 veces el 0,28% del valor Voc. Quedaría expresado según la siguiente ecuación:

$$\text{Máx. tensión circuito abierto} = \left(-\frac{0.28}{100} \times \text{Incremento } T^a \times Voc \right) \pm Voc \quad (9)$$

Fórmula 9: Cálculo de la máxima tensión de circuito abierto

Siendo la expresión entre paréntesis el cálculo de la cantidad a aumentar o reducir, según el signo del incremento de la temperatura, del valor estándar de tensión.

Entonces, para el caso de la instalación, siguiendo con la fórmula 7 se obtiene una máxima tensión de 52,93 V. (Voc max. = 52.93 V).

CARACTERÍSTICAS DE LA TEMPERATURA

Coef. Temp. De Voc	-0.28%/°C
--------------------	-----------

TABLA 15: Ficha técnica modulo Atersa características temperatura 1

Una vez conocido cierto valor, ya se puede introducir el mismo en la fórmula 6 como se expresa a continuación:

$$N^{\circ} \text{ módulos max. por serie} = \frac{\text{Tensión max. entrada inversor}}{\text{Voc max.}} = \frac{1000 \text{ V}}{52.93 \text{ V}}$$

Del cálculo se obtiene un valor de 18,89 módulos, es decir, **18 módulos como máximo por serie**. Pese a que el valor esté más próximo a 19 como se ha calculado los máximos correctamente y para una temperatura mínima, 19 módulos ya superarían la tensión permitida por el inversor.

Seguidamente, se va a seguir con un procedimiento similar para el cálculo del número máximo de series. Para este cálculo no se va a hacer una referencia ideal de manera inicial ya que la temperatura también influye y se va a realizar desde el comienzo el razonamiento de la correlación.

En este caso, el número de series máximas viene determinado por la corriente de cortocircuito tanto en el panel solar como la tolerada por el inversor. Este punto hace referencia a la corriente que puede extraerse cuando el voltaje de la célula solar es cero (cortocircuito), es decir, será la corriente más grande que puede extraerse de esta.

Así pues, el límite que se tiene, en este caso, por parte del inversor es la máxima corriente de cortocircuito permitida. Siendo esta como se muestra en la Tabla 13, 325 A.

Entonces, para conocer el número máximo de series bastaría con dividir la máxima corriente permitida por el inversor entre la intensidad de cortocircuito, I_{sc} , que produce cada módulo fotovoltaico. De esta forma se obtendría el número de módulos capaces de llegar a esa intensidad máx.

Sin embargo, como se comentaba al inicio de esta segunda discusión, en este caso también se debe buscar la correlación con la temperatura. Se debe ajustar el valor de la corriente I_{sc} para la máxima temperatura. La corriente de cortocircuito aumentará cuando también lo haga la temperatura, es decir, son directamente proporcionales.

De la ficha técnica del módulo Atersa se lee un valor de 14.04 A para I_{sc} . A continuación, se muestra la parte de características de temperatura no mostrada con anterioridad en la Tabla 12:

CARACTERÍSTICAS DE LA TEMPERATURA

Coef. Temp. De I_{sc}	0.048%/°C
---	-----------

TABLA 16: Ficha técnica modulo Atersa características temperatura

Se puede observar como para la corriente de cortocircuito la variación con la temperatura es mucho menor, así como también lo es la magnitud de los datos estándar.

Por tanto, para un incremento de temperatura positivo, en este caso 19°C, dado que 44°C es la mayor temperatura promedio registrada en Valencia, se tendrá una variación de 19 veces 0.048%.

Así pues, la expresión a partir de la cual se calcula el valor mínimo de la tensión de cortocircuito es la siguiente:

$$\text{Tensión cortocircuito max (Isc)} = \left(\frac{0.048}{100} \times \text{Incremento } T^{\text{a}} \times \text{Isc} \right) - \text{Isc} \quad (10)$$

Fórmula 10: Calculo tensión cortocircuito mínima

Una vez conocida la tensión máxima, 14.16 A, ya se puede calcular el número de series máximas. Se realiza de la manera desarrollada con anterioridad, la cual tiene la siguiente expresión:

$$\text{N}^{\circ} \text{ de series máximo} = \frac{\text{Max cortocircuito del inversor (A)}}{\text{Corriente mínima de cortocircuito (A)}} = 22.93 \quad (11)$$

Fórmula 11: Calculo del número de series máximas por inversor

De tal manera se ha obtenido que **el número de series máximo por inversor es 22.**

Una vez conocidos los límites de diseño de la instalación, el siguiente paso es concretar el número de series y el número de módulos que llevará cada una de estas.

La instalación, como se ha calculado anteriormente, contará con 546 módulos y dos inversores. Es decir, 273 módulos a repartir en distintas series para cada inversor.

Se han calculado los límites superiores para cada término. Sin embargo, una vez encontrada una combinación de series y módulos coherente, se deberá comprobar que no se encuentran por debajo del límite inferior del rango de voltaje del punto de máxima potencia, siendo este 590V.

Así pues, a partir de un algoritmo simple en el que se han determinado distintos números enteros de módulos por serie y se ha obtenido siendo dividido estos números por 273 módulos totales el número de series que le corresponderían. Como se muestra a continuación:

$$\text{Número de series} = \frac{\text{Número de módulos por inversor}}{\text{Número de módulos por serie}} \quad (12)$$

Fórmula 12: Número de series por inversor

Únicamente se fijan valores de una variable para poder obtener los de la otra variable, poder comparar y obtener una solución. Los resultados de este cálculo se muestran a continuación (Tabla 17), así como también el voltaje que produciría cada una de las combinaciones para descartar o afirmar alguna de ellas.

Tal y como se puede observar en la tabla, aquella combinación en la que se dan dos números enteros es la de 13 módulos en serie para 21 series totales. Además, sí cumple el voltaje, que es 688 V, se encuentra dentro del rango de 590-1000V.

Otro factor a tener en cuenta es la entrada máxima de potencia por los módulos. En este caso se cuenta con 273 módulos con una potencia de 0,55 kW, es decir se tendría una entrada de 150,15 kWp siendo el máximo de entrada 150kWp, es decir, sería capaz de convertir prácticamente toda la energía de entrada.

Nº MÓDULOS POR SERIE	Nº SERIES	VOLTAJE
12	22.75	595.2
13	21	688.09
14	19.5	694.4
15	18.2	744
16	17.06	793.6
17	15.1	843.2
18	14.37	892.8

TABLA 17: Resumen calculo número de series y módulos.

En resumen, el campo fotovoltaico quedará formado por dos inversores, con una potencia nominal de 200kW, a los cuales estarán conectados 273 módulos a cada uno de ellos, distribuidos en 21 series de 13 módulos cada una de ellas.

5.3 Dimensionamiento y selección del cableado

En este apartado se determina el tipo de cable y las secciones que se deberán utilizar según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El diseño se debe realizar considerando una caída de tensión inferior al 1.5%, correspondiente a la parte de continua y 0.5% en la parte de alterna.

Así pues, se deberá diferenciar entre las partes de la instalación según su naturaleza eléctrica. Es decir, corriente continua hará referencia al cableado de los módulos hasta los inversores mientras que corriente alterna se referirá al cableado desde el inversor al electrolizador.

Como se desarrollaba en la selección de los componentes, estos ya han sido elegidos para su compatibilidad eléctrica de entrada y salida.

Sin embargo, siguiendo con las recomendaciones pertinentes y la norma UNE 21.123-4, actualizada en 2017, el tipo de conductor que se deberá emplear será unipolar no propagador de incendio, especificación RV Cu con tensión asignada 0.6/1KV para instalaciones de baja tensión. Será común para los dos tipos de corriente que se tiene.

Este tipo de conductor admite una tensión de los módulos, en este caso, a tierra de 600V y de 1000V entre componentes. Suficiente para las características eléctricas de la instalación.

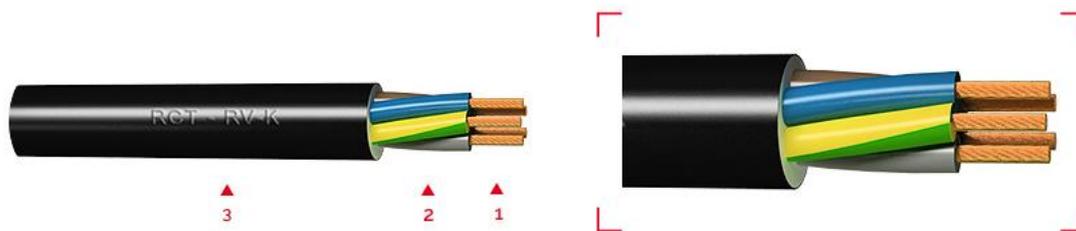
A continuación, se muestra la elección del cableado para la parte continua:

Como se comentaba anteriormente, el cableado debe tener sección suficiente para que la caída de tensión sea menor que el 1.5%.

La instalación se situará en el exterior, siguiendo, entonces, la norma UNE 20460-5-523 de 2004 en la cual se recoge que todo cableado de continua deberá ser de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado. Por otra parte, también deberá contar con resistencia a la luz ultravioleta como se indica en la norma UNE 211605. Por último, como se indica en el reglamento electrotécnico, concretamente en la ITC-BT-21, se protegerá a los conductores con un ducto.

Otro factor a tener en cuenta es la longitud. Esta deberá ser como mínimo la suficiente para que no puedan generarse esfuerzos ni que el tránsito de personas produzca enganches.

Así pues, con el tipo de conductor, la tensión asignada y las distintas especificaciones de seguridad de acuerdo con las normas citadas, se concluye que los cables de la parte de corriente continua serán del tipo RV-K 0.6/1kV, del fabricante "Cables RCT". Se utiliza este tipo de cable por su aislamiento en polietileno reticulado y por su resistencia UV según un ensayo climático basándose en la norma UNE 211605, citado en la ficha técnica que se muestra a continuación:



1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

Figura 1: Ficha técnica cable RV-K 0.6/1kV del fabricante Cables RCT.

Únicamente quedaría conocer la sección a utilizar en el cableado para que admita tanto la tensión, como la intensidad. Esta se conoce según la tabla A.52-1.bis que se muestra a continuación y la cual queda recogida en la norma UNE 20460-5-523:2004.

En esta tabla se muestran distintos tipos de cableado según sus condiciones y según el tipo de aislamiento frente a la intensidad máxima soportada por el cable.

Para el caso seleccionado, como se indica en la Figura 1, el aislamiento es del tipo XLPE3 perteneciente a la clase 5 y el conductor de cobre. En la figura 2 se puede ver en el subrayado vertical. Así pues, se estima que una máxima intensidad admisible de 44 A será suficiente para las condiciones de corriente continua, perteneciendo esta intensidad a una sección de 10mm².

Para concluir, se indica que el cable seleccionado para la parte de corriente continua desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores será **RV-K 0.6/1kV 1x10mm²**.

Para el cableado de corriente alterna los conductores deben cumplir con la normativa UNE 20460-5-523:2004, concretamente referenciada en la ITC-BT-19 la cual muestra los fenómenos climatológicos a los que estarán expuestos los cables en exterior y distintos métodos de instalación.

De igual manera que para el cableado en corriente continua, los conductores se protegerán con un ducto siguiendo con la ITC-BT-21.

Siguiendo con estas recomendaciones y teniendo en cuenta en este caso una caída de tensión del 0.5% por tratarse de corriente alterna, se selecciona el fabricante "GENERALN CABLE". Este fabricante muestra una tabla donde se recogen sus cables según la ITC-BT que cumpliría cada uno de ellos.

Tabla 52-B1 y A.52-1 bis. (UNE 20460-5-523:2004)

Instalación de referencia		Tabla y columna				Método de instalación													
		Intensidad admisible para los circuitos simples				Número de conductores cargados y tipo de aislamiento													
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE-EPR		A1	PVC3	PVC2	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2
		Número de conductores				2	3	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Conductores aislados en un conducto en una pared herméticamente aislante	A1	columna 4	columna 3	columna 7	columna 6													
	Cable multiconductor en un conducto en una pared herméticamente aislante	A2	columna 3	columna 2	columna 6	columna 5													
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	B1	columna 6	columna 5	columna 10	columna 8													
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera/map.	B2	columna 5	columna 4	columna 8	columna 7													
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera/mamp.	C	columna 8	columna 6	columna 11	columna 9													
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	columna 3	columna 4	columna 5	columna 6													
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro \geq a 0,3 veces ϕ del cable	E	columna 9	columna 7	columna 12	columna 10													
	Cables unipolares en contacto al aire libre. Distancia al muro \geq ϕ del cable	F	columna 10	columna 8	columna 13	columna 11													
	Cables unipolares espaciados al aire libre. Distancia entre ellos \geq el ϕ del cable	G	—	Ver UNE 20460-5-523	—	Ver UNE 20460-5-523													
XLPE: Polietileno reticulado (90 °) • EPR: Etileno-propileno (90 °) • PVC: Policloruro de vinilo (70 °)																			
www.tuveras.com																			
						Aluminio				Cobre									
						2.5				11.5									
						4				15									
						6				20									
						10				27									
						16				36									
						25				46									
						35				61									
						50				94									
						70				140									
						95				187									
						120				248									
						150				306									
						185				387									
						240				500									
						2.5				11.5									
						4				15									
						6				20									
						10				27									
						16				36									
						25				46									
						35				61									
						50				94									
						70				140									
						95				187									
						120				248									
						150				306									
						185				387									
						240				500									
						Cu: p _{20°} = 1/56				Al: p _{20°} = 1/35				p _{70°} = 1,2 p _{20°}					
						B: 5·I _n				C: 10·I _n				D: 20·I _n					
						K = 1				V/S				Cu: 115 / 103					
														Al: 76 / 68					
														Cu: 143					
														Al: 94					

Figura 2: Tabla A.52-1.bis.

Por tanto, a partir de las citadas anteriormente para las condiciones de la instalación, se selecciona **EXZHELLENT H07V-K 750V 1x25 mm²**.

5.4 Protecciones

Las protecciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 413/2017 (Art 5) y su modificación en el RD 413/2014 sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Por tanto, la instalación estará dotada de los siguientes elementos:

- Interruptor general manual
- Interruptor automático diferencial: protegerá a las personas en caso de derivación de algún elemento en la parte de alterna de la instalación.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión. Se calibrará el relé de tensión por el que está formado entre los valores de 1.1 y 0.85Vm.
- Protección para interconexión de máxima y mínima frecuencia: relé de tensión de frecuencia entre 50.5 y 49 Hz.
- Aislamiento galvánico para garantizar la separación física de la red de distribución y la instalación fotovoltaica.
- Rearme de la instalación automático tras recuperar los valores correctos de tensión y frecuencia de prefijados.

5.4.1 Cuadro de protecciones corriente continua

En el lado de continua se instalarán fusibles en cada una de las entradas y salidas de las series de módulos, de tal manera que ante posibles fallos por cortocircuito el fusible funda, dejando la serie desconectada y la instalación quede protegida.

Para la selección del fusible se debe tener en cuenta que soporte la tensión y corriente que circulará por la instalación.

Se elige el fusible de 16 A 1000V DC 10x38 de la empresa Auto Solar, con un coste de **8.65€**.

De esta forma se protegerán los distintos inversores en el caso de que en una serie de módulos se encuentre la corriente por encima de 16 A.



Figura 3: Fusible 16 A Autosolar.

5.4.2 Cuadro de protecciones corriente alterna

En el circuito de corriente alterna también se protegen todos los equipos. El electrolizador cuenta con las protecciones pertinentes por tanto serán necesarias protecciones para los inversores. Además, también se incluye un magnetotérmico general para la protección del cuadro y un interruptor diferencial para la protección del usuario. Estos interruptores serán accesibles para la compañía en caso de necesitar realizar un corte de la instalación para realizar labores de mantenimiento.

Por tanto, el cuadro quedaría formado por los siguientes elementos:

- 1 magnetotérmico 4P 50 A
- 1 magnetotérmico general 4P 100 A

- Interruptor diferencial 4x100A

5.5 Cálculo de las dimensiones del tanque de agua

Una vez concluida la parte de cálculos del apartado eléctrico y teniendo ya dimensionado el campo fotovoltaico es momento del desarrollo de la producción de Hidrógeno y los medios necesarios para ello.

Como se comentaba en la introducción, el electrolizador para la producción del hidrógeno necesita un aporte continuado de agua. En este apartado se discutirá las dimensiones de este.

El electrolizador seleccionado cuenta con un sistema de tratamiento de agua que permite la utilización de agua de red, es decir esta será introducida de manera directa al electrolizador para iniciar así el proceso de obtención de Hidrógeno. Sin embargo, la instalación contará con un tanque de almacenamiento para agua para emergencias en caso de que haya algún problema con el suministro de agua de red. De esta forma no se detendrá la producción de hidrógeno.

Según la ficha técnica del electrolizador EL30N, consume 45,3L/h. En este caso se tendrá en funcionamiento el electrolizador 8h al día. Se va a dimensionar el tanque para que pueda abastecer la demanda de agua del electrolizador de tres aproximadamente. Ya que la demanda de agua diaria son 362.4L/día. Es decir, un tanque de 1000L sería suficiente para cumplir el objetivo.

La temperatura a la que se inyecta el agua al electrolizador puede estar entre 5°C y 40°C, por tanto, no es necesario calentamiento ni enfriamiento alguno en el tanque.

Después de realizar una búsqueda basándose únicamente en criterios económicos y de dimensión, se encuentra en la tienda DENIOS un contenedor GRG de 1000L con patines de acero, apertura amplia para su recarga y una válvula de salida NW50. El precio de este es de **459€**.



Figura 4: Imagen del contenedor GRG para agua 1000L.

5.6 Dimensionamiento y selección del tanque de almacenamiento de hidrógeno

En este apartado se procederá a calcular, en primer lugar, las necesidades de almacenamiento del hidrógeno según su producción, así como también se dará una solución basada en los razonamientos y cálculos llevados a cabo.

El hidrógeno se puede almacenar de las siguientes maneras:

- Almacenamiento a presión: en tanques o cilindros de acero alrededor de 200-350bar. Cuanto mayor es la presión, más hidrógeno se almacena.

- Almacenamiento líquido: se utilizan tanques criogénicos a temperaturas inferiores a los -235°C a las cuales el hidrógeno pasa al estado líquido. Este sistema solo se utiliza para maximizar la capacidad de almacenamiento en un espacio reducido cuando sea necesario.

- Hidruros metálicos: se transforma el hidrógeno en hidruros a partir de metales compuestos. Son reversibles, se vuelve al hidrogeno con facilidad.

Tal y como se indicaba en el objetivo de este proyecto, el hidrógeno producido será destinado a una hidrogenera para el repostaje de aquellos automóviles que utilicen este combustible.

En este tipo de surtidores, el almacenamiento del gas alcanza presiones superiores a los 900 bares, ya que debe encontrarse a una presión mayor que la del depósito del automóvil para que se produzca el movimiento del gas, debido al gradiente de la presión, encontrándose el mismo alrededor de unos 700bares. La instalación no contará con esta parte del almacenamiento ya que encarecería de una manera muy elevada el precio de esta.

Asimismo, una de las partes más importantes en la utilización y desarrollo del hidrógeno es el almacenamiento y transporte de este. Ambos procesos dependen de la utilización que se le vaya a dar al gas posteriormente.

El transporte idóneo para este proyecto son los camiones de cilindros de hidrógeno comprimido. Estos camiones, conocidos como "*Tube trailers*" consisten en varios cilindros de acero montados en un marco protector. Dependiendo de la distribución de estos se pueden transportar hasta 460Kg [12].

Se selecciona este método de transporte debido a que no se produce un volumen suficiente como para transportarse por gaseoductos y tampoco se cuenta con ellos actualmente en la ubicación del proyecto. Por otro lado, tampoco es necesario invertir en tanques criogénicos para pasar el hidrógeno a estado líquido y su posterior transporte por carretera ya que se puede almacenar cantidades similares a las de los *Tube trailers* o incluso menores.

Seguidamente, contemplando todas estas razones se llega a la siguiente conclusión:

Conociendo las cantidades que se pueden transportar en los *tube trailers*, no va a ser este un impedimento debido a que la producción de varias semanas no superaría la capacidad máxima de este método de transporte. Por tanto, la capacidad del almacenamiento dependerá de la viabilidad y de factores económicos.

Así pues, se concluye que la mejor opción para el almacenamiento es un tanque a la presión de salida del electrolizador y que como mínimo tenga la capacidad de la producción diaria de hidrógeno. Posteriormente, una vez llegue el *tube trailer* se comprimirá el hidrógeno in situ hasta 200bar para introducirse en los tubos que transportará el camión. De esta forma se ahorrará espacio de los tanques, precio y dificultad, ya que únicamente hay una etapa de compresión previa al transporte. De otra forma se debería tener el hidrógeno almacenado a presiones superiores a los 300bar para introducirse en el camión, lo requeriría de dos etapas de compresión.

5.6.1 Selección tanque de almacenamiento hidrogeno

Después de realizar una búsqueda en el mercado donde existen pocas posibilidades, ya que la mayoría de los tanques de almacenamiento de hidrogeno son a presiones más elevadas, se encuentra en la empresa MAHYTEC especializada en innovación energética el siguiente tanque:

SERVICE CONDITIONS	
MASS OF HYDROGEN STORED AT 60BAR (15°C)	4.2kg
TEMPERATURE OF USE	From -40°C to 65°C
MAXIMUM WORKING PRESSURE	60bar
PRV (CAN BE INSTALLED BY MAHYTEC ON REQUEST)	Maximun 60bar
MAXIMUM REFILLING PRESSURE	60bar
POSITION OF USE	Vertical or horizontal
DIMENSIONS	
INNER VOLUME	850L
MASS OF EMPTY TANK	215kg
EXTERNAL DIMENSIONS (WITHOUT SUPPORT)	Ø84cm x 187cm
MATERIALS	
HYDROGEN TANK	Type IV – Polymer liner reinforced with composite material
NOZZLE	2 - Stainless steel
REGULATION TEST	
SERVICE LIFE	20 years / 10,000 cycles
HYDRAULIC PRESSURE PROOF TEST	86bar
APPROVED ACCORDING TO	AD2000 - PED 2014/68/EU

Figura 5: Ficha técnica del tanque de almacenamiento de hidrógeno de la empresa Mahytec



Figura 6: Imagen del tanque de almacenamiento de hidrógeno.

El principal motivo de elección de esta opción es que el tanque está preparado para su uso después de un electrolizador. Según la producción diaria de la planta, serán necesarios 6 tanques de este tipo ya que como pone en su ficha técnica, almacena un máximo de 4,2Kg a 60bar.

De esta manera se podrá almacenar diariamente la producción de hidrógeno y la retirada de la producción también se deberá hacer cada día. El *tube trailer* deberá transportar los 22,8kg producidos.

5.6.2 Selección compresor de hidrógeno

El límite de mayor importancia en este caso es la poca capacidad de almacenamiento, lo cual condiciona el caudal mínimo que tolera el compresor.

La otra variable para controlar es la presión a la que debe llegar la compresión, en este caso a 200bar como mínimo.

Teniendo en cuenta estas condiciones se ha seleccionado el compresor **HV-50/0.5-P de la empresa Wenling Toplong Electrical and Mechanical Company** el cual cuenta con las siguientes características que se muestran en la Tabla 18:

Presión	0-300bar
Caudal	0-1000m ³ /h
Potencia	0-55kW

TABLA 18: Ficha técnica del compresor HV-50/0.5-P

Se observa como el compresor seleccionado cumple con la demanda de compresión que se tiene para las condiciones de la instalación. Sin embargo, un inconveniente es que este compresor debe estar conectado a la red, pero no es mucho su consumo para el caudal estimado por tanque de almacenamiento.

CAPÍTULO 6: NORMATIVA Y UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

6.1 Normativa y ubicación

Una vez finalizados los capítulos del dimensionamiento y selección de los componentes con los que cuenta la instalación, en este capítulo 6 se llevará a cabo la justificación del emplazamiento del proyecto junto con la normativa que se deberá tener en cuenta.

En primer lugar, como se comentaba en el inicio de esta memoria, todo el estudio meteorológico se ha llevado a cabo a partir de la base de datos de Valencia. En este capítulo se concreta en mayor medida.

Seguidamente, el aspecto fundamental para tener en cuenta a la hora de elegir un lugar para la realización del proyecto es saber las dimensiones mínimas con las que debe contar este lugar. Para ello, a continuación, se van a desarrollar una serie de cálculos a partir de lo ya razonado con anterioridad en la memoria.

La mayor parte del área de la instalación vendrá dada por el campo fotovoltaico ya que está formado por 576 módulos. En este apartado, se va a calcular las dimensiones y posibles formas de distribución de estos a partir de los cálculos obtenidos en el apartado 5.2 de este documento.

A partir de la ficha técnica del módulo seleccionado del fabricante Atersa, se sabe que las dimensiones de este son: 2.279x1.134x0.035 m. A continuación, se van a desarrollar los cálculos que permitan obtener las distancias a la que los módulos no van a estar dándose sombra entre sí.

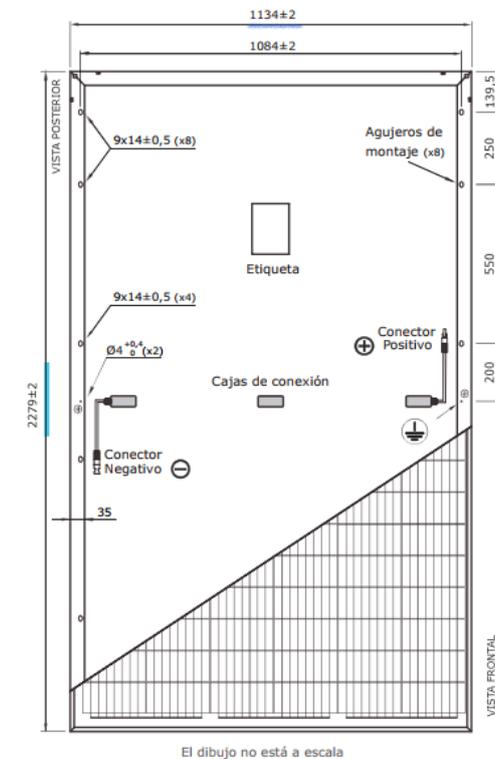


Figura 7: Representación del módulo fotovoltaico

El primer paso para el cálculo es conocer la altura que tendrá el módulo respecto del suelo, ya que estará inclinado 30° grados sobre el plano.

Se resolverá a partir de razones trigonométricas básicas ya que el panel solar formará un triángulo rectángulo de la forma que se muestra a continuación:

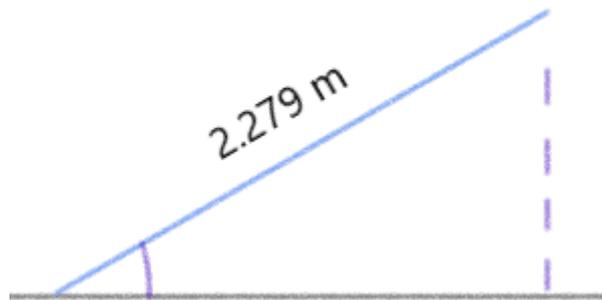


Figura 9: Representación del módulo inclinado sobre el plano.

Donde la línea discontinua representa la altura, distancia al suelo y el ángulo será de 30°.

Seguidamente, a partir de la razón trigonométrica mostrada se calcula la altura que representará el módulo, siendo esta la altura del obstáculo del siguiente módulo y así sucesivamente.

$$\text{Sen } \alpha = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{hipotenusa}} \quad (13)$$

Fórmula 13: Razón trigonométrica 1.

Teniendo como valores:

-Seno de alfa= $\text{sen } \alpha = \frac{1}{2}$

-Hipotenusa=2.279 m. (largo del módulo fotovoltaico)

Se despeja de la razón trigonométrica 1 para obtener la expresión que nos permite calcular la altura, en este caso el cateto opuesto:

$$\text{cateto opuesto} = \text{hipotenusa} \times \text{sen } \alpha \quad (14)$$

Fórmula 14: Razón trigonométrica 2.

Siendo el resultado de la altura del módulo fotovoltaico con una inclinación de 30° sobre el plano de **1.14m**.

La siguiente distancia que se debe calcular es la longitud que tendrá el módulo sobre el plano para poder calcular el espacio necesario ya. Se conocen el número y la disposición que tendrán los módulos. De una manera resolutiva muy similar a la realizada para la obtención de la altura se tiene:

$$\cos \alpha = \frac{\textit{cateto contiguo}}{\textit{hipotenusa}} \quad (15)$$

Fórmula 15: Razón trigonométrica 3.

A partir de la cual, despejando para la incógnita del cateto contiguo (longitud sobre el plano) quedaría la siguiente expresión:

$$\textit{cateto contiguo} = \textit{hipotenusa} \times \cos \alpha \quad (16)$$

Fórmula 16. Razón trigonométrica 4.

Siendo en este caso:

-Hipotenusa = 2.279 m

-Coseno de alfa = $\cos(30^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2}$

Obteniéndose entonces una medida de: 1.97m. Es decir, cada módulo seleccionado, con una inclinación de 30° tendrá una **longitud sobre el plano de 1,97m**.

El siguiente paso es conocer la distancia mínima a la que se deben colocar los paneles para que no exista un sombreado de uno a otro. Este fenómeno es mucho menor en verano ya que el recorrido del sol es mucho más alto, y por tanto, la sombra del módulo que esté situado al lado es menor. Sin embargo, es más grave en los meses de invierno, meses en los que además la irradiancia es menor. Por eso es un factor muy importante para tener en cuenta ya que podría reducir la producción de energía.

La distancia a la que se deben separar los módulos viene marcada por la latitud del lugar de la instalación [13]. Esta distancia deberá garantizar un mínimo de cuatro horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno.

Para ello se cuenta con la siguiente expresión:

$$d = k \times h \quad (17)$$

Fórmula 17: Cálculo de la distancia mínima de sombreado

Siendo:

-k: coeficiente que depende de la inclinación y por tanto de la latitud. Para la latitud de la ubicación Valencia (39º) se tiene un coeficiente de: 2.475.

-h: altura máxima del obstáculo. Distancia del suelo al módulo=1.14m.

Por tanto, se obtiene una **distancia mínima entre paneles de 2.56m**.

Esta distancia mínima de separación se tomará tanto para los módulos situados en horizontal, aquellos de la misma serie, como para los verticales, situados en distintas series.

Una vez finalizados los cálculos que han permitido obtener la distancia por panel sobre el plano y la distancia mínima entre estos, ya se pueden calcular las dimensiones mínimas que tendrá el campo fotovoltaico.

Como se desarrolla en el capítulo 5 de cálculos, cada inversor contará con un total de 273 módulos, divididos en 21 series de 13 módulos. Por tanto, para conocer las distancias de longitud y amplitud, solo se tiene que multiplicar el número de paneles por la longitud que ocupa cada uno de ellos sobre el plano (según la disposición) más la distancia de sombreado por el número de espacios.

Las variables que se utilizan en las expresiones de cálculo son las siguientes:

- d_{\min} : distancia mínima para evitar sombreado=2.56m.

- d_{modVert} : distancia vertical del módulo sobre el plano con inclinación de 30º=1.97m.

- d_{modHor} : distancia horizontal del módulo=1.134m

- N_{mod} : número de módulos por serie=13.

- N_{series} : número de series=21.

- $N_{\text{huecosSerie}}$: número de huecos entre paneles en una serie= ($N_{\text{mod}}-2$)=11.

- $N_{\text{huecosInv}}$: número de huecos entre series que se introducen al inversor= ($N_{\text{series}}-2$)=19

Una vez definidas las variables, para el ancho mínimo de la instalación por cada inversor se tendrá:

$$D_{Ancho} = d_{min} \times N_{huecosSerie} + d_{mod} \times N_{mod} \quad (18)$$

Fórmula 18: Cálculo de la distancia de la instalación

Obteniéndose un resultado de **53.77m** de ancho como mínimo correspondiente al campo fotovoltaico de un inversor.

Para la longitud de este se utilizará una expresión similar a la Fórmula 18 pero ajustada para la disposición deseada. No se tendrá en cuenta la longitud sobre el plano, sino que, en este caso, se utilizará el ancho del módulo ya que estará dispuesto en una posición horizontal y las series de este se situarán hacia abajo.

$$Longitud = d_{modHor} \times N_{series} + N_{huecosInv} \times d_{min} \quad (19)$$

Fórmula 19: Cálculo de la distancia de la instalación.

Para este cálculo de la fórmula 19, el resultado obtenido es: **72.45m**.

Por tanto, las dimensiones del campo fotovoltaico por inversor son **72.45x53.77m**. Ocupando entonces un área mínima de 3895.64m². Para los dos inversores se tendrá un **área mínima de 7791.27m²** independientemente de la distribución que se elija. Es decir, si se situase un campo contiguo a otro, o uno debajo de otro no influiría en el espacio total.

Posteriormente se deberá contar con más espacio para situar el electrolizador, los tanques de almacenamiento y un espacio a utilizar como cargadero y suministro de hidrógeno.

Así pues, las dimensiones no es el único factor a tener en cuenta para situar la instalación. Dadas las condiciones y el diseño de la instalación existe una gran diferencia de energía útil entre el mes más desfavorable, diciembre, y los meses de verano, donde más energía se obtendrá. Sin embargo, el consumo del electrolizador siempre va a ser el mismo a lo largo de los meses y la instalación está dimensionada para que cumpla la demanda todos ellos.

Es por este motivo, el cual se desarrollará más adelante en el capítulo de simulación donde se ven los resultados obtenidos, por el que se decide vender la energía excedente en estos meses en los que no sean necesarios 300kWp de potencia.

Por tanto, a la hora de ubicar la instalación se debe tener en cuenta que tenga una conexión a red a la que poder suministrar la energía de la instalación.

Finalmente, conociendo las dimensiones y particularidades con las que debe contar la instalación se sitúa la misma en el municipio de Paterna, provincia de Valencia, en España. Las coordenadas geográficas son las siguientes:

-Latitud: 39.51°.

-Longitud: -0.42 °.

La ubicación puede verse en las ilustraciones 10 y 11:



Figura 10: Ubicación general de la instalación.

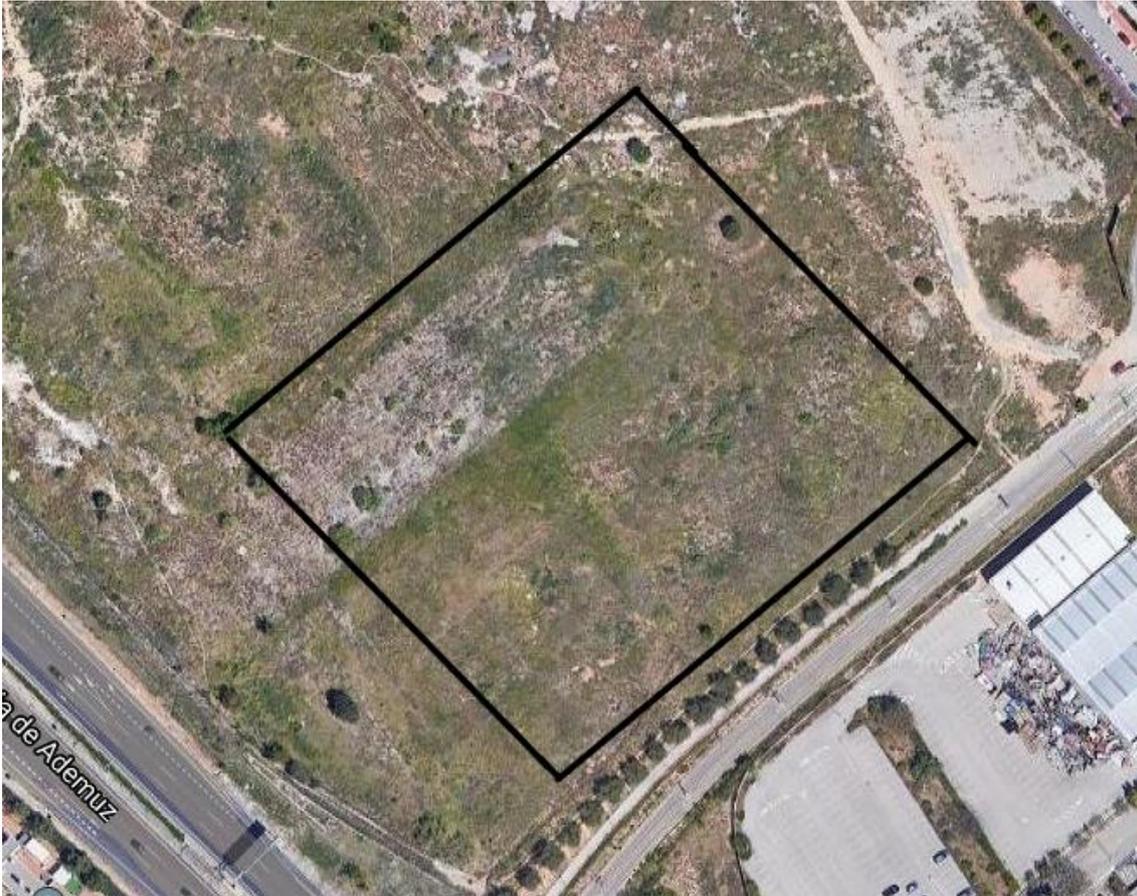


Figura 11: Ilustración de la ubicación de la instalación.

En el siguiente enlace se puede consultar la ubicación del proyecto más concretamente:

<https://www.google.es/maps/@39.5118652,-0.4265499,302m/data=!3m1!1e3?hl=es&authuser=0>

Se ha elegido esta ubicación ya que es un solar plano, próximo a una carretera de distribución de fácil acceso y no cuenta con edificios altos próximos que pudieran hacer sombra a la instalación. Además, cuenta con un área de alrededor de 21000m², espacio más que suficiente para el desarrollo del proyecto.

Para concluir este apartado cabe decir que se ha contactado con el ayuntamiento de Paterna el cual una vez explicado el proyecto ha dado el visto bueno para el mismo.

Este tipo de proyectos energéticos ponen en el punto de mira a los ayuntamientos donde se emplazan ya que forman una gran parte dentro de la transición energética europea tan necesaria actualmente.

Sin embargo, existen trámites y documentos que se deberían presentar, pese a tener el visto bueno del ayuntamiento pertinente, antes del inicio del proyecto.

En el artículo 113 del Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, establece que la construcción de las instalaciones eléctricas requiere las siguientes resoluciones administrativas:

- Autorización administrativa: anteproyecto de la instalación que se deberá tramitar juntamente con el estudio de impacto ambiental. Habilita el inicio de las obras de acondicionamiento del terreno.
- Aprobación del proyecto de ejecución: se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite la construcción de la misma.
- Autorización de explotación: permite poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

6.2 Normativa:

Los sistemas fotovoltaicos y los componentes han sido diseñados de acuerdo con las leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales:

- R.D. 1995/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- R.D. 842/2002 por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión.
- Ley 31/1995, de prevención de riesgos laborales
- Ley 54/1997 del Sector Eléctrico
- IDEA, Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red

CAPÍTULO 7: SIMULACIÓN Y RESULTADOS DEL SISTEMA

En este apartado se va a mostrar la simulación de la instalación fotovoltaica a partir del software Pvsyst. En este programa se muestran tanto los valores de energía obtenidos como las pérdidas del sistema.

Previamente se han introducido los datos de las fichas técnicas de los módulos y de los inversores para hacerlo lo más real posible.

En la Figura 12 se muestra el resumen del proyecto

Una vez introducidos los datos en el programa se realiza la simulación. Se obtiene una tabla con las distintas variables que se muestran a continuación (Figura 13).

- Energía producida (E_{Grid}): recoge el total de energía que se produce a lo largo de un año. Siendo este valor **507.63 MWh/año**.
- Energía aparente (E_{Array}): es el valor de la energía que se produciría a lo largo de un año si el sistema no tuviera pérdidas, **530.42 MWh/año**.
- Índice de rendimiento (PR): medida que evalúa el grado de aprovechamiento de una instalación solar, comparando la energía producida con la energía que podría haberse generado en el caso de que los módulos hubieran trabajado en condiciones estándar. El valor para la instalación es **0.823**.

PVsyst V7.2.4

VC0, Simulation date:
22/08/21 09:34
with v7.2.4

Project summary		
Geographical Site	Situation	Project settings
Valencia	Latitude 39.50 °N	Albedo 0.20
España	Longitude -0.47 °W	
	Altitude 62 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Valencia		
Meteonorm 8.0 (2004-2013) - Sintético		

System summary		
Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 273 units		Nb. of units 2 units
Pnom total 150 kWp		Pnom total 200 kWac
		Pnom ratio 0.751

Figura 12: Resumen del proyecto en Pvsyst.

- *GlobHor*: Irradiación global horizontal
- *DiffHor*: Irradiación difusa horizontal
- *T_Amb*: Temperatura ambiente
- *GlobInc*: Incidencia global en el plano receptor
- *GlobEff*: global efectivo, correlación para sombreados

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	71.3	24.20	10.42	119.7	117.3	33.95	32.52	0.857
February	86.8	36.00	10.97	124.2	121.4	35.11	33.65	0.856
March	136.3	53.20	13.64	168.5	164.3	46.71	44.74	0.838
April	164.4	61.60	15.67	179.8	174.5	49.17	47.01	0.825
May	205.9	76.10	19.36	203.0	196.8	54.86	52.43	0.815
June	215.8	81.40	23.51	205.4	199.3	54.96	52.55	0.807
July	219.3	80.70	26.69	212.6	206.2	56.05	53.61	0.796
August	189.0	74.00	26.84	198.7	193.1	52.39	50.16	0.797
September	143.9	54.90	23.14	168.4	163.9	45.03	43.06	0.807
October	108.5	45.80	19.51	145.6	142.3	39.95	38.27	0.830
November	73.6	29.40	13.86	115.0	112.5	32.22	30.83	0.846
December	62.1	26.50	10.90	105.3	103.0	30.01	28.80	0.863
Year	1676.9	643.80	17.92	1946.2	1894.6	530.42	507.63	0.823

Figura 13: Resultados anuales simulación del sistema en Pvsyst.

Como se puede comprobar, la energía producida anualmente supera la demanda energética anual calculada al inicio del proyecto, ya que esta era de **481,13 MWh/año**. Se ha cumplido el principal objetivo del proyecto.

En la siguiente gráfica (Figura 14) se refleja la diferencia entre la energía que se podría haber obtenido si no existieran pérdidas y la que realmente se ha producido al considerar estas.

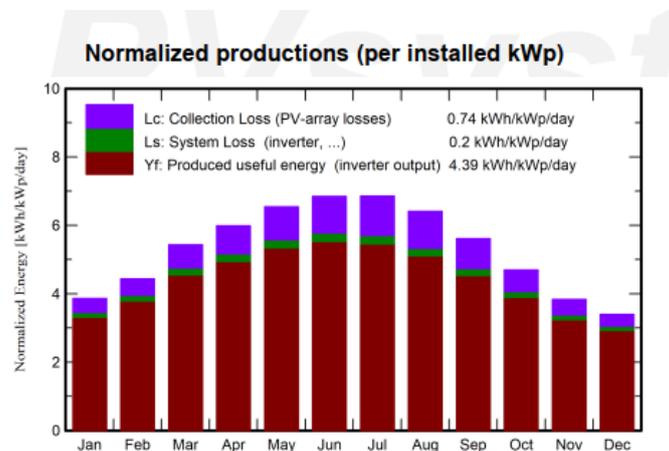


Figura 14: Gráfica energía útil y pérdidas.

En color morado se muestran las pérdidas en los paneles solares. En color verde las pérdidas del sistema y en granate la energía útil.

Se puede comprobar como la energía útil es mayor en los meses de verano por la irradiancia recibida. Sin embargo, también lo son las pérdidas. Esto es debido a que las células se encuentran durante dichos meses a mayores temperaturas, por tanto, disminuye en mayor medida el rendimiento de las placas solares.

Por este mismo motivo habrá un menor grado de aprovechamiento de la planta fotovoltaica durante los meses de verano, ya que se alejan más de las condiciones estándar de funcionamiento que los meses más fríos, como se ve reflejado en la siguiente gráfica (Figura 15).

La gráfica no refleja una gran diferencia como sí ocurría con las pérdidas de la gráfica anterior. El sistema ha sido dimensionado correctamente ya que el valor obtenido de 0.823 es aceptable y no existe una gran variación a lo largo del año.

Para concluir con los resultados de la simulación se muestra en el siguiente gráfico la energía diaria producida a lo largo del año (Figura 16).

Se pueden observar irregularidades y días donde no se consiguen los 1318kW/h diarios objetivo. Sin embargo, por eso se fijó una producción promedio de 20kg, ya que la mayoría de los días sí que se producen los 22,8Kg que tiene como máximo el electrolizador, pero otros, sobre todo en enero y diciembre, no.

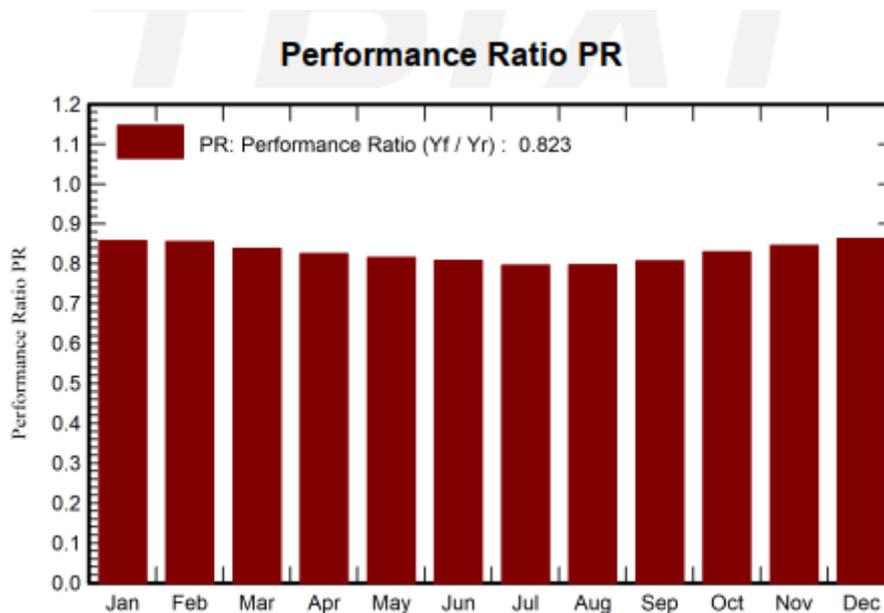


Figura 15: Gráfica rendimiento del sistema fotovoltaico.

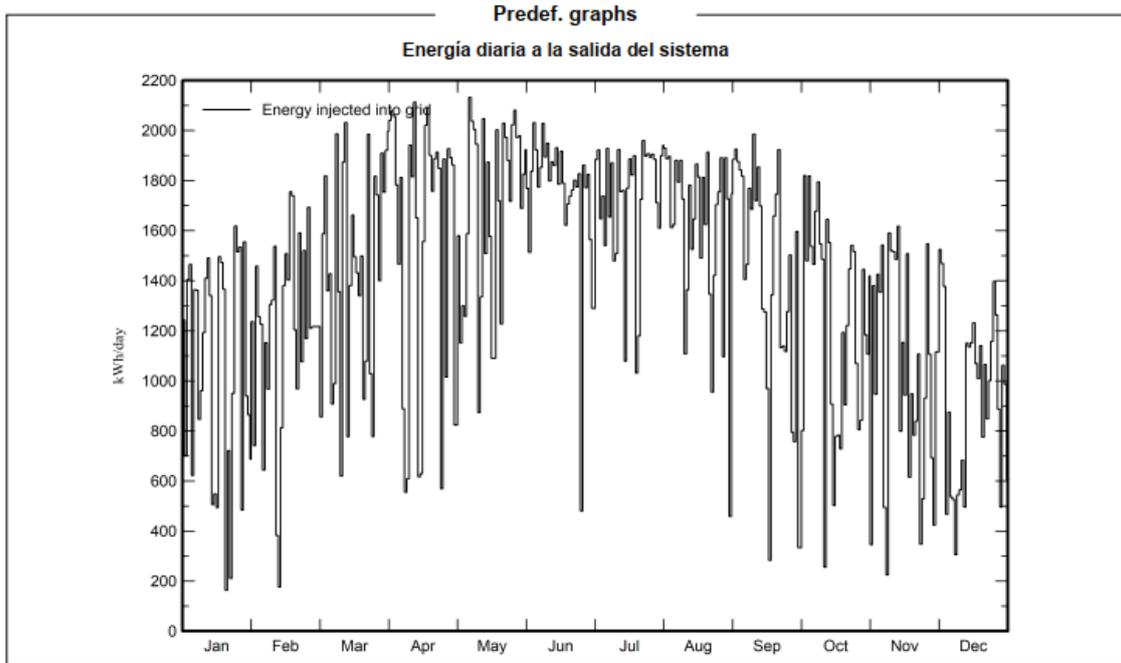


Figura 16: Gráfico energía diaria a la salida del sistema.

Se concluye este capítulo afirmando que se cumplen con los objetivos de producción de energía, tanto diaria para obtener el resultado final de hidrógeno, como anual.

Además, existe un excedente de energía que se define de la siguiente manera:

Excedente energía

$$= \text{Energía producida anual} - \text{Demanda energética anual} \quad (20)$$

Fórmula 20: Cálculo del excedente energético

Siendo:

- Energía producida anual=507.63MWh/año
- Demanda energética anual=481,13 MWh/año

Se tendrá un excedente de energía de **26.5 MWh/año**, que como se indicaba en el apartado anterior, se inyectará a la red con el fin de poder tener un incentivo económico.

CAPÍTULO 8: ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA

Como primera aproximación al estudio de viabilidad económica, cabe decir que el precio del Hidrógeno verde se mantendrá constante durante todo el periodo de estudio. Es decir, este precio podría sufrir modificaciones en un futuro que dieran un mayor o menor beneficio a la rentabilidad del proyecto o podría también disminuir el coste de producción de este. No obstante, esta variabilidad no se va a tener en cuenta para el estudio económico en este proyecto.

Por otro lado, como se puede observar en el presupuesto de la instalación, en este proyecto se parte desde cero. La adecuación del terreno, la instalación del campo fotovoltaico y la parte de producción de Hidrógeno están incluidas en la inversión inicial. Estos factores dificultan un posible retorno económico ya que es una inversión mucho mayor que si ya se cuenta con un terreno apropiado para la actividad industrial o, si en el mejor de los casos, se pretende utilizar una instalación solar ya existente para este fin. Así pues, los beneficios obtenidos por la venta del Hidrógeno serían los mismos, pero con una inversión mucho menor.

De la misma manera que ocurre con el precio del hidrógeno, el precio de la energía también se mantiene constante para el estudio en este capítulo. Algo que dificulta también una posible recuperación de la inversión ya que la tendencia de la luz está siendo al alza durante estos últimos años.

8.1 Ingresos

En primer lugar, como se ha calculado en el documento 2 de este trabajo, el presupuesto base de licitación asciende a **1.205.268,37€**. Para calcular la viabilidad de la inversión y del proyecto se deben calcular los ingresos anuales que producirá la planta.

Estos ingresos quedan divididos en dos: hidrógeno y excedente energético.

El hidrógeno forma la mayor parte de los ingresos ya que es el objetivo de la instalación. Actualmente el precio del hidrógeno verde oscila entre los 8-10€/kg en las hidrogeneras [15] aun que el objetivo a largo plazo es que tenga un precio mucho más competitivo.

Este precio actualmente depende también del tipo de instalación para producirlo y de la potencia con la que cuenta.

Para este trabajo se va a fijar un precio de **8€/kg Hidrógeno verde** ya que no es una venta directa al usuario como en el caso de una hidrogenera, sino que se vende a la hidrogenera, buscando esta obtener también cierto beneficio.

Por tanto, para una producción diaria de 20kg se tendrá una producción anual de **7300kg**. Los ingresos generados por hidrógeno vendrán determinados por la siguiente expresión:

$$\mathbf{Ingresos_{H_2} = Prod_{H_2} \times Precio_{H_2}} \quad (21)$$

Fórmula 21: Ingresos anuales Hidrógeno verde

Obteniéndose unos ingresos anuales por la venta del hidrógeno de **58.400€**.

Para la vía de ingreso secundaria, el excedente energético se llegaría a un acuerdo con la empresa pública de televisión RTVV, la empresa más próxima al emplazamiento.

Se realizaría un APA energético en el que se anticipa un precio de la energía. Este consistirá en la venta de la energía un 10% más barata que el precio que tenga el mercado en ese momento. También se acuerda que el momento de la venta sea a las 14 del mediodía, cuando la demanda energética es elevada y también lo es el precio de la energía ya que sigue siendo horario punta. De esta manera generarían mayor beneficio por necesidad y por porcentaje descontado. Además de esta forma se podrá verter directamente a la red sin ningún tipo de almacenamiento para hacerlo en otro momento del día. Se realizará una vez la producción de hidrógeno esté abastecida.

Para la fijación de un precio de venta se recurre al precio medio de la energía anual de los meses de 2021. No se recurre a años completos anteriores ya que los horarios de precios energéticos han sido introducidos este año. Se extrae de la página del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) la siguiente gráfica (Figura 17) en la que se representa el precio medio del MWh por mes.

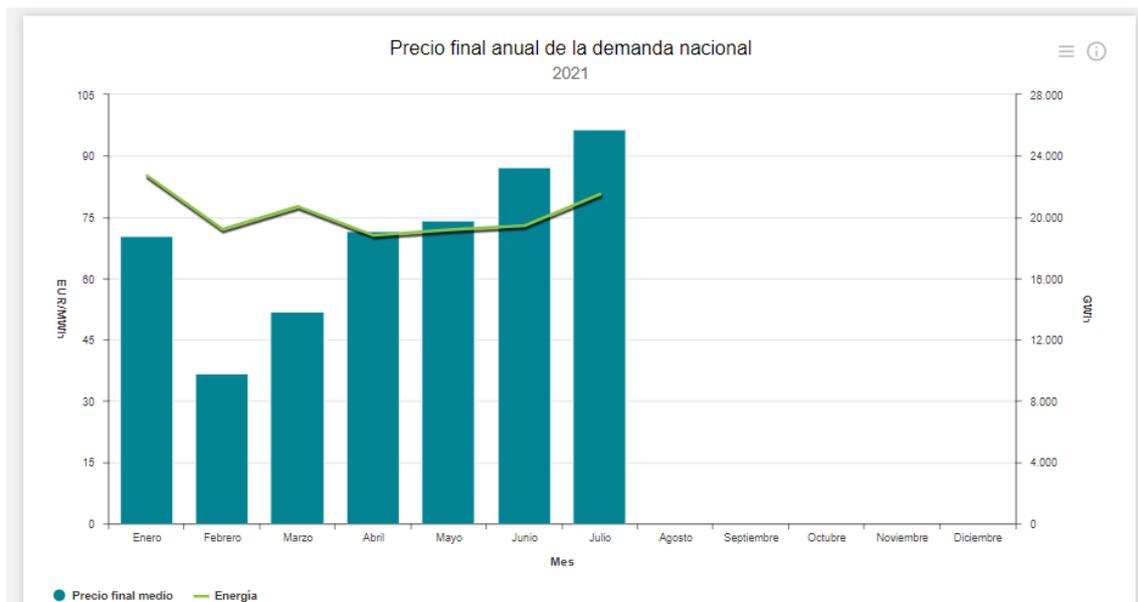


Figura 17: Gráfico precio final de energía 2021 OMIE

De los distintos valores mensuales que se tienen se realiza una media aritmética entre los 7 primeros meses del año.

Se obtiene un valor de **69,78€/MWh**.

De igual manera que para el hidrógeno, con el dato obtenido y la siguiente expresión se tiene:

$$\mathbf{Ingresos}_{energía} = \mathbf{Precio}_{energía} \times \mathbf{Excedente}_{energía} \quad (22)$$

Fórmula 22: Ingresos energía anualmente

Teniendo un excedente energético de 26.5 MWh/año, se obtiene un ingreso anual de **1.849,25€** por la venta del excedente energético.

En total, los ingresos anuales de las dos fuentes de beneficio económico ascienden a un total de: **60.249,25€/año.**

8.2 Gastos:

El mayor gasto anual que se produce en la instalación es el consumo de agua del electrolizador para la producción del hidrógeno.

El consumo diario de este equipo según indica su ficha técnica será de 362.4L/día. Por 365 días en un año, el consumo anual del agua será de **132,28m³**.

El precio medio de agua de red en la Comunidad Valenciana se sitúa en 1.31€/m³ en 2021.

Por tanto, el gasto anual de agua en la instalación vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$\mathbf{Gasto}_{agua} = \mathbf{Precio}_{agua} \times \mathbf{Consumo}_{agua} \quad (23)$$

Fórmula 23: Gasto anual de agua en la instalación.

Con un precio final de gasto anual de **173,29€/año.**

8.3 Análisis económico:

Para estudiar la viabilidad de inversión se han estudiado los parámetros que se definen a continuación:

- VAN (Valor Neto Actualizado): este parámetro calcula el valor que tendrá la inversión en un periodo definido de tiempo (t) tras aplicarle una tasa de descuento (k). La inversión será rentable cuando este parámetro sea positivo. Para obtener el valor se necesita saber los flujos de caja anuales de todos los años del periodo de tiempo definido (F_t), la tasa de descuento y la inversión inicial (I₀). Se representa por la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Figura 18: Fórmula para el cálculo del VAN.

- TIR: este parámetro está directamente relacionado con el VAN. Determina el valor que debe tener la tasa de descuento para que el VAN de la inversión sea cero en el periodo de tiempo (t). Para que la inversión sea rentable este valor debe ser mayor que la tasa de descuento.
- *Payback*: periodo de tiempo a partir del cual se recupera la inversión inicial.

Para llevar a cabo el cálculo del valor de estos parámetros, se toma como período de vida útil de la instalación de 25 años [16]. La tasa de descuento aplicada es de un 2%, según lo observado en proyectos similares [17].

En la Tabla 19 se muestran los valores del flujo de caja y el retorno de la inversión:

AÑO	INGRESOS	GASTOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO
0	0	1.205.268,37	-1205268,37	-1205268,37	-1205268,37
1	60249,25	173,29	60075,96	58898,00	-1146370,37
2	60249,25	173,29	60075,96	57743,14	-1088627,23
3	60249,25	173,29	60075,96	56610,92	-1032016,31
4	60249,25	173,29	60075,96	55500,90	-976515,41
5	60249,25	173,29	60075,96	54412,65	-922102,77
6	60249,25	173,29	60075,96	53345,73	-868757,03
7	60249,25	173,29	60075,96	52299,74	-816457,29
8	60249,25	173,29	60075,96	51274,25	-765183,04
9	60249,25	173,29	60075,96	50268,88	-714914,16
10	60249,25	173,29	60075,96	49283,21	-665630,95
11	60249,25	173,29	60075,96	48316,87	-617314,08
12	60249,25	173,29	60075,96	47369,48	-569944,59
13	60249,25	173,29	60075,96	46440,67	-523503,92
14	60249,25	173,29	60075,96	45530,07	-477973,85
15	60249,25	173,29	60075,96	44637,32	-433336,53
16	60249,25	173,29	60075,96	43762,08	-389574,45
17	60249,25	173,29	60075,96	42904,00	-346670,45
18	60249,25	173,29	60075,96	42062,75	-304607,70
19	60249,25	173,29	60075,96	41237,99	-263369,71
20	60249,25	173,29	60075,96	40429,40	-222940,31
21	60249,25	173,29	60075,96	39636,67	-183303,65
22	60249,25	173,29	60075,96	38859,48	-144444,17
23	60249,25	173,29	60075,96	38097,53	-106346,65
24	60249,25	173,29	60075,96	37350,52	-68996,13
25	60249,25	173,29	60075,96	36618,15	-32377,98

TABLA 19: Periodo de retorno de la inversión.

Como se puede comprobar, la inversión no será rentable en el período establecido ya que no se recuperará esta antes de que sea necesario realizar otra inversión.

Sin embargo, con el objetivo de realizar esa inversión inicial y poder obtener beneficio de la instalación se solicita una subvención a la Generalitat Valenciana.

Esta institución publicó el pasado febrero de 2021 las bases legales de la solicitud de las subvenciones en materia de Energías Renovables y Biocarburantes.

Estas ayudas pueden iniciarlo las siguientes entidades:

Podrán acogerse a estas ayudas cualquier entidad o persona jurídica, de naturaleza pública o privada, incluyendo las agrupaciones sin personalidad jurídica y las comunidades de bienes, así como empresarias o empresarios individuales.

Cuando quien solicite la ayuda tenga la condición de empresaria o empresario individual solo se apoyarán los proyectos que se encuentren asociados al desarrollo de una actividad económica y el domicilio social de la actividad no se encuentre ubicado en un inmueble que tenga o pueda tener uso residencial o de vivienda.

En general, no podrán obtener la condición de beneficiarias las entidades y personas físicas o jurídicas excluidas o que no cumplan los requisitos y condiciones del artículo 4 de la Orden 19/2016, de 19 de octubre.

Los **requisitos** que cumplir serán los siguientes:

-Que emplee a menos de 250 personas

- Que tenga un volumen de negocio anual no superior a 50.000.000 de euros, o bien un balance general no superior a 43.000.000 de euros.

La instalación del proyecto se engloba dentro de los solicitantes y cumple los requisitos mencionados en los decretos.

De esta manera, únicamente faltaría saber la cantidad económica de la ayuda:

*Las ayudas que se establecen en la presente resolución tendrán la consideración de subvención, y tendrán una intensidad de hasta el **45% del coste subvencionable del proyecto**, de acuerdo a lo establecido en el artículo 41.7.a) del Reglamento (UE) Nº 651/2014 de la comisión de 17 de junio de 2014. No obstante, la intensidad de ayuda podrá incrementarse en hasta 10 puntos porcentuales para las ayudas a las medianas empresas, y en hasta 20 puntos porcentuales para las ayudas a las pequeñas empresas, así como a los ayuntamientos, entidades públicas y entidades e instituciones sin ánimo de lucro respecto de sus actividades no económicas, con un máximo de **200.000 euros por proyecto**.*

En este caso el 45% del coste del proyecto es superior a los 200.000€ que fija la Generalitat como máximo.

Por tanto, contando con la aprobación de esta ayuda económica se reduciría 200.000 euros la inversión inicial del proyecto. Siendo esta actualizada de **1.005.268,37€**.

A continuación, se muestra en la Tabla 20 el periodo de retorno con la inversión actualizada:

AÑO	INGRESOS	GASTOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO
0	0	1.005.268,37	-1005268,37	-1005268,37	-1005268,37
1	60249,25	173,29	60075,96	58898,00	-946370,37
2	60249,25	173,29	60075,96	57743,14	-888627,23
3	60249,25	173,29	60075,96	56610,92	-832016,31
4	60249,25	173,29	60075,96	55500,90	-776515,41
5	60249,25	173,29	60075,96	54412,65	-722102,77
6	60249,25	173,29	60075,96	53345,73	-668757,03
7	60249,25	173,29	60075,96	52299,74	-616457,29
8	60249,25	173,29	60075,96	51274,25	-565183,04
9	60249,25	173,29	60075,96	50268,88	-514914,16
10	60249,25	173,29	60075,96	49283,21	-465630,95
11	60249,25	173,29	60075,96	48316,87	-417314,08
12	60249,25	173,29	60075,96	47369,48	-369944,59
13	60249,25	173,29	60075,96	46440,67	-323503,92
14	60249,25	173,29	60075,96	45530,07	-277973,85
15	60249,25	173,29	60075,96	44637,32	-233336,53
16	60249,25	173,29	60075,96	43762,08	-189574,45
17	60249,25	173,29	60075,96	42904,00	-146670,45
18	60249,25	173,29	60075,96	42062,75	-104607,70
19	60249,25	173,29	60075,96	41237,99	-63369,71
20	60249,25	173,29	60075,96	40429,40	-22940,31
21	60249,25	173,29	60075,96	39636,67	16696,35
22	60249,25	173,29	60075,96	38859,48	55555,83
23	60249,25	173,29	60075,96	38097,53	93653,35
24	60249,25	173,29	60075,96	37350,52	131003,87
25	60249,25	173,29	60075,96	36618,15	167622,02

TABLA 20: Periodo de retorno de la inversión con subvención

Como muestra la tabla, se empieza a obtener un beneficio a los 21 años. Sin embargo, no se llegará a recuperar la inversión en el periodo determinado como vida útil de la instalación.

Es una inversión **NO RENTABLE**. Esto se debe a las hipótesis mencionadas al inicio del documento. La no variación de los precios y la inversión desde cero para la realización del proyecto.

CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES

Durante la realización del proyecto se ha llegado a las conclusiones que se presentan a continuación:

En primer lugar, como el título de este trabajo indica, se ha conseguido demostrar la viabilidad técnica del proyecto. Hoy, con las tecnologías empleadas es posible obtener 20 kilogramos de hidrógeno diariamente con una instalación fotovoltaica de 200kW de potencia nominal. Así pues, se puede afirmar también que este gas, en un futuro a corto plazo, puede ser el principal sustituto de los combustibles fósiles ya que, como se ha demostrado en este trabajo, tiene una fácil obtención a partir de una instalación totalmente renovable.

Por otro lado, el principal motivo de impulso de este combustible debería ser las bajas emisiones en CO₂ que produce. Ni en su obtención, ya que se puede producir un hidrógeno totalmente verde, ni en su posterior combustión en el uso de un automóvil.

En segundo lugar, como se ha demostrado también en el capítulo 8 de este proyecto, para las características de la instalación y la cantidad fijada como objetivo no es viable económicamente el proyecto. Esto es debido al poco desarrollo e inversión que tienen actualmente las tecnologías de obtención de hidrógeno verde. Con un precio final del hidrógeno más competitivo se podría obtener un mayor beneficio, por tanto, un retorno de la inversión más pronto. Este precio debería cambiar a corto o medio plazo, sin embargo, como se comentaba anteriormente en el proyecto, se ha fijado como constante para toda la vida útil de la instalación.

Además, los precios de los electrolizadores también disminuirían ya que son la principal forma de obtención del hidrógeno verde y como se comprueba en el presupuesto, corresponde a la mitad de la inversión total del proyecto. Esto se observa en el documento dos del proyecto, ya que se tienen las distintas unidades de este divididas para poder tener así una visión crítica de cada una de ellas. Es decir, si el proyecto se realizara sobre un terreno ya adecuado o se quisiera dar una nueva utilidad a un campo fotovoltaico de grandes dimensiones, se podría reducir a más de la mitad la inversión inicial necesaria, pudiendo recuperar así este dinero de una manera más fácil.

Por último, como se comentaba al inicio del trabajo y queda demostrado, se ha intentado en todo momento buscar la opción más barata para la instalación a sabiendas de la dificultad económica con la que cuentan estas tecnologías hoy en día. Quizás, para una menor cantidad de hidrógeno, con un electrolizador más barato y menor potencia para la instalación sí que sería un proyecto viable, pero no tendría un sentido real en la industria actual ya que seguramente no sería suficiente para abastecer a más de dos automóviles diariamente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Oviedo-Salazar, J. L., Badii, M. H., Guillen, A., & Serrato, O. L. (2015). Historia y Uso de Energías Renovables History and Use of Renewable Energies. *Daena Int. J. Good Conscience*, 10(1), 1-18.
- [2] Merino, L. (2012). Las energías renovables. *Energías renovables*, 1(1), 20. Iberdrola. ISBN: 8493344818
- [3] Ministerio para la transición ecológica (2018) Estadística de la Industria de la energía eléctrica NIPO EN LINEA: 638-19-031-2 ISSN: 2603-6142. Obtenido a través de la web: <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/ElctricasAnuales%2020162018/2018/Resumen%20de%20datos%202018/Industria%20energia%20electronica%20anual%202018.pdf> (Consulta: 25/07/21)
- [4] Fierro, J. L. G. (2011). El hidrógeno: metodologías de producción. *Lychnos*, (6), 50-54.
- [5] Apuntes asignatura “Procesos Industriales” del grado en Ingeniería Química por la UPV. 4ºCurso. Autor: José García Antón.
- [6] Oviedo-Salazar, J. L., Badii, M. H., Guillen, A., & Serrato, O. L. (2015). Historia y Uso de Energías Renovables History and Use of Renewable Energies. *Daena Int. J. Good Conscience*, 10(1), 1-18.
- [7] de Telecomunicación, C. O. D. I. (2002). Energía solar fotovoltaica. *Editorial Ibergraphi, España*.
- [8] Cabezas, F. F. (2015). Coches movidos por hidrógeno. *MoleQla: revista de Ciencias de la Universidad Pablo de Olavide*, (17), 34-2.
- [9] Priego, A. P., & Vargas, Á. A. (2009). Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de hidrógeno. *Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla*.
- [10] Hashemizadeh, A., Ju, Y., & Dong, P. (2020). A combined geographical information system and Best–Worst Method approach for site selection for photovoltaic power plant projects. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 17(4), 2027-2042.
- [11] Convalia Conde, M. (2015). *Circuito cargador de baterías con inversor integrado para paneles solares de alta tensión* (Master's thesis).
- [12] García-Conde, A. G. (2010). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. *Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, España*.
- [13] Eroles, R. B., & Vidal, L. M. (2010). Diseño de una central fotovoltaica de 100kW en una zona rural interconectada a la red eléctrica de M.T. *ETSE, UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI, España*.

[14] Espegren, K., Damman, S., Pisciella, P., Graabak, I., & Tomasgard, A. (2021). The role of hydrogen in the transition from a petroleum economy to a low-carbon society. *International Journal of Hydrogen Energy*.

[15] <https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/> (Consulta: 19/08/21)

[16] M. S. d. Cardona, P. S. Frieria, M. Piliougine, J. Pelaez, J. Carretero y L. M. López, «Degradación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino tras 12 años de operación en España,» *Universidad de Málaga*, 2010.

[17] J. A. González-Calero Somoza, J. Contreras Sanz y J. I. Muñoz Hernández, «Análisis económico de inversiones en energías renovables en Castilla-La Mancha,» *X CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA DE PROYECTOS*, 200

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

A continuación, se muestra el presupuesto del proyecto. En este se engloba tanto la parte económica de la instalación como la realización del proyecto de ingeniería.

Dentro del presupuesto de la instalación se hace una división según la función que cumple cada equipo y el lugar que ocupa en la instalación, con el objetivo de poder comparar y analizar el presupuesto. Quedando los capítulos de la siguiente manera:

Capítulo 1: Instalación fotovoltaica: aquellos equipos encargados de la producción de energía, así como también la adecuación del terreno y la mano de obra necesaria para llevarlo a cabo.

Capítulo 2: Producción de Hidrógeno: la parte de la instalación destinada a la producción y posterior tratamiento del Hidrógeno.

En el Capítulo 3 se muestra el presupuesto del desarrollo del estudio de ingeniería.

Por último, el capítulo 4 engloba el presupuesto final necesario para la realización del proyecto.

CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1 Campo fotovoltaico

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Campo fotovoltaico	1	ud	147.811,08€	147.811,08€
Módulo fotovoltaico	Módulo Atersa A-550M GS	573	ud	219,01€	125.492,73€
Estructura de soporte	Estructura de hormigón Solarbloc 30º de inclinación vertical	573	ud	38,95€	22.318,35€

TABLA 21: Presupuesto unidad 1 capítulo 1.

1.2 Equipos de potencia

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 2	Equipos de potencia	1	ud	14.400€	14.400€
Inversor	Inversor SMA Sunny Highpower 100-20	2	ud	7.200€	14.400€

TABLA 22: Presupuesto unidad 2 capítulo 1.

1.3 Cableado

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 3	Cableado	1	ud	2.177,6€	2.177,6€
Cable módulos-inversor	Cable de energía RVK 0.6/1kV 1x10 mm ²	1000	m	1,97€	1.970€
Cableado salida inversor	Cable H07V-K AS 750 V 1x25 mm ²	40	m	5,19€	207,6€

TABLA 23: Presupuesto unidad 3 capítulo 1.

1.4 Cuadros de protecciones

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 4	Cuadros de protecciones	1	ud	1.732.55€	1.732,55€
Fusibles	Fusible 16 A 1000V DC 10x38 Auto Solar	84	ud	8,65€	726,6€
Cuadro corriente alterna	Cuadro de protecciones de corriente alterna con magnetotérmicos e interruptor diferencial	1	ud	1.005,95€	1.005,95€

TABLA 24: Presupuesto unidad 4 capítulo 1.

1.5 Adecuación del terreno

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 5	Medios mecánicos para la adecuación del terreno	1	ud	94.200,96€	94.200,96€
Nivelación del terreno	Nivelación del terreno para la instalación de soportes y módulos	8.000	m ³	10,86€	86.880€
Talado y retirada de los arboles	Talado de árboles entre 15 y 20m de altura. Retirada en camión	24	ud	305,04€	7.320,96€

TABLA 25: Presupuesto unidad 5 capítulo 1.

1.6 Mano de obra

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 6	Mano de obra	1	ud	10.531,8€	10.531,8€
Mano de obra	Montaje y puesta en marcha	1	ud	8.458,30€	8.458,30€
Seguridad y salud	Prevención, coordinación y seguro	1	ud	2.073,50€	2.073,50€

TABLA 26: Presupuesto unidad 6 capítulo 1.

1.7 Total del capítulo

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Campo fotovoltaico	1	ud	147.811,08€	147.811,08€
Unidad 2	Equipos de potencia	1	ud	14.400,00€	14.400,00€
Unidad 3	Cableado	1	ud	2.177,6€	2.177,6€
Unidad 4	Cuadros de protecciones	1	ud	1.732,55€	1.732,55€
Unidad 5	Adecuación del terreno	1	ud	94.200,96€	94.200,96€
Unidad 6	Mano de obra	1	ud	10.531,8€	10.531,8€

TABLA 27: Presupuesto total del capítulo 1.

CAPÍTULO 1: Instalación fotovoltaica.

Importe total

Instalación del campo fotovoltaico y los componentes eléctricos y electrónicos que lo componen, a excepción del electrolizador.

270.853,99€

CAPÍTULO 2: PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

2.1 Electrolizador

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Electrolizador	1	ud	590.459,00€	590.459,00€
Electrolizador	Electrolizador EL30N H2B2	1	ud	590.000,00€	590.000,00€
Tanque agua	Tanque almacenamiento de agua necesario para el electrolizador	1	ud	459,00€	459,00€

TABLA 28: Presupuesto unidad 1 capítulo 2.

2.2 Tratamiento hidrógeno

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 2	Tratamiento hidrógeno	1	ud	16.050,00€	16.050,00€
Tanque almacenamiento hidrógeno	Tanque MAHYTEC 60bar-850L	6	ud	2.325,00€	13.950,00€
Compresor hidrógeno	HV-50/0.5-P <i>Wenling Toplong Electrical and Mechanical Company</i>	1	ud	2.100,00€	2.100,00€

TABLA 29: Presupuesto unidad 2 capítulo 2.

2.3 Total del capítulo

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Electrolizador	1	ud	590.459,00€	590.459,00€
Unidad 2	Tratamiento hidrógeno	1	ud	16.050,00€	16.050,00€

TABLA 30: Presupuesto total del capítulo 2.

CAPÍTULO 2: Producción de hidrógeno.

Importe total

Instalación para la producción de hidrógeno y su posterior tratamiento. Formada por el electrolizador, tanque de almacenamiento y compresor.

606.509,00€

CAPÍTULO 3: PROYECTO

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Mano de obra	1	ud	4.132,20€	4.132,20€
Mano de obra	Graduado en Ingeniería Química	300	hr	3,75€	1.125,00€
Mano de obra	Tutor del TFG	50	hr	40€	2.000,00€
Mano de obra	Cotutor del TFG	25	hr	40€	1.000,00€
Software	Microsoft Office	200	hr	0.01€	2,20€
Software	Pvsyst	50	hr	0.10€	5,00€

TABLA 31: Presupuesto unidad 1 capítulo 3.

CAPÍTULO 3: Presupuesto del proyecto

Importe total

Presupuesto de la mano de obra que ha desarrollado el proyecto y de los medios utilizados

4.132,20€

CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO TOTAL

CAPÍTULO 1: Instalación fotovoltaica.

Importe total

Instalación del campo fotovoltaico y los componentes eléctricos y electrónicos que lo componen, a excepción del electrolizador.

270.853,99€

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Campo fotovoltaico	1	ud	147.811,08€	147.811,08€
Unidad 2	Equipos de potencia	1	ud	14.400,00€	14.400,00€
Unidad 3	Cableado	1	ud	2.177,6€	2.177,6€
Unidad 4	Cuadros de protecciones	1	ud	1.732,55€	1.732,55€
Unidad 5	Adecuación del terreno	1	ud	94.200,96€	94.200,96€
Unidad 6	Mano de obra	1	ud	10.531,8€	10.531,8€

Tabla 27: Presupuesto total del capítulo 1.

CAPÍTULO 2: Producción de hidrógeno.**Importe total**

Instalación para la producción de hidrógeno y su posterior tratamiento. Formada por el electrolizador, tanque de almacenamiento y compresor.

606.509,00€

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Electrolizador	1	ud	590.459,00€	590.459,00€
Unidad 2	Tratamiento hidrógeno	1	ud	16.050,00€	16.050,00€

Tabla 28: Presupuesto total del capítulo 2.

CAPÍTULO 3: Proyecto**Importe total**

Presupuesto de la mano de obra que ha desarrollado el proyecto y de los medios utilizados

4.132,00€

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Importe
Unidad 1	Mano de obra	1	ud	4.132,00€	4.132,00€

Tabla 29: Presupuesto total del capítulo 3.

Presupuesto de ejecución material	881.495,19€
Gastos generales (13%)	114.594,37€
Presupuesto de ejecución por contrata	996.089,56€
IVA (21%)	209.178,81€
Presupuesto base de licitación	1.205.268,37€

TABLA 32: Presupuesto total del proyecto.