



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

  
ETSI Aeroespacial y Diseño Industrial

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Aeroespacial  
y Diseño Industrial

Diseño, dimensionado y análisis de una planta de  
producción y almacenamiento de hidrógeno verde a partir  
de fotovoltaica para una vivienda con un consumo anual  
medio de 4 Mwh

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR/A: Valdivieso Mengual, Joan

Tutor/a: Marí Soucase, Bernabé

Cotutor/a: Guaita Pradas, Inmaculada

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024



## AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más sincera gratitud al tutor de este proyecto Pr. Bernabé Marí Soucase, por la oportunidad de trabajar con usted, por su apoyo y dedicación, han sido fundamentales para la realización del trabajo.

Quiero también extender mi más sincero agradecimiento a la cotutora de este proyecto Dra. Inmaculada Guaita Pradas, su guía perspicaz y valiosos consejos han sido inestimables, así como su disponibilidad y recomendaciones precisas, son merecedoras de mi más alto respeto y gratitud y por ello le estoy profundamente agradecido.

Por supuesto debo ofrecer mis agradecimientos a la ETSID, ahora ETSIADI, y a la Universidad Politécnica de Valencia. Esta oportunidad me ha permitido adquirir y expandir conocimientos de una forma única, lo que me ha hecho crecer tanto como futuro profesional como persona. Solo tengo palabras de agradecimiento y respeto hacia estas instituciones.

Agradecer a toda mi familia y amigos, a los que están y a los que, por desgracia, no han podido ver el final de este camino. Aún sin que lo sepáis os llevo a todos conmigo siempre, consciente o inconscientemente me habéis aportado tanto que nada de esto sería posible sin ninguno de vosotros, sois el agua de la que he bebido, que me ha permitido crecer, evolucionar y conseguir ampliar mis horizontes de formas que ni yo mismo imaginaba, lo sois todo para mí.

Eternamente agradecido con todos, a Lucia, por su tiempo, por el apoyo prestado y por tantas enseñanzas, has sido la segunda madre que me ha dado la vida y no podría estar más agradecido por ello; a los ingenieros sin título, vuestra experiencia me ha aportado tanto que debo teneros en consideración como los tutores de prácticas que todo alumno hubiese deseado tener, cada día aprendo más de vosotros, aunque no lo creáis esto es tanto mío como vuestro, lo merecéis todo; a todos lo que han estado a mi lado, a los que siguen ahí y a los que el tiempo separó, estoy seguro que se volverán a cruzar nuestros caminos y no puedo evitar sonreír por ello.

A mi padre, por los consejos, por la vida y por tanto que no se puede expresar en palabras el respeto y admiración que siento, eres mi referente, mi maestro, gracias.

A mi madre, por estar siempre a mi lado, por el apoyo, por no fallar nunca, eres mi orgullo, los cimientos de la persona que soy. Gracias por la vida, por enseñarme que la voluntad gana siempre a la capacidad, no tengo palabras para describir todo lo que me has aportado, lo que has hecho por mí. Mamá, lo logramos.

A Ramona Martínez, sigues conmigo y no puedo estar más feliz de haberte conocido, no has podido ver el final, pero sé que ya lo sabías, abuela, lo hicimos.



## RESUMEN

La humanidad se encuentra en un paradigma energético ciertamente complejo, la viabilidad de opciones renovables frente a las fuentes de generación eléctrica tradicionales plantea una tesitura energética, en industrias como el transporte se puede observar este fenómeno de forma más notable, las principales cadenas de distribución optan por una postura conservadora en términos de inversión frente a rivales que apuestan de forma firme por opciones renovables.

Es en este contexto en el que el hidrógeno se presenta como una alternativa en términos de producción energética, los principales argumentos para que se tenga en tanta consideración son su potencial energético junto a la versatilidad que presenta, este hecho hace que sea una de las alternativas más importantes para resolver la crisis energética mundial.

Se trata de un elemento de alto contenido energético con nulas emisiones asociadas si su producción proviene de fuentes renovables, es aquí dónde la energía solar fotovoltaica puede funcionar como fuente de producción eléctrica para la producción de hidrógeno, ambas tecnologías en combinación formando un tándem energético pueden plantearse como una alternativa seria frente a las alternativas contaminantes, que actualmente son las principales fuentes de producción eléctrica.

Ciertamente el hidrógeno es una opción atractiva en este aspecto, aunque en la actualidad presenta dificultades que impiden su producción a gran escala, como son las limitaciones de su equipamiento, tanto electrolizadores, compresores y pilas de combustible requieren de un mayor desarrollo a nivel comercial que facilitarán su rentabilidad y competitividad en términos económicos y productivos.

Es por ello que en este proyecto se pretende hacer un análisis de las tecnologías de la energía solar fotovoltaica y el hidrógeno, de sus principios de funcionamiento y equipos, así como de los beneficios potenciales de la combinación de ambas, consiguiendo producir el conocido hidrógeno verde, se evaluará su aplicación técnica y viabilidad con un ejemplo práctico en una vivienda unifamiliar con un consumo anual medio de 4 MWh.

## RESUM

La humanitat es troba en un paradigma energètic certament complex, la viabilitat d'opcions renovables enfront de les fonts de generació elèctrica tradicionals planteja una tessitura energètica, en indústries com el transport es pot observar este fenomen de forma més notable, les principals cadenes de distribució opten per una postura conservadora en termes d'inversió enfront de rivals que aposten de manera ferma per opcions renovables.

És en este context en el qual l'hidrogen es presenta com una alternativa en termes de producció energètica, els principals arguments perquè es tinga en tanta consideració són el seu potencial energètic al costat de la versatilitat que presenta, este fet fa que siga una de les alternatives més importants per a resoldre la crisi energètica mundial.

Es tracta d'un element d'alt contingut energètic amb nul·les emissions associades si la seua producció prové de fonts renovables, és ací on l'energia solar fotovoltaica pot funcionar com a font de producció elèctrica per a la producció d'hidrogen, totes dues tecnologies en combinació formant un tàndem energètic poden plantejar-se com una alternativa seriosa enfront de les alternatives contaminants, que actualment són les principals fonts de producció elèctrica.

Certament l'hidrogen és una opció atractiva en este aspecte, encara que en l'actualitat presenta dificultats que impedeixen la seua producció a gran escala, com són les limitacions del seu equipament, tant electrolitzadors, compressors i piles de combustible requerixen d'un major desenvolupament a nivell comercial que facilitaran la seua rendibilitat i competitivitat en termes econòmics i productius.

És per això que en aquest projecte es pretén fer una anàlisi de les tecnologies de l'energia solar fotovoltaica i l'hidrogen, dels seus principis de funcionament i equips, així com dels beneficis potencials de la combinació d'ambdues, aconseguint produir el conegut hidrogen verd, s'avaluarà la seua aplicació tècnica i viabilitat amb un exemple pràctic en una vivenda unifamiliar amb un consum anual mitjà de 4 MWh.

## SUMMARY

Humanity finds itself in an energy paradigm that is certainly complex, the viability of renewable options compared to traditional sources of electricity generation poses an energy dilemma. In industries such as transport, this phenomenon can be observed in a more notable way, with the main distribution chains opting for a conservative stance in terms of investment compared to rivals that are firmly committed to renewable options.

It is in this context that hydrogen is presented as an alternative in terms of energy production, the main arguments for it to be taken into such consideration are its energy potential together with its versatility, which makes it one of the most important alternatives for resolving the world energy crisis.

It is an element of high energy content with zero associated emissions if its production comes from renewable sources. This is where solar photovoltaic energy can function as a source of electricity production for the production of hydrogen, both technologies in combination forming an energy tandem can be considered as a serious alternative to the polluting alternatives, which are currently the main sources of electricity production.

Hydrogen is certainly an attractive option in this aspect, although at present it presents difficulties that prevent its large-scale production, such as the limitations of its equipment, both electrolyzers, compressors and fuel cells require greater development at a commercial level that will facilitate its profitability and competitiveness in economic and productive terms.

For this reason, this project aims to analyse the technologies of photovoltaic solar energy and hydrogen, their operating principles and equipment, as well as the potential benefits of combining the two to produce the well-known green hydrogen. Its technical application and viability will be evaluated with a practical example in a single-family home with an average annual consumption of 4 MWh.





# Índice general

---

1. Introducción .....	15
1.1. Contexto actual .....	15
1.2. Motivación y justificación .....	18
2. Marco teórico .....	20
2.1. Hidrógeno .....	20
2.1.1. Actualidad y economía del hidrógeno .....	22
2.1.2. Tipos de hidrógeno .....	24
2.1.3. Electrólisis .....	28
2.1.4. Tipos de electrolizadores .....	30
2.1.5. Almacenamiento .....	35
2.1.6. Pilas de combustible .....	43
2.2. Aspectos generales de la energía solar .....	45
2.2.1. Energía solar fotovoltaica .....	46
2.2.2. Tipos de instalación .....	47
2.2.3. Funcionamiento de las células solares .....	50
2.2.3.1. Tipos y características .....	53
2.2.4. Inversores .....	55
2.2.5. Factores de producción .....	56
2.2.5.1. Sombreado .....	56
2.2.5.2. Ubicación geográfica .....	57
2.2.5.3. Inclinación y orientación .....	58
2.2.5.4. Irradiancia .....	60
2.2.5.5. Temperatura .....	61
2.2.5.6. Hora solar pico (HSP) .....	63
3. Memoria .....	65
3.1. Objeto .....	65
3.2. Estudio de necesidades .....	65
3.3. Cálculo y dimensionado de la instalación .....	68
3.3.1. Instalación solar fotovoltaica .....	68
3.3.2. Pila de combustible, electrolizador y almacenado de H <sub>2</sub> .....	74
3.3.3. Selección de equipamiento .....	78
3.4. Descripción de la solución adoptada .....	80
3.5. Resumen de la instalación proyectada .....	81

4. Pliego de condiciones .....	83
4.1. Objeto del proyecto .....	83
4.2. Materiales .....	83
4.3. Normativa .....	86
4.4. Ámbito de aplicación y alcance .....	88
4.5. Condiciones de ejecución .....	89
4.6. Control de calidad y pruebas de servicio .....	90
5. Estudio económico .....	92
5.1. Presupuesto del proyecto .....	92
5.2. Estudio financiero .....	95
6. Conclusiones .....	99
7. Bibliografía y referencias .....	102
Anexos .....	107

# Índice de gráficos

---

**Gráfico 1.** Energía primaria consumida y procedencia de esta energía

**Gráfico 2.** Emisiones totales anuales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), excluido el cambio de uso del suelo, medidas en toneladas.

**Gráfico 3.** Aumento de la productividad e hitos de innovación

**Gráfico 4.** Población mundial en miles de millones

**Gráfico 5.** Comparativa energía-densidad de distintas fuentes de energía

**Gráfico 6.** Coste energético para la compresión de hidrógeno en función del PCS

**Gráfico 7.** Densidades energéticas de diferentes métodos de almacenamiento

**Gráfico 8.** Récord de eficiencias en células solares obtenidas por laboratorios de investigación del mundo.

**Gráfico 9.** Curva Tensión- Corriente de un módulo fotovoltaico y su MPP

**Gráfico 10.** El efecto de la intensidad de irradiación sobre la corriente y la potencia de las características de los conjuntos fotovoltaicos a temperatura constante.

**Gráfico 11.** Voltajes de salida en función de la temperatura de operación

**Gráfico 12.** Potencia de salida en función de la temperatura del módulo a distintos niveles de irradiancia, sin refrigeración

**Gráfico 13.** Eficiencia en función de la temperatura del módulo a distintos niveles de irradiancia, sin refrigeración

**Gráfico 14.** Consumo anual de la vivienda

**Gráfico 15.** Consumo diario medio

**Gráfico 16.** Irradiación media durante un día

**Gráfico 17.** Representación del VAN en función de la tasa de descuento

# Índice de tablas

---

**Tabla 1.** Propiedades básicas del hidrógeno

**Tabla 2.** Comparativa del hidrógeno con otros combustibles.

**Tabla 3.** Características técnicas de cuatro tecnologías de electrólisis del agua.

**Tabla 4.** Propiedades físicas del hidrógeno líquido

**Tabla 5.** Comparativa de tipos de pila de combustible y sus datos característicos.

**Tabla 6.** Comparativa de células solares

**Tabla 7.** Cálculo de la inclinación ideal de los paneles

**Tabla 8.** Consumo de la vivienda en los últimos 12 meses

**Tabla 9.** Parámetros de partida

**Tabla 10.** Resumen instalación fotovoltaica Método IDAE

**Tabla 11.** Resumen de la instalación de hidrógeno

**Tabla 12.** Ficha técnica del panel seleccionado

**Tabla 13.** Resumen de la instalación proyectada

# Índice de figuras

---

**Figura 1.** Usos finales probables del hidrógeno verde.

**Figura 2.** Esquema resumen de los tipos de hidrógeno

**Figura 3.** Diagrama comparativo de las principales tecnologías de producción de hidrógeno en términos de emisiones equivalentes de su ciclo de vida y el coste nivelado del hidrógeno producido.

**Figura 4.** Proceso de electrólisis del agua.

**Figura 5.** Funcionamiento de electrolizador alcalino (ALK)

**Figura 6.** Funcionamiento de electrolizador de membranas de intercambio protónico (PEM)

**Figura 7.** Funcionamiento de electrolizador de membranas de intercambio aniónico (AEM)

**Figura 8.** Funcionamiento de celda de electrolizador de óxido sólido (SOEC)

**Figura 9.** Isómeros de espín del hidrógeno molecular y su concentración de parahidrógeno en hidrógeno de equilibrio para cada temperatura correspondiente

**Figura 10.** Funcionamiento de pila de combustible

**Figura 11.** Panel solar comercial

**Figura 12.** Captador solar comercial

**Figura 13.** Mapa europeo de irradiación horizontal

**Figura 14.** Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas

**Figura 15.** Instalación fotovoltaica conectada a la red

**Figura 16.** Instalación fotovoltaica aislada

**Figura 17.** Semiconductor tipo p

**Figura 18.** Semiconductor tipo n

**Figura 19.** Unión p-n de una célula solar con carga resistiva

**Figura 20.** Unión p-n de una célula fotovoltaica

**Figura 21:** Mapa global de irradiación global horizontal

**Figura 22.** Mapa global del potencial eléctrico fotovoltaico

**Figura 23.** Angulo de inclinación ( $\beta$ )

**Figura 24.** Ángulo de azimut ( $\alpha$ )

**Figura 25.** Curva de irradiancia diaria y horas solares pico

# Índice de ecuaciones

---

**Ecuación 1.** Factor de irradiancia para  $15^\circ < \beta < 90^\circ$

**Ecuación 2.** Factor de irradiancia para  $\beta \leq 15^\circ$

**Ecuación 3.** Consumo de cálculo

**Ecuación 4.** Cálculo de la inclinación óptima

**Ecuación 5.** Dimensionado mínimo del generador

**Ecuación 6.** Irradiación sobre generador

**Ecuación 7.** Número de paneles necesarios método IDAE

**Ecuación 8.** Factor H corregido

**Ecuación 9.** Cálculo de las Horas Solares Pico

**Ecuación 10.** Cálculo de la energía por panel

**Ecuación 11.** Número de paneles necesarios método HSP

**Ecuación 12.** Suministro a cubrir por la pila de combustible

**Ecuación 13.** Hidrógeno necesario para cubrir la demanda

**Ecuación 14.** Poder calorífico inferior del hidrógeno en kWh/kg

**Ecuación 15.** Producción mínima del electrolizador

**Ecuación 16.** Hidrógeno necesario para cubrir la demanda de un día

**Ecuación 17.** Cantidad de hidrógeno necesario para cinco días sin producción

**Ecuación 18.** Ley de los gases ideales

**Ecuación 19.** Masa almacenada por tanque

**Ecuación 20.** Número de tanques necesario

**Ecuación 21.** Energía total que debe producir la instalación fotovoltaica

**Ecuación 22.** Consumo del equipo de hidrógeno

**Ecuación 23.** Potencial de generación de hidrógeno

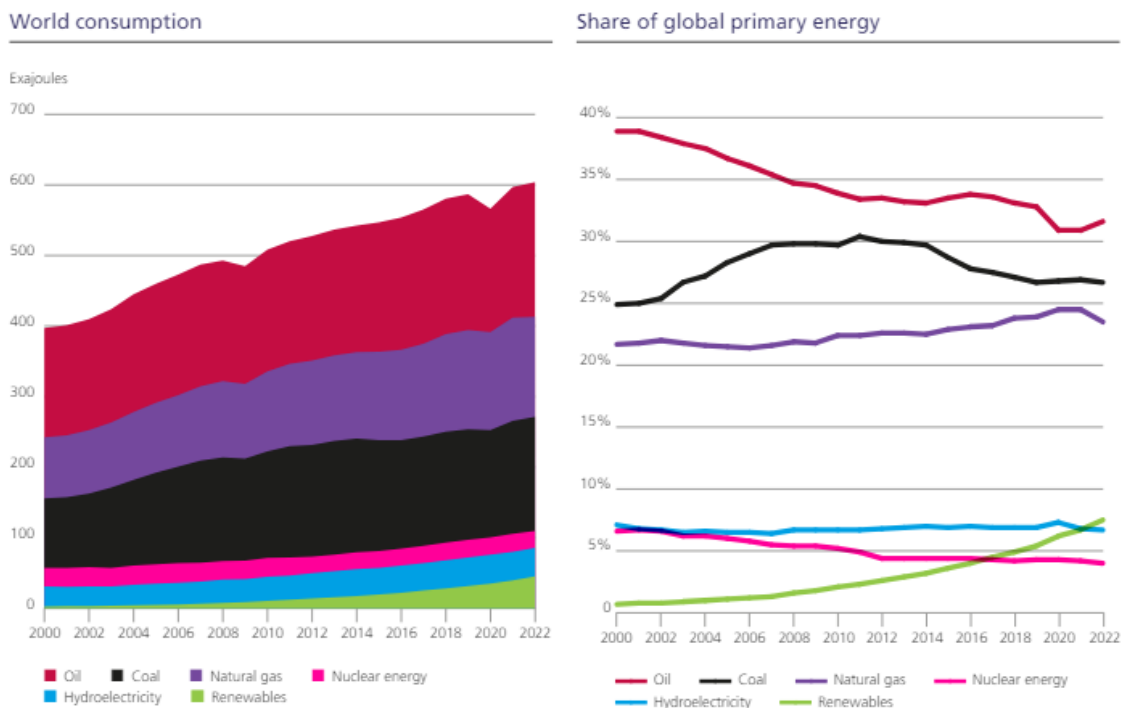


# 1. Introducción

## 1.1. Contexto actual

Desde finales del siglo pasado existe una creciente preocupación por los efectos del cambio climático, en el último tercio del siglo se tomó conciencia del peligro que suponía la utilización de combustibles y procesos que generen gases de efecto invernadero (GEI). En 1988 se creó el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), en este grupo se advirtió a la comunidad internacional de la necesidad de reducir los GEI y gracias a este organismo se creó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Basándose en los principios de la convención se llegó al acuerdo conocido como Protocolo de Kioto, dónde los países industrializados se comprometían a reducir sus emisiones. A raíz de estas acciones han surgido distintos acuerdos, como el acuerdo de Copenhage o el más conocido Acuerdo de París, y organismos para contribuir en la lucha contra el cambio climático. (Bolin, 2007)

Al desafío que supone el cambio climático se suma el hecho de que la producción energética actual se basa en gran medida en la utilización de combustibles fósiles como se puede ver en el gráfico 1, se puede apreciar una tendencia al alza de las renovables que indican un mayor nivel de concienciación, aunque todavía queda un largo camino en la transición energética.



**Gráfico 1.** Energía primaria consumida y procedencia de esta energía  
Fuente: Energy Institute (2023)

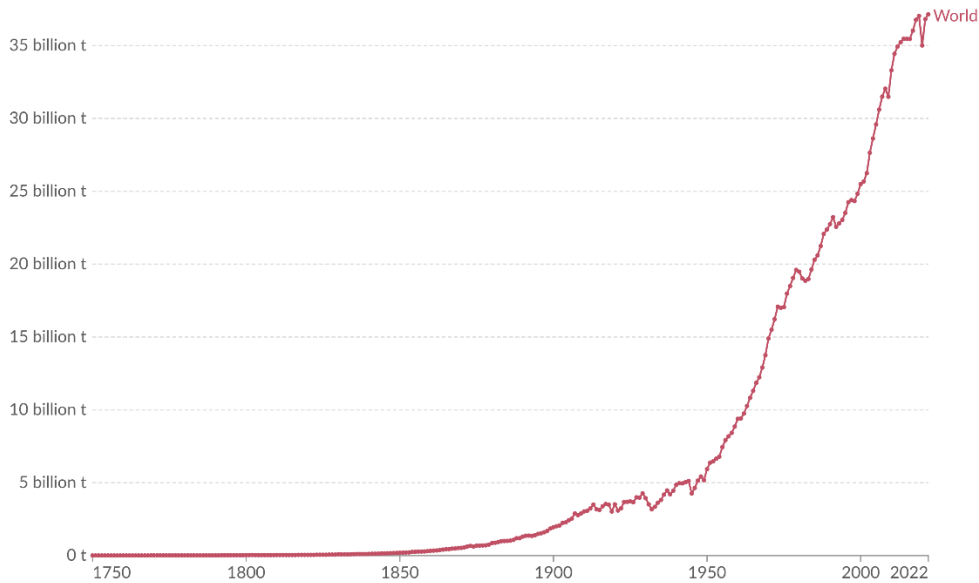


Otro factor que contribuye al calentamiento global es el aumento de la población y el avance tecnológico, como se puede apreciar en gráfico 2, se puede observar un aumento generalizado de las emisiones y si se compara con los gráficos 3 y 4, se puede observar una tendencia al alza que sugiere una relación proporcional entre el crecimiento poblacional y el avance tecnológico con las emisiones derivadas.

### Annual CO<sub>2</sub> emissions



Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions from fossil fuels and industry<sup>1</sup>. Land-use change is not included.

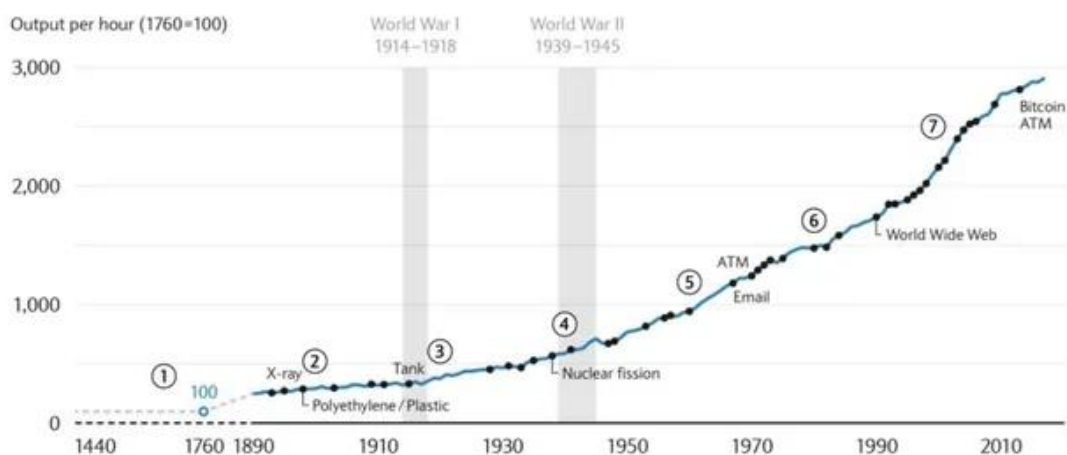


Data source: Global Carbon Budget (2023)

OurWorldInData.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions | CC BY

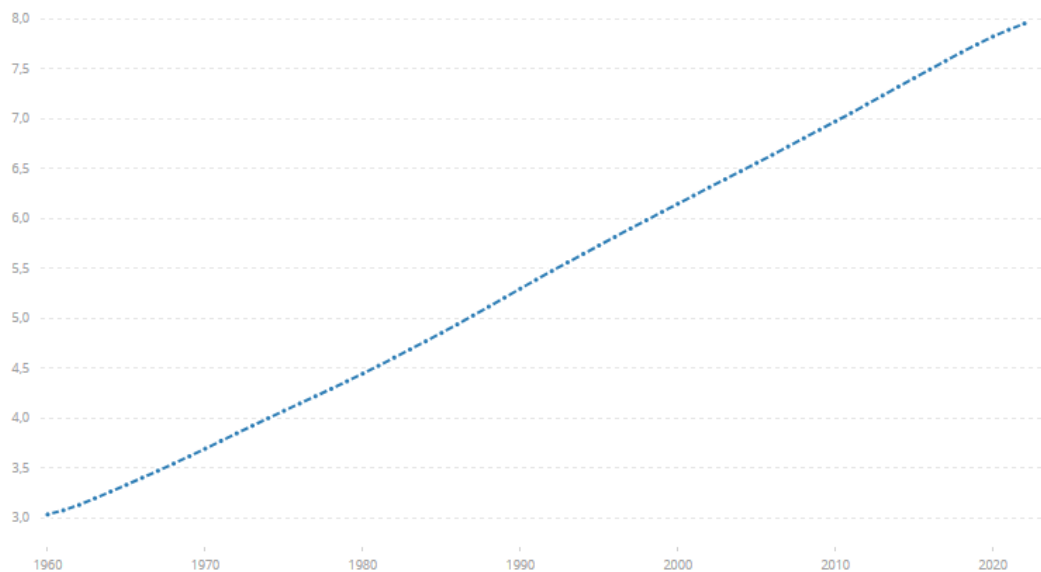
**Gráfico 2.** Emisiones totales anuales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), excluido el cambio de uso del suelo, medidas en toneladas.

Fuente: Global Carbon Budget (2023) – adaptado por Our World in Data



**Gráfico 3.** Aumento de la productividad e hitos de innovación

Fuente: World Economic Forum (2018) basado en Barclays Equity Gilt Study 2018



**Gráfico 4.** Población mundial en miles de millones

Fuente: Banco Mundial “Población, total” en miles de millones

Por estas razones la humanidad afronta uno de los retos más importantes para asegurar el futuro sostenible del planeta, el encontrar un modelo productivo en el que se contemple una demanda energética creciente al ritmo del crecimiento poblacional, los correspondientes avances tecnológicos y una significativa reducción de las emisiones a nivel global. Una de las claves que podría suponer un avance más que significativo es la utilización de combustibles con cero emisiones, como los biocombustibles, el hidrógeno o el amoníaco; o la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables como son la eólica, la energía solar o la hidráulica.

En el contexto actual existe cierta incertidumbre sobre el futuro energético debido a que la investigación científica brinda alternativas para remediar la situación, pero muchas de éstas requieren de mayor madurez, investigación y desarrollo por la complicación de una transformación integral del modelo productivo. Un gran ejemplo es el hidrógeno verde, que está considerado una de las alternativas más atractivas, por su abundancia, su posibilidad de integración a distintos niveles de la cadena de valor o por su posible aplicación en la industria automovilística y de transportes. En contrapartida, aún se requiere de mucha investigación y desarrollo en el equipamiento que requiere su producción, como los electrolizadores o el propio almacenamiento del hidrógeno, para convertir al hidrógeno en un combustible económicamente viable.

## 1.2. Motivación y justificación

Las energías renovables parecen ser los actores principales en la transición energética, ya existen ejemplos de países en el mundo que son capaces de abastecerse casi en su totalidad con energías renovables. De las diferentes alternativas renovables, tiene sentido apuntar a la solar como un potencial protagonista de cara al futuro por razones como: la limpieza de esta energía en términos de emisiones y que está considerada una fuente energética inagotable, o prácticamente inagotable, debido a que a la estrella del sistema solar le quedan todavía unos 5 mil millones de años antes que se acabe su suministro de hidrógeno.

La principal razón por la que no es la principal fuente de generación eléctrica actualmente es su fuerte dependencia del clima y se suman las existentes limitaciones tecnológicas respecto al almacenamiento a gran escala y gestión posterior de la energía. Por tanto, se debe hacer énfasis en el estudio, investigación y desarrollo de proyectos que abarquen tanto este tipo tecnologías como alternativas de combustibles que puedan integrarse y colaborar en el proceso de descarbonización industrial.

El hidrógeno podría jugar un papel fundamental en el almacenamiento de energía a gran escala, pero debe superar diversas barreras que están limitando su producción. En primer lugar, el coste de producción del hidrógeno todavía es muy elevado en comparación con las alternativas convencionales, especialmente en el caso del hidrógeno verde se requiere de un mayor desarrollo e investigación, debido a que en la actualidad presenta un coste nivelado de hidrógeno (LCOH, *Levelized Cost of Hydrogen*) de 2 a 3 veces superior respecto al hidrógeno azul, producido a partir de combustibles fósiles con captura del dióxido de carbono.

De forma que en este proyecto se pretende hacer una incursión en la combinación de estas dos tecnologías para cubrir la demanda de una vivienda, a modo de avance se debe entender que este tipo de proyectos actualmente no tienen un atractivo económico suficiente como para atraer grandes sumas de inversión. Sin embargo, existe una tendencia que está creciendo paulatinamente entre los gobiernos de las principales potencias del mundo, referente a la inversión en la investigación y el desarrollo de tecnologías de producción e integración del hidrógeno en su modelo productivo, al mismo tiempo que el desarrollo y avance indican una significativa reducción de los costes a largo plazo. Sin embargo, se está tomando conciencia que el futuro energético no debe medirse en rentabilidades, sino en términos de calidad de vida y sin duda la combinación de la energía solar fotovoltaica con el hidrógeno verde son sinónimos de emisiones prácticamente nulas, lo que se traduce irremediablemente en mayor respeto por el ambiente y mejores condiciones de vida para las especies que habitan el mundo.



## 2. Marco Teórico

### 2.1. Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica y el más abundante del universo conocido. Constituye más del 70% de la materia del universo visible, forma parte de la masa de las estrellas en su fase inicial, según los expertos, el hidrógeno habría sido el primer elemento en constituirse de todos y es indispensable para la formación del agua. (Ondarse, 2017)

Descubierto por el físico y químico británico Henry Cavendish en 1766, en su forma más conocida, el protio, el átomo de hidrógeno es el más liviano conocido y su estructura atómica está compuesta por un único electrón en la capa externa y un protón en el núcleo. Es un átomo no metálico y altamente oxidable, en condiciones normales (25°, 1 atm) el hidrógeno presenta una densidad de 0,0893 kg/m<sup>3</sup>, es un gas incoloro e inodoro y en su forma diatómica gaseosa es muy inflamable, ya que reacciona de manera espontánea con elementos oxidantes.

El hidrógeno forma un papel fundamental en el agua por su capacidad de formar puentes de hidrógeno, un ejemplo es su alta capacidad como disolvente, expertos afirman que es el líquido que más sustancias disuelve. Esta capacidad es debida a la forma de la molécula, dos átomos de hidrógeno unidos al oxígeno por enlaces covalentes que, aunque presenta una carga total neutra, su distribución asimétrica de electrones la convierte en una molécula polar.

Alrededor del oxígeno se concentra una densidad de carga negativa, dejando parcialmente desprovistos de sus electrones, a los núcleos de hidrógeno que, en consecuencia, presentan una densidad de carga positiva. Por tanto, en la práctica la molécula de agua se comporta como un dipolo, estableciendo interacciones dipolo-dipolo entre las propias moléculas de agua, formando enlaces o puentes de hidrógeno, debido a que la carga parcial negativa del oxígeno atrae electrostáticamente a las cargas parciales positivas del hidrógeno de las moléculas adyacentes. De esta forma en cada molécula de agua se disponen otras cuatro unidas por puentes de hidrógeno, permitiendo que en el agua se forme una estructura reticular responsable de su comportamiento anómalo y atribuyendo al agua la capacidad de formar puentes de hidrógeno con otras sustancias con grupos polares o con carga iónica, ésta es quizá la propiedad más importante para la vida y el principal responsable es el hidrógeno.

<i>Hydrogen Analysis Resource Center: Hydrogen Properties</i>		
<b>Properties</b>	<b>Values</b>	<b>Units</b>
Autoignition temperature	500	°C
Boiling point (1 atm)	-252,9	°C
Density (NTP)	0,08375	kg/m <sup>3</sup>
Diffusion coefficient in air (NTP)	0,610	cm <sup>2</sup> /s
Enthalpy (NTP)	3858,1	kJ/kg
Entropy	53,14	J/g-K
Flame temperature in air	2045	°C
Flammable range in air	4.0 - 75.0	vol%
Ignition energy in air	2 x 10 <sup>-5</sup>	J
Internal Energy (NTP)	2648,3	kJ/kg
Molar mass	1,00797	g/mol
Specific gravity (air = 1) (NTP)	0,0696	
Specific volume (NTP)	11,94	m <sup>3</sup> /kg
Specific heat at constant pressure, C <sub>p</sub> (NTP)	14,29	J/g-K
Specific heat at constant volume, C <sub>v</sub> (NTP)	10,16	J/g-K
Thermal conductivity (NTP)	0,1825	W/m-K
Viscosity (NTP)	8.813 x 10 <sup>-5</sup>	g/cm-sec
Notes:		
[1] NTP (normal temperature and pressure) = 20 °C (68 °F) and 1 atm;		
[2] Reference state: Internal Energy U=0 at 273.16 K for saturated liquid; Entropy S=0 at 273.16 K for saturated liquid.		
[3] The autoignition temperature depends on hydrogen concentration (minimum at stoichiometric combustion conditions), pressure, and even the surface characteristics of the vessel. Reported figures range from 932-1085 °F according to source [a].		

**Tabla 1.** Propiedades básicas del hidrógeno  
Fuente: h2tools

### 2.1.1. Actualidad y economía del hidrógeno

Julio Verne escribió en *La isla misteriosa* (1874): “Creo que un día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno que la constituyen, utilizados aislada o simultáneamente, proporcionarán una fuente de calor y de luz inagotable”. El fascinante pronóstico de Verne en el siglo XIX sobre el futuro del hidrógeno es una realidad en el siglo XXI. (Parrilla y Grau, 2022)

Si la década de 1990 corresponde a los años de la energía eólica, la primera década de este siglo, a los años de la energía solar, y la década de 2010, a los años de las baterías, la década de 2020 podría encauzarnos hacia una nueva frontera de la transición energética: el hidrógeno. Difícilmente pasa una semana sin un nuevo proyecto o avance importante en materia de hidrógeno. En tan solo los últimos cinco años, más de 30 países han puesto en marcha o comenzado a preparar estrategias nacionales de hidrógeno. (Van de Graaf, 2022)

En la actualidad, la problemática ambiental convierte en imperativo el encontrar sustitutos energéticos para los combustibles no renovables por fuentes renovables con emisiones mínimamente contaminantes. La transición energética en sectores con dificultad de descarbonización como la aviación o el transporte de carga marítimo, requieren de un cambio de paradigma dada su dificultad para la electrificación, se deben sustituir sus insumos y combustibles con altas emisiones contaminantes por otros con bajo o nulo impacto ambiental.

Es aquí donde el hidrógeno generado con energías renovables, también conocido como hidrógeno verde, puede jugar un papel fundamental debido a su contenido energético por unidad de masa, superando ampliamente a los combustibles tradicionales como la gasolina como se puede observar en la siguiente tabla.

Fuel	LHV (MJ/kg)	HHV (MJ/kg)	Stoichiometric		Flame Temperature (°C)	Min. Ignition Energy (MJ)	Autoignition Temperature (°C)
			Air/Fuel Ratio (kg)	Combustible Range (%)			
Methane	50.0	55.5	17.2	5–15	1914	0.30	540–630
Propane	45.6	50.3	15.6	2.1–9.5	1925	0.30	450
Octane	47.9	51.1	0.31	0.95–6.0	1980	0.26	415
Methanol	18.0	22.7	6.5	6.7–36.0	1870	0.14	460
Hydrogen	119.9	141.6	34.3	4.0–75.0	2207	0.017	585
Gasoline	44.5	47.3	14.6	1.3–7.1	2307	0.29	260–460
Diesel	42.5	44.8	14.5	0.6–5.5	2327		180–320

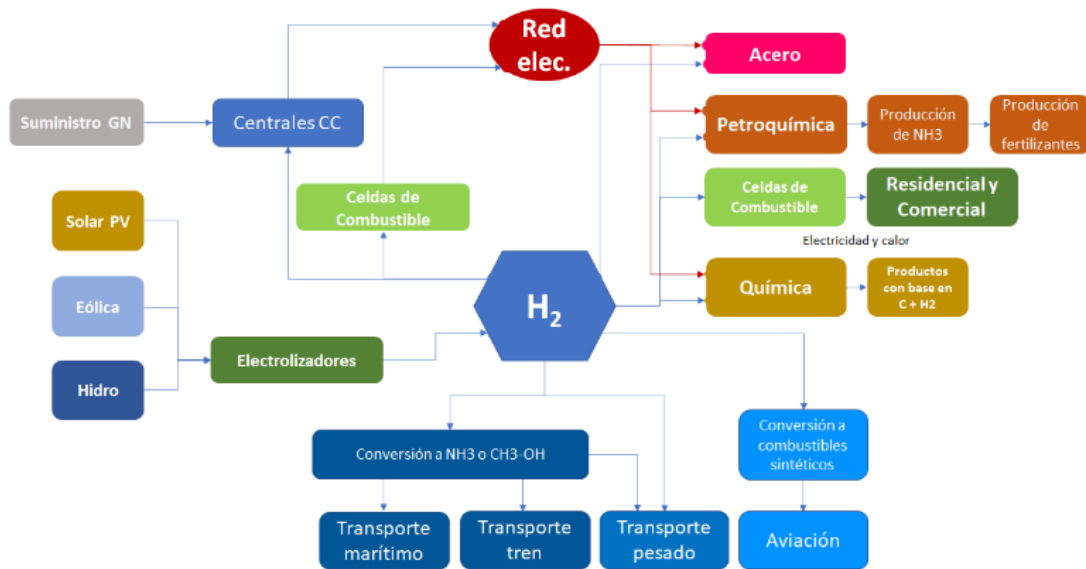
**Tabla 2.** Comparativa del hidrógeno con otros combustibles.  
Fuente: Gupta (2008)

Conocidas sus características y poder energético, su versatilidad le permite incorporarse a la economía generando una sinergia perfecta en el camino de la reducción de emisiones, se prevé que se incorpore como engranaje en la mayoría de industrias desplazando e incluso sustituyendo a los actuales combustibles. De sus posibles aplicaciones, éstos son algunos ejemplos:

- Almacenamiento de energía
- Insumo en la producción de combustibles como el metano
- Uso como combustible para la movilidad sostenible
- Materia prima para la producción de amoníaco y fertilizantes
- Generación de energía mediante pila de combustible

“La multiplicidad de aplicaciones se resume en el concepto “Power to X”, que significa que la energía renovable se transforma en un vehículo energético (en este caso el hidrógeno) para diversas utilidades ya sea como combustible o insumo.”

(INECC, 2022)



**Figura 1.** Usos finales probables del hidrógeno verde.

Fuente: INECC (2022)



## 2.1.2. Tipos de hidrógeno

Siguiendo el enfoque de la descarbonización, una ventaja sumamente importante es que el hidrógeno presenta nulas emisiones en su uso final, en el caso de pilas de combustible la emisión resultante será el agua. Se puede afirmar que las emisiones de efecto invernadero de los procesos que utilicen hidrógeno serán nulas o prácticamente nulas, por tanto, podría considerarse el combustible perfecto, pero como no está presente de forma libre en la naturaleza, su condición de vector energético hace que su obtención necesariamente sea a partir de un proceso productivo que requerirá de un aporte energético.

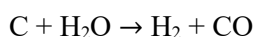
Si bien el hidrógeno no da lugar a gases de efecto invernadero, el proceso asociado sí puede generar emisiones, por tanto, se introduce el concepto de tipos de hidrógeno, o escala de colores del hidrógeno, para referirse al proceso por el que se ha conseguido, teniendo como variable principal a analizar y que dará lugar a la categorización, por colores, las fuentes de energía primaria y sus emisiones asociadas que produce el proceso y el post-procesado para su obtención. La escala de clasificación por colores, aunque no está completamente estandarizada, si que cuenta con un consenso bastante extendido para la distinción de los tipos de hidrógeno. En la figura 2 se muestra un esquema resumen de la escala de colores.



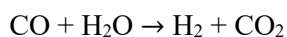
**Figura 2.** Esquema resumen de los tipos de hidrógeno  
Fuente: Apilados (2022)

## Hidrógeno negro/marrón

El hidrógeno negro/marrón es producido, principalmente, mediante gasificación de carbón, negro en caso de ser carbón bituminoso y marrón en caso de emplearse lignito. Estos procesos de gasificación son los procesos con los que se producía el gas para el alumbrado público a finales del siglo XIX. El proceso simplificado es sencillo, se realiza a altas temperaturas y presión, consiste en hacer pasar vapor a través de una capa de coque, calentándolo hasta 800 - 1300 °C, generando la siguiente reacción:



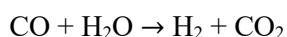
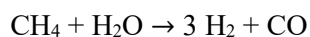
Que para mitigar la presencia del monóxido de carbono y aumentar la riqueza del hidrógeno obtenido, suele emplearse una reacción de desplazamiento del gas de agua, de la siguiente forma:



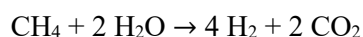
De esta forma se consiguen reducir las emisiones de monóxido de carbono, pero en el proceso se siguen generando cantidades elevadas de dióxido de carbono que son vertidas a la atmósfera con el consiguiente daño ambiental.

## Hidrógeno gris

Actualmente el más utilizado, el hidrógeno gris hace referencia a los procesos de reformado con vapor del gas natural, otros hidrocarburos ligeros como el metano o gases licuados de petróleo (SMR en inglés "*Steam Methane Reforming*"). En el proceso se calientan a alta temperatura y presión, vapor de agua y gas natural sobre un catalizador de níquel, el resultado es el syngas, que es una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, que posteriormente, mediante una reacción de cambio de gas a agua a temperaturas más bajas, se consigue producir más hidrógeno y mitigar las emisiones de monóxido de carbono. A continuación, se detalla la serie de reacciones:



Reacción global:



El metano y el agua aportan cada uno 2 moléculas de hidrógeno. El hidrógeno se extrae de esta mezcla de gases mediante un proceso conocido como adsorción por oscilación de presión, lo que aumenta la energía necesaria, y por tanto la emisión de CO<sub>2</sub>. (Kilner, 2022)

### **Hidrógeno amarillo**

El hidrógeno amarillo es aquel cuyo proceso de obtención es la electrólisis del agua empleando como aporte energético la electricidad de la red eléctrica, cuyas emisiones son directamente proporcionales al proceso utilizado para generar la electricidad, de forma que, si el país cuenta con una infraestructura de energías renovables que cubran toda la demanda energética este proceso, como ejemplos Islandia y Noruega, se podría considerar este hidrógeno con nulo impacto ambiental. Sin embargo, en el resto de países, que no cuentan con tal infraestructura este hidrógeno tiene el impacto que conlleva la generación eléctrica.

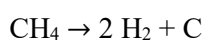
Respecto a la electrólisis al ser un aspecto fundamental en la generación de hidrógeno se dedica el apartado 2.1.3. en el que se explica en detalle, tanto el proceso como la tecnología capaz de llevarlo a cabo.

### **Hidrógeno azul**

El hidrógeno azul sigue un proceso similar que el hidrógeno gris, con una diferencia que hace que tenga un impacto ambiental sustancialmente menor, en lugar de emitir el CO<sub>2</sub> derivado de la producción a la atmósfera se emplea un sistema de captura de carbono para posterior almacenamiento. Estos sistemas permiten absorber casi la totalidad (80-90%) del carbono, que posteriormente, mediante un aumento de la temperatura y posterior compresión se almacena, de esta forma se reducen significativamente las emisiones. Pero no se eliminan al completo, además, en el proceso se debe hacer un aporte energético adicional, por lo que la eficiencia global es menor que en el gris.

### **Hidrógeno turquesa**

El hidrógeno turquesa es el tipo de hidrógeno que se produce mediante pirólisis de combustibles fósiles, principalmente gas natural, el proceso consiste en una descomposición térmica del combustible para generar únicamente hidrógeno y carbón sólido, véase en la reacción. Aunque este tipo de tecnología todavía se encuentra en fase de desarrollo en lo referente a la producción de hidrógeno, actualmente es la principal forma de producción del carbono black.

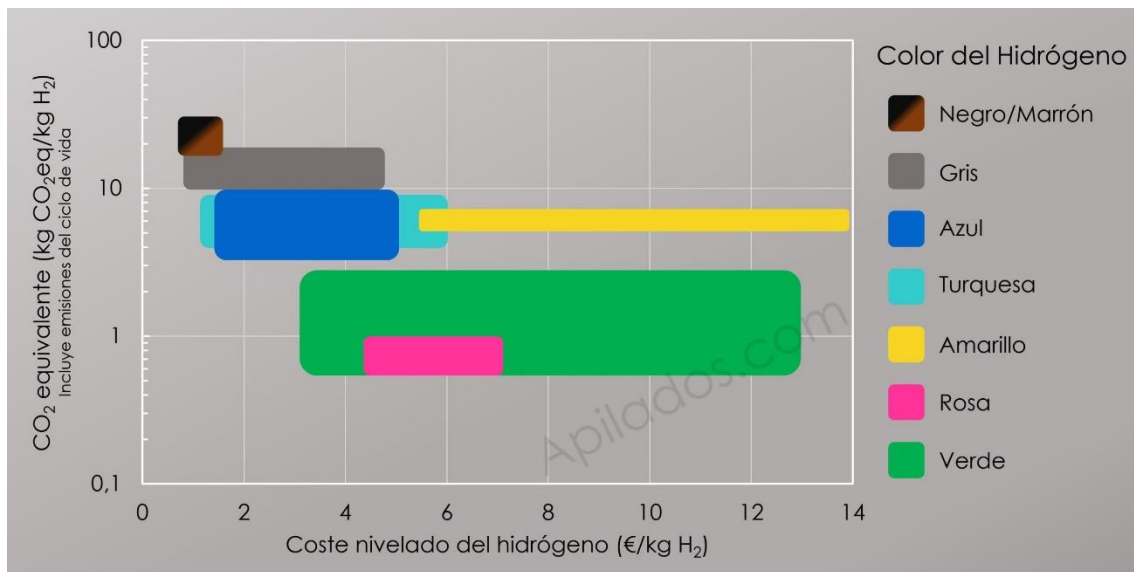


## Hidrógeno rosa

El hidrógeno rosa funciona siguiendo el mismo proceso que el hidrógeno amarillo; se obtiene mediante electrólisis del agua empleando un suministro eléctrico externo. Sin embargo, en este caso, se consiguen unas emisiones casi nulas, pues para entrar dentro de la categoría de rosa, la electricidad debe ser suministrada por una central nuclear.

## Hidrógeno verde

El hidrógeno verde recibe su nombre por sus nulas emisiones y es, sin duda, la ruta a seguir para conseguir un modelo de producción sostenible y con mínimo impacto ambiental. Se obtiene mediante electrólisis del agua utilizando como aporte energético electricidad generada por fuentes renovables, de forma que existe una amplia gama de procesos que pueden cubrir ese aporte, los principales la energía solar y eólica, pero también se puede utilizar hidroeléctrica, mareomotriz o undimotriz.



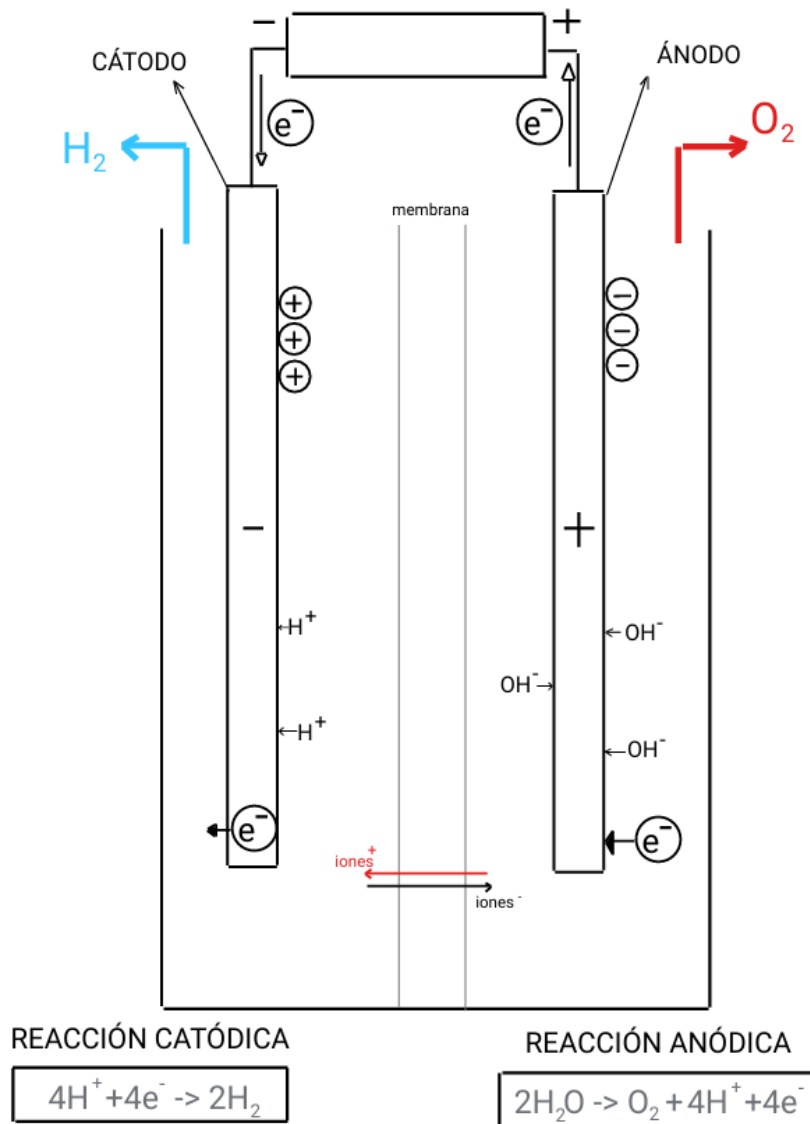
**Figura 3.** Diagrama comparativo de las principales tecnologías de producción de hidrógeno en términos de emisiones equivalentes de su ciclo de vida y el coste nivelado del hidrógeno producido.

Fuente: Apilados (2022)

### 2.1.3. Electrólisis

El principio físico tras la electrólisis lo constituyen las leyes de Faraday, la primera señala que: “La cantidad de sustancia depositada o liberada en un electrodo es directamente proporcional a la cantidad de electricidad (carga) que pasa por él”. (INECC, 2022)

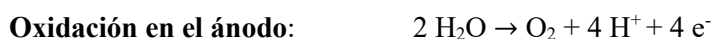
Se define por tanto la electrólisis como el proceso en el que, mediante la administración de corriente eléctrica, se logra que el electrolito se disocie en sus iones constituyentes como se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 4.** Proceso de electrólisis del agua.  
Fuente: Elaboración propia

En la figura se puede observar, de forma simplificada, el proceso de electrólisis del agua. Que funciona de la siguiente manera: se conecta una fuente de alimentación a dos electrodos, generalmente de acero inoxidable o platino; el electrodo conectado al polo negativo de la fuente de alimentación recibe el nombre de cátodo y el positivo ánodo; ambos sumergidos en el agua que cumple el papel de electrolito.

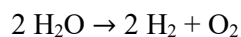
En cada electrodo se produce un proceso distinto, en el ánodo se produce el proceso llamado oxidación, en este se atraen las cargas negativas del agua que es el oxígeno, formando iones de este para finalmente formar oxígeno gaseoso e iones de hidrógeno, como se puede observar en la reacción:



Mientras en el cátodo se produce el proceso llamado reducción, por el cátodo salen los electrones que perdió el oxígeno, por lo que se atraen las cargas positivas del agua que son los iones de hidrógeno que previamente se formaron. Al tener iones de hidrógeno en combinación con los electrones se forma el hidrógeno gaseoso, como muestra la reacción:



Por tanto, la reacción total de la celda queda definida según la siguiente expresión:



Como se ha expuesto, el principio de la electrólisis del agua es un proceso relativamente simple y permite que se realice con variantes tecnológicas distintas, basadas cada una en diversos aspectos fisicoquímicos y electroquímicos. De esta forma se recogen principalmente cuatro tecnologías que se distinguen según el electrolito utilizado y la temperatura de operación.

## 2.1.4. Tipos de electrolizadores

Los electrolizadores son dispositivos que utilizan electricidad para separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno del agua, para conseguir así hidrógeno sin emisiones contaminantes. Existen diferentes tecnologías electrolíticas, cada una con sus ventajas e inconvenientes. Principalmente, se dividen en cuatro tipos más o menos desarrollados a nivel industrial: electrólisis alcalina convencional, electrólisis de membrana polimérica protónica, electrólisis de membrana polimérica de intercambio aniónico y electrólisis de estado sólido. (Parrilla y Grau, 2022)

Antes de entrar a valorar y comparar los distintos tipos de electrolizadores se deben conocer algunos aspectos, generalmente los electrolizadores tienen un conducto de suministro de agua que alimenta al *stack*, se denomina *stack* al compartimento en el que se produce la electrólisis. Este compartimento tiene diversas celdas electrolíticas, cada una con su ánodo y cátodo pertinentes y entre ellos se sitúa el electrolito, cuya composición permite el flujo de iones de la molécula de agua e imposibilita el paso de la otra parte. En función de la tecnología del electrolizador se emplean diferentes electrolitos y tipos de reacción distintas, pero en todos se obtienen oxígeno en la parte positiva e hidrógeno en la negativa.

Aunque el *stack* se podría considerar el corazón del electrolizador, existen elementos tan imprescindibles como éste tales como: el sistema de gestión, suministro y control de agua, debido a que la eficiencia del proceso es directamente proporcional a la pureza del agua, sistema de tratamiento y almacenaje de gases y equipos de control y seguridad entre otros.

Technical characteristics of four water electrolysis technologies.

Type	ALK	PEM	AEM	SOEC
Temperature (°C)	60-80 [22]	50-80 [22]	40-60 [18]	700-850 [18]
Current density(A/cm <sup>2</sup> )	0.2-0.4 [22]	0.6-2.0 [22]	0.2-2.0 [18]	0.3-1.0 [22]
Cell Voltage (V) [23]	1.8-2.4	1.8-2.2	1.4-2.0	0.95-1.3
Pressure (Bar) [18]	<30	<70	<35	1
Efficiency (%) [18]	50-78	50-83	57-59	89 (Laboratory)
Cost [23]	\$600/kW	\$750/kW	-	\$200/kW
Life time (hour) [18]	60000	>30000	50000-80000	20000
H <sub>2</sub> Purity (%) [18]	99.5-99.9998	99.9-99.9999	99.9-99.9999	99.9
Development situation [18]	Industry	Commercial	Laboratory	Laboratory

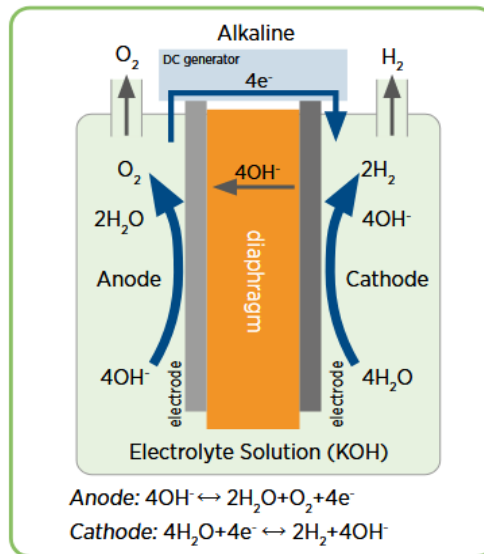
**Tabla 3.** Características técnicas de cuatro tecnologías de electrólisis del agua.  
Fuente: Guo et al., (2023)

- **Electrolizador alcalino (ALK)**

Los electrolizadores alcalinos son la tecnología más desarrollada y comercial dentro de las principales variables tecnológicas, debido a que para su producción no requiere de metales preciosos y sus componentes son fáciles de encontrar en la industria, es una tecnología relativamente económica y sencilla, por lo que es de fácil mantenimiento. Sin embargo, presenta un inconveniente técnico, las densidades de corriente que se obtienen son bajas por trabajar dentro de unos límites de operación para evitar la mezcla de hidrógeno y oxígeno, perdiéndose por tanto parte de la energía producida.

Su tecnología basa su principio de funcionamiento en el proceso de electrólisis en un medio alcalino ( $\text{pH} > 7$ ), se produce la reducción en el cátodo y el agua es reducida a hidrógeno y  $\text{OH}^-$ , el  $\text{OH}^-$  resultante pasa a través de la membrana hacia el ánodo, en éste se produce la oxidación. El ion hidroxilo  $\text{OH}^-$  se oxida y da lugar a  $\text{O}_2$  y agua, este proceso se puede observar de forma más gráfica en la figura 5.

Están compuestos por: electrodos generalmente fabricados por materiales resistentes a la corrosión como níquel, acero inoxidable o materiales recubiertos con catalizadores como óxidos de níquel; el electrolito, generalmente una solución alcalina de hidróxido de potasio  $\text{KOH}$ , o menos comúnmente hidróxido de sodio ( $\text{NaOH}$ ), en concentraciones del 20- 40 %; diafragma o membrana, son separadores porosos que sirven para que se mantenga el hidrógeno y oxígeno separados pero permiten el paso de iones, en la industria se pueden encontrar fabricados en distintos materiales, pero principalmente en polímeros especiales o amianto.



**Figura 5.** Funcionamiento de electrolizador alcalino (ALK)  
Fuente: IRENA (2020)



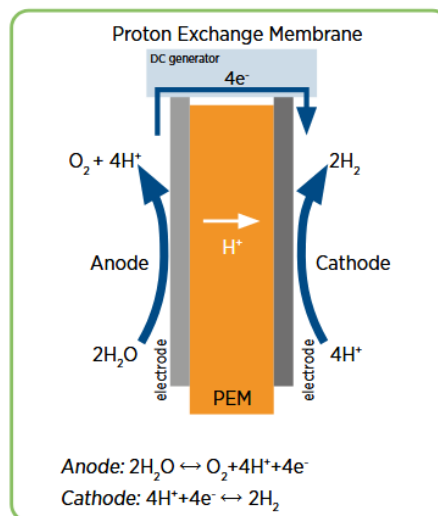
- **Electrolizador de membranas de intercambio protónico (PEM)**

Los electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM, *Proton Exchange Membrane*) fueron desarrollados para solventar los problemas técnicos que presentaban los alcalinos, por ejemplo, el problema de mezcla de gases del cátodo y ánodo por utilizar la malla de amianto o las bajas densidades de corriente. Para superar estas limitaciones, a principios de 1960, se inventó y desarrollo la tecnología PEM, por Thomas Grubb y Leonard Niedrach de General Electric, utilizando un ionómero fluorado ácido como electrolito sólido.

Utilizando una membrana de intercambio de protones, no solo se permite la conducción de protones, también aísla los gases de ánodo y cátodo, las ventajas clave de este tipo de tecnologías frente a los electrolizadores alcalinos son la alta densidad de corriente, una mayor eficiencia y un aumento de la tasa de producción de hidrógeno y su pureza.

En el proceso electrolítico de los electrolizadores de membrana de intercambio protónico se transportan protones de ánodo a cátodo, las moléculas de oxígeno de carga negativa liberan electrones en el ánodo para formar protones  $H^+$ , electrones  $e^-$  y  $O_2$ , los iones  $H^+$  viajan a través de la membrana hacia el cátodo, donde combinados con electrones se forma el  $H_2$ . Se puede observar mejor este proceso en la figura 6.

Se componen de: membrana de intercambio protónico que actúa como electrolito sólido permitiendo el paso de protones, comúnmente hecha de Nafion; electrodos, en el ánodo soportes de titanio recubiertos por capas catalíticas de óxidos de metales nobles, en el cátodo, soportes de carbono o titanio recubiertos por una capa de platino; difusores de gas (GDL, *Gas Diffusion Layers*) que facilitan la difusión de gases reactivos hacia los electrodos; placas bipolares que conducen la corriente y distribuyen reactivos y productos a través de los canales de flujo, se componen de acero inoxidable, titanio o recubrimientos de carbono.



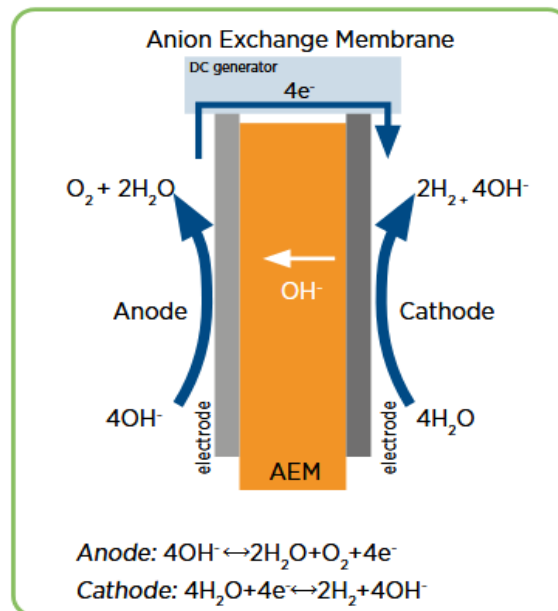
**Figura 6.** Funcionamiento de electrolizador de membranas de intercambio protónico (PEM)  
Fuente: IRENA (2020)

- **Electrolizador de membranas de intercambio aniónico (AEM)**

Los electrolizadores de membranas de intercambio aniónico (AEM, *Anion exchange membrane*) son una tecnología novedosa para la producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua, combinando características de los electrolizadores alcalinos y de membrana de intercambio protónico, ofrece potenciales beneficios en términos económicos y de eficiencia. Sin embargo, todavía requieren de investigación y desarrollo debido a que actualmente la producción de hidrógeno solo puede alcanzar el nivel de kilovatios. Se muestra en la figura 7 el principio de funcionamiento.

La tecnología AEM se desarrolló para solventar el problema del elevado coste de producción de hidrógeno con las tecnologías convencionales, evitando el uso de catalizadores con metales nobles y componentes libres de titanio. En el cátodo las moléculas de agua son reducidas a  $H_2$  y  $OH^-$  y éste último fluye al ánodo a través de la membrana de intercambio aniónico, en el ánodo, al perder electrones, el  $OH^-$  se recombina en moléculas de agua y oxígeno. (Guo et al., 2023)

La principal diferencia entre AEM y ALK es que la tecnología AEM reemplaza la malla de asbesto por la membrana de intercambio aniónico, ambas utilizan soluciones alcalinas, pero en ésta última la concentración es menor para evitar la formación de  $CO_2$  generado por las sales, que reduce la eficiencia del sistema.



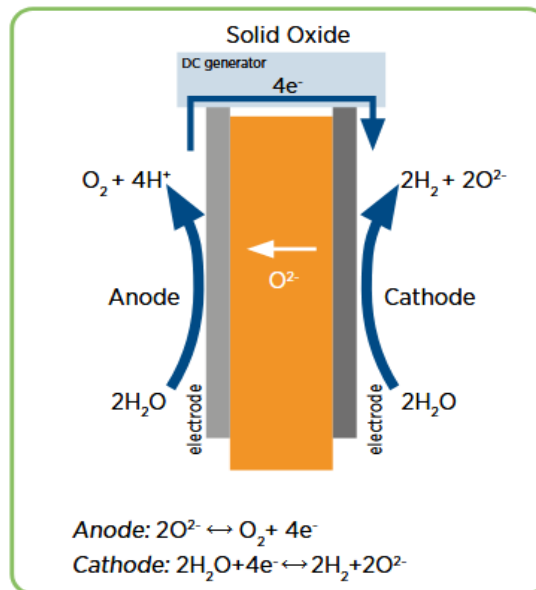
**Figura 7.** Funcionamiento de electrolizador de membranas de intercambio aniónico (AEM)  
 Fuente: IRENA (2020)

- **Celda de electrolizador de óxido sólido (SOEC)**

La SOEC es una tecnología de producción de hidrógeno a altas temperaturas. En comparación con la tecnología de electrólisis existente, la alta temperatura del entorno SOEC da lugar a una buena termodinámica y cinética de reacción. El entorno de alta temperatura reduce el voltaje de equilibrio de la batería, reduciendo así la demanda de energía y mejorando enormemente la eficiencia de conversión de energía. (Guo et al., 2023)

En el proceso de funcionamiento de las celdas de electrolizador de óxido sólido, en el cátodo las moléculas de agua se reducen a iones de hidrógeno y oxígeno, los iones de oxígeno llegan al ánodo a través de la membrana de intercambio iónico y se reducen a oxígeno.

El funcionamiento a altas temperaturas (700- 850 °C) y el uso de electrodos de níquel hace que disminuya la demanda de electricidad y parte de la energía para la separación se proporciona a través del calor. Otro aspecto a comentar es el alto potencial de reversibilidad que presenta funcionando como pila de combustible y electrolizador. Sin embargo, todavía se encuentran en fase de desarrollo y solo alcanzan la escala de kilovatios, aunque algunos proyectos de demostración han alcanzado ya el MW. (IRENA, 2020)

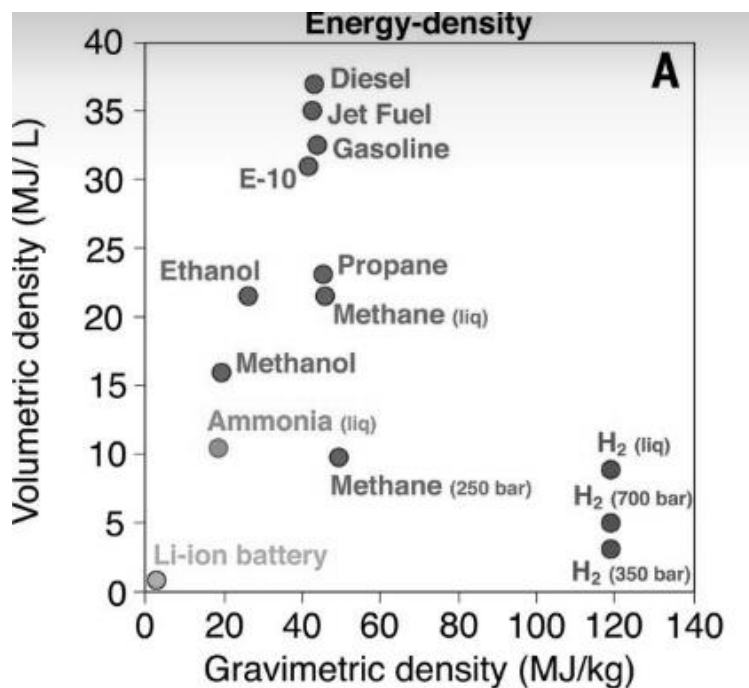


**Figura 8.** Funcionamiento de celda de electrolizador de óxido sólido (SOEC)  
Fuente: IRENA (2020)

## 2.1.5. Almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno de forma eficaz y segura es un factor clave para establecer exitosamente una economía basada en el hidrógeno como combustible. Actualmente existen factores tecnológicos limitantes que requieren de desarrollo e investigación para que se cumplan criterios fundamentales para su rentabilidad, entre estos se encuentran el coste de almacenamiento, el tamaño y durabilidad de los depósitos, la densidad energética y la seguridad.

Como se ha comentado anteriormente, el hidrógeno tiene el mayor potencial energético por unidad de masa que cualquier otro tipo de combustible, pero al ser el elemento con menor densidad presenta un reto en la cantidad de energía almacenable por unidad de volumen como se puede observar en el gráfico 5, por lo que se contemplan distintas formas de almacenarlo para mitigar este hecho. Fundamentalmente se valoran dos formas de almacenado según su portabilidad, estacionario y no estacionario, la forma de almacenarlo y en consecuencia la manera de transporte que se elija dependerá de la distancia que se debe transportar, el uso final y de la tecnología utilizada para este uso.



**Gráfico 5.** Comparativa energía-densidad de distintas fuentes de energía  
Fuente: DOE. (2015)

Actualmente existen distintas formas de almacenamiento, pero principalmente se contemplan las siguientes:

- Hidrógeno gaseoso
- Hidrógeno líquido
- Almacenamiento en portadores de hidrógeno
- Almacenamiento en sólidos

### **Hidrógeno gaseoso**

Generalmente el hidrógeno se produce a baja presión, entre 5 y 30 bar, a esta presión ocupa un gran volumen, de hecho, un kilogramo de hidrógeno a presión atmosférica ocupa alrededor de 11.000 litros o 11 m<sup>3</sup>, el mismo kg a 350 bar ocupa 38 litros y a 700 bar 24 litros. En la actualidad, la tecnología de almacenamiento más consolidada es el almacenamiento de hidrógeno presurizado en tanques de alta presión, que se pueden clasificar en tipos I, II, III, IV y un último tipo V en fase de desarrollo.

**Tipo I:** fabricados a partir de un cilindro totalmente metálico, principalmente acero, suelen ser de tamaños relativamente grandes, son los más económicos, pero también los más pesados y por lo general funcionan a presiones más bajas que los otros tipos de recipientes. Llegan a presiones máximas de 200 bar y la masa del metal requerida para contener la presión en los tanques de tipo I generalmente solo permiten un almacenamiento del orden de 1-2 % de la masa del cilindro.

**Tipo II:** fabricados en metal y envueltos de aros de material compuesto, al igual que los tipo I tienen una masa muy superior a la masa de hidrógeno que pueden almacenar, pero como ventaja permiten presiones de almacenaje de hasta 300 bar.

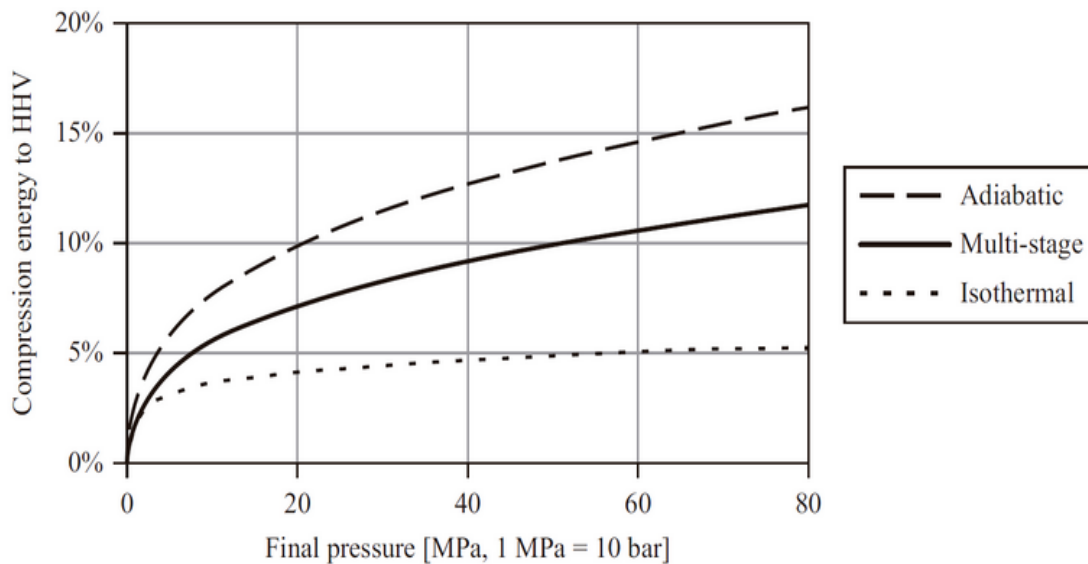
**Tipo III:** están formados por una delgada capa metálica, llamada *liner*, que es un cilindro metálico de capa delgada recubierto por materiales compuestos, como fibra de vidrio, aramida o fibra de carbono, que son los que soportan los esfuerzos mecánicos, mientras que el *liner* lo que hace es evitar el paso del hidrógeno. Los recipientes de tipo III ofrecen una ganancia de masa de hidrógeno del 25-75 % que los tipos I y II, por lo que se pueden utilizar cilindros más pequeños y livianos para almacenar la misma cantidad de hidrógeno, trabajan a una presión máxima de 700 bar.

**Tipo IV:** son los últimos de tipo comercial, de la misma forma que los tipo III, existe un cilindro interno (*liner*) pero en este caso están fabricados en polímeros como el polietileno de alta densidad, son más livianos y tienen una eficiencia de carga similar a los tipo III aunque no soportan carga mecánica. De la misma forma el *liner* evita el paso de hidrógeno y el compuesto el que aporta rigidez a la estructura.

**Tipo V:** son tanques elaborados completamente por materiales compuestos, son los más livianos y aunque están en fase de desarrollo, la presión máxima teórica ronda los 1000 bar.

Esta tecnología, en concreto en la industria automovilística, requiere que el hidrógeno este presurizado entre 350 y 700 bar, por lo que se utilizan depósitos de tipo III y IV en vehículos como el Toyota Mirai, el Hyundai Tucson y el Honda Clarity. A 350 y 700 bar, se estima que los tanques tipo IV puedan proporcionar el 5,5 y 5,2 % en peso de hidrógeno respectivamente, pero el elevado coste de los cilindros de materiales compuestos, además de la pesadez y voluminosidad de los tanques, relacionados con la baja densidad volumétrica del hidrógeno son las principales desventajas de esta tecnología, especialmente para aplicaciones móviles. (Langmi et al., 2022)

Otro inconveniente que presenta la presurización de hidrógeno, en especial para aplicaciones de transporte, es que requieren de hidrógeno presurizado a altas presiones, de forma que como muestra el gráfico 6, el coste energético para comprimir hasta altas presiones aumenta hasta más de un 15 % del poder calorífico superior. Lo que supone un coste operativo considerablemente alto y que dificulta la rentabilidad del proceso, sin embargo, este efecto se puede minimizar con compresiones multietapa.



**Gráfico 6.** Coste energético para la compresión de hidrógeno en función del PCS  
Fuente: SynerHy (2022).

## Hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>)

El hidrógeno se encuentra en estado gaseoso a temperatura ambiente, por lo que para conseguir que cambie de fase se debe recurrir a la licuación del mismo, que es el proceso de transformación de un elemento en estado gaseoso a líquido mediante la modificación y el control de sus condiciones de presión y temperatura; las propiedades del hidrógeno líquido se muestran en la tabla 4.

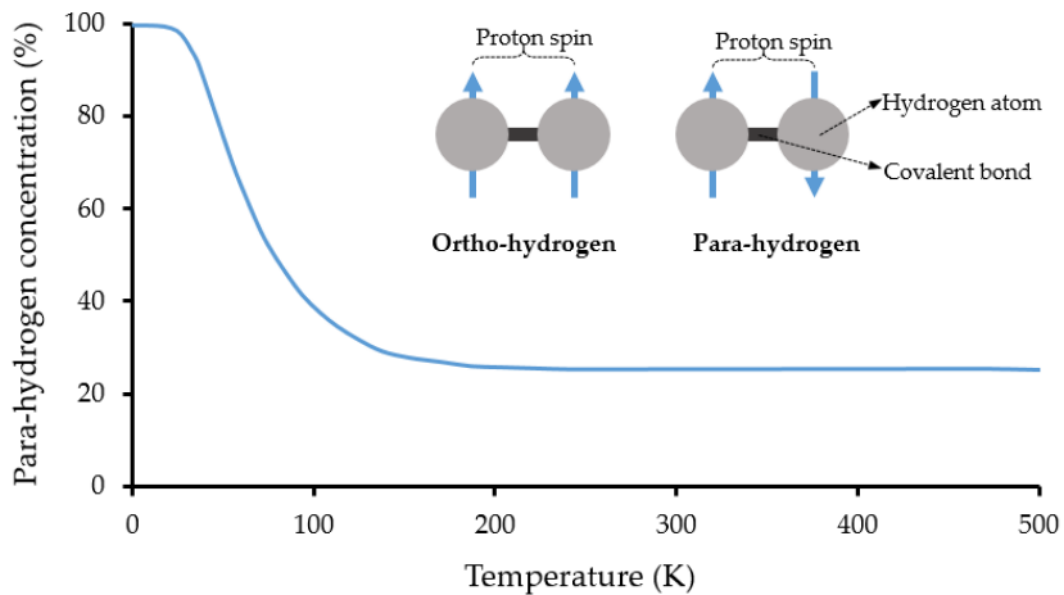
Properties	Value
Density (kg/m <sup>3</sup> )	70.85
Volumetric energy density (kWh/L)	2.36
Gravimetric energy density (kWh/kg)	33.3
Heat of evaporation (kJ/kg)	446
Heat of ortho- to para- hydrogen (-253 °C) (kJ/kg)	703

**Tabla 4.** Propiedades físicas del hidrógeno líquido

Fuente: Aziz, M. (2021)

Además, la discusión relacionada con los isómeros del hidrógeno adquiere gran importancia al considerar el hidrógeno líquido. El hidrógeno tiene dos isómeros de espín diferentes que pueden coexistir: el orto y el parahidrógeno. Este fenómeno se observó inicialmente en 1912 durante experimentos con hidrógeno a bajas temperaturas. La capacidad calorífica a temperaturas criogénicas mostraba una histéresis diferente en comparación con las curvas de enfriamiento y calentamiento. Posteriormente, se postuló la existencia de un isómero de espín del hidrógeno y demostrada experimentalmente en 1927 y 1929, respectivamente. (Aziz, 2021)

La figura 9 muestra los isómeros de espín del hidrógeno y las concentraciones de parahidrógeno en el hidrógeno de equilibrio en función de la temperatura. El orto-hidrógeno se define como la condición en la que ambos protones en los núcleos de ambos átomos de hidrógeno giran en la misma dirección; por lo tanto, el espín nuclear resultante es uno. Por el contrario, el parahidrógeno se refiere a las condiciones en las que ambos protones en los núcleos de los átomos de hidrógeno giran en direcciones opuestas; por lo tanto, la resultante es cero. Ambos tienen propiedades físicas ligeramente diferentes, incluyendo propiedades térmicas, magnéticas y ópticas, aunque sus propiedades químicas siguen siendo equivalentes. Por lo tanto, ambos siguen teniendo peligros similares cuando se utilizan. (Aziz, 2021)



**Figura 9.** Isómeros de espín del hidrógeno molecular y su concentración de parahidrógeno en hidrógeno de equilibrio para cada temperatura correspondiente

Fuente: Institute of Slush Hydrogen (2021)

La concentración de orto- y para-hidrógeno depende en gran medida de la temperatura. Especialmente a temperaturas más bajas, por debajo de  $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$ , la concentración de parahidrógeno aumentó significativamente en condiciones de equilibrio. En condiciones atmosféricas el hidrógeno gaseoso está formado por 75 y 25% de orto- y para-hidrógeno, respectivamente, y generalmente se denomina hidrógeno normal. Sin embargo, cuando la temperatura se enfría hasta casi cero, la concentración de parahidrógeno se aproxima al 100%. (Aziz, 2021)

Cuando el hidrógeno gaseoso con un 75% de ortohidrógeno se licua criogénicamente a partir de la temperatura ambiente, se produce gradualmente la conversión de ortohidrógeno en parahidrógeno hasta alcanzar la condición de equilibrio. El parahidrógeno tiene un estado energético inferior al del ortohidrógeno. La conversión completa de ortohidrógeno en parahidrógeno genera un calor de 703 kJ/kg. Por lo tanto, se puede calcular que en el caso de que se licúe hidrógeno normal (concentración de parahidrógeno del 25%), su conversión genera un calor de 527 kJ/kg. Dado que el calor latente de vaporización del hidrógeno líquido es de 446 kJ/kg, la ebullición se produce tras el periodo de almacenamiento, lo que conlleva una menor eficiencia de este. A bajas temperaturas, el orto-hidrógeno, especialmente en hidrógeno líquido, es inestable y cambia a un para-hidrógeno más estable. Este cambio de isómero genera calor y favorece la vaporización del hidrógeno líquido. (Aziz, 2021)



Utilizando hidrógeno líquido como método de almacenando se incrementa significativamente su densidad energética de cara al almacenamiento y transporte, este método de almacenamiento debe tener tres componentes claves: una unidad de licuefacción para enfriar y licuar el hidrógeno, un tanque de almacenamiento de hidrógeno líquido y una unidad de regasificación para convertirlo nuevamente en gaseoso. Las ventajas del almacenamiento del LH<sub>2</sub> residen en su alta densidad volumétrica (> 60 g/L a 1 bar), sin embargo, la elevada cantidad energética requerida que presentan las tecnologías actuales de licuefacción y la elevada pérdida de hidrógeno por ebullición (~ 1-5 %) plantean dos retos críticos para la comercialización de la tecnología de almacenamiento de LH<sub>2</sub>. (Zhang et al., 2023)

Teóricamente, el trabajo mínimo necesario para la licuefacción del hidrógeno es de 2,7 kWh<sub>el</sub>/kgH<sub>2</sub> a una presión de alimentación de 2,5 MPa. Sin embargo, en aplicaciones prácticas, la demanda específica de energía para la licuefacción de hidrógeno es de aproximadamente 10 kWh<sub>el</sub> /kg- H<sub>2</sub>, aunque se prevé que la demanda pueda reducirse a aproximadamente 6 kWh<sub>el</sub> /kg- H<sub>2</sub> con nuevas mejoras del proceso. La licuefacción del hidrógeno es un proceso que consume mucha energía debido a su bajísima temperatura de ebullición (-253 °C a 1 atm). Además, como el hidrógeno no puede enfriarse mediante procesos de estrangulamiento, incluida la expansión adiabática e isentálpica, para temperaturas superiores a -73 °C, es necesario un preenfriamiento durante el proceso de licuefacción, por ejemplo, mediante la evaporación de nitrógeno líquido. Este preenfriamiento aumenta la energía consumida durante la licuefacción. (Aziz, 2021)

Como la temperatura es extremadamente baja, los aparatos (tuberías, depósitos, recipientes, respiraderos, válvulas, etc.) que están en contacto directo con el hidrógeno líquido deben diseñarse y fabricarse de manera que puedan soportar esta baja temperatura. Además, debe reducirse al mínimo la formación de hielo en las tuberías, válvulas y respiraderos, ya que puede provocar la rotura del material, especialmente cuando se ejerce una presión y una fuerza elevadas. Además, el hidrógeno líquido no es corrosivo, por lo que no es necesario utilizar ningún material especial para evitar la corrosión. (Aziz, 2021)

### **Almacenamiento en portadores de hidrógeno**

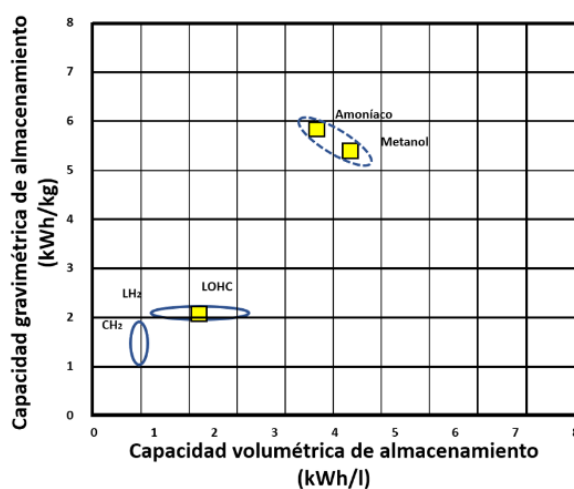
El almacenamiento de hidrógeno en forma de portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC) ha suscitado recientemente un gran interés. Esto se debe sencillamente a que los LOHC ofrecen una forma más cómoda de manejar el hidrógeno. Los LOHC pueden definirse como moléculas orgánicas capaces de almacenar y liberar hidrógeno mediante una reacción de hidrogenación catalítica reversible. Una molécula pobre en hidrógeno (H0-LOHC) se hidrogena a una determinada presión (p. ej., 30 bar) y temperatura (p. ej., 150 °C) en presencia de un catalizador, para producir una molécula rica en hidrógeno (Hn-LOHC). (Langmi et al., 2022)

A continuación, la molécula Hn-LOHC se deshidrogenará a una temperatura determinada (p.ej, 300°C) y a una presión de 1 bar, en presencia de un catalizador, para producir la molécula H0-LOHC y gas hidrógeno. Un excedente de energía producido por fuentes renovables (por ejemplo, solar o eólica) puede utilizarse para producir hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua. Este hidrógeno puede almacenarse hidrogenando el LOHC; de este modo, se simplifica la logística de manipulación del hidrógeno gaseoso. (Langmi et al., 2022)

Ejemplos de pares de moléculas LOHC importantes a tener en cuenta de cara al futuro son: tolueno (TOL), metilciclohexano (MCH); dibenciltolueno (H0-DBT), perhidrodibenciltolueno (H18-DBT); monobenciltolueno (H0-MBT), perhidrobenciltolueno (H12-MBT); naftaleno (NAPH), decalina (DEC); N-etilcarbazol (H0-NEC), perhidro-N-etilcarbazol (H12-NEC); y 7-etilindol (H0-7-EID), octahidro-7-etilindol (H8-7-EID). (Langmi et al., 2022)

Entre los LOHC, el amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) es considerado una de las alternativas más prometedoras para el almacenaje de hidrógeno de forma química, debido a que es una molécula libre de carbono. Aunque en la actualidad está producido mediante reformado de gas natural y gasificación de carbón, la síntesis de amoníaco se puede descarbonizar mediante hidrógeno electrolítico a partir de fuentes renovables. Éste no necesita de condiciones tan estrictas como el hidrógeno líquido o comprimido para su transporte y almacenamiento, lo que reduce significativamente los costes respecto a éstos.

También se tienen en consideración opciones como el ácido fórmico ( $\text{CH}_2\text{O}_2$ ) y el metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) por las siguientes razones: en condiciones de temperatura ambiente ambos se presentan en estado líquido, lo que permite un almacenado y transporte con menor complejidad y mayor rentabilidad. Ambos presentan una alta densidad energética volumétrica y presentan una densidad de hidrógeno elevada, en caso de la molécula de metanol contiene un 12,6 % de hidrógeno; ambos pueden producirse combinando el  $\text{CO}_2$  emitido por procesos existentes con el hidrógeno renovable.



**Gráfico 7.** Densidades energéticas de diferentes métodos de almacenamiento  
Fuente: SynerHy (2022).

## Almacenamiento en sólidos

Las tecnologías basadas en materiales para el almacenamiento de hidrógeno se consideran un método seguro para almacenar una gran cantidad de hidrógeno en materiales de menor volumen, a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente y a baja presión. Los materiales utilizados en estas tecnologías deben poseer propiedades especiales, como altas densidades volumétricas y gravimétricas de hidrógeno, recursos abundantes, fácil procesamiento, barato y cinética rápida. El almacenamiento de hidrógeno en materiales puede realizarse de dos formas: fijando moléculas o átomos de hidrógeno a la superficie sólida mediante adsorción o disociando moléculas de hidrógeno en átomos de hidrógeno que se integran en el sólido mediante absorción. (AlZohbi et al., 2023)

Algunos metales y aleaciones absorben hidrógeno y forman hidruros. Existen dos clases de hidruros: los hidruros metálicos y los hidruros complejos. La principal diferencia entre ellos es la transición de los metales a compuestos iónicos o covalentes en el caso de los hidruros complejos al absorber hidrógeno. El prototipo de los hidruros metálicos se compone de dos elementos. El elemento A suele ser una tierra rara o un metal alcalinotérreo y tiende a formar un hidruro estable. El elemento B suele ser un metal de transición y sólo forma hidruros inestables. El níquel se utiliza a menudo como elemento B, ya que es un excelente catalizador para la disociación del hidrógeno. Algunos hidruros metálicos absorben y desorben hidrógeno a temperatura ambiente y cerca de la presión atmosférica, y la densidad volumétrica de los átomos de hidrógeno presentes en la red anfitriona es extremadamente alta. (Zhou, 2005)

El hidruro metálico es una forma química de almacenar hidrógeno en estado sólido, mediante la combinación de un átomo binario de hidrógeno con un metal. El hidrógeno reacciona a alta temperatura con metales de transición como el hierro (Fe), el cromo (Cr), el manganeso (Mn), el vanadio (V), el cobre (Cu), el cobalto (Co), el níquel (Ni), el oro (Au) y el platino (Pt). Una de las características más interesantes de los hidruros metálicos es la altísima densidad volumétrica de los átomos de hidrógeno presentes en la red anfitriona. La desventaja de esta tecnología es que requiere energías de activación superiores a las que pueden suministrarse simplemente mediante la presión del hidrógeno. Por lo tanto, su hidrogenación debe realizarse por separado. (AlZohbi et al., 2023)

Respecto a los hidruros no metálicos como los hidruros complejos y los materiales nanoporosos también son investigados por su capacidad de almacenar hidrógeno de forma eficiente, como ejemplos de hidruros complejos existen compuestos como el borohidruro de sodio ( $\text{NaBH}_4$ ), el alanato de sodio ( $\text{NaAlH}_4$ ) y el alanato de litio ( $\text{LiAlH}_4$ ). Estos compuestos pueden liberar hidrógeno bajo determinadas condiciones de presión y temperatura y presentan una gran ventaja por su alta capacidad de almacenamiento gravimétrico de hidrógeno. Aunque presentan una problemática importante debido a la baja dinámica del proceso, ya que estos tipos de compuestos todavía requieren de investigación referente a su comportamiento como portadores de hidrógeno.

El almacenamiento de hidrógeno en nanoestructuras de carbono es un tema muy atractivo, ya que debido a la pequeña masa de carbono y a sus nanoestructuras se espera una gran capacidad potencial de almacenamiento. Sin embargo, hasta el día de hoy, ninguno de los experimentos prometedores sobre el almacenamiento de hidrógeno en GNFs (*Graphite nanofibers*) así como en SWNTs (*Single Walled Nanotubes*) ha podido ser repetido por un grupo independiente en otro laboratorio. (Hirscher et al., 2002)

Por lo que actualmente resulta difícil evaluar el verdadero potencial de aplicación de los nanotubos de carbono para almacenar hidrógeno, ya que los resultados publicados sobre su capacidad de almacenamiento son conflictivos y no concluyentes, por mostrar disparidad de resultados.

### 2.1.6. Pilas de combustible

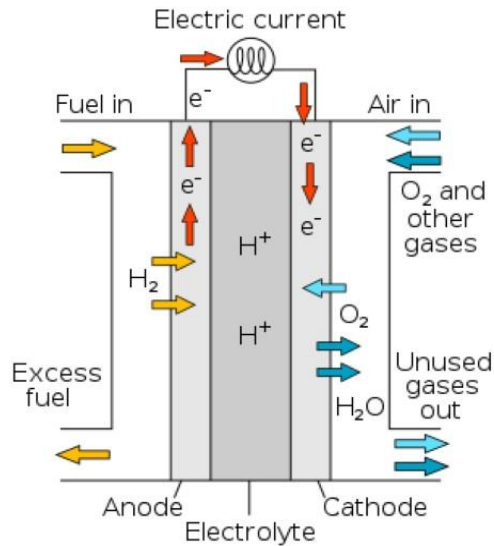
Una pila de combustible, o celda de combustible (*fuel cell* en inglés), es un dispositivo electroquímico que transforma de forma directa la energía química contenida en un combustible, en energía eléctrica a través de reacciones electroquímicas entre el combustible (generalmente hidrógeno) y un oxidante (generalmente oxígeno), separados por un electrolito. A diferencia de los métodos tradicionales de generación de energía que implican procesos que generan subproductos nocivos para el ambiente, las pilas de combustible operan de forma más eficiente y con mínimas emisiones contaminantes, pues los subproductos generados son electricidad, calor y agua.

Las pilas de combustible están constituidas por el apilamiento de celdas, cada celda contiene dos electrodos, ánodo y cátodo, separados por una membrana o electrolito, según el tipo de pila, que sirve como separador de las reacciones, aislante eléctrico y conductor protónico.

El proceso para la generación eléctrica es el siguiente: en el ánodo la molécula de hidrógeno al entrar en contacto con un catalizador se oxida, los protones viajan a través del electrolito y los electrones viajan por un circuito externo hacia el cátodo, generando corriente eléctrica; en el cátodo se consumen los electrones en el proceso de reducción del oxígeno junto con los protones que atraviesan el electrolito, se puede observar de forma gráfica en la figura 10.

**Oxidación en el ánodo:** 
$$\text{H}_2 \rightarrow 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^-$$

**Reducción en el cátodo:** 
$$\text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$$



**Figura 10.** Funcionamiento de pila de combustible  
Fuente: Wikipedia (2023)

Existen distintos tipos de pilas de combustible, la diferencia fundamental entre estos radica en el tipo de electrolito utilizado, que determina el tipo de reacciones químicas que tienen lugar en la celda, condicionando los parámetros operacionales como el tipo de combustible que utilizan o la temperatura de proceso, e incluso según la membrana o electrolito se determina el tipo de iones que la pueden atravesar. En la tabla 5 se muestran los tipos de pila más comunes y sus características:

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
<b>Electrolito</b>	Membrana de Polímero Sólido	Solución Alcalina	Ácido Fosfórico	Carbonatos Fundidos	Óxido Sólido	Membrana de Polímero Sólido
<b>Temperatura Operación (°C)</b>	60 - 80	100 - 120	200 - 250	600 - 700	800 - 1000	50 - 120
<b>Rango potencia</b>	5 - 250 kW	5 - 150 kW	50 kW - 11 MW	100 kW - 2 MW	100 - 250 kW	5 kW
<b>Ventajas</b>	Baja Temperatura Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida	Acepta $H_2$ impuro	Reformado interno Cogeneración	Reformado interno Cogeneración	No necesita reformador de combustible
<b>Aplicaciones</b>	Transporte Portátiles Residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Portátiles

**Tabla 5.** Comparativa de tipos de pila de combustible y sus datos característicos.  
Fuente: Centro Nacional del Hidrógeno.

## 2.2. Aspectos generales de la energía solar

La energía solar es la radiación electromagnética procedente del sol que mediante tecnología adaptada se puede transformar en energía térmica o eléctrica útil. Se conocen distintos tipos de aprovechamiento de esta energía, algunos ejemplos son:

- Energía solar fotovoltaica, es la fuente más conocida de energía solar, se basa en el efecto fotovoltaico que se produce cuando la radiación solar incide sobre materiales semiconductores en las células solares, generando una corriente eléctrica continua (CC), también conocida como DC por sus siglas en inglés (*Direct Current*)
- Calefacción y refrigeración solar, se utiliza la energía térmica captada en captadores solares térmicos, llamados colectores, para cubrir demandas de calefacción, agua caliente sanitaria (ACS) y refrigeración, entre otros.
- Energía solar termoeléctrica, existen centrales de este tipo que utilizan espejos para concentrar la energía solar para generar altas temperaturas, este calor se transfiere a un fluido caloportador y sigue el proceso tradicional de una central termoeléctrica, pero reduciendo significativamente sus emisiones puesto que el combustible utilizado para generar el vapor es el calor del sol.
- Energía solar pasiva, en esta se permite aprovechar calor y luz solar sin utilizar recursos externos, esta tecnología se basa en el dimensionado y diseño arquitectónico de la vivienda cuyo parámetro fundamental del diseño corresponde al máximo aprovechamiento de la energía solar, tomando en cuenta los materiales, la orientación e incluso las condiciones climatológicas en el momento de construcción de la vivienda.

Los tipos de aprovechamiento más extendidos son la energía solar fotovoltaica y térmica, este proyecto centrará su foco en la energía solar fotovoltaica, puesto que es la forma más óptima de utilizar la energía solar en aplicaciones referentes a cubrir la demanda eléctrica de una vivienda. A continuación, se describirá la situación actual de esta energía y se presentarán sus principios de funcionamiento, así como características generales y equipos característicos de esta tecnología.



**Figura 11.** Panel solar comercial  
Fuente: Leroy Merlin (2024)



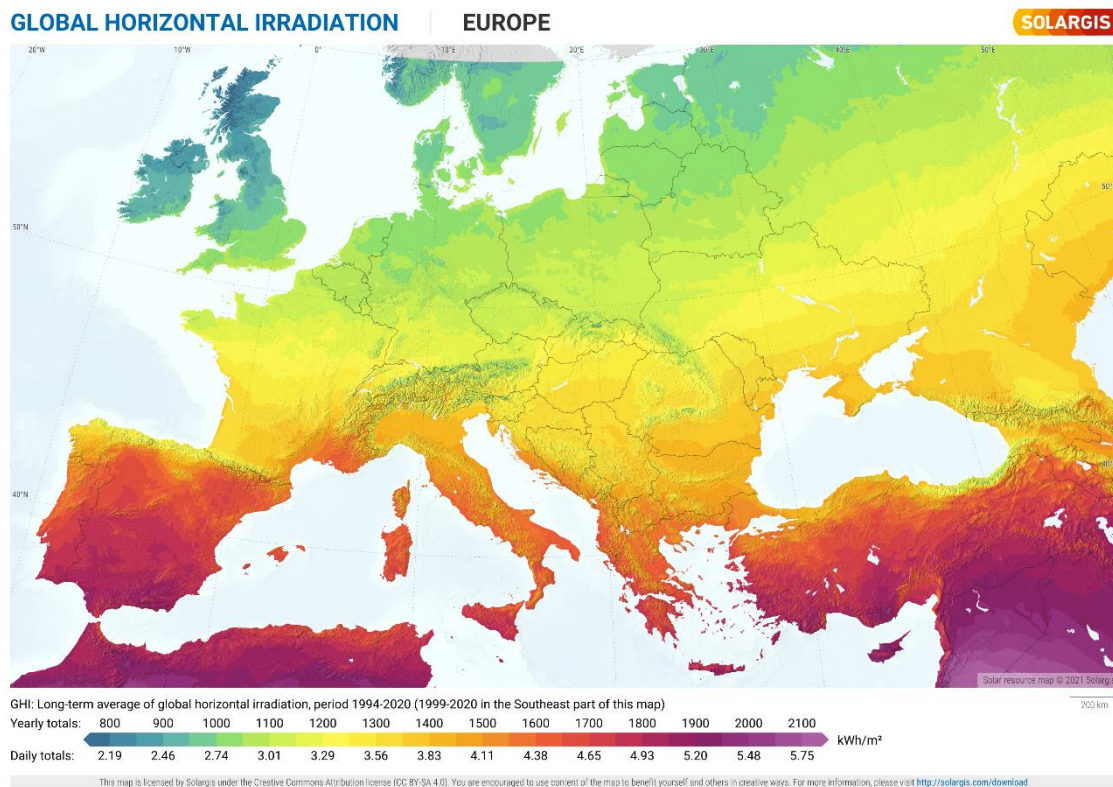
**Figura 12.** Captador solar comercial  
Fuente: Leroy Merlin (2024)

## 2.2.1 Energía solar fotovoltaica

La creciente demanda energética mundial por el aumento de la población y los avances tecnológicos a nivel industrial, junto al hecho de que los recursos disponibles se están agotando y que estos contribuyen a la contaminación ambiental, han convertido en imperativo el encontrar nuevas fuentes energéticas que sean renovables y limpias. “En este sentido, es fundamental tener en cuenta las fuentes de energía renovables, como la energía solar, la eólica, la hidroeléctrica y la geotérmica, ya que son respetuosas con el medio ambiente.” (Herzog et al., 2001)

Sin embargo, la energía solar podría ser la mejor opción para el mundo futuro por diversas razones, principalmente porque la energía solar es la fuente de energía renovable más abundante y el sol la emite a un ritmo de  $3,8 \times 10^{23}$  kW, de los cuales aproximadamente  $1,8 \times 10^{14}$  kW son interceptados por la tierra. (Panwar et al., 2011)

Como se puede apreciar en la figura 13, España podría ser uno de los países mejor geolocalizados para la producción solar fotovoltaica por la cantidad de irradiación que recibe del sol.



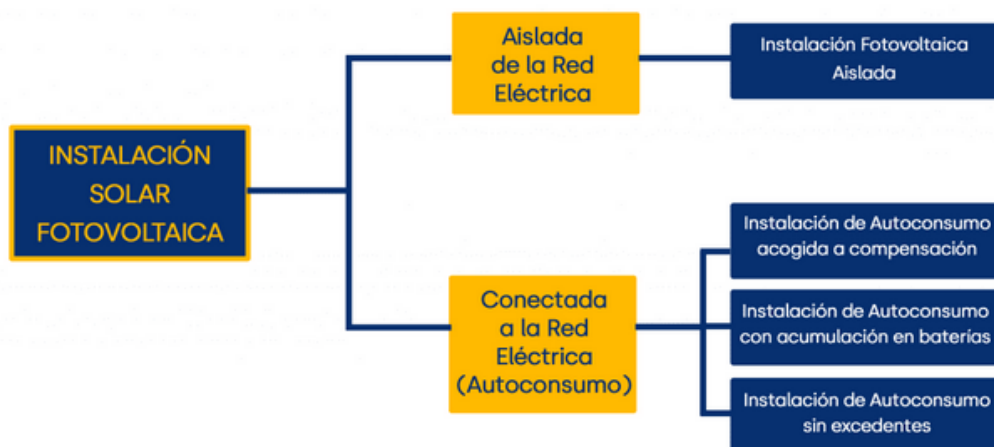
**Figura 13.** Mapa europeo de irradiación horizontal  
Fuente: Solargis (2018)

En los países con las mayores carteras de generación de energía solar de la UE, el panorama es el mismo que el de las adiciones anuales. Alemania es el mayor operador de centrales solares de la UE, con 82,1 GW. Aumenta la distancia que le separa de su más inmediato seguidor, España, que se consolida como segundo país de la UE con 35,6 GW de energía solar. España tomó el relevo en 2022 de Italia, ahora tercera en la clasificación al gestionar una capacidad de 29,5 GW. Italia gestionó el segundo parque solar más grande de la UE durante más de una década en la que su mercado solar creció poco. Aunque eso ha cambiado en 2023, las adiciones anuales de Italia siguen siendo la mitad de la capacidad de España, pero ligeramente superiores a las de los Países Bajos, que vuelven a ocupar el cuarto puesto. (Solar Power Europe, 2023)

La energía solar fotovoltaica basa su principio de funcionamiento en el efecto fotovoltaico, este principio se utiliza en las células solares, en las que se entrará en detalle más adelante, básicamente es la transformación de la energía proveniente de la radiación electromagnética del sol, que llega a nuestro planeta en forma luminosa, en una diferencia de potencial proporcional a la cantidad de luz que incide entre dos puntos del material.

### 2.2.2. Tipos de instalación

Se distinguen distintos tipos de sistemas de producción solar fotovoltaica como se puede apreciar en la figura 14, pero se categorizan en dos dependiendo de su interacción con la red eléctrica:



**Figura 14.** Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas  
Fuente: ENDEF (2020)

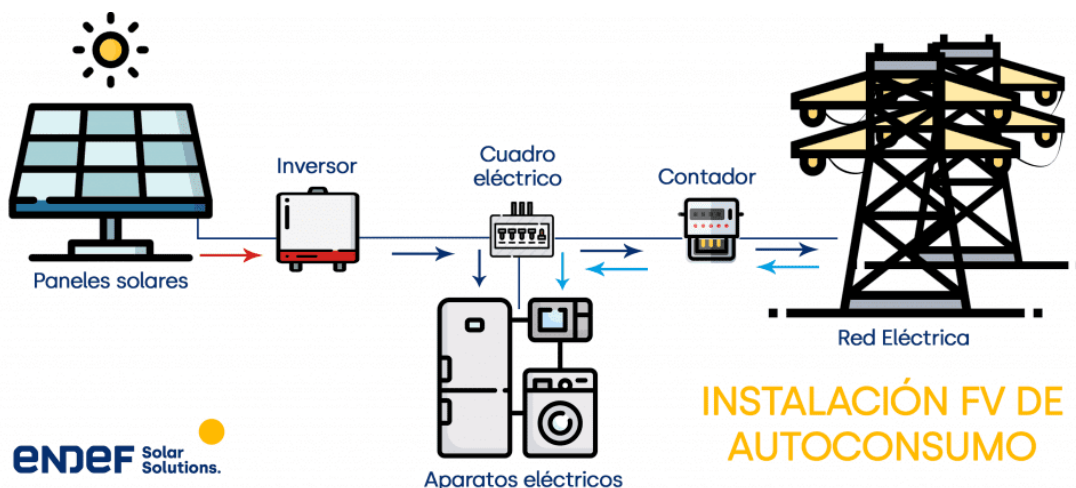


- **Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica (autoconsumo)**

Este tipo de instalaciones se caracterizan por permanecer en contacto con la red eléctrica, se trata de un modelo de generación distribuida, priorizando la utilización de la propia energía generada y cuando no se dispone de esta se recurre a la red siguiendo el formato de consumo tradicional.

Este tipo de sistemas tienen distintas variantes que se distinguen por la gestión de excedentes, algunos ejemplos son:

- **Instalaciones de autoconsumo que se acogen a compensación:**  
Este tipo de instalaciones es el más conocido y extendido, en este la energía generada y no aprovechada se vierte a la red, a cambio la factura a pagar se reducirá dependiendo del país y la legislación. Se puede compensar según el balance neto del consumo, es decir si se aportan  $n$  KWh, el consumo libre de pago será  $\leq n$  KWh, cada KWh extra consumido deberá ser abonado. O recibir un descuento en la factura, en proporción a la energía aportada.
- **Instalaciones de autoconsumo con acumulación en baterías:**  
Esta opción se distingue de la anterior en que los excedentes se almacenan en baterías, siguiendo disponible el consumo eléctrico de la red cuando no haya energía almacenada disponible.
- **Instalaciones de autoconsumo sin excedentes:**  
La característica principal de este modelo es que no vierte los excedentes a la red, pero si se recurre a ella cuando es necesario.



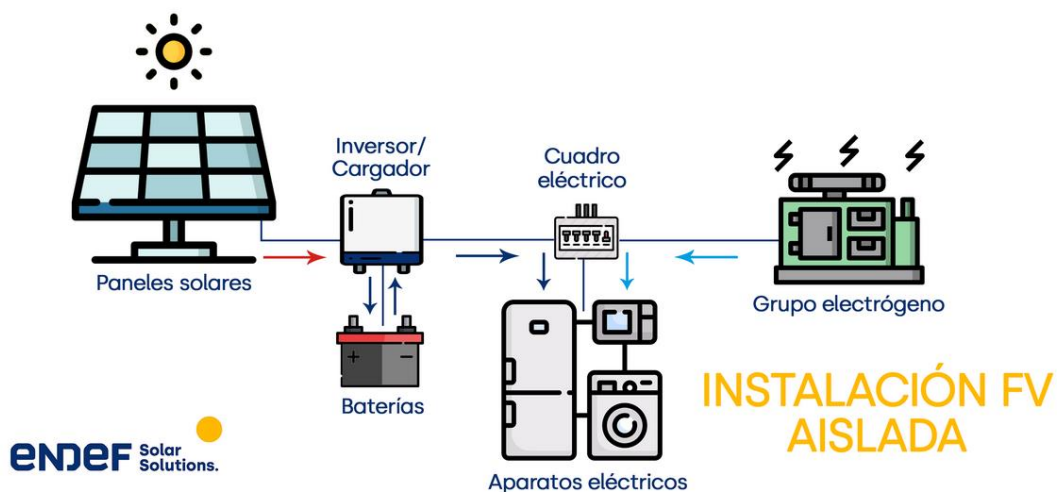
**Figura 15.** Instalación fotovoltaica conectada a la red  
Fuente: ENDEF (2020)

- **Instalaciones fotovoltaicas aisladas**

Una instalación fotovoltaica aislada es aquella que abastece toda la demanda eléctrica mediante su producción propia. En general, dichas instalaciones son una alternativa en aquellos lugares donde la acometida de red no resulta viable. Estas instalaciones requieren de baterías u otros equipos de apoyo para garantizar el abastecimiento. (Larrea et al., 2017)

Así pues, estas instalaciones deberán dimensionarse para atender la demanda contando con la potencia necesaria para satisfacer el consumo habitual del consumidor, es decir, no se consideran cambios en las pautas de consumo ni de los equipos de consumo. (Larrea et al., 2017)

Es cierto que este tipo de instalaciones surgieron como alternativa energética en lugares donde no existe, o no sea viable, el abastecimiento desde la red eléctrica. No obstante, pueden marcar un precedente en la autarquía energética de una vivienda, de forma que permiten variar sus configuraciones tanto de producción como tipos de almacenamiento, sin ningún intermediario en la distribución energética de forma que se minimizan significativamente las pérdidas relativas a esta distribución.

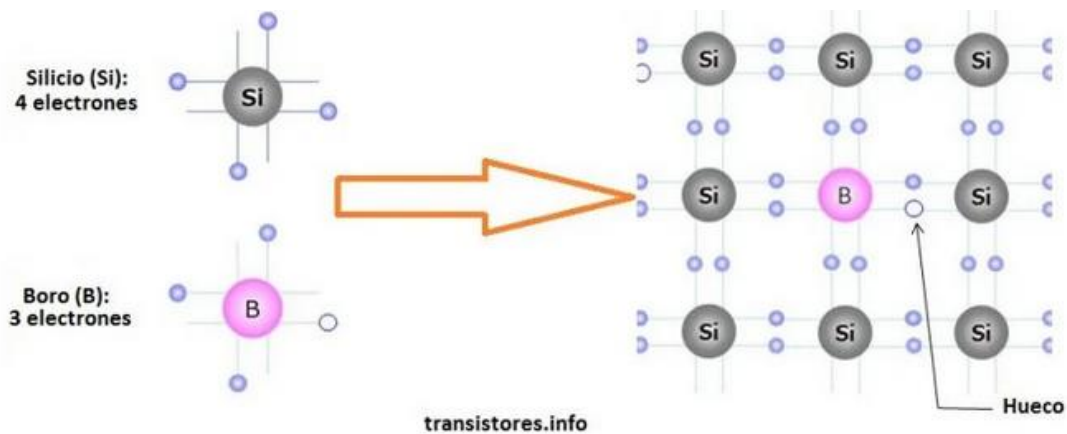


**Figura 16.** Instalación fotovoltaica aislada  
Fuente: ENDEF (2020)

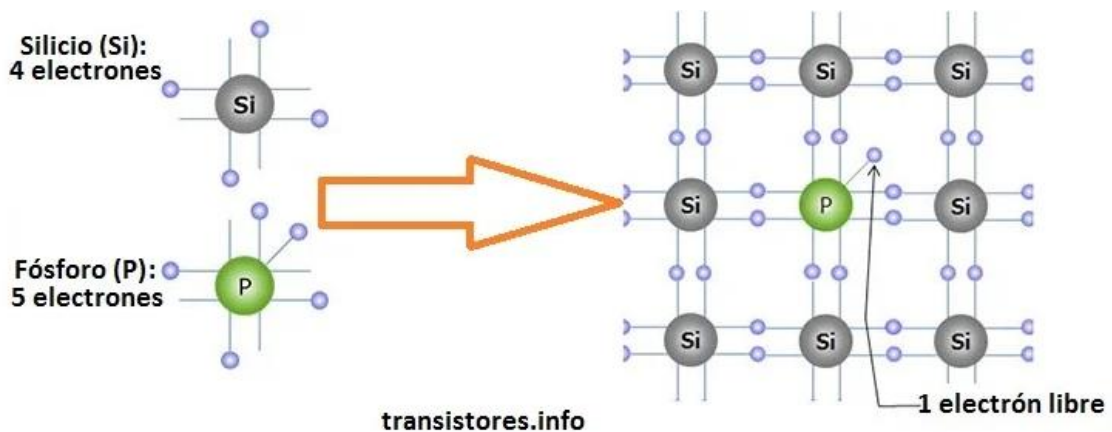
### 2.2.3. Funcionamiento de las células solares

Una célula solar está fabricada con materiales semiconductores, principalmente silicio, de tipo N y P, que se consiguen mediante el dopaje, que es el proceso de adición de impurezas a un semiconductor para cambiar las propiedades eléctricas de éste. Para el silicio, son dopantes de tipo n elementos pentavalentes (columna XV de la tabla periódica), como el fósforo o el arsénico, se les llama impurezas dadoras; se convierte al silicio en tipo p con elementos que tienen tres electrones de valencia en su última capa (grupo XIII de la tabla periódica), como el aluminio o el indio, reciben el nombre de impurezasceptoras.

En los semiconductores de tipo n los electrones son los portadores mayoritarios, debido a que los átomos de las impurezas añadidas permiten la “aparición” de electrones sin huecos asociados. Mientras que en los semiconductores de tipo p los huecos son los portadores mayoritarios, debido a que los átomos de las impurezas añadidas permiten la formación de huecos sin electrones asociados.



**Figura 17.** Semiconductor tipo p  
Fuente: Roch, (2021)



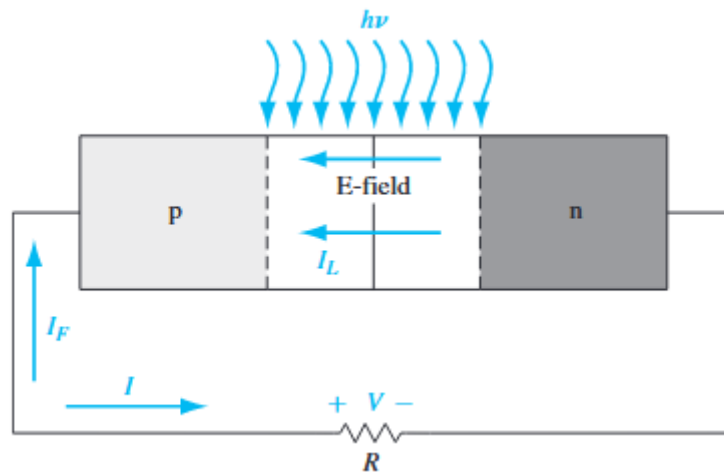
**Figura 18.** Semiconductor tipo n  
Fuente: Roch, (2021)

En las celdas fotovoltaicas se unen estos dos tipos de semiconductor, cada uno en una placa, creando así un campo eléctrico, de forma que la placa de silicio tipo N queda cargada positivamente por los electrones libres fluyen hacia la placa tipo P, que se carga negativamente.

Considere la unión p-n mostrada en la figura 19 con una carga resistiva. Incluso con polarización cero aplicada a la unión, existe un campo eléctrico en la región de carga espacial. La iluminación incidente de fotones puede crear pares electrón-hueco en la región de carga espacial que serán barridos produciendo la fotocorriente  $I_L$  en la dirección de polarización inversa. La fotocorriente  $I_L$  produce una caída de tensión en la carga resistiva que polariza la unión p-n. La tensión de polarización directa produce una corriente de polarización directa  $I_F$  como se indica en la figura. (Neamen, 2012)

La corriente neta de la unión, en la dirección de polarización inversa se basa en la ecuación de diodo ideal.

A medida que el diodo se polariza hacia delante, la magnitud del campo eléctrico en la región de carga espacial disminuye, pero no llega a cero ni cambia de dirección. La fotocorriente siempre está en la dirección de polarización inversa y la corriente neta de la célula solar también está siempre en la dirección de polarización inversa. (Neamen, 2012)



**Figura 19.** Unión p-n de una célula solar con carga resistiva  
Fuente: Neamen, (2012)

El principio de funcionamiento se puede resumir en tres procesos esenciales:

1. Absorción de fotones en un semiconductor de unión p-n para generar pares electrón-hueco que son los portadores energéticos.

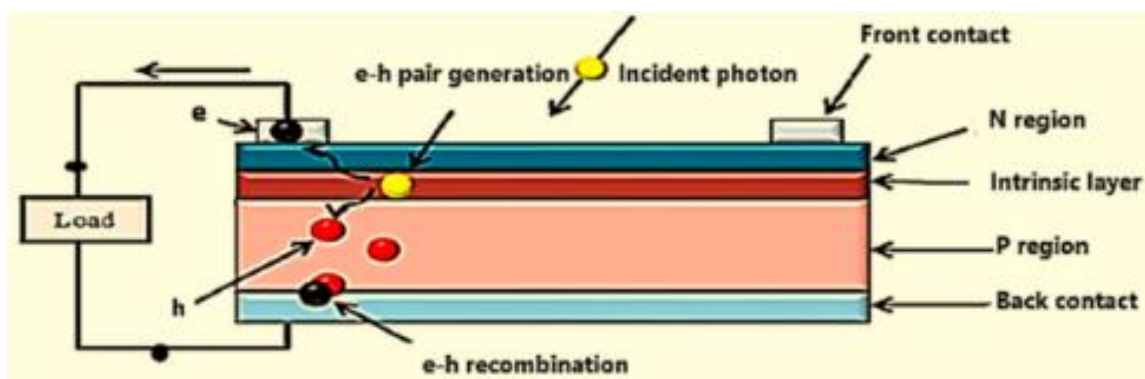
La absorción de un fotón con una energía ( $E = h\nu$ ) superior a la energía de hueco ' $E_g$ ' del material semiconductor dopado significa que su energía se utiliza para excitar un electrón de la banda de valencia ' $E_v$ ' a la banda de conducción ' $E_c$ ' dejando un vacío (hueco) en el nivel de valencia. La energía cinética adicional es dada al electrón o al hueco por el exceso de energía del fotón ( $h\nu - h\nu_0$ ). ' $h\nu_0$ ' es la energía mínima o función de trabajo del semiconductor necesaria para generar un par electrón-hueco. La función de trabajo representa aquí la brecha de energía. El exceso de energía se disipa en forma de calor en el semiconductor. (Al-Ezzi et al., 2022)

2. Separación de los portadores de carga generados por la incidencia lumínica.

En un circuito solar externo, los huecos pueden salir de la unión a través de la región p, y los electrones pueden salir a través de la región n y atravesar el circuito antes de recombinarse con los huecos. (Al-Ezzi et al., 2022)

3. Por último, los electrones separados pueden utilizarse para accionar un circuito eléctrico. Después de que los electrones hayan pasado por el circuito, se recombinarán con los huecos (Al-Ezzi et al., 2022)

El tipo n debe diseñarse más fino que el tipo p. Así, los electrones pueden atravesar el circuito en poco tiempo y generar corriente antes de recombinarse con los huecos. Además, se aplica un revestimiento antirreflectante sobre la capa n para reducir la reflexión superficial y mejorar la transmisión de la luz al material semiconductor. (Al-Ezzi et al., 2022)



**Figura 20.** Unión p-n de una célula fotovoltaica

Fuente: Al-Ezzi et al., (2022)

### 2.2.3.1. Tipos y características

Una célula solar es la unidad más pequeña de superficie fotovoltaica, su generación potencial es insignificante para aplicaciones comerciales, por lo que se agrupan en serie y paralelo formando módulos que siguen el comportamiento característico de las células que lo forman, éstos a su vez también se pueden agrupar en paralelo, en serie o de forma combinada.

- **Células de silicio monocristalino**

Las células solares de silicio monocristalino están fabricadas, como su propio nombre indica de un solo cristal de silicio, se obtiene a través de un proceso complejo que elimina las impurezas y en el que se forman lingotes cilíndricos que posteriormente, serán cortados en obleas y éstas dopadas para establecer la unión p-n crucial para el correcto funcionamiento. Este tipo de células, al tener una estructura cristalina uniforme, permiten mayor fluidez de movimiento de los electrones y menores pérdidas, por lo que tienen mayor eficiencia que los módulos policristalinos. Del mismo modo, su proceso de fabricación es más lento y costoso que los policristalinos, por tanto, el precio del panel será más elevado.

- **Células de silicio policristalino**

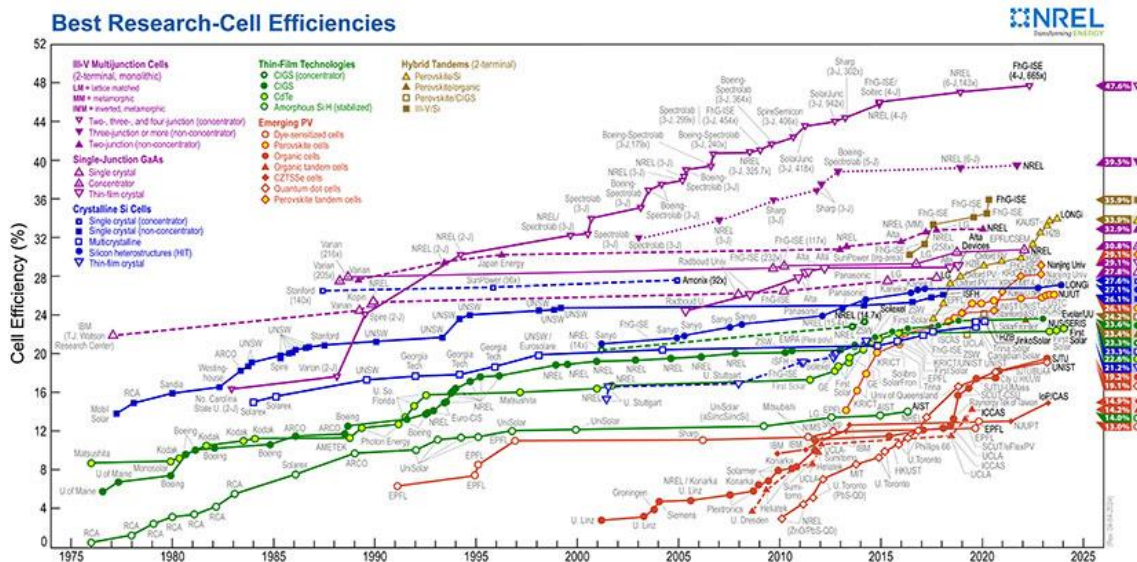
Las células de silicio policristalino, a diferencia de las anteriores, están fabricadas fusionando diversos cristales de silicio, esto conlleva a una pérdida de eficiencia en comparación a los monocristalinos, debido a que los electrones tienen mayor dificultad para fluir. Sin embargo, su proceso de fabricación es más rápido y económico, por lo que el precio del panel será menor que el monocristalino.

- **Células de capa fina (*thin film solar cells*)**

Las células de capa fina es una denominación que agrupa tecnologías muy distintas, las más notables por su estado de desarrollo actual son las células realizadas sobre CdTe (Telurio de Cadmio), a-Si (Silicio amorfo) y Cu (InGa)Se<sub>2</sub> (CIGS), ordenadas de menor a mayor eficiencia. La principal característica de la energía solar fotovoltaica de capa delgada es la posibilidad de lograr un bajo coste más que su excelente eficiencia. Su eficiencia récord siempre había sido la mitad que el silicio monocristalino, hasta el año 2000 que se reportaron células CIGS del 19%. (Grupo NAP, 2007)

- **Células multiunión**

“Las células multiunión son las células más eficientes jamás logradas, están compuestas por varias células de distintos materiales construidos monolíticamente, en un solo cristal continuo. Con ellas se han alcanzado, bajo luz concentrada, eficiencias del 40,7 %.” (Grupo NAP, 2007). Esta eficiencia se obtiene a costa de su complejidad de fabricación y por tanto su precio es significativamente elevado, hecho por el cual se han limitado sus funciones al sector aeroespacial, por su característica relación de potencia/peso que es bastante elevada.



**Gráfico 8.** Récord de eficiencias en células solares obtenidas por laboratorios de investigación del mundo.

Fuente: NREL (2021)

Solar Cell Type	Efficiency	Advantages	Disadvantages
Monocrystalline	15–24%	High conversion efficiency, the most mature technology, high reliability	High cost, large silicon consumption, complex production process
Polysilicon	14–20.4%	No efficiency recession, can be fabricated on cheap substrates, far lower cost than monocrystalline	Relatively large silicon consumption and cost, complex production process
Amorphous silicon (a-Si)	8–13.2%	Low cost, easiness of mass production, relatively high optical absorption coefficient, very low dark conductivity, good response to weak light	Light-induced recession effect, low conversion efficiency, low stability
Cadmium Telluride (CdTe)	Theoretical: 28%	Ideal band gap, high light absorption rate, high conversion efficiency, stable performance, simple structure, low cost	Limited natural tellurium reserves, high cost of module and base material, toxic cadmium
Copper-indium-gallium-diselenide (CIGS)	Up to 20%	Low cost, nonrecession, good weak light performance, wide applicability of substrate, adjustable optical band gap, strong antiradiation ability	Rare materials, the difficulty of controlling four elements precisely

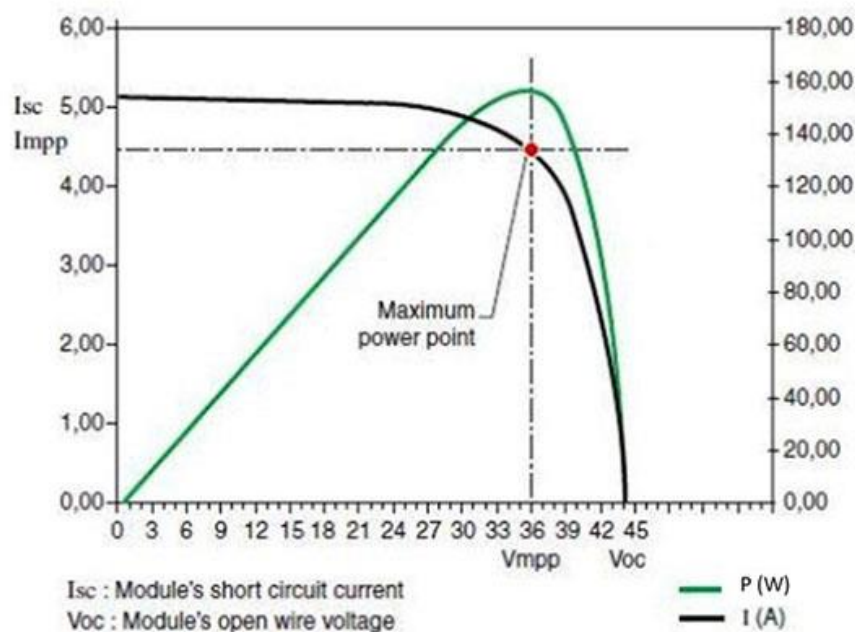
**Tabla 6.** Comparativa de células solares

Fuente: Sarpong et al., (2018) adaptado de Zhou et al., (2014)

## 2.2.4. Inversores

Los inversores solares, también llamados inversores fotovoltaicos, son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua, generada por los paneles solares fotovoltaicos, en corriente alterna aprovechable por la red eléctrica y los dispositivos electrónicos. Los inversores son componentes esenciales en las instalaciones fotovoltaicas, pues son los responsables de que la energía generada sea utilizable.

Se pueden clasificar según su conexión a la red en: inversores aislados, conectados a la red e híbridos. Otro parámetro distintivo en los que se pueden encontrar variaciones es en el número de fases, encontrando inversores monofásicos y trifásicos, a su vez según la configuración de la instalación existen: inversores en cadena (*string*) en los que se conectan las líneas de paneles a estos, cada cadena de placas necesita de su propio inversor. Microinversores, se instalan individualmente en cada panel, de forma que permiten una mejor optimización del punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*) de cada panel. Optimizadores de potencia, son la tecnología que combina atributos de los inversores en cadena y los microinversores, de forma que se instalan individualmente en cada panel, permitiendo el control y optimización a nivel individual, pero todos estos se dirigen a un inversor centralizado. La gran diferencia en estos dispositivos radica en que no convierten la corriente continua en alterna, funcionan como convertidores CC/CC (DC/DC) cuya función es modificar el punto de funcionamiento de la curva I-V, Intensidad- tensión, de los paneles de forma que siguen el MPPT con V fija de cada circuito, permitiendo unificar las intensidades de la línea conectada al inversor centralizado; aunque a nivel de industria solar a estos dos últimos dispositivos no se les categoriza como inversores, sino como dispositivos de electrónica de potencia a nivel de módulo o MLPEs (*Module Level Power Electronics*).



**Gráfico 9.** Curva Tensión- Corriente de un módulo fotovoltaico y su MPP

Fuente: EADIC, 2021



## 2.2.5. Factores de producción

Los paneles solares no son capaces de alcanzar su producción de potencia máxima en condiciones cualquiera, de hecho, en el dimensionado de una instalación fotovoltaica se deben tener en cuenta distintos parámetros que afectan significativamente a la producción y eficiencia del conjunto de la instalación.

En el gráfico 9 se puede apreciar la curva característica I-V de un panel solar fotovoltaico y que muestra el comportamiento general de las instalaciones fotovoltaicas, en ella se muestran las características de funcionamiento de este dependen directamente de la tensión e intensidad. En condiciones normales (25°C y 1 atm) y una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> la curva característica se rige según los siguientes parámetros:  $I_{SC}$  representa la intensidad máxima, generada en condiciones de cortocircuito;  $V_{OC}$  representa la tensión máxima a la que se obtiene en circuito abierto; MPP es el punto de máxima potencia y asociados a este se representan  $V_{mpp}$  y  $I_{mpp}$  que son los puntos de tensión e intensidad, respectivamente, que se dan en el punto de máxima potencia.

Los módulos fotovoltaicos deben estar expuestos al a pleno sol. Por tanto, los parámetros ambientales como la irradiancia, la temperatura, la distribución del polvo, la suciedad, el viento, la sombra, la humedad, etc. tienen un impacto significativo en el rendimiento y la eficiencia del módulo fotovoltaico. (Shaik et al., 2023)

Los distintos factores que contribuyen a la producción y los efectos que causan en la instalación se analizaran en los siguientes apartados.

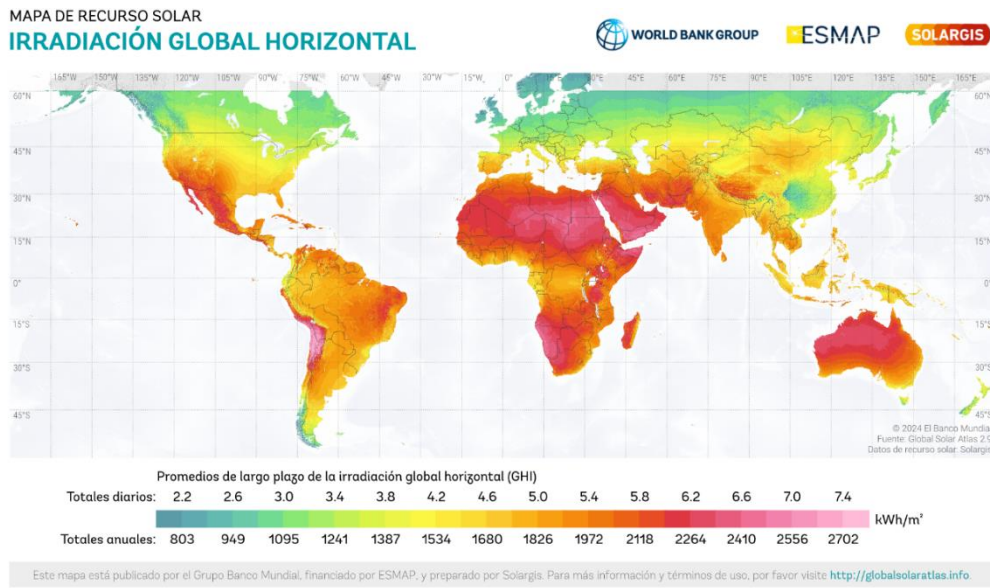
### 2.2.5.1. Sombreado

El sombreado es uno de los factores más críticos a considerar en las instalaciones fotovoltaicas, cualquier obstrucción que impida la incidencia de fotones que exciten las capas P y N de la célula hace que se comporte como un diodo que bloquea la intensidad producida por las células contiguas, afectado significativamente a la producción.

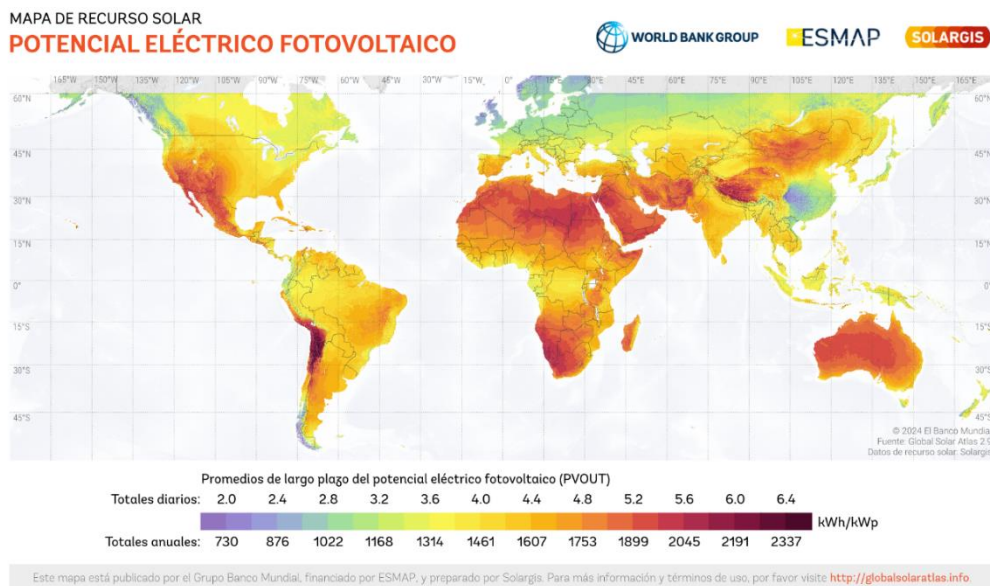
Los efectos que puede causar en la instalación pueden ser relativamente leves, como ligeras reducciones en la eficiencia global del sistema, más severos, como el desbalance del sistema o la disminución de vida útil del panel, o causar daños permanentes, en el caso del efecto *hot-spot* que causa sobrecalentamiento en las celdas llegando incluso a su rotura. Existen estrategias de mitigación como una buena optimización del diseño, el uso de diodos *bypass* o el uso de microinversores permitiendo que cada panel opere de manera independiente.

## 2.2.5.2. Ubicación geográfica

El primer parámetro relevante en el dimensionado de una instalación fotovoltaica es la latitud, este parámetro es crucial porque la irradiación recibida depende fundamentalmente de la ubicación, en las figuras 21 y 22 se puede observar una correlación entre las latitudes que reciben mayor irradiación y su potencial eléctrico fotovoltaico. La instalación en su conjunto será significativamente más eficiente localizada en una latitud con mayor irradiación, este criterio es fundamental para la toma de decisiones en grandes inversiones en esta tecnología.



**Figura 21:** Mapa global de irradiación global horizontal  
Fuente: Banco mundial, Datos del recurso solar: Solargis.

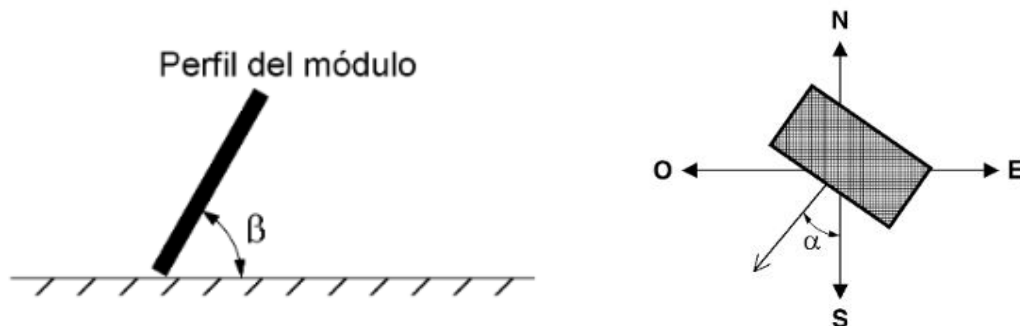


**Figura 22.** Mapa global del potencial eléctrico fotovoltaico  
Fuente: Banco mundial, Datos del recurso solar: Solargis.

### 2.2.5.3. Inclinación y orientación

La orientación e inclinación de los paneles son factores críticos en el dimensionado de una instalación fotovoltaica, ambos parámetros influyen directamente en la eficiencia y el rendimiento del conjunto. Determinan la cantidad de irradiancia que incide sobre los paneles y por tanto la generación eléctrica, poner atención en optimizar estos valores es esencial para un correcto dimensionado, pues no solo afectan al rendimiento y cantidad de energía generada, pueden suponer una reducción significativa de los costes a largo plazo y por tanto se incrementa la rentabilidad de la instalación.

Se define el ángulo de inclinación ( $\beta$ ) como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal como se puede observar en la figura 23,  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales. Se define el ángulo de azimut ( $\alpha$ ) como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, figura 24. Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste. (IDAE, 2009)



**Figura 23 y 24.** Ángulo de inclinación ( $\beta$ ) y ángulo de azimut ( $\alpha$ )  
Fuente: IDAE, 2009.

Respecto a la orientación e inclinación óptimas, la máxima eficiencia teórica de un panel se obtiene cuando los rayos solares inciden sobre este de forma perpendicular. Es decir, que tanto la orientación, que corresponde con el ángulo horizontal, como la inclinación, ángulo vertical, deben ajustarse para que los rayos incidan perpendicularmente sobre el panel. Por tanto, se deben orientar los paneles en la dirección en que los rayos incidan con mayor perpendicularidad, en el caso del hemisferio norte se corresponde a la orientación sur ( $\alpha=0^\circ$ ) y para el cálculo de la inclinación ideal ( $\beta_{opt}$ ) para que el generador tenga la máxima producción posible, se debe seguir la tabla 7.

<i>Período de diseño</i>	$\beta_{opt}$	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

$\phi$  = Latitud del lugar en grados

**Tabla 7.** Cálculo de la inclinación ideal de los paneles  
Fuente: IDAE, 2009.

El valor obtenido corresponde a la inclinación óptima a adoptar, sin embargo, se debe tener en cuenta que es una práctica habitual el adoptar inclinaciones similares a los elementos estructurales comerciales o a la superficie en donde se realice el montaje, generalmente la cubierta.

Finalmente, se debe comprobar que la inclinación adoptada no perjudicará sustancialmente a la irradiancia recibida, por lo que se calcula el factor de irradiancia para la orientación e inclinación elegidas utilizando la ecuación 1, además de esta forma se pueden calcular las pérdidas que vienen dadas por  $(1 - FI)$ , siendo el máximo valor permitido por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE del 20 %.

$$FI = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 * 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (1)$$

$$FI = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ \quad (2)$$

Donde:

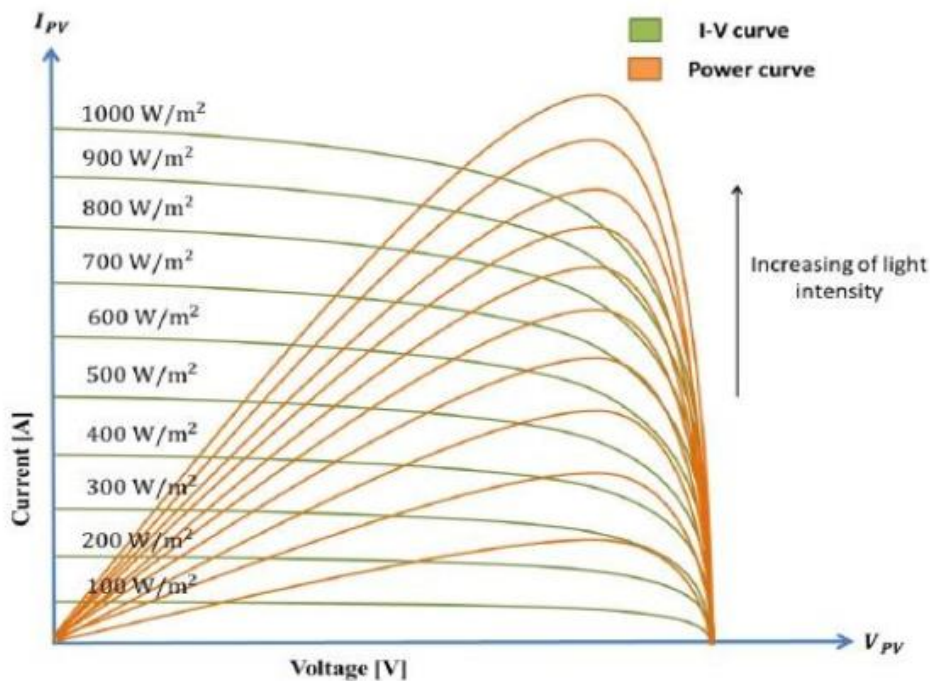
- $\beta$  es el valor en grados de la inclinación escogida
- $\phi$  el valor en grados de la latitud de la ubicación
- $\beta_{opt}$  es el valor en grados de la inclinación óptima
- $\alpha$  es el valor en grados del ángulo Azimut

## 2.2.5.4. Irradiancia

Cuando se diseña un sistema fotovoltaico es importante predecir la producción anual de energía para un lugar determinado. Ser capaz de predecir la producción de energía permite seleccionar el diseño óptimo. (Santbergen et al., 2017)

En necesario puntualizar la diferencia entre los conceptos de irradiancia e irradiación, se define la irradiancia como la medida de potencia de la radiación solar recibida por unidad de área en una superficie, es una magnitud instantánea que muestra la cantidad de energía solar que incide sobre la superficie en un momento determinado, se mide en  $W/m^2$ . El gráfico 10 muestra el efecto de la irradiancia en el módulo, destacando la dependencia que muestra la corriente, la tensión y la potencia en la intensidad de ésta. Está normalizado el adoptar un valor de  $1000 W/m^2$  para el dimensionado de la instalación, asumiendo que ésta puede variar en función de las nubes, la contaminación, etc.

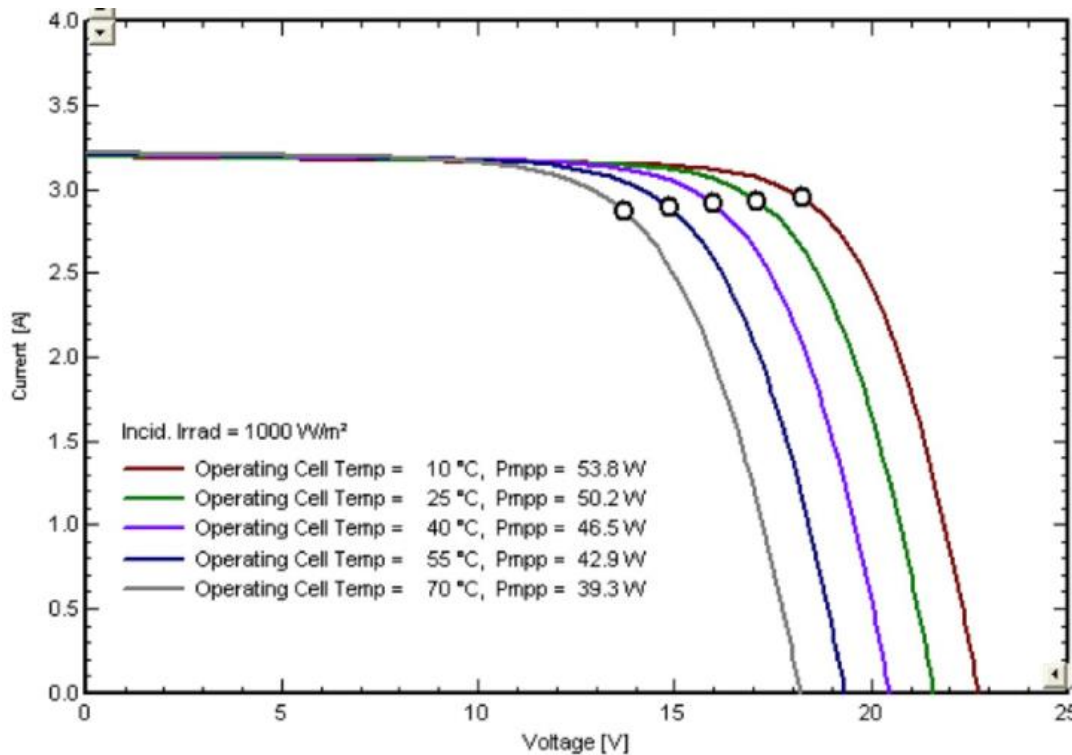
En cambio, la irradiación es la integración de la irradiancia a lo largo del tiempo, “La irradiación es la medida de la densidad energética de la luz solar, es la integral de la irradiancia, ya que la energía se integra en el tiempo.” (Ibrahim et al., 2019), representa la cantidad total de energía solar recibida por unidad de área durante un periodo, se mide en  $kWh/m^2$ .



**Gráfico 10.** El efecto de la intensidad de irradiación sobre la corriente y la potencia de las características de los conjuntos fotovoltaicos a temperatura constante.  
Fuente: Mohsin et al., (2018)

### 2.2.5.5. Temperatura

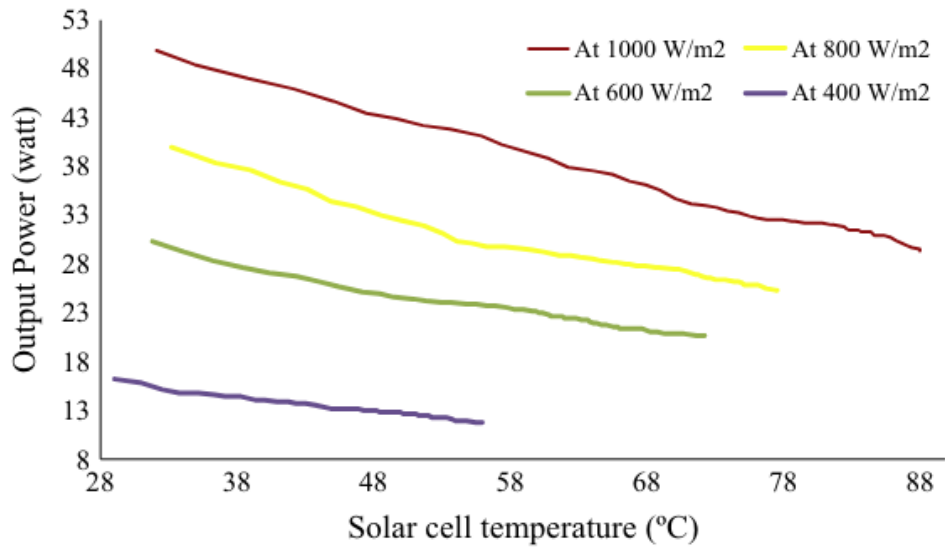
La cantidad de energía generada por las células fotovoltaicas se verá afectada por la variación de la eficiencia de las células solares que se produce con los cambios de temperatura (módulos fotovoltaicos). La temperatura tiene un gran impacto en la tensión. (Shaik et al., 2023) como se puede observar en el gráfico 11.



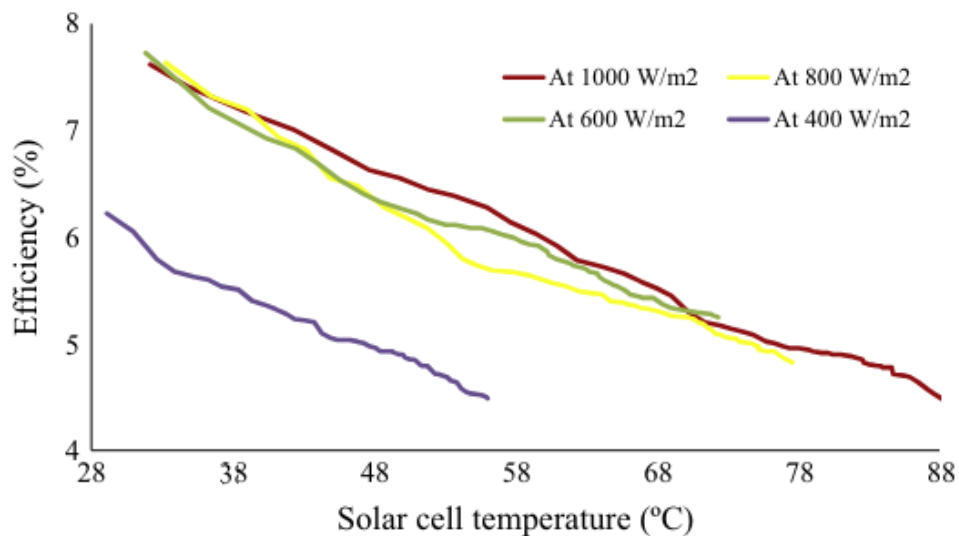
**Gráfico 11.** Voltajes de salida en función de la temperatura de operación  
Fuente: Fesharaki et al., (2011)

El siguiente extracto forma parte de un artículo en el que se detallan los experimentos realizados en el laboratorio de energía solar térmica en la Universidad de Malaya para investigar los efectos de diversos parámetros en la eficiencia fotovoltaica. Fueron realizados a una temperatura ambiente de 27 °C, el montaje experimental consistió principalmente en un emulador solar, un intercambiador de calor, una bomba centrífuga, un radiador de refrigeración y un módulo fotovoltaico. Se pueden observar los resultados obtenidos en los gráficos 12 y 13 respectivamente, se concluye en el experimento que la temperatura y tensión, por tanto, la eficiencia, son inversamente proporcionales.

“A un nivel de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y sin refrigeración, la potencia de salida del módulo es de 49,89 W, y el rendimiento es del 7,63% a la temperatura de la célula de 32,1 °C. Al alcanzar el estado estacionario, la potencia de salida disminuyó a 29,42 W, y el rendimiento bajó al 4,50 % a la temperatura de la célula de 88,1 °C. La potencia de salida total disminuyó a 20,47 W, y el rendimiento eléctrico bajó al 3,13%, lo que supone un 41,02% menos que el rendimiento de salida inicial. Mientras tanto, la temperatura de la célula solar aumentó a 56 C. Sin refrigeración y con un nivel de irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup>, la potencia de salida disminuyó en 0,37 W y el rendimiento eléctrico disminuyó en un 0,06 % por cada aumento de 1 °C en la temperatura de la célula.” (Rahman et al., 2015)



**Gráfico 12.** Potencia de salida en función de la temperatura del módulo a distintos niveles de irradiancia, sin refrigeración  
Fuente: Rahman et al., (2015)



**Gráfico 13.** Eficiencia en función de la temperatura del módulo a distintos niveles de irradiancia, sin refrigeración  
Fuente: Rahman et al., (2015)

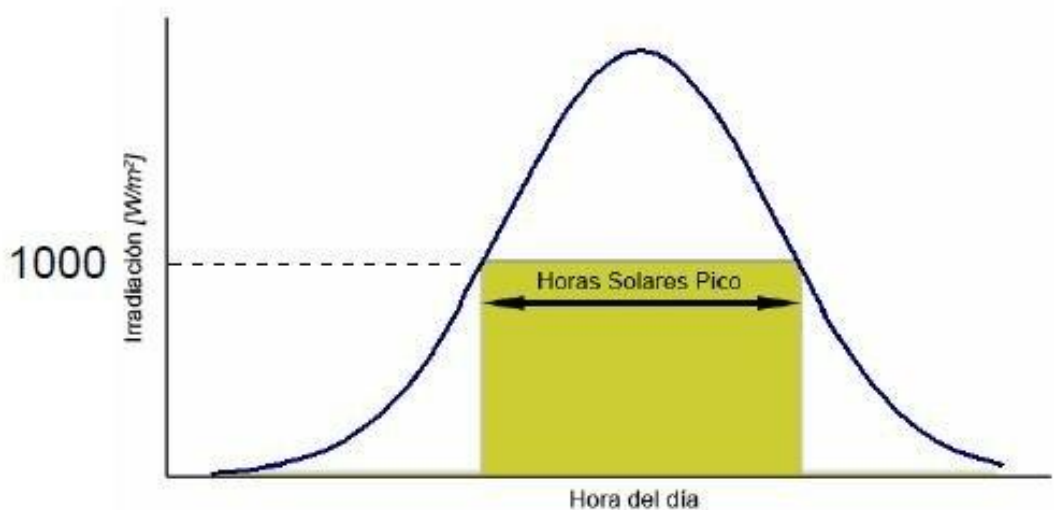
### 2.2.5.6. Hora solar pico (HSP)

Las HSP son simplemente el tiempo en horas a un nivel de irradiancia de ( $1 \text{ kW/m}^2$ ) necesario para producir la irradiación diaria obtenida de la integración de la irradiancia a lo largo de todas las horas de luz. (Ibrahim et al., 2019)

La hora solar pico (HSP), puede ser definida como una unidad encargada de medir la irradiación solar y definirla en el tiempo, en horas, de la hipótesis de que se recibe una irradiancia constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ . En las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos se muestran, o se deben mostrar, las características del panel en las condiciones de medida estandarizadas, conocidas por STC (por sus siglas en inglés *Standard Test Conditions*), se especifica que en estas condiciones contemplan una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que equivale a una hora solar pico. (Grupo Elektra, 2014)

La magnitud de las horas solares pico es igual a la duración de un día equivalente con una irradiancia constante igual a la intensidad de 1 sol ( $1 \text{ kW/m}^2$ ), lo que da como resultado el mismo valor de la radiación diaria. Este parámetro tiene unidades de tiempo, y cuando se da en horas, tiene el mismo valor numérico que la radiación diaria total en  $\text{kWh/m}^2 \text{ día}$ . (Castañer et al., 2012)

En la figura 25 se puede observar de forma gráfica el método de horas solares pico, que sirve para estandarizar la curva diaria de irradiación solar. El área del rectángulo se define a partir de las horas solares pico, es igual al área bajo la curva horaria de la irradiancia real.



**Figura 25.** Curva de irradiancia diaria y horas solares pico

Fuente: Macancela et al., (2012)





## **3. Memoria**

### **3.1. Objeto**

El objeto de la presente memoria es describir y justificar la solución adoptada conforme al proyecto objeto de estudio, referente al sistema de suministro eléctrico diseñado para conseguir la autarquía energética de una vivienda. El sistema se divide en dos instalaciones interconectadas, en primer lugar, un generador solar fotovoltaico, encargado de la generación eléctrica, y una instalación de producción y almacenaje de hidrógeno, que servirá como almacenaje de la energía producida en el generador fotovoltaico, para posteriormente usarse en una pila de combustible.

### **3.2. Estudio de necesidades**

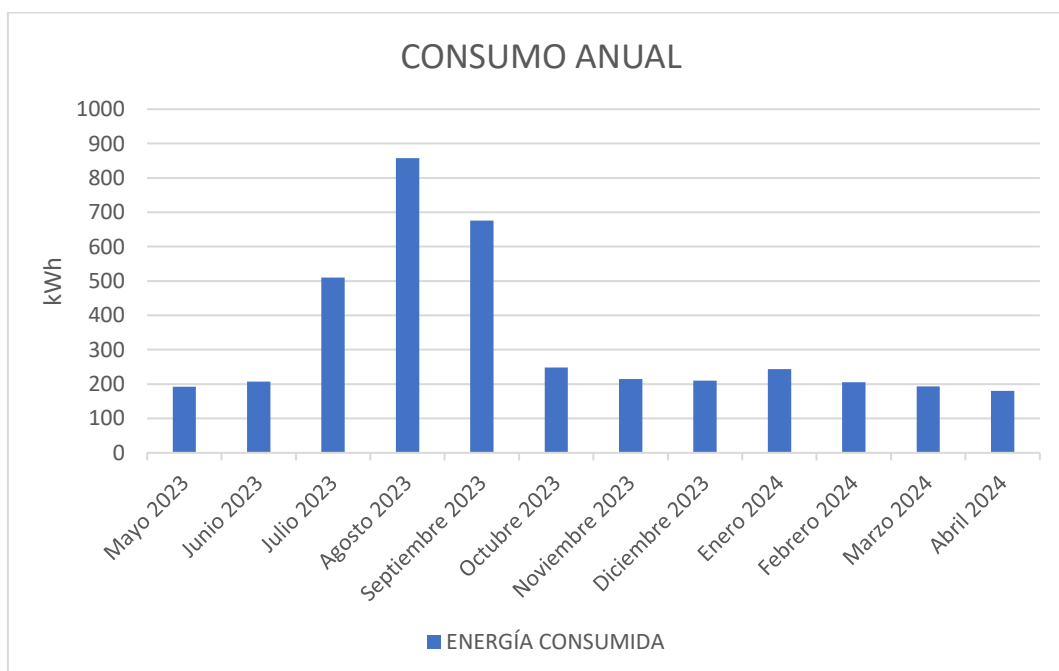
El diseño y dimensionado del proyecto se realizará a partir de los datos de consumo eléctrico de la vivienda ubicada en Pego, provincia de Alicante. Toda la información referente al consumo ha sido obtenida directamente del proveedor del suministro eléctrico, en base a las facturas emitidas por la entidad suministradora.

La tabla 8 muestra los datos de consumo que se tomarán en cuenta para el análisis y dimensionado de la instalación. Se puede observar de una forma más gráfica en gráfico 14, que corresponde con el gráfico del consumo generado a partir de los datos de partida.

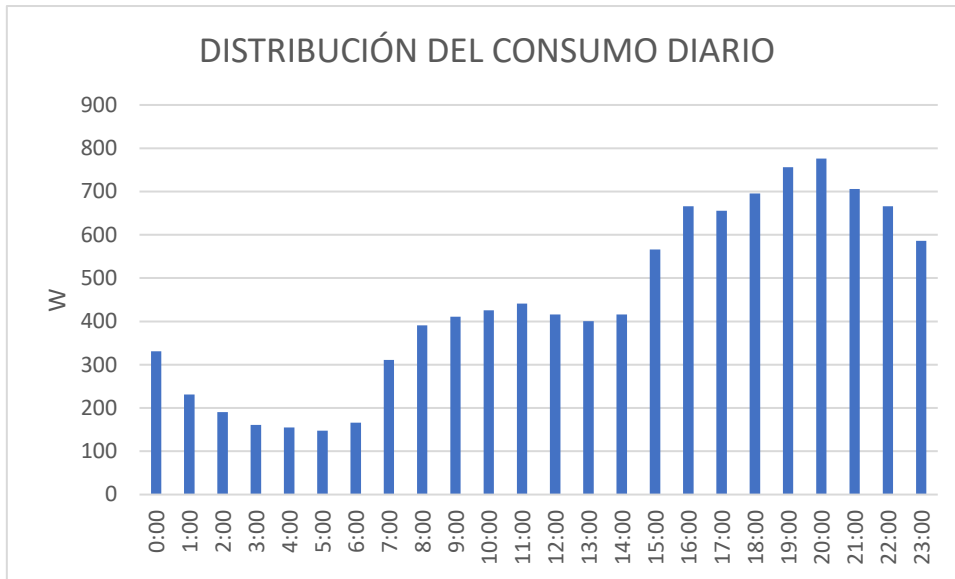
Tanto en el gráfico como en la tabla se pueden observar una tendencia de consumo mensual regular de aproximadamente 200 kWh, sin embargo, se observan valores atípicos que en su máxima diferencia superan incluso el 400 % de este consumo. Esto corresponde con los meses de verano en los que generalmente se hace un uso más exhaustivo de los equipos de climatización. En particular, la localidad en la que se ubica la vivienda esta situada en un valle cercado por formaciones montañosas, que consecuentemente experimenta un aislamiento impidiendo la ideal circulación de aire, creando un efecto de calor atrapado, que conlleva a un aumento de las temperaturas, derivando en un consumo significativamente superior.

Periodo	Consumo (kWh)
Mayo 2023	192
Junio 2023	207
Julio 2023	510
Agosto 2023	858
Septiembre 2023	676
Octubre 2023	248
Noviembre 2023	215
Diciembre 2023	210
Enero 2024	244
Febrero 2024	205
Marzo 2024	193
Abril 2024	180
<b>Total</b>	<b>3938 kWh</b>

**Tabla 8.** Consumo de la vivienda en los últimos 12 meses  
Fuente: Elaboración propia

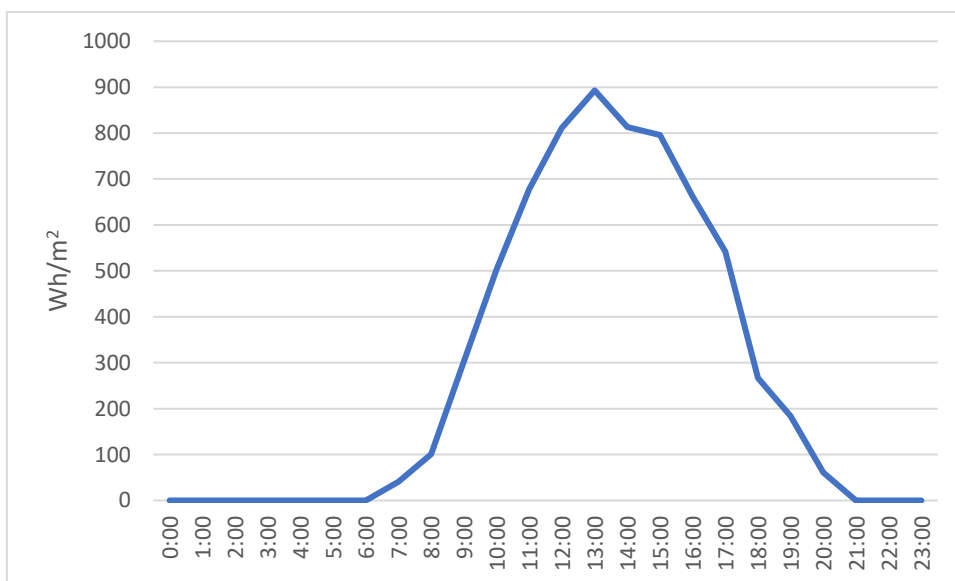


**Gráfico 14.** Consumo anual de la vivienda  
Fuente: Elaboración propia



**Gráfico 15.** Consumo diario medio

Fuente: Elaboración propia en base a las facturas de la entidad suministradora de recursos



**Gráfico 16.** Irradiación media durante un día

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la irradiación de la ubicación

### 3.3. Cálculo y dimensionado de la instalación

Del estudio de necesidades se han obtenido los datos de partida para el dimensionado de la instalación, sin embargo, siguiendo las indicaciones de la “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo” del IDAE, en la que se hace hincapié en la importancia de considerar posibles incrementos futuros en el consumo energético en el dimensionado de una instalación fotovoltaica, se asumirá un aumento del 10 % del consumo para asegurar que la instalación pueda cubrir la demanda a largo plazo.

La práctica de asumir un aumento en el consumo de cara a la proyección de la instalación es una recomendación común en el sector para asegurar que las instalaciones fotovoltaicas puedan cubrir las necesidades energéticas futuras, considerando factores como la incorporación de nuevos dispositivos electrónicos y cambios en el estilo de vida.

Por tanto, de los 3938 kWh consumidos anualmente, a efectos del dimensionado de la instalación fotovoltaica que se detallará en el siguiente apartado, se supondrá un aumento del 10 % para garantizar que la instalación sea capaz de soportar el aumento proyectado en el futuro. De forma que:

$$\text{Consumo asumiendo aumento (+10 \%)} = 3938 * 1,10 = \mathbf{4331,8 kWh} \quad (3)$$

A efectos del dimensionado de la instalación solar fotovoltaica se utilizarán dos métodos de dimensionado, el primero será el método recomendado por el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE* y en segundo lugar se utilizará el método de las horas solares pico, posteriormente se expondrán los resultados.

#### 3.3.1. Instalación solar fotovoltaica

Para el correcto dimensionado de la instalación fotovoltaica se deben tener en cuenta los factores comentados en el punto 2.2.5. del presente documento y como se ha comentado anteriormente se utilizarán dos métodos de dimensionado, la principal diferencia de ambos es la consideración de las horas solares pico, o por contraparte la consideración de distintos factores de igual relevancia.

En referencia a la ubicación geográfica, en el apartado 2.2.5.2. se detalla la importancia de este parámetro para el cálculo de la producción de la instalación. En el caso de estudio, la latitud exacta ha sido obtenida mediante la herramienta “GPS Coordinates” y tiene un valor de 38,841213°, se tomará un valor aproximado de 39°, dado que esta aproximación no afecta significativamente a los resultados.

Por lo que respecta a la orientación de los paneles, se debe adoptar una orientación sur ( $\alpha=0^\circ$ ), para maximizar la captación solar y, por ende, la producción eléctrica. Esta disposición permite que los paneles reciban la incidencia solar con mayor perpendicularidad y, por tanto, permite que la instalación alcance mayor eficiencia que en cualquier otra orientación.

Para determinar la inclinación óptima se debe recurrir a la tabla 7 del apartado 2.2.5.3. en la que se muestran distintos criterios de diseño en función del tiempo de funcionamiento de la instalación, en el caso de estudio se prevé que funcione de forma anual y además es el criterio que permite maximizar la producción anual, por lo que la inclinación óptima ( $\beta_{opt}$ ) será:

$$\beta_{opt} = \phi - 10^\circ \quad (4)$$

Siendo  $\phi$  la latitud geográfica en grados.

$$\beta_{opt} = 38,84 - 10 = \mathbf{28,84^\circ}$$

Por tanto, la inclinación óptima para la instalación sería  $28,84^\circ$ , sin embargo, como se apunta en la sección 2.2.5.3. es común que este valor se adapte a los elementos estructurales comerciales, que en el caso el valor más cercano es de  $30^\circ$ . Para comprobar la configuración adoptada no perjudica sustancialmente a la irradiación recibida se debe calcular el factor de irradiación mediante la ecuación 1, tomando los valores seleccionados de  $\beta=30^\circ$  y  $\alpha=0^\circ$ :

$$FI = 1 - [1,2 * 10^{-4}(30 - 28,84)^2 + 3,5 * 10^{-5} 0^2]$$

$$FI = \mathbf{0,9998}$$

Obtenido el factor de irradiación se pueden calcular las pérdidas causadas por adoptar una inclinación distinta a la óptima con  $(1 - FI)$  obteniendo un valor de 0.0002 que en porcentaje sería 0.02 %, siendo el máximo valor permitido por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE del 20 %.

Latitud geográfica	(°)	39
Inclinación	(°)	30
Orientación	(-)	Sur
Consumo anual (+10 %)	kWh	4331,8
Consumo medio diario	kWh	11,87

**Tabla 9.** Parámetros de partida

Fuente: Elaboración propia

- **Método propuesto por el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE***

El dimensionado mínimo del generador, es decir, la mínima potencia pico necesaria para la instalación, se realizará según la siguiente expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm} * PR} \quad (5)$$

Dónde:

- $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$
- $E_D =$  Consumo expresado en kWh/ día
- $PR$  es el rendimiento energético de la instalación o “*performance ratio*”,  $PR$

A efectos de cálculo se toma, en sistemas con inversor, un valor de  $PR = 0,7$ .

- $G_{dm}$  es la irradiación sobre generador

Se calcula a partir de la expresión:

$$G_{dm} = G_{dm}(0) * K * FI * FS \quad (6)$$

Dónde:

- $G_{dm}(0)$  es el valor medio mensual o anual de la irradiación sobre superficie horizontal en kWh/m<sup>2</sup> día, el valor se obtiene del Anexo I del presente documento
- $K = 1,15$ , como se puede comprobar en la tabla 7 del apartado 2.2.5.3.
- $FI$  es el factor de irradiación, calculado anteriormente
- $FS$  es el factor de Sombreado, que en el caso de estudio se tomará un valor de 1 debido a que no existe ninguna obstrucción en el emplazamiento de la instalación

Se obtiene por tanto que, el valor de irradiación sobre superficie horizontal  $G_{dm}(0)$  en las condiciones más desfavorables, mes de diciembre, tiene un valor de 2,27 kWh/m<sup>2</sup> día. Por tanto, la expresión 6 quedaría de la siguiente forma:

$$G_{dm} = 2,27 * 1,15 * 0,9998 * 1 = \mathbf{2,6099 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}}$$

Quedando la expresión 5 de la mínima potencia pico necesaria para la instalación, como:

$$P_{mp,min} = \frac{11,87 * 1}{2,6099 * 0,7} = 3,1836 \text{ kWp}$$

Obtenida la potencia pico mínima necesaria para la instalación, se puede obtener el número de paneles necesarios para esta. El pliego de condiciones sugiere que la potencia nominal del generador será como máximo un 20 % superior al valor de  $P_{mp,min}$  en el caso general. Por lo que se, asumiendo las pérdidas se adoptará un margen del 10 %, obteniendo así:

$$P_{mp} = 3,1836 * 1.1 = \mathbf{3,502 \text{ kWp}}$$

Se obtendrá el número de paneles necesarios de la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} \geq \frac{3,502 * 10^3}{\text{Potencia Pico Panel (Wp)}} \quad (7)$$

En el apartado de selección de equipamiento se justificará la elección del panel, pero como premisa se utilizarán paneles de 540 W de potencia pico, por lo que a priori, el número de paneles necesario será de:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} \geq \frac{3,502 * 10^3}{540} = \mathbf{6,48 \approx 7}$$

Que se traduce en una potencia pico de la instalación de 3,78 kW, que corresponden a los 7 módulos de 540 W.

Potencia pico instalación	(kW)	3,78
N.º de paneles	(-)	7
Inclinación	(º)	30
Orientación	(-)	Sur

**Tabla 10.** Resumen instalación fotovoltaica Método IDAE

Fuente: Elaboración propia



- **Método de dimensionado a partir de las HSP**

En primer lugar, en función de la latitud de la instalación se obtienen los valores de irradiancia sobre superficie más desfavorable en un día medio de cada mes ( $\text{MJ}/\text{m}^2$ ), conocido como factor H, de las tablas del Anexo II.

Se observa en la tabla que el mes más perjudicial en cuanto a irradiancia es diciembre con un valor de  $8,2 \text{ MJ}/\text{m}^2$ , al que se le debe aplicar un factor de corrección atmosférico siguiendo la siguiente expresión:

$$\text{Factor H corregido} = \text{Factor H} * \text{valor de corrección atmosférico} \quad (8)$$

El valor de corrección atmosférico puede tomar valor de 0,95 en el caso de la instalación este emplazada en una zona dónde abunde la calima y la contaminación como en las urbes, por el contrario, en las instalaciones alejadas de las urbes, con una atmosfera con mayor limpieza como es en las zonas montañosas el valor que se debe tomar es 1,05. (Grupo Elektra, 2014) Para el caso de estudio, debido a que se sitúa en una zona montañosa y no abunda la calima ni la contaminación, se adoptará un valor de 1,05.

$$\text{Factor H corregido} = 8,2 * 1,05 = \mathbf{8,61 \text{ MJ}/\text{m}^2}$$

Ahora se debe tener en cuenta el factor K de las tablas del anexo III, que varía en función de la inclinación y la latitud, en este caso  $30^\circ$  y  $39^\circ$ , respectivamente. El valor de K, en el mes más desfavorable, para esta configuración es de 1,4. Por lo que se pueden obtener las HSP, siguiendo la fórmula:

$$\text{HSP} = \text{Factor H corregido} * \text{Factor K} * 0,2778 \quad (9)$$

Obtenidos los factores, se debe multiplicar por factor de conversión de  $\text{MJ}/\text{m}^2$  a  $\text{kWh}/\text{m}^2$  que es 0,2778, por lo que el valor de HSP será:

$$\text{HSP} = 8,61 * 1,4 * 0,2778 = 3,3486 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = \mathbf{3,3486 \text{ HSP (h)}}$$

Finalmente se debe calcular la energía que puede producir un panel bajo las condiciones estipuladas, para ello se debe utilizar la expresión 10.

$$E_p = P_p * HSP \quad (10)$$

Dónde:

- $E_p$  es la energía de panel, expresada en Wh/día
- $P_p$  es la potencia pico del panel, que como en el método anterior se supondrán equipos de 540 W de potencia pico

$$E_p = 540 * 3,3486 = \mathbf{1808,24 Wh/día}$$

Conocido el valor de la energía de panel se puede obtener el numero necesario de paneles para cubrir la demanda energética, mediante la expresión 11.

$$N^{\circ} \text{ Paneles} \geq \frac{\text{Consumo}}{E_p * 365} \quad (11)$$

Conocidos todos los datos, se debe dividir el consumo anual entre la energía que puede producir un solo panel durante todo el año, obteniéndose así el número de paneles necesarios.

$$N^{\circ} \text{ Paneles} \geq \frac{4331,8 * 10^3}{1808,24 * 365} = \mathbf{6,56 \approx 7}$$

De esta forma se ha demostrado que se puede realizar el cálculo del número de paneles necesarios para cubrir una demanda energética cualquiera con distintos métodos y llegar a unas conclusiones similares, ya que se han obtenido unas características de instalación muy similares.

### 3.3.2. Pila de combustible, electrolizador y almacenado de H<sub>2</sub>

Para el dimensionado de la pila de combustible y el electrolizador se deben tener en cuenta los tiempos de producción solar, del gráfico 16 en el que se muestra la irradiación recibida en un mes medio, se trata de la media de producción durante un año, siendo diciembre la mínima y junio la máxima.

Se puede observar que la instalación fotovoltaica empezará su producción sobre las 7:00 h y no cesará esta producción hasta pasadas las 20:30 h, estimando un tiempo de producción de 13,5 h. Se asegurará que el electrolizador sea capaz de generar la suficiente cantidad de hidrógeno durante ese tiempo, para que posteriormente la pila de combustible sea capaz de convertir la energía requerida restante.

Por lo que la pila de combustible deberá funcionar durante las 10,5 h restantes del día para asegurar que la demanda diaria queda satisfecha. Se puede observar en el gráfico 16 del estudio de necesidades que el consumo nocturno es significativamente menor en comparación con el diurno, pero para garantizar la versatilidad de la instalación se asume un consumo del mismo nivel, por lo que el consumo al que deberá hacer frente la pila de combustible será:

$$Suministro_{pila} = 11,78 * \left(\frac{10,5}{24}\right) = 5,153 \text{ kWh} \quad (12)$$

Es decir que la pila debe cubrir aproximadamente 5,153 kWh al que se debe aplicar un margen de seguridad significativo, en concepto de días en los que la parada de producción fotovoltaica o en temporadas puntuales de menor producción. El margen que se aplicará es del 20 % de forma que:

$$Suministro_{pila} = 5,153 * 1,2 = \mathbf{6,18 \text{ kWh}}$$

Ahora se necesita conocer cuanto hidrógeno es necesario para cubrir esa demanda, que se puede calcular mediante la expresión 13.

$$H_{2necesario} \geq \frac{Suministro}{PCI * \eta_{pila}} \quad (13)$$

Donde:

- El suministro se ha calculado en el apartado anterior: 6,18 kWh
- El PCI del hidrógeno se puede calcular mediante la tabla 2, del apartado 2.1.1., donde se muestra el valor del poder calorífico inferior (*Low Heating Value, LHV*) en valor de MJ/kg, que para convertir en kWh/kg.

$$PCI = 119,9 \left( \frac{MJ}{kg} \right) * 0,2778 \left( \frac{kWh}{MJ} \right) = \mathbf{33,31 \frac{kWh}{kg}} \quad (14)$$

- $\eta_{pila}$  se asumirá un rendimiento del 50 %

$$H_{2necesario} \geq \frac{6,18}{33,31 * 0,5} = \mathbf{0,371 kg}$$

La cantidad de hidrógeno necesaria para que la instalación fotovoltaica en combinación con la pila de combustible cubra la demanda de la vivienda, de al menos un día es de 0,371 kg de H<sub>2</sub>. De este dato se obtiene la producción mínima del electrolizador que se debe conseguir para cubrir la demanda de un día, es decir durante las 13,5 h de producción solar el electrolizador ha de ser capaz de producir como mínimo 0,371 kg de H<sub>2</sub>, se puede estimar por tanto la producción del electrolizador de la siguiente forma:

$$Producción_{mín} = \frac{0,371}{13,5} = \mathbf{0,027 \frac{kg \text{ de } H_2}{h}} \quad (15)$$

Queda por tanto definido el parámetro de selección del electrolizador que es la capacidad de producción mínima de 0,027 kg de H<sub>2</sub> en una hora, de forma que el equipo seleccionado cumplirá como mínimo con esa producción horaria para garantizar que la pila de combustible tenga recursos suficientes para cubrir la demanda en horas de nula producción fotovoltaica.

- **Almacenado de H<sub>2</sub>**

Se debe considerar que, para conseguir una independencia energética, se debe asumir que habrá días en los que la producción solar neta sea nula, por lo que la pila de combustible debe ser capaz de abastecer la instalación de forma autónoma. Para ello se debe calcular cuanta cantidad de hidrógeno sería necesaria para cubrir la demanda de un día entero, siguiendo la expresión 16:

$$H_{2necesario\ 1\ día} \geq \frac{Consumo}{PCI * \eta_{pila}} \quad (16)$$

Donde:

- El consumo es conocido: 11,78 kWh/ día
- El PCI del hidrógeno se ha calculado anteriormente
- $\eta_{pila}$  se asumirá un rendimiento del 50 %

$$H_{necesario\ 1\ día} \geq \frac{11,78}{33,31 * 0,5} = \mathbf{0,707\ kg}$$

Siguiendo la recomendación del IDAE, para el dimensionado de acumuladores, idealmente se debe contemplar una autonomía completa del sistema durante al menos 3 días, pero al tratarse de una instalación aislada se debe tomar un valor más conservador, que será de 5 días por lo que la cantidad mínima necesaria de hidrógeno almacenado será de:

$$H_{2almacenado} = 0,707 * 5 = \mathbf{3,535\ kg} \quad (17)$$

El método de almacenamiento que se utilizará en la instalación será el hidrógeno presurizado, por lo que se deberá almacenar en depósitos destinados a este uso, la configuración que se utilizará es de tanques de 300 bar y 45 L de almacenamiento; el número de tanques necesarios se puede calcular primero conociendo la cantidad de kg que puede almacenar un tanque, mediante la ley de los gases ideales:

$$P * V = n * R * T \quad (18)$$

Donde  $n = \frac{Masa_{tanque}}{m_{molarH_2}}$  :

$$Masa_{tanque} \geq \frac{P * V * m_{molarH_2}}{R * T} \quad (19)$$

Donde:

- Se ha considerado expresado
- $P$  y  $V$  son la presión y volumen del tanque que pasadas a unidades del Sistema internacional son  $P = 300 \text{ bar} * 0,986923 \frac{\text{atm}}{\text{bar}} = 296,08 \text{ atm}$  y 45 litros
- $m_{molar}H_2$  es la masa molar del hidrógeno que de la tabla del punto 2.1. se puede conocer.

$$m_{molar}H_2 = 1,00797 \frac{\text{g}}{\text{mol}} * 2 \text{ mol} * \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}} = 0,002 \text{ kg}$$

- $R$  y  $T$  son la constante de los gases ideales y la temperatura, que son  $0,08206 \text{ L*atm/mol*K}$  y  $T$  es la temperatura en condiciones normales (298 K)

Se obtiene por tanto la masa en kg que puede almacenar cada tanque.

$$Masa_{tanque} = \frac{296,08 * 45 * 0,002}{0,08206 * 298} = 1,0897 \text{ kg}$$

Se obtiene por tanto el número de tanques:

$$N^{\circ} \text{ de tanques} = \frac{3,535}{1,0897} = 3,24 \approx 4 \quad (20)$$

Se deben usar 4 tanques de 45 L de capacidad y 300 bar para poder almacenar el hidrógeno necesario para que el sistema pueda funcionar durante 5 días en ausencia de producción solar. También queda definido el parámetro de selección del compresor necesario para alimentar de hidrógeno presurizado a estos tanques, que es la presión de 300 bar.

H <sub>2</sub> requerido por la pila de combustible	(kg de H <sub>2</sub> )	0,371
Producción diaria de la pila de combustible	(kWh)	6,18
Producción mínima del electrolizador	(kg de H <sub>2</sub> /h)	0,027
Almacenamiento mínimo	(kg de H <sub>2</sub> )	3,535
N.º de tanques necesarios	(-)	4
Presión de almacenamiento	(bar)	300

**Tabla 11.** Resumen de la instalación de hidrógeno

Fuente: Elaboración propia

### 3.3.3. Selección de equipamiento

En este apartado se van a describir los criterios de selección del equipamiento necesario, una vez seleccionados los equipos se deberá volver a replantear el dimensionado para asegurar que los equipos escogidos no varían el planteamiento de la instalación.

En primer lugar, para la instalación solar fotovoltaica se requieren paneles de 540 W y los paneles seleccionados son los *HT SAAE Panel FV 540 Wp Monocristalino MBB/HC/BS 144 cel* cuyos datos se muestran en la tabla 12.

Potencia pico* (Pmax)	W	540
Tensión de máxima potencia (Vmp)	V	41,65
Intensidad de máxima potencia (Imp)	A	12,97
Tensión de circuito abierto (Voc)	V	49,5
Corriente cortocircuito (Isc)	A	13,9
Eficiencia del módulo	%	20,9
Tensión máxima del sistema	V	1500
Protección fusible recomendable	A	25

**Tabla 12.** Ficha técnica del *HT SAAE Panel FV 540 Wp Monocristalino MBB/HC/BS 144 cel*  
Fuente: Elaboración propia en base a la ficha técnica del producto

Para la selección del inversor necesario se contemplan dos alternativas, la primera alternativa es el uso de microinversores en cada uno de los paneles, que como se expone en el apartado 2.2.4. que como ventajas aportan a la instalación mayor flexibilidad, eficiencia y duración; la segunda alternativa es el uso de un inversor centralizado, que sería la alternativa más económica, porque presenta una mayor sencillez en la instalación al tener menos componentes.

Se seleccionará la opción más económica que corresponde al inversor centralizado, en este caso de una potencia nominal de 4 kW, ya que garantiza que puede gestionar la potencia pico de la instalación de 3,78 kW. El modelo seleccionado es el *Inversor Híbrido de 4 kW Growatt SPH 4000*, que se trata de un inversor monofásico cuya ficha técnica se encuentra en el anexo IV.

Para la selección del equipamiento necesario para la producción, compresión y uso en la pila de combustible se ha seleccionado el equipo “todo en uno” de la compañía H2Vector Energy Technologies, S.L, el equipo pertenece a la serie VECTOR de la compañía, en concreto el equipo seleccionado es el modelo *Vector 10* cuya ficha técnica se encuentra en el anexo V de este documento.

Este tipo de equipos también reciben el nombre de equipos integrados de hidrógeno, se trata de un equipo que contiene todos los elementos necesarios para la producción, compresión y producción de electricidad a partir de hidrógeno. La lista de componentes, con sus características asociadas se lista a continuación.

*Electrolizador EL 4.0, Enapter*, este electrolizador funciona en base a la tecnología de membrana de intercambio aniónico (AEM), detallada en el apartado 2.1.4., que proporciona hidrógeno a 0,5 Nm<sup>3</sup> con una pureza de alrededor del 99,9 %. Para comprobar que el electrolizador cumple con los requisitos mínimos de producción se debe comparar con la producción mínima necesaria.

$$Producción_{min} = 0,027 \frac{kg \text{ de } H_2}{h} \leq \left( 0,5 \frac{Nm^3}{h} * 0,08988 \frac{kg}{Nm^3} \right) = 0,045 \frac{kg \text{ de } H_2}{h}$$

El hidrógeno producido se comprime según sea necesario con el sistema de compresión que cuenta con un sistema de control automático de presión y temperatura que garantiza un almacenado a la presión adecuada, de forma que se asegura que la presión de suministro a los tanques sea de 300 bar. El equipo *Vector 10* está diseñado de forma que el proceso de electrólisis y compresión puedan operar de manera independiente el uno del otro.

Los tanques de almacenamiento seleccionados son equipos de la empresa Carbotainer, empresa dedicada a las soluciones de almacenamiento de gases presurizados, las botellas de seleccionadas están fabricadas en fibra de carbono con un refuerzo de compuesto epoxídico, en el interior mantienen un liner de aluminio y todo el equipo queda protegido con un termoplástico, además cada tanque cuenta con una capacidad de 45 litros y una presión de almacenado de 300 bar.

El sistema de pila de combustible *PET- 7B* permite generar electricidad con máxima de hasta 6,8 kW eléctricos y 6,8 kW en forma de calor y basa su funcionamiento en la tecnología PEM. Cuenta con un equipo de refrigeración mediante un circuito cerrado de agua desmineralizada y dispone de un intercambiador de calor agua-agua dentro del *Vector 10* para la disipación y aprovechamiento del calor generado por la pila de combustible.



### 3.4. Descripción de la solución adoptada

Una vez dimensionado el equipo, tras la selección según parámetros de diseño, se debe hacer una segunda comprobación, adaptando el dimensionado original a las características reales de los equipos definitivos. En especial, en primera instancia no se han tenido en cuenta los consumos de los equipos de generación de hidrógeno, por lo que en este apartado se detallará la solución adoptada, que será definitiva y se resumirá en el apartado 3.6., para tener en cuenta la energía necesaria por el equipo fotovoltaico se prosigue de la siguiente manera:

$$Energía_{total} = (Consumo_{vivienda} - Suministro_{pila}) + Consumo_{H_2} \quad (21)$$

En la ficha de características del *Vector 10* se detalla el consumo del equipo de generación de hidrógeno y el sistema de compresión. Según la producción del electrolizador, calculada anteriormente de aproximadamente 0,045 kg de H<sub>2</sub>/h se puede obtener el tiempo de funcionamiento necesario para producir la cantidad de hidrógeno necesaria para cubrir la demanda y, por tanto, el consumo total.

En el anexo V, se detalla el consumo conjunto del electrolizador y el compresor, que es de 4 kWh pico estimado, que contempla una compresión mayor a la requerida, sin embargo, es un valor de cálculo perfectamente válido puesto que lo suministra el fabricante. La producción por cubrir por día es de 0,371 kg, por lo que el tiempo de funcionamiento y por tanto el consumo será:

$$Consumo_{H_2} = \frac{0,371}{0,045} * 4 = 32,97 \frac{kWh}{día} \quad (22)$$

De forma que:

$$Energía_{total} = (11,78 - 6,18) + 32,97 = \mathbf{38,57} \frac{kWh}{día}$$

Se debe volver a calcular el número necesario de paneles para suministrar dicha cantidad, además se deberá aumentar la cantidad de inversores instalados para soportar el aumento de potencia. Anteriormente se ha calculado la energía que puede generar cada panel, que es  $E_p = 1808,24 Wh/día$ , se obtiene por tanto el número de paneles necesarios para alimentar la instalación, con la fórmula:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} \geq \frac{Consumo}{E_p} = \frac{38,57 * 10^3}{1808,24} = \mathbf{21,33} \approx \mathbf{22}$$

### 3.5. Resumen de la instalación proyectada

<i>HT SAAE Panel FV 540 Wp Monocristalino MBB/HC/BS 144 cel</i>		
Cantidad	(-)	22
Potencia	(W)	540
Potencia pico instalación	(kWp)	11,88
Capacidad de producción diaria	(kWh)	39,78
<i>Inversor Híbrido de 4 kW Growatt SPH 4000</i>		
Número de inversores	(-)	3
Potencia	(kW)	4
<i>Sistema de gestión de energía de hidrógeno serie Vector 10</i>		
Consumo en producción de hidrógeno	(kWh)	2,5 – 3,5
Consumo de energía con Auxiliares	(kWh)	4
<i>Electrolizador EL 4.0, Enapter</i>		
Tecnología	(-)	AEM
Capacidad de producción de hidrógeno	(kg/h)	0,45
Calidad del hidrógeno producido	(%)	99,9
Producción diaria	(kg)	0,371
<i>Sistema de compresión</i>		
Presión de salida de hidrógeno	(bar)	300
<i>Pila de combustible PET-7B</i>		
Tecnología	(-)	PEM
Producción máxima de electricidad	(kW)	6,8
Producción máxima de calor	(kW)	6,8
<i>Sistema de almacenamiento de hidrógeno Carbotainer 45 L</i>		
Presión de almacenado	(bar)	300
Cantidad de tanques	(-)	4
Capacidad de almacenamiento	(kg)	4,36

**Tabla 13.** Resumen de la instalación proyectada

Fuente: Elaboración propia



## 4. Pliego de condiciones

### 4.1. Objeto del proyecto

El objeto del presente pliego de condiciones es la definición de los requisitos, condiciones y aspectos técnicos necesarios para la ejecución del proyecto de generación de hidrógeno verde alimentado por energía solar fotovoltaica, así como garantizar que la ejecución y puesta en marcha cumple con la normativa y especificaciones técnicas por la regulación vigente.

Así como garantizar la seguridad de los materiales y equipos con respecto al personal, como con el espacio que abarca la instalación, mediante la certificación requerida a nivel legislativo, se debe asegurar que indicaciones para la correcta utilización del sistema y las líneas su correcto mantenimiento.

Se incluyen las características técnicas y especificaciones de los equipos, de los procesos seguidos para el diseño, el análisis y el dimensionado de la instalación para garantizar la máxima transparencia informativa, además en él se asegura un máximo compromiso con el medio ambiente, puesto que la nula contaminación es el objetivo principal del proyecto.

### 4.2 Materiales

Los elementos, equipos y materiales considerados en la ejecución del proyecto son los siguientes:

#### Sistema de gestión de energía de hidrógeno serie Vector 10

Que incluye los siguientes materiales y equipo:

- Electrolizador EL 4.0, Enapter
- Sistema de monitorización vía internet mediante plataforma H2Vector. I
- Planta de tratamiento de agua compuesto por:

Paquete de Osmosis Inversa

Sistema de alimentación de proceso de electrólisis

- Sistema de interconexión mecánica y eléctrica compuesto por:

Sistemas mecánicos interconectados

Sistemas eléctricos interconectados

- Sistema de Pila de combustible compuesto por:

Stack de Pila de Combustible PET- 7B

Convertidor DC-DC

Inversor DC-AC

Sistemas auxiliares de inyección de hidrógeno, aire y agua

Sistema de elementos de seguridad

Sistema abierto de extracción de calor por agua

Sistema cerrado de refrigeración por agua

- Sistema de compresión compuesto por

Compresor de aire

Sistema de tuberías e instrumentos para la canalización y control del proceso

- Sistema de control de atmosfera LEL
- Cerramiento IP 44, Ventilado compuesto por:

Cerramiento de acero al carbono pintado en C3-C4

Sistemas eléctricos de protecciones y alimentación. ABB / Schneider Electric / Siemens

Sistemas electrónicos. ABB / Schneider Electric / Siemens

Sistema de comunicaciones Modbus TCP vía Wifi y Ethernet

Router Industrial 4G

Pantalla HMI 4”

Todo el equipo cuenta con las siguientes consideraciones legales y normativa de aplicación:

- ISO 22734-2019: Generadores de hidrógeno mediante electrólisis del agua  
Aplicaciones industriales, comerciales y residenciales
- IEC 62282-3-100: 2019. Sistemas de potencia de celdas de combustible estacionarias –  
Seguridad
- EU Directive 2014/35/EU. 2014. Equipos de baja tensión
- EU Directive 2014/68/EU. 2014. Equipos a presión
- EU Directive 2014/30/EU 2014. Directiva de compatibilidad electromagnética

Además, la compañía fabricante, H2Vector cuenta con las certificaciones ISO para el desarrollo de su actividad con respecto al siguiente alcance: diseño, desarrollo, fabricación, instalación y gestión de soluciones energéticas renovables.

- ISO 9001:2015
- ISO 14001:2015

## Instalación solar fotovoltaica

Donde se contemplan:

- Paneles solares, modelo HT SAAE Panel FV 540 Wp Monocristalino MBB/HC/BS 144 cel
- Inversor Híbrido 4 kW Growatt SPH 4000
- Elementos estructurales y de sujeción

Perfiles estructurales de aluminio de medidas 2000 x 40 x 40 mm

Elementos de anclaje, kit de montaje fabricado en aluminio en el que se incluye

Soportes ajustables de 30° de aluminio anodizado

- Cableado y conexiones

Conectores BKMC4 par macho-hembra con protección con protección IP 68

Caja de conexiones con protección IP 67

Cableado de cobre P-Sun 2.0 CPRO de 6 mm<sup>2</sup>

Terminales de conexión

- Elementos de protección

Pica toma tierra de cobre de 1,5 m 150 mm<sup>2</sup>

Cable toma de tierra sección 2,5 mm<sup>2</sup> con recubrimiento longitud 15 m

La instalación fotovoltaica tiene en consideración la siguiente normativa y consideraciones legales:

- IEC 61215:2016
- ISO 9001
- IEC 61730:2016
- SA 8000
- ISO 14001
- AS/NZS 3100
- ISO 45001
- EN 50438
- IEC 62116
- IEC 62109
- G98/G99
- VDE 0126-1-1
- AS 4777
- CEI 0-21
- VDE-AR-N 4105
- UTE C 15-712
- IEC 61727
- 

## Almacenaje de hidrógeno

- Tanques de almacenado a presión

Que cumplen con la normativa y los estándares de calidad establecidos por:

- UNE EN 12245
- ISO 1119-1
- EN ISO 11363-1
- EN ISO 13341
- EN ISO 11114-1

### 4.3. Normativa

A continuación, se expondrá la normativa que contempla el diseño, dimensionado y planteamiento del proyecto, así como toda la normativa que se debe seguir en proyectos de índole similar.

La normativa a la que se somete y contempla en la instalación de hidrógeno es la siguiente:

- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.
- Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.
- Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.
- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Real Decreto 709/2015, de 24 de julio, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión.
- Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- Real Decreto 144/2016, de 8 de abril, por el que se establecen los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas.
- Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10.
- UNE EN 60079-10-1: Clasificación de emplazamientos. Atmósferas explosivas gaseosas.
- UNE EN 60079-14:2016: Atmósferas explosivas. Parte 14: Diseño, elección y realización de las instalaciones eléctricas.

- UNE EN 17127:2020: Puntos de suministro de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno gaseoso e incorporan protocolos de llenado.
- ISO 22734:2019: Generadores de hidrógeno usando electrólisis del agua – Aplicaciones industriales, comerciales y residenciales.

Respecto a la instalación fotovoltaica:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto-Ley 15/2018, 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de personas consumidoras.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de los puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- UNE 20460-5-523: instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.
- UNE 20460-70712: instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).

Normativa complementaria:

- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre de 2016, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación.



#### 4.4. **Ámbito de aplicación y alcance del proyecto**

El ámbito del presente proyecto abarca desde el estudio preliminar de las necesidades a cubrir, la selección de materiales y equipamiento, hasta la implementación y evaluación del sistema propuesto. Se contempla el análisis exhaustivo de las condiciones *in situ*, incluyendo la disponibilidad del recurso solar y la demanda energética de la vivienda.

Además, se realiza una evaluación técnica del sistema de electrólisis, considerando factores como la producción necesaria y la eficiencia de conversión, así como las condiciones de compresión, almacenamiento y posterior uso del hidrógeno producido en pila de combustible para la generación eléctrica. Durante el análisis se contempla en todo momento la normativa vigente aplicable, asegurando que todas las fases del proyecto, así como los equipos, cumplen los requisitos legales y técnicos establecidos.

Respecto al alcance del proyecto, cuyas características han sido mencionadas con anterioridad y que en el siguiente apartado se detallarán las condiciones de ejecución, basa su fundamento en las siguientes consideraciones:

- ❖ Análisis del consumo energético de los anteriores 12 meses
- ❖ Análisis, diseño y dimensionado de las especificaciones técnicas respecto a la instalación fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda energética y la producción de hidrógeno verde destinado al mismo fin
- ❖ Dimensionado del electrolizador destinado a la producción de hidrógeno verde
- ❖ Dimensionado del compresor destinado a la compresión del hidrógeno, así como el análisis y dimensionado del sistema de almacenamiento de dicho hidrógeno
- ❖ Dimensionado de la pila de combustible destinado a la producción eléctrica utilizando hidrógeno verde como combustible
- ❖ Análisis técnico y económico del sistema
- ❖ Pruebas de servicio, control y puesta en marcha atendiendo a las indicaciones proporcionadas por el fabricante

## 4.5. Condiciones de ejecución

Para la correcta ejecución del proyecto, se deben tener en cuenta las condiciones que siguen, así como las pruebas de servicio y control de calidad previos a la puesta en marcha que se especifican en el siguiente apartado.

Para cubrir la demanda de la vivienda ubicada en el municipio de Pego, provincia de Alicante, que presenta un consumo anual de 3938 kWh, que en primera instancia se ha supuesto un margen en concepto de un posible aumento del consumo del 10 %, el cual situaría el consumo en 4331,8 kWh; se deben instalar 22 paneles solares del modelo HT SAAE Panel FV 540 Wp Monocristalino MBB/HC/BS 144 cel con una potencia pico de 540 W, los cuales serán gestionados por 3 inversores del modelo Inversor Híbrido 4 kW Growatt SPH 4000.

Dichos módulos deberán fijarse a la cubierta mediante los elementos estructurales detallados en el apartado de materiales del presente pliego de condiciones, los cuales garantizarán que la inclinación de los paneles será de 30° de forma que se garantice la producción necesaria para cubrir parte de la demanda energética y el suministro necesario de energía eléctrica al equipo de producción de hidrógeno verde.

Para la producción de los 0,371 kg diarios de hidrógeno verde, requeridos por la pila de combustible para cubrir la parte restante de la demanda, se deberá utilizar el equipo Vector 10, cuyos elementos han sido descritos con anterioridad en el apartado de materiales. El cual contempla el equipo Electrolizador EL 4.0, Enapter, que presenta una producción de 0,5 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno, que cumple con suficiencia la demanda, que se comprimirá mediante el compresor con el que el equipo cuenta, hasta una presión de 300 bar.

Este hidrógeno comprimido se depositará en 4 tanques de 45 litros de capacidad, a 300 bar, dispuestos para tal efecto de la empresa Carbotainer, contemplando una capacidad total de almacenamiento de 4,36 kg, que garantizan una autonomía de 5 días en ausencia de producción solar fotovoltaica.

Dicho hidrógeno será consumido por la pila PET 7-B incluida en Vector 10, que es una pila de combustible que funciona mediante la tecnología PEM que cubrirá el resto de la demanda eléctrica, entregando la energía generada con una potencia máxima de 6,8 kW eléctricos, contando también con una producción de igual valor en forma de calor.

Finalmente, se deberán utilizar los elementos de conexión, conductos y protecciones estipulados en el apartado de materiales del presente pliego de condiciones, para asegurar la interconexión de todos los equipos, así como su seguridad de cara a las personas físicas y el propio equipo; de forma que se garantiza el correcto funcionamiento de la instalación.

## 4.6. Control de calidad y pruebas de servicio

En el Vector 10 se cuenta con un sistema completo de monitorización permitiendo un control preciso del equipo de forma que permite una inspección inmediata de la calidad de funcionamiento de servicio y el estado en el que se encuentran los equipos. Permite un control a distancia, retransmitiendo información en directo del consumo y rendimiento del equipo, el fabricante asegura unas pruebas de aceptación de fábrica de 1 día de duración previo al envío del equipo.

Además, en el presupuesto del equipo se incluye la puesta en marcha presencial con las pruebas de servicio pertinentes en taller durante 1 día, en el que se inspeccionan todos los componentes del equipo, tanto funcionamiento como consumos, calidad de producción y cantidad de producción según los tiempos fijados, de forma que se garantiza que en la puesta en marcha el equipo cumpla con las especificaciones técnicas del equipo.

Para garantizar la producción estimada de los paneles, se deben someter a una serie de pruebas de funcionamiento, incluyendo la verificación del rendimiento mediante la toma de medidas de conversión, comprobando que la salida de potencia concuerde con la facilitada por el fabricante. Asimismo, se deben realizar pruebas de funcionamiento en los paneles y los inversores en la situación real, realizado previamente el montaje, de forma que se obtendrán los datos de funcionamiento que podrán servir para garantizar la calidad de la instalación en conjunto.

También se deben realizar pruebas de conexión y desconexión de los equipos para asegurar que responden adecuadamente a los cambios de demanda energética y se verifica la estabilidad del conjunto bajo cargas variables. Se debe comprobar también la prueba de conexiones entre el sistema de generación fotovoltaico y el equipo de hidrógeno, siguiendo el mismo proceso de conexión y desconexión como configurando distintas cargas y estados de funcionamiento variables, tomando medida de los datos de funcionamiento y corroborando que cumplen con los datos de sus fichas técnicas respectivas.

Finalmente, y de forma periódica, se debe programar una revisión completa de toda la instalación, prestando especial atención a la inspección visual de los paneles para asegurar que no se producen puntos calientes que puedan comprometer la estabilidad del sistema. También periódicamente se debe programar una parada completa, para realizar las inspecciones y tareas de mantenimiento establecidas por el fabricante, comprobando los depósitos que puedan ser generados en el compresor, electrolizador y tanques, así como un control intensivo del agua de alimentación del sistema. Los resultados de las operaciones periódicas se deben anotar para poder comparar el estado de la instalación durante los años, garantizando que se actúa de forma preventiva en caso de mal funcionamiento, asegurando que la instalación funcione con la máxima calidad en todo momento.



## 5. Estudio económico

### 5.1. Presupuesto

#### **DETALLE DEL PRESUPUESTO REFERENTE A LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

CONCEPTO	UNIDADE S	BASE IMPONIBLE	IMPORTE
HT SAAE Panel FV 540 Wp Monocristalino MBB/HC/BS 144 cel	22	136,31	2.998,82
Inversor Híbrido 4 kW Growatt SPH 4000	3	975,20	2.925,60
Perfil estructural de aluminio anodizado 2000x40x40	22	2,20	48,40
Kit de anclaje para perfiles de aluminio	44	1,21	53,24
Soporte ajustable 30° aluminio	22	3,08	67,76
Tornillería auxiliar	100	0,15	15,00
Terminal de conexión	20	0,99	19,80
Conectores BKMC4 par macho-hembra	22	0,33	7,26
Caja de conexiones IP 67	2	16,60	33,20
Pica toma tierra de cobre de 1,5 m 150 mm <sup>2</sup>	1	14,50	14,50
Cable toma de tierra sección 2,5 mm <sup>2</sup> con recubrimiento longitud 15 m	1	25,10	25,10
Rollo 100 m Cable de cobre P-Sun 2.0 CPRO de 6 mm <sup>2</sup>	1	106,61	106,61

IMPORTE NETO	6.315,29 €
IVA	1.326,21 €
IMPORTE TOTAL	7.641,50 €

**DETALLE DEL PRESUPUESTO REFERENTE A LA  
INSTALACIÓN DE H<sub>2</sub>**

CONCEPTO	UNIDADES	BASE IMPONIBLE	IMPORTE
<p>Sistema de gestión de energía de hidrógeno serie <i>Vector 10</i>  Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,5 Nm<sup>3</sup> /h. Electrolizador EL 4.0, Enapter. @ 35barg, Calidad: 99.9% (1000 ppm H<sub>2</sub>O)</li> <li>• Sistema de Compresión de hidrógeno hasta 300 barg. H<sub>2</sub></li> <li>• Sistema de Pila de combustible de hasta 6,8 kW – Voltaje Configurable 21-80 VDC</li> </ul> <p>Stack de Pila de Combustible de 6,8 kW  Convertidor DC-DC, salida de voltaje controlado entre 21 y 80 VDC.  Sistemas auxiliares de inyección de hidrógeno, aire y agua.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de elementos de seguridad.</li> <li>• Sistema de tuberías e instrumentos para la canalización y control del proceso.</li> <li>• Sistema cerrado de refrigeración por agua.</li> <li>• Sistema abierto de extracción de calor por agua.</li> <li>• Planta de tratamiento de agua</li> </ul> <p>Paquete de Osmosis Inversa.  Sistema de alimentación de proceso de electrólisis</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de control de atmosfera LEL</li> <li>• Cerramiento IP 44, Ventilado:</li> </ul> <p>Cerramiento de acero al carbono pintado en C3-C4  Sistemas eléctricos de protecciones y alimentación. ABB / Schneider Electric / Siemens.  Sistemas electrónicos. ABB / Schneider Electric / Siemens.  Sistema de comunicaciones Modbus TCP vía Wifi y Ethernet.  Router Industrial 4G  Pantalla HMI 4”.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistemas mecánicos interconectados</li> <li>• Sistemas eléctricos interconectados.</li> <li>• Sistema de monitorización vía internet mediante plataforma H2Vector.</li> <li>• Puesta en Marcha</li> </ul>	1	68.000,00	68.000,00
Carbotainer Composite Cylinder 300 bar	4	600	2.400,00

IMPORTE NETO	70.400,00 €
IVA	14.784,00 €
IMPORTE TOTAL	85.184,00 €

**DETALLE RESUMEN DEL TOTAL DEL PROYECTO**

<b><u>DETALLE DEL PRESUPUESTO REFERENTE A LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</u></b>	6.315,29 €
<b><u>DETALLE DEL PRESUPUESTO REFERENTE A LA INSTALACIÓN DE H<sub>2</sub></u></b>	70.400,00 €
BASE IMPONIBLE	76.715,29 €
IVA	16.110,21 €
<b>IMPORTE TOTAL</b>	<b>92.825,50 €</b>

## 5.2. Estudio financiero

El siguiente estudio financiero tiene como objetivo valorar el desempeño económico del proyecto, calculando los parámetros más representativos de este valor, que son: *Payback*, VAN y TIR, necesarios para poder valorar correctamente la calidad de inversión que supone el proyecto.

No obstante, se debe señalar, que para ser justos con el proyecto se debería tener en cuenta el valor intrínseco del proyecto en sí mismo, como un método de producción que garantiza la autarquía energética, generando durante el proceso una cantidad nula de emisiones. Parámetro el cual es difícilmente valorable en términos económicos, pero que comporta un valor significativo con respecto al modelo productivo actual y con el medio ambiente, ya que cumple objetivos reales de desarrollo sostenible, los cuales países como España persiguen.

Dicho esto, para calcular la rentabilidad de la inversión se deberá calcular la cantidad de hidrógeno que la instalación es capaz de generar si este se considerara para la venta, puesto que como el proyecto trata de una vivienda en la cual no se obtiene un flujo de caja constante, para calcular el valor de la instalación se debe comprender el valor productivo real de ésta.

Para calcular la cantidad exacta del potencial económico generado por la venta de hidrógeno se debe considerar que en otros países el precio de venta actual del hidrógeno es de 8 – 10 €/kg, para garantizar un precio competitivo de venta, se establecerá un precio de venta de 7 €/kg. Por tanto, se debe calcular el potencial de generación de hidrógeno con la instalación proyectada mediante los datos del apartado 3.5. en el que se detalla el resumen de la instalación. Para el cálculo se debe tener en cuenta la capacidad de producción eléctrica anual que se tiene con la instalación proyectada, que dividido entre el consumo del electrolizador en máxima producción y su compresión se obtiene:

$$\text{Potencial de generación}_{H_2} = \left( \frac{\text{Capacidad de producción}_{FV} * 365}{\text{Consumo del electrolizador y compresor}} \right) \quad (23)$$

Dónde:

- *Capacidad de producción<sub>FV</sub>* es igual a 39,79 kWh por día
- *Consumo del electrolizador y compresor* en producción máxima es de 4 kW

$$\text{Potencial de generación}_{H_2} = \left( \frac{39,79 * 365}{4} \right) = 3630,84$$



De esta forma, junto con la capacidad de producción del electrolizador se puede obtener el número de kg producidos:

$$\text{Cantidad de } H_2 = 3630,84 * 0,045 = 163,39 \text{ kg}$$

Además de la venta por hidrógeno se puede considerar como ingreso el ahorro anual del consumo eléctrico de la vivienda, cuyo coste en los últimos 12 meses ha supuesto un total de 1335,32 €, ambos adaptaran su precio anualmente conforme el IPC y la subida media en los últimos 15 años, respectivamente.

Para conseguir el capital inicial para realizar la inversión se ha hecho una comparación de las principales entidades financieras de la zona, se ha escogido la que concede un préstamo por el importe íntegro de proyecto, se ofrece el préstamo con una comisión de apertura del 1% y un interés nominal del 5 % a 25 años. Con estas condiciones la TAE del préstamo tiene un valor de 5,116 %, se detalla en el anexo VI.

Respecto a los costes del proyecto se debe tener en cuenta que existen costes variables como el consumo de agua y el mantenimiento del equipo, para el coste del agua se ha calculado a según la tarifa del proveedor local, el cual asciende a 83,40 € en el primer año y se contemplará una subida progresiva del 1,5 %, también se deberá asignar una cantidad fija para las operaciones de control y mantenimiento que corresponderá con el 5 % de los ingresos.

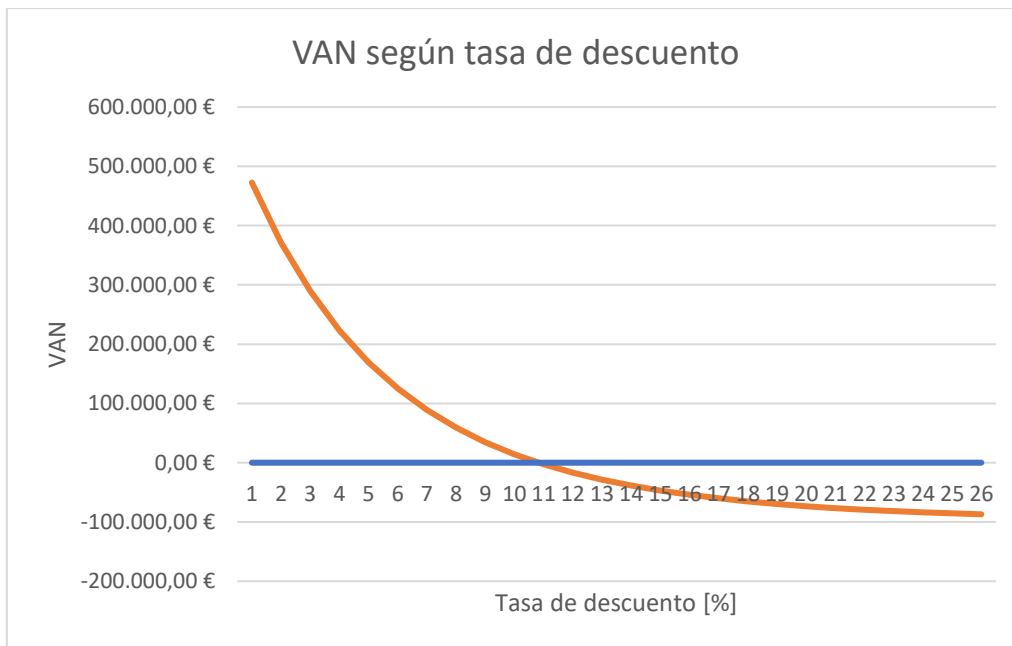
El *Payback* es un indicador financiero que mide el tiempo que tarda una inversión en igualar la suma de los flujos de caja generados al desembolso inicial requerido. En el anexo VI se encuentra la tabla de cálculo, en el que se ha considerado una venta anual de 72 kg de hidrógeno permitiendo que la instalación siga sustentándose, mediante una configuración de menor requerimiento de hidrógeno permitiendo la venta. Obteniendo que el *payback* se consigue a los 24 años.

Respecto a los flujos de caja, se ha considerado una sustitución de los inversores a los 10 años, con un valor de 2.925,60 €, además la vida útil del electrolizador y la pila de combustible es de 15 años, pero en el equipo existen componentes cuya vida útil es mayor, tras consulta con el proveedor indican que se pueden sustituir ambos componentes, el valor es de 46.412,75 €.

Tras las consideraciones mencionadas anteriormente se debe mencionar que se considera una amortización técnica o lineal, que se refiere al método de depreciación del activo fijo en el que se reduce de manera uniforme a lo largo de su vida útil, la tabla pertinente se encuentra en el anexo VI.

El VAN (Valor Actual Neto) es el parámetro financiero que representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto y la inversión inicial. En el anexo VI se encuentra la tabla de cálculo en el que se muestran los flujos de caja, junto con la amortización del equipo. El valor del VAN para el presente proyecto es de 190.986,74 €.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el valor presente neto de los flujos de caja de un proyecto a cero, es una medida de la rentabilidad relativa de un proyecto. El valor de la TIR para el presente proyecto es del 11,658 %, como se detalla en el anexo VI.



**Gráfico 17.** Representación del VAN en función de la tasa de descuento

Fuente: Elaboración propia



## 6. Conclusiones

Del presente proyecto, tanto de la investigación como en el desarrollo de este, se puede concluir que el hidrógeno, a nivel técnico, puede ser un combustible que cambie el paradigma energético actual; de hecho, este proyecto es sólo un ejemplo práctico de que técnicamente puede cubrir, junto a otra fuente de producción eléctrica como la energía solar fotovoltaica, el abastecimiento eléctrico de una vivienda, permitiendo la autarquía energética de esta. Además, el hidrógeno junto a la energía solar tienen unas emisiones asociadas prácticamente nulas, por lo que el presente proyecto ha conseguido técnicamente cubrir la demanda energética de una vivienda con unas emisiones asociadas prácticamente nulas.

Cabe detallar algunos matices respecto a la viabilidad económica de este, en el estudio económico se han considerado dos premisas ciertamente idílicas. Que son el suponer una posible venta de hidrógeno, que para que fuese posible se deberían realizar ciertas modificaciones y consultas a nivel legislativo debido a la normativa al respecto, y la consideración que el precio del kilogramo de hidrógeno contemplara una subida conforme al IPC. Que, ante el actual escenario económico, ciertamente imprevisible en el contexto energético, podría ser una de las posibilidades, pero no debe considerarse como una de las posibilidades predominantes.

Otra conclusión negativa que se puede extraer del proyecto es que aunque ciertamente es viable a nivel técnico, existen alternativas que abaratarían la instalación de forma significativa haciendo que el proyecto fuese rentable sin tener que recurrir a supuestos idílicos, además que ciertos equipos no se puede asegurar que su vida útil pueda cubrir el periodo de análisis económico, por lo que si se considera la sustitución del equipo de producción de hidrógeno antes de 25 años, que es ciertamente probable, la inversión tiene una rentabilidad nula. Además, que como se puede comprobar en el apartado de dimensionado, para cubrir la demanda de la vivienda con energía solar bastaría con 7 placas solares, frente a las 22 que son necesarias para la instalación contemplando la producción combinada con hidrógeno, este hecho es ciertamente revelador del estado actual de la tecnología de hidrógeno en materia de producción a pequeña escala.

Sin embargo, la viabilidad económica a medio largo plazo, según el ritmo de inversión e investigación actual, sí que debe considerarse como un escenario más que realista. Sólo es necesario observar que en producciones a gran escala ya se ha conseguido la rentabilidad económica, puesto que actualmente se están desarrollando miles de proyectos y se están invirtiendo miles de millones de euros en desarrollo de proyectos de producción, almacenaje y transporte de hidrógeno. Por lo que, no es pretencioso esperar que en el medio largo plazo, proyectos como los del presente texto, sean una alternativa real económicamente hablando.

Otra conclusión que debe mencionarse es que en la actualidad los métodos de producción eléctrica siguen todavía dependiendo en cierta medida de combustibles contaminantes, ya sea en la fase de su utilización o en sus residuos. En este proyecto se ha hecho un breve análisis de dos ejemplos de producción eléctrica que en su conjunto generan un total de 0 emisiones, de hecho, las únicas emisiones considerables son en la fabricación de sus componentes, por lo que la investigación y desarrollo de este tipo de proyectos son fundamentales para conseguir los hitos climáticos necesarios para garantizar un futuro sostenible.

Cabe mencionar también que las dos tecnologías utilizadas y analizadas en el proyecto son relativamente novedosas en el mercado, si bien sus principios de funcionamiento fueron descubiertos hace décadas, pueden considerarse como novedosas en la práctica a pequeña escala, ya que han experimentado avances significativos y reducciones de coste en las últimas décadas que han implicado una mayor utilización en los últimos años. Respecto a la energía fotovoltaica no puede considerarse novedosa, aunque prácticamente, de todos los GW instalados a nivel global, la mitad han sido instalados entre 2019 y la actualidad; en referencia a las instalaciones de hidrógeno sí que puede considerarse una tecnología ciertamente novedosa en el ámbito de producción eléctrica. Ambas tecnologías presentan cierto atractivo, cada una por sus características que se han mencionado a lo largo del proyecto, por el grado de implicación que pueden tener en la generación eléctrica a pequeña y gran escala con sus beneficios asociados con respecto a las emisiones.

El objetivo principal del proyecto era diseñar un sistema basado en el hidrógeno que pudiese conseguir la autarquía energética de un hogar, se ha demostrado que con la tecnología actual es posible. Pero este hecho no sólo es destacable por sí mismo, si se realiza una breve búsqueda de las tasas de aprendizaje de los equipos de electrólisis se espera que entre 2030 y 2040, hay bastante información al respecto en el artículo del INECC: *Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO<sub>2</sub>*, que aparece en la biografía, tanto los costes de producción como los costes energéticos para producir un kilogramo de producto, se esperan reducciones muy significativas alcanzando para 2030 unas reducciones de entorno al 70 % en el coste de producción y entre el 20 y 50 % a los costes energéticos, pero más alentadoras son las proyecciones a 2040, en el que se espera una reducción adicional del 50 al 65 % en el coste de producción y aproximadamente de un 50 % adicional en el coste energético; estas reducciones se esperan debido a que se espera un significativo aumento de la eficiencia de los electrolizadores y equipos alternativos en la cadena de valor del hidrógeno.

Finalmente, es conveniente mencionar cuales son las líneas de investigación de cara al futuro que deja este proyecto, se debe mencionar que como se comenta en el anterior párrafo, se espera una reducción de costes en los equipos de hidrógeno sustanciales y es en estos equipos en los que si se consigue la reducción esperada se conseguirá una mayor viabilidad en proyectos que contemplen hidrógeno. Junto a este hecho el incremento de inversión en este tipo de proyectos, a nivel nacional e internacional, aportan argumentos de peso para la investigación y desarrollo en esta tecnología puesto que no se debe olvidar que el hidrógeno es el recurso natural más abundante del planeta y si se consigue aprovechar de forma correcta, podría ser el combustible perfecto ya que como se ha comentado anteriormente su único subproducto es el calor y el agua.



## 7. Bibliografía y referencias

- Adu-Manu, K. S., Adam, N., Tapparello, C., Ayatollahi, H., y Heinzelman, W. (2018). *Energy-harvesting wireless sensor networks (EH-WSNs): A review*. ACM Transactions on Sensor Networks, 14, 1-50. <https://doi.org/10.1145/3183338>
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2012). *Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT* (J. M. Sancho Ávila, J. Riesco Martín, C. Jiménez Alonso, M. del C. Sánchez de Cos, J. Montero Cadalso, & M. López Bartolomé, Eds.). Madrid: AEMET. Recuperado de <https://repositorio.aemet.es/handle/20.500.11765/8798>
- Al-Ezzi, A. S. y Ansari, M. N. M. (2022). *Photovoltaic solar cells: A review*. Applied System Innovation, 5(67). <https://doi.org/10.3390/asi5040067>
- AlZohbi, G., Almoaikel, A., y AlShuhail, L. (2023). *An overview on the technologies used to store hydrogen*. Energy Reports, 9(Supplement 11), 28-34. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.08.072>
- Apilados.com. (2022). *Comparación de las emisiones de CO2 equivalente y coste nivelado del hidrógeno según su color*. Recuperado de <https://apilados.com>
- Aziz, M. (2021). *Liquid hydrogen: A review on liquefaction, storage, transportation, and safety*. Energies, 14(5917). <https://doi.org/10.3390/en14185917>
- Banco Mundial. (n.d.). *Población, total* en miles de millones. Recuperado de <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>
- Bolin, B. (2007). *A History of the Science and Politics of Climate Change: The Role of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press
- Castañer, L., Bermejo, S., Markvart, T., y Fragaki, K. (2012). *Energy production by a PV array*. En A. McEvoy, T. Markvart, y L. Castañer (Eds.), *Practical handbook of photovoltaics* Academic Press. (2nd ed., pp. 645-658). ISBN 9780123859341 <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385934-1.00018-0>
- Centro Nacional del Hidrógeno. (n.d.). Recuperado de <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE). (2015). *Hydrogen storage*. Recuperado de <http://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- ENDEF Solar Solutions. (2020). Recuperado de <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>
- Energy Institute. (2023). *Statistical Review of World Energy 2023* (72nd ed.). Energy Institute.
- Erick, R. (2021). *Diferencias entre semiconductores tipo P y tipo N*. Recuperado de <https://transistores.info/diferencias-entre-semiconductores-tipo-p-y-tipo-n/>

- Escuela Abierta de Desarrollo en Ingeniería y Construcción EADIC. (2021) *Seguidor del punto de máxima potencia MPPT ¿Qué es el MPPT?*, <https://eadic.com/blog/entrada/seguidor-del-punto-de-maxima-potencia-mppt-que-es-el-mppt/>
- Fesharaki, V. J., Dehghani, M., y Fesharaki, J. J. (2011). *The effect of temperature on photovoltaic cell efficiency*.
- GPS Coordinates. (2024). Pego, Alicante. Recuperado el 20 de junio de 2024 de <https://www.gps-coordinates.net/>
- Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. (NAP) (2007). *Energía solar fotovoltaica*. Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. ISBN: 978-84-935049-6-0
- Grupo Elektra. (2014). *Hora solar pico*. Recuperado el 6 de junio de 2024, de <https://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>
- Guo, X., Zhu, H., y Zhang, S. (2023). *Overview of electrolyser and hydrogen production power supply from industrial perspective*. International Journal of Hydrogen Energy.
- Gupta, R. B. (2008). *Hydrogen fuel: Production, transport, and storage*. CRC Press.
- Hirscher, M., Becher, M., Haluska, M., Quintel, A., Skakalova, V., Choi, Y.-M., Dettlaff-Weglikowska, U., Roth, S., Stepanek, I., Bernier, P., Leonhardt, A., y Fink, J. (2002). *Hydrogen storage in carbon nanostructures*. Journal of Alloys and Compounds, 330–332, 654-658. [https://doi.org/10.1016/S0925-8388\(01\)01643-7](https://doi.org/10.1016/S0925-8388(01)01643-7)
- Herzog, A. V., Lipman, T. E., y Kammen, D. M. (2001). *Renewable energy sources*. Encyclopedia of life support systems (EOLSS) forerunner volume-perspectives and overview of life support systems and sustainable development.
- Ibrahim, K. A., Gyuk, P. M., y Aliyu, S. (2019). *The effect of solar irradiation on solar cells*. Science World Journal, 14(1). ISSN 1597-6343
- IDAE y ENERAGEN. (2023). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo v.4.1*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (ENERAGEN), Madrid.
- Institute of Slush Hydrogen. (2021). *What're slush hydrogen and slush nitrogen?*. Recuperado de <https://slush-ish-nitro-english.com/technology1.html>
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (INECC). (2022). *Almacenamiento de energía con hidrógeno a escala de servicios como facilitador de la mitigación de CO2*. Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana, Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2002). *Instalaciones de energía solar térmica: Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura, PET-REV- octubre 2002*. Recuperado de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11209\\_4e8ace1b.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11209_4e8ace1b.pdf)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*



- IRENA. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. International Renewable Energy Agency Abu Dhabi.
- Kilner, J. (2022). *Métodos de producción de hidrógeno y sus colores*. CIC energi GUNE.
- Langmi, H. W., Engelbrecht, N., Modisha, P. M., y Bessarabov, D. (2022). *Hydrogen storage*. En T. Smolinka & J. Garche (Eds.), *Electrochemical power sources: Fundamentals, systems, and applications* (pp. 455-486). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00006-9>
- Larrea, M., Castro, U., y Álvarez, E. (2017). *Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica*. Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto. ISSN: 2340-7638
- Macancela, V., Edmundo, V., Fredy, F., y Flavio, Q. (2012). *Análisis técnico de una central solar para la producción de energía eléctrica en el Cantón Santa Isabel de la Provincia del Azuay*.
- Martin, W. (2018). *How technology has changed the world of work*. World Economic Forum en colaboración con Business Insider.
- Mohsin, A., y Abdulbaqi, I. (2018). *Analysis of an irrigation pump driver fed by solar PV panel*. 92-97. <https://doi.org/10.1109/ISCES.2018.8340534>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2021). Recuperado de <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- Neamen, D. A. (2012). *Semiconductor physics and devices: Basic principles* (4th ed.). McGraw-Hill.
- Ondarse, D. (2021). *Hidrógeno*. Enciclopedia Humanidades. Disponible en <https://humanidades.com/hidrogeno/>. Consultado el 9 de mayo de 2024
- Panwar, N. L., Kaushik, S. C., y Kothari, S. (2011). *Role of renewable energy sources in environmental protection: A review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1513-1524. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037>
- Parrilla, A. y Grau, A. (2022). *El hidrógeno verde, un acumulador energético para catapultar las renovables*. CSIC Comunicación. Recuperado de <https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-hidrogeno-verde-un-acumulador-energetico-para-catapultar-las-renovables>
- Rahman, M. M., Hasanuzzaman, M., y Rahim, N. A. (2015). *Effects of various parameters on PV-module power and efficiency*. *Energy Conversion and Management*, 103, 348-358. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.067>
- Ritchie, H., y Roser, M. (2020). *Emisiones de CO<sub>2</sub>*. Publicado en línea en OurWorldInData.org. Obtenido de <https://ourworldindata.org/co2-emissions>
- Santbergen, R., Muthukumar, V. A., Valckenborg, R. M. E., van de Wall, W. J. A., Smets, A. H. M., y Zeman, M. (2017). *Calculation of irradiance distribution on PV modules by combining sky and sensitivity maps*. *Solar Energy*, 150, 49-54. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.036>

- Shaik, F., Lingala, S. S., y Veeraboina, P. (2023). *Effect of various parameters on the performance of solar PV power plant: a review and the experimental study*. Sustainable Energy Research, 10(6). <https://doi.org/10.1186/s40807-023-00076-x>
- Solargis. (n.d.). *Mapas de recursos solares*. Recuperado de <https://solargis.com>
- Solar Power Europe. (2023). *EU market outlook for solar power 2023-2027*.
- SynerHy. (2022). *Métodos de almacenamiento y transporte de hidrógeno*. Recuperado de <https://synerhy.com/2022/05/metodos-de-almacenamiento-y-transporte-de-hidrogeno/>
- Van de Graaf, T. (2022). *Hydrogen's Decade*. Finance & Development, 59(4). International Monetary Fund. Recuperado de: <https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/hydrogen-decade-van-de-graaf>
- Wikipedia. (2023). Recuperado el 10 de junio de 2024 de [https://en.wikipedia.org/wiki/Fuel\\_cell](https://en.wikipedia.org/wiki/Fuel_cell)
- Zhang, T., Uratani, J., Huang, Y., Xu, L., Griffiths, S., y Ding, Y. (2023). *Hydrogen liquefaction and storage: Recent progress and perspectives*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 176, 113204. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113204>
- Zhou, G., Huang, L., Li, W., y Zhu, Z. (2014). *Harvesting ambient environmental energy for wireless sensor networks: A survey*. Journal of Sensors, 2014, Article ID 815467, 20 pages. <https://doi.org/10.1155/2014/815467>
- Zhou, L. (2005). *Progress and problems in hydrogen storage methods*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 9(4), 395-408. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.05.005>



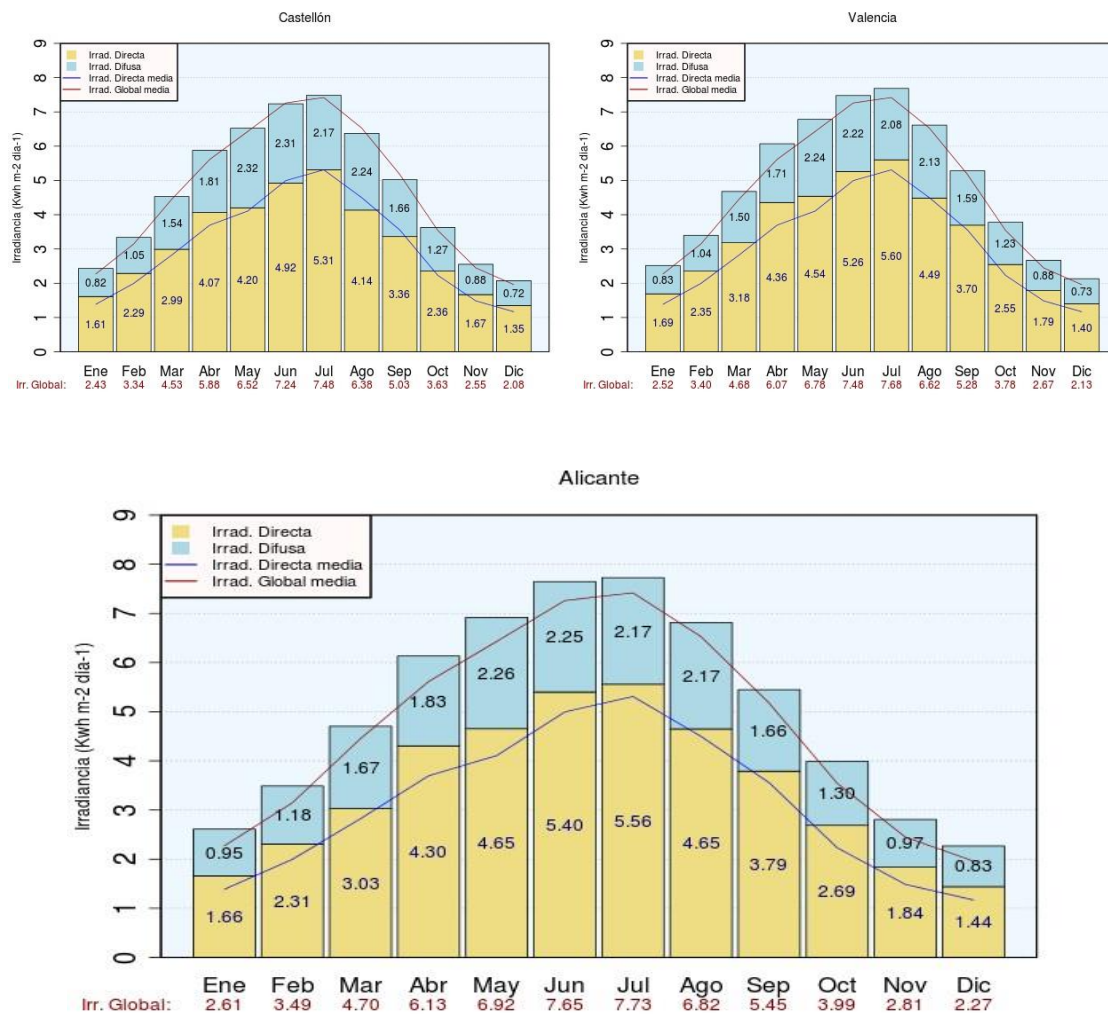
## **ANEXOS**

## **ANEXO I**

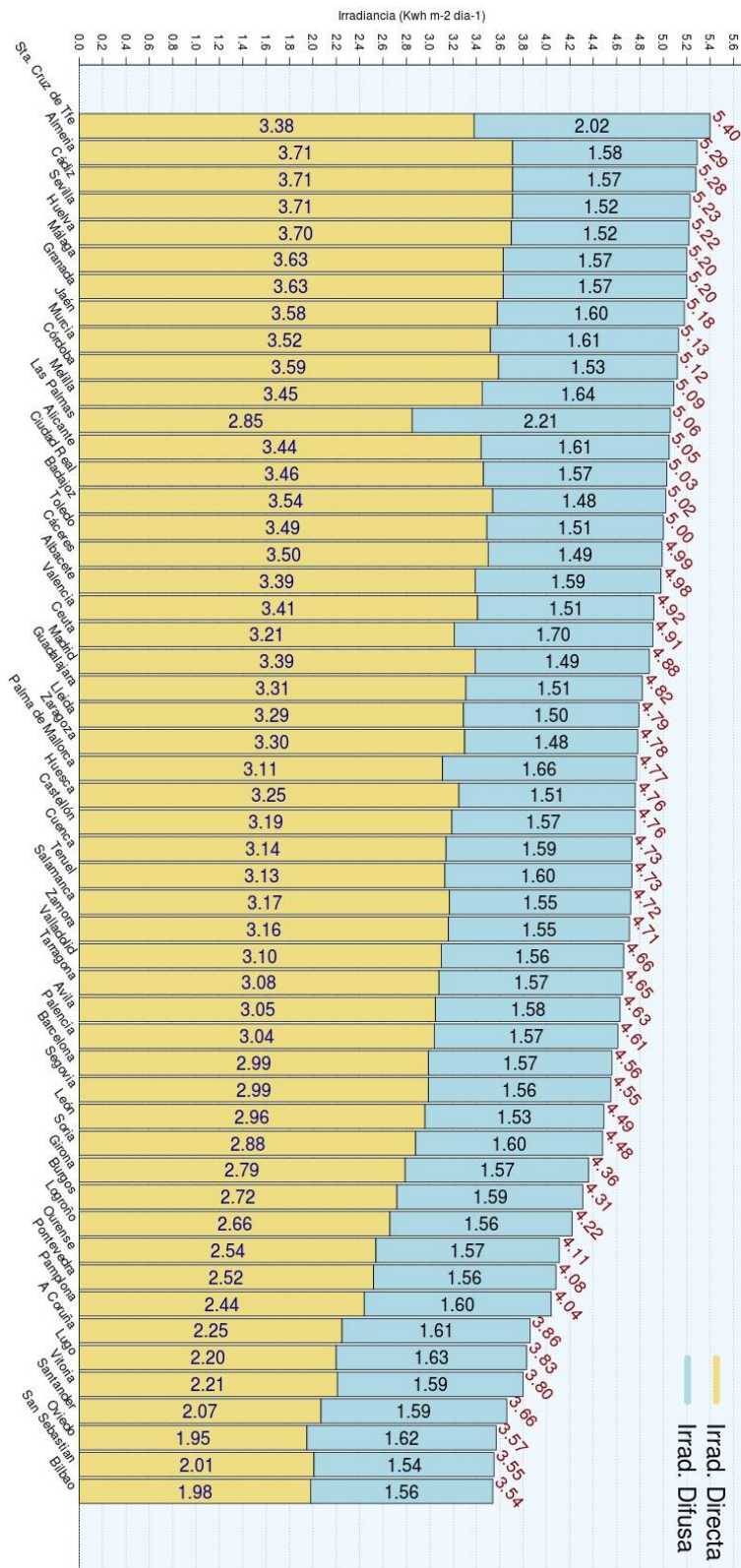
El siguiente anexo se trata de un extracto del documento: *Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSTAT (2012)* de la Agencia estatal de Meteorología, en el que se han seleccionado los datos correspondientes al caso de estudio del presente proyecto.

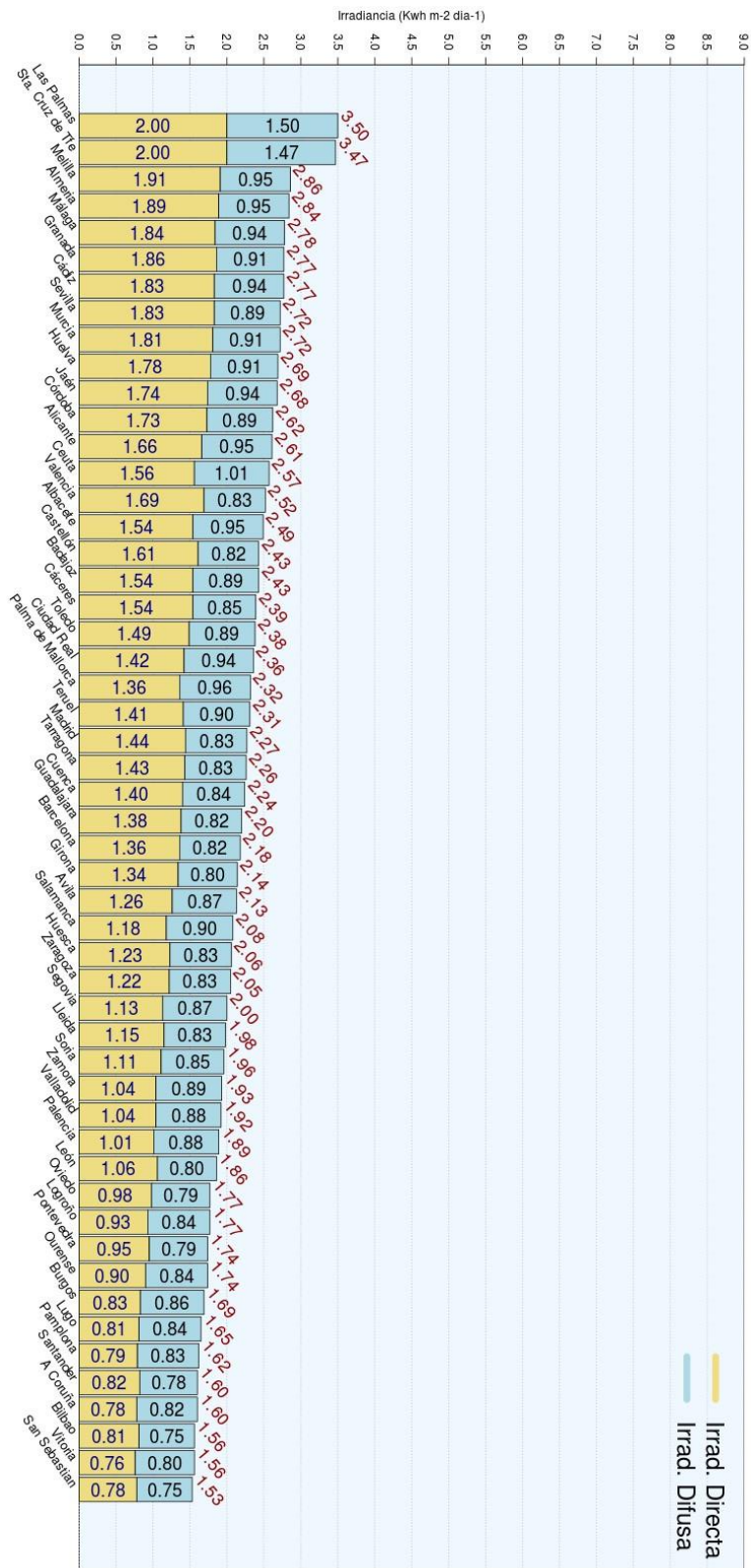
## 4. Irradiancias Global, Directa y Difusa en las capitales de provincia [1983-2005]

### 4.12. Comunidad Valenciana

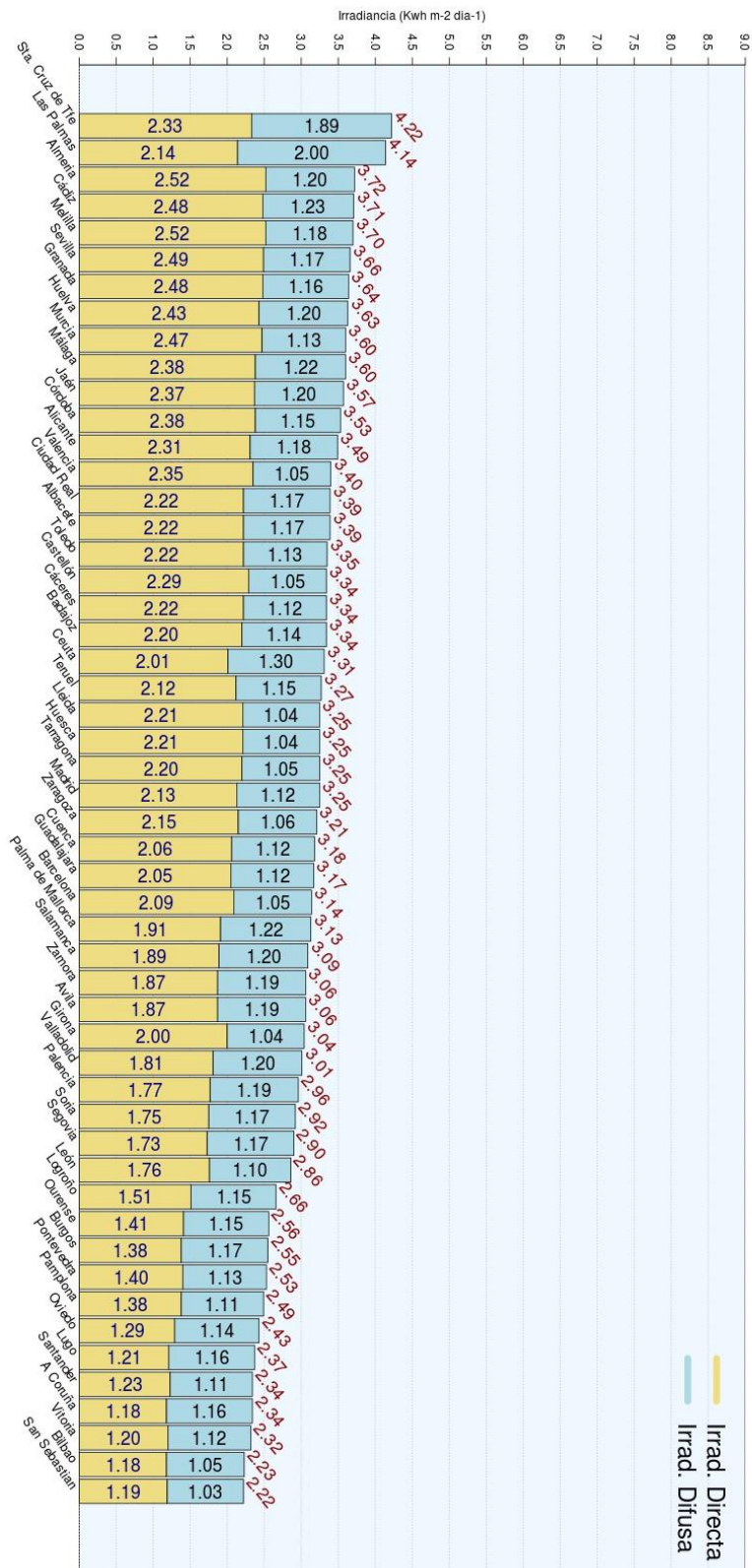


En las siguientes figuras se muestra la irradiación global media diaria en orden decreciente para las diferentes capitales de provincia, indicándose de la misma manera que en las gráficas anteriores la contribución de la irradiación difusa a la irradiación global.

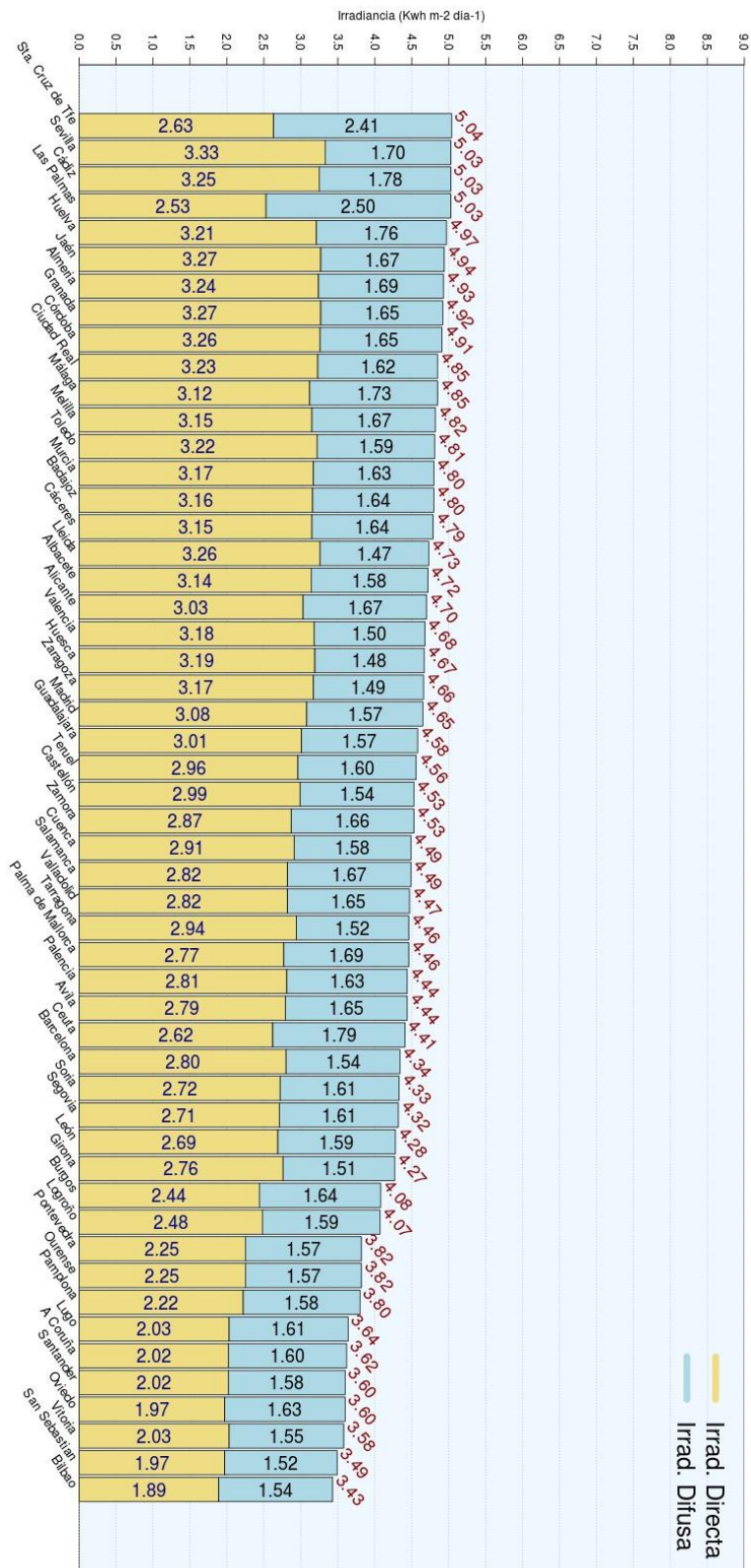




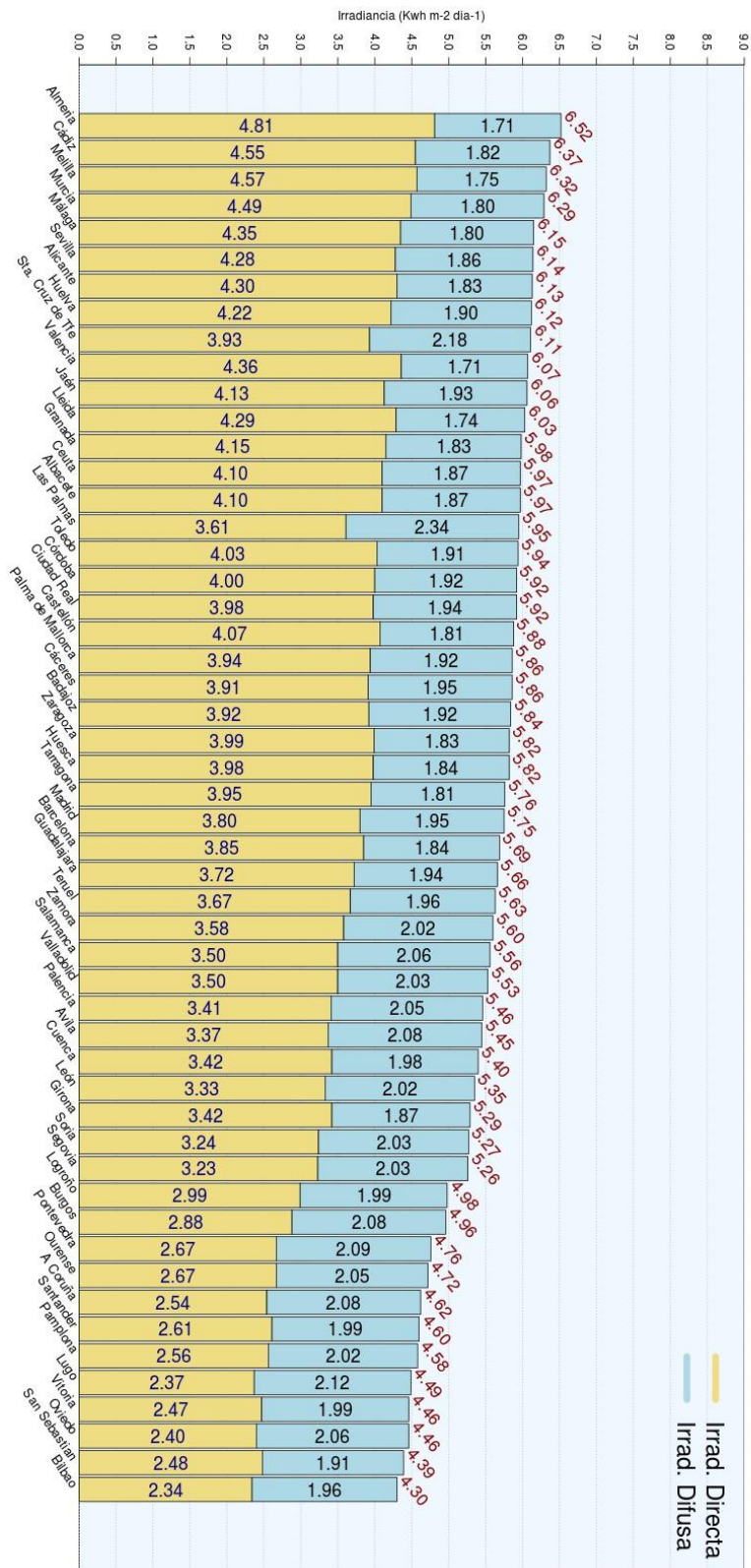


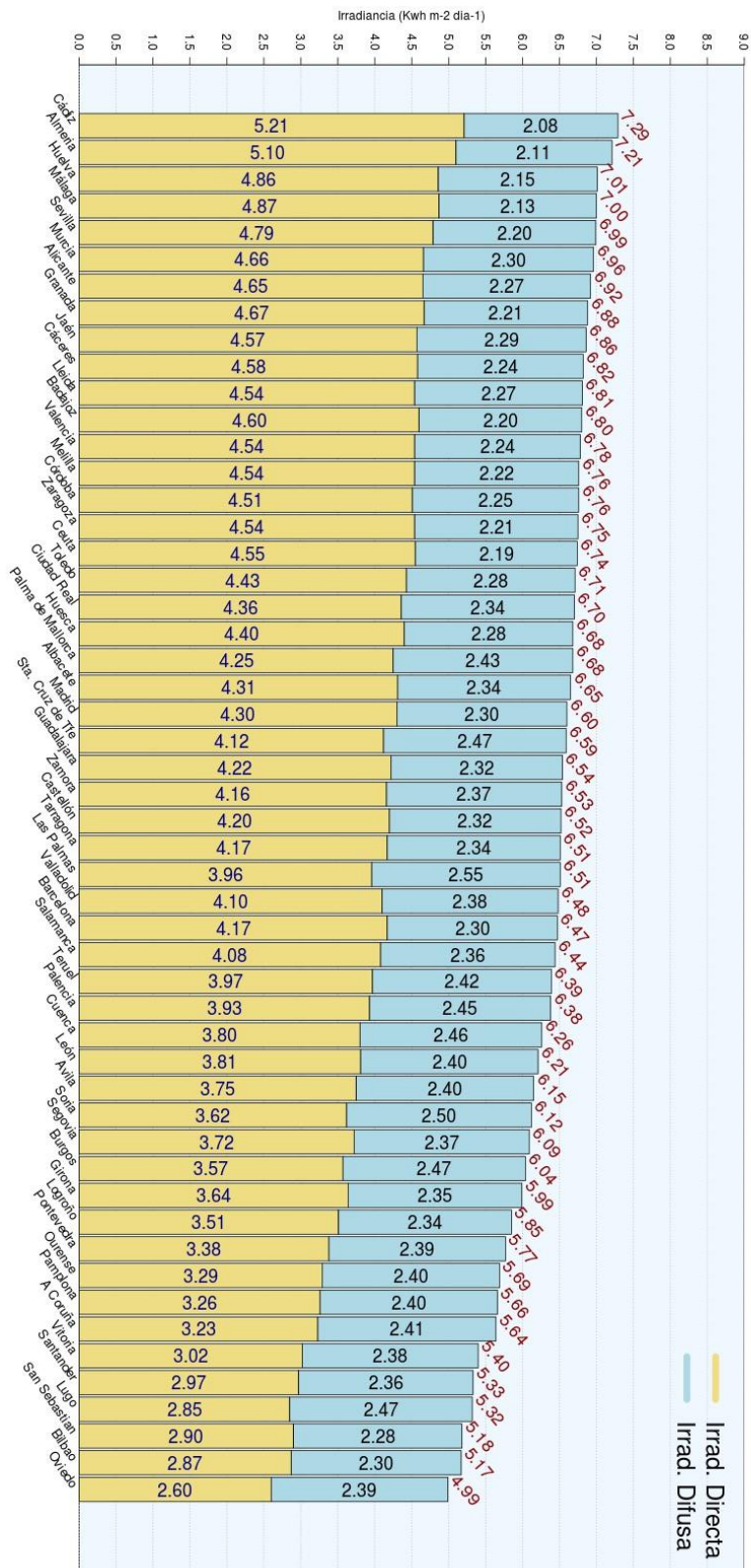


Irradiancia global media diaria, Mes: Febrero [1983-2005]

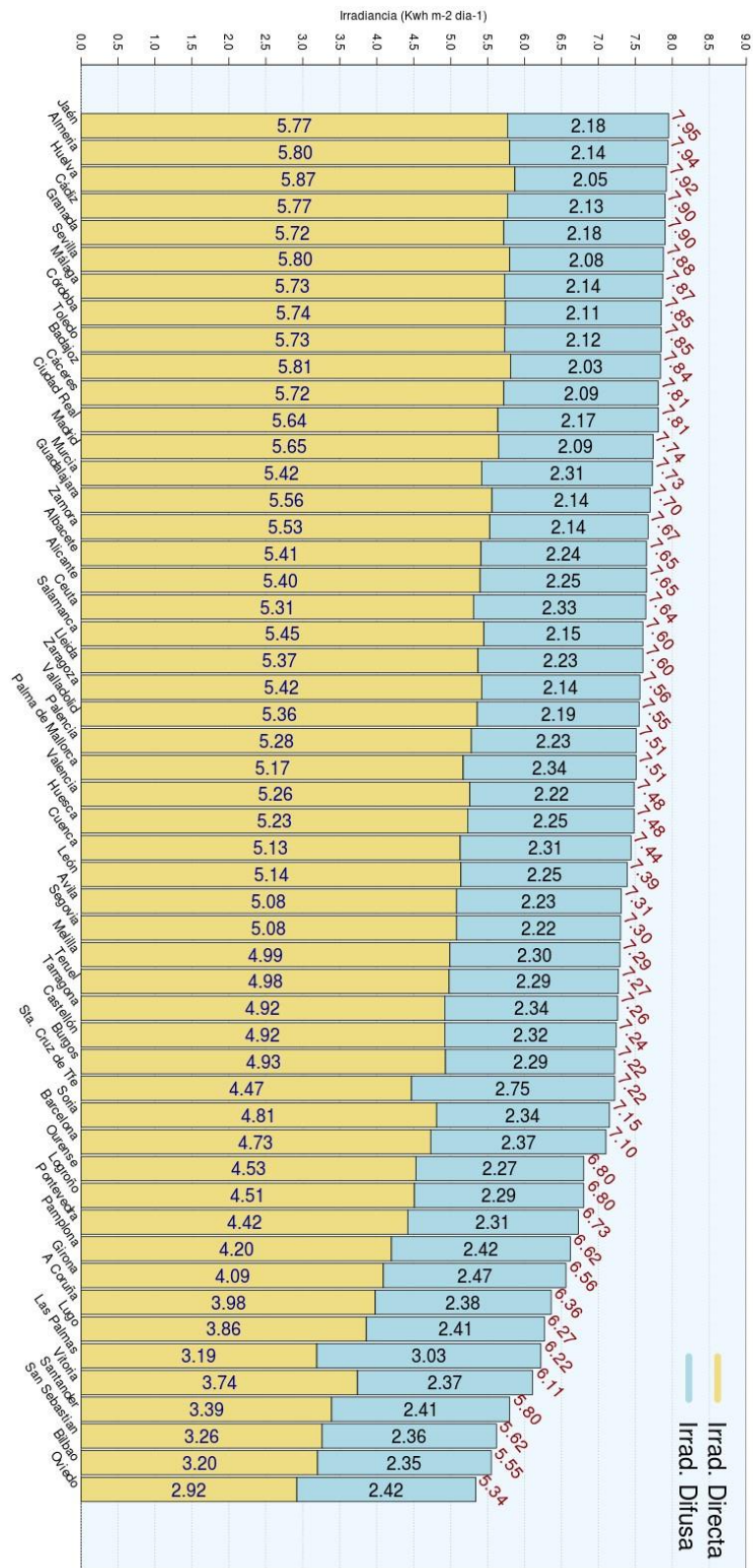


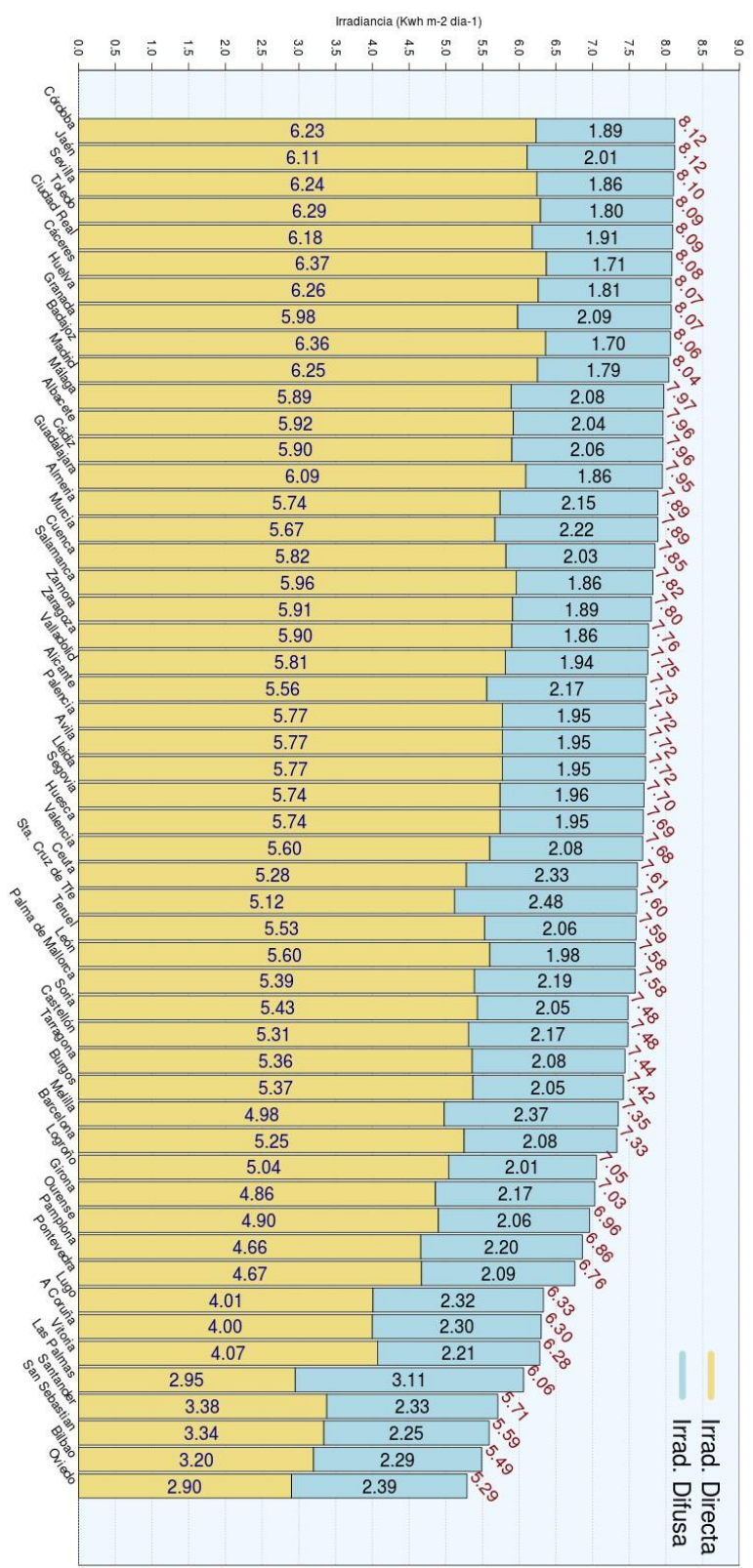
Irradiancia global media diaria, Mes: Marzo [1983-2005]



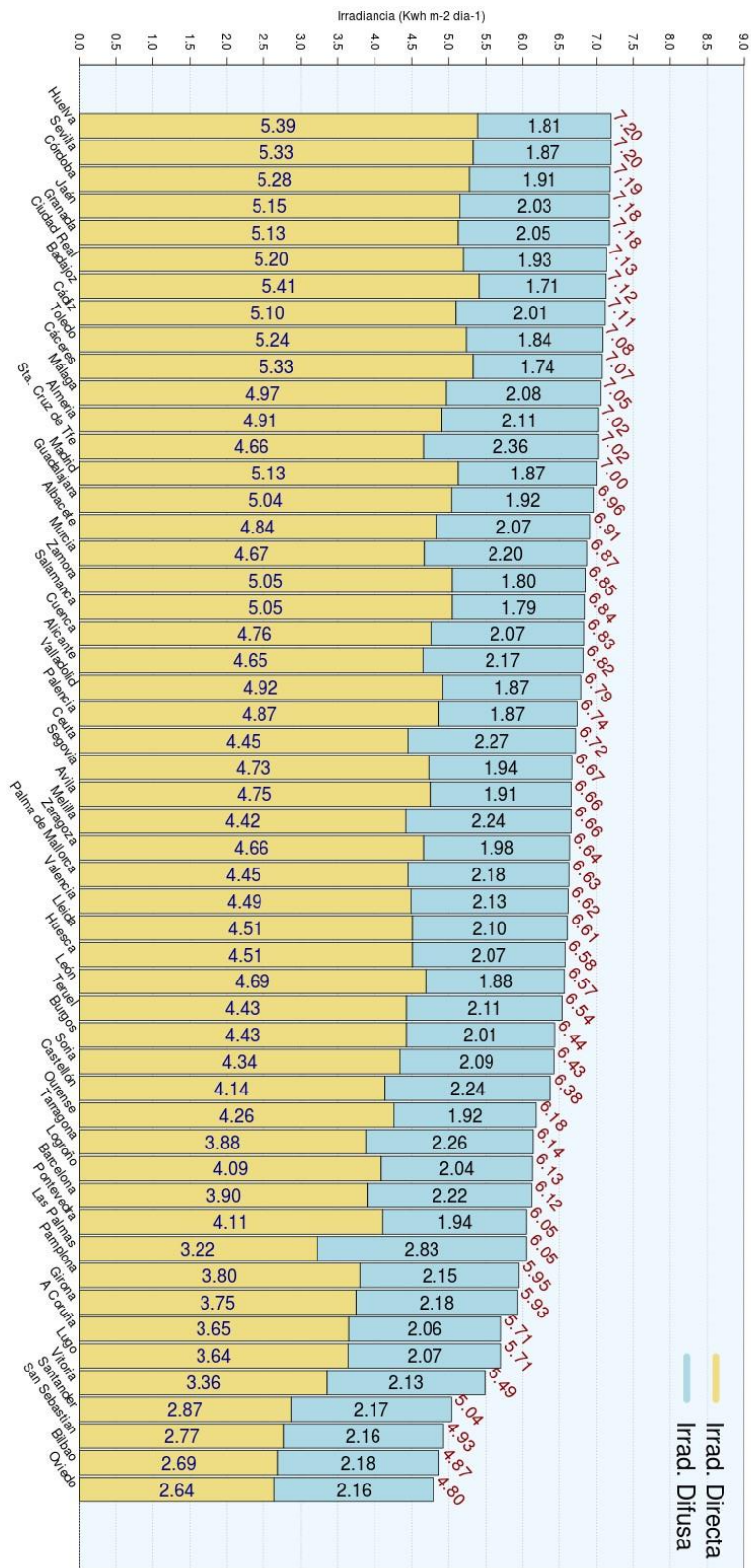


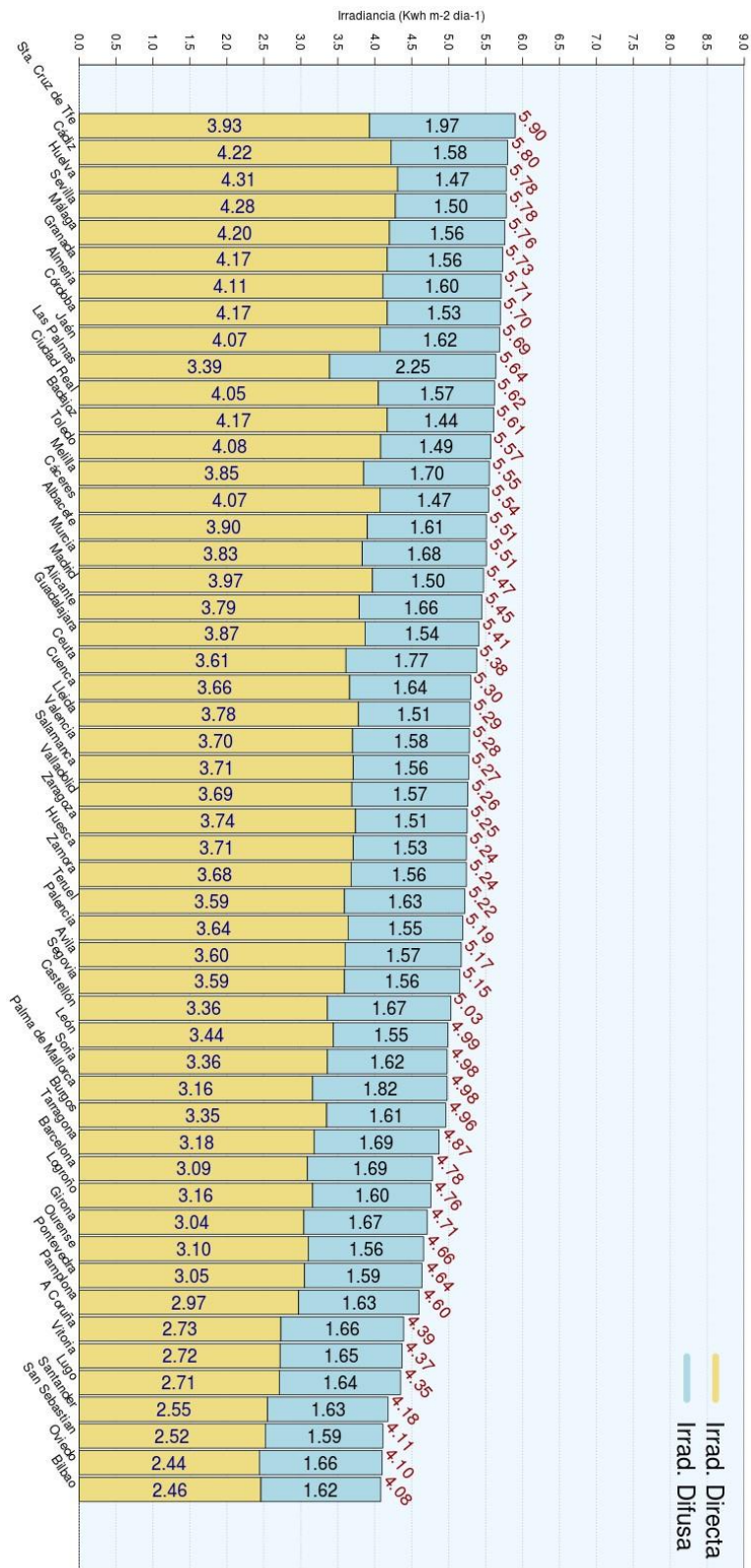
Irradiancia global media diaria, Mes: Mayo [1983-2005]



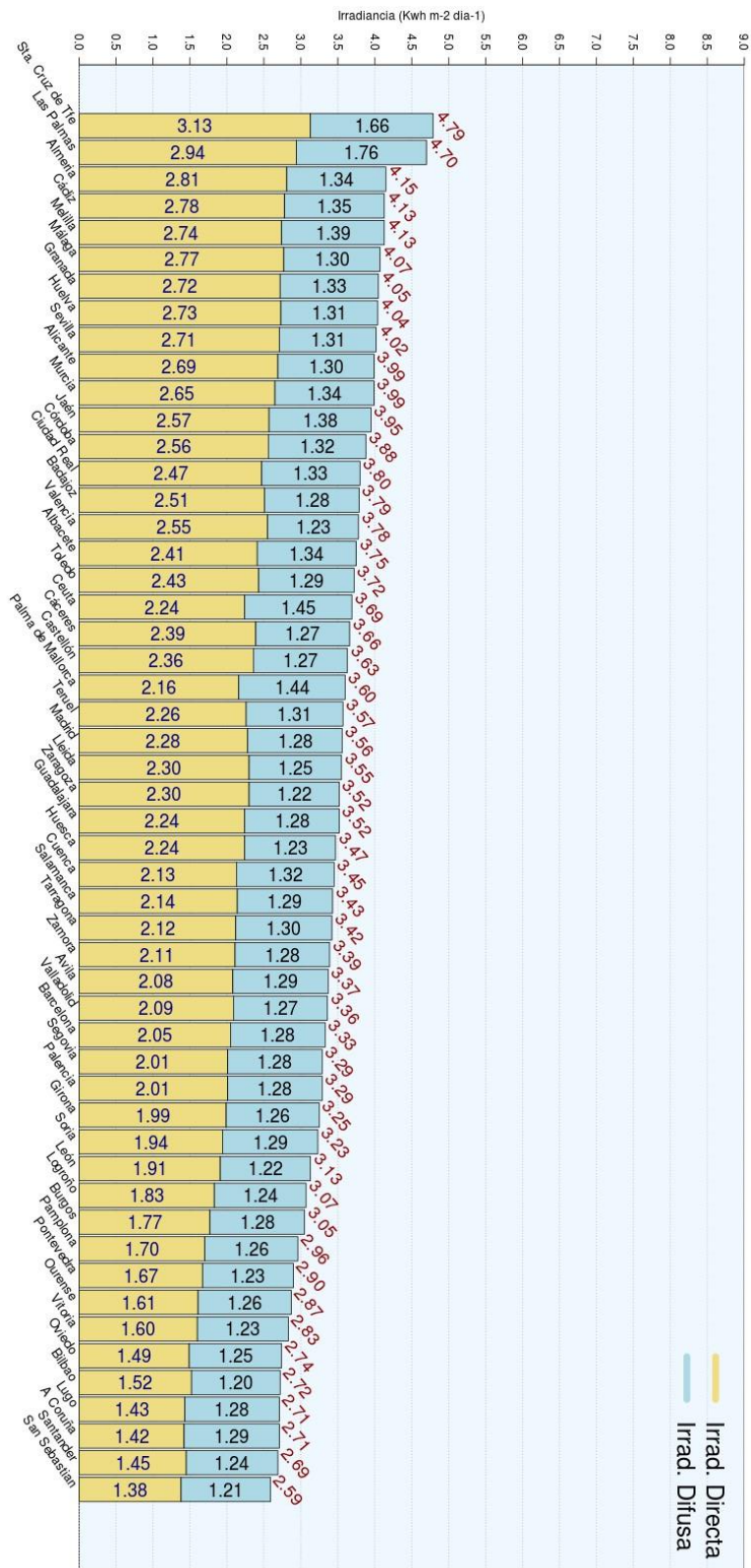


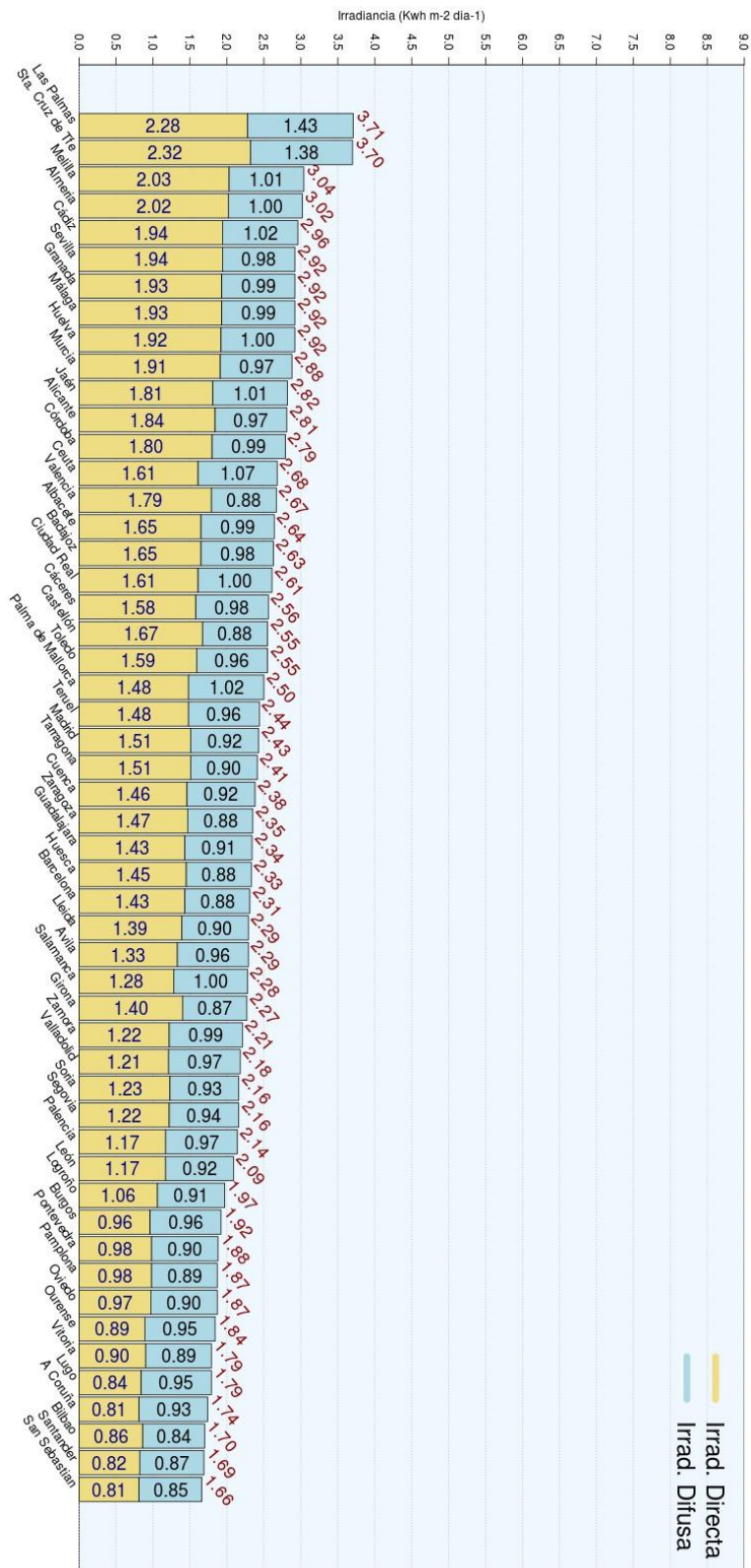
Irradiancia global media diaria, Mes: Julio [1983-2005]

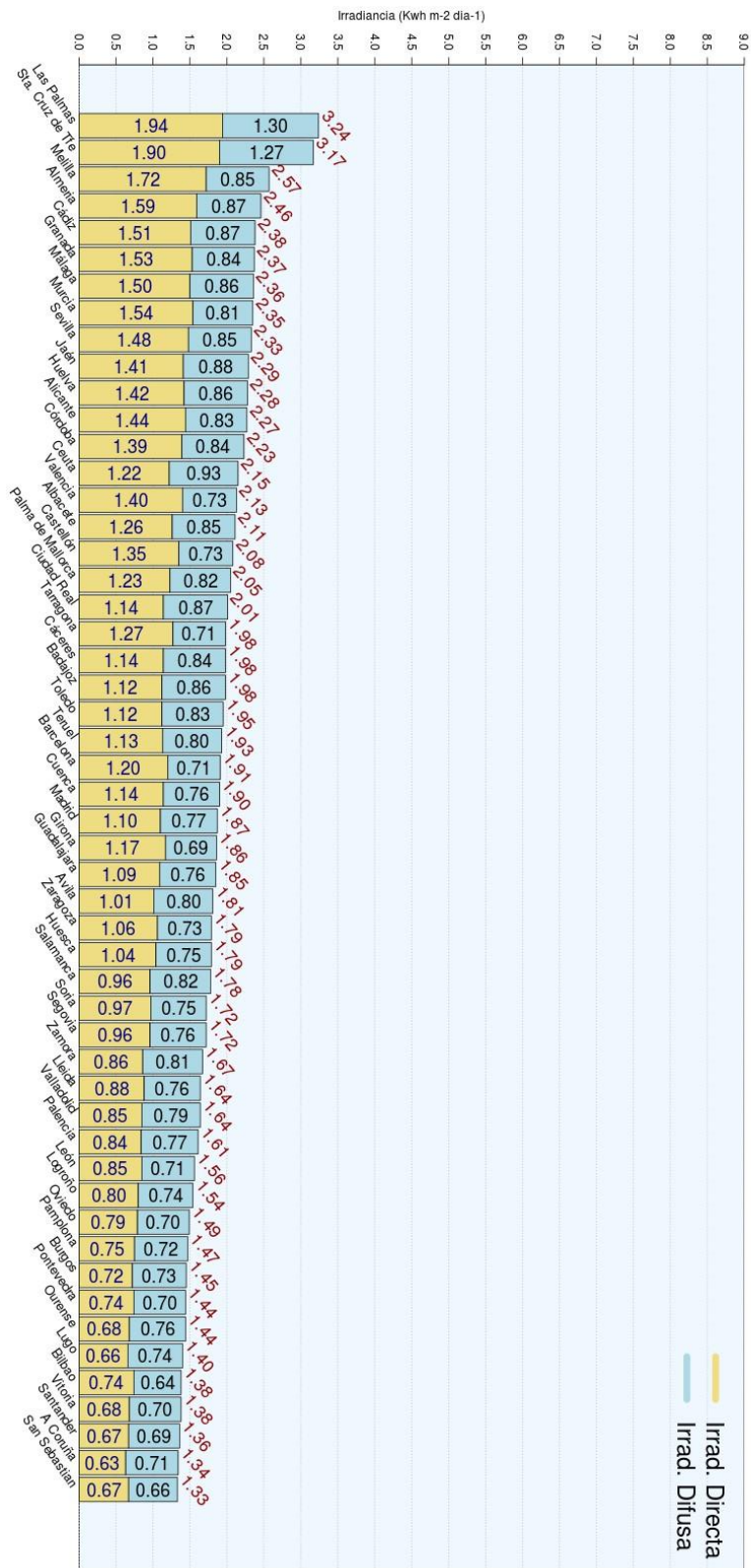












## **ANEXO II**

## INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años se ha observado que los valores climáticos empleados en el cálculo de las instalaciones solares térmicas podían ser muy diversos dependiendo de las fuentes de referencias empleadas. Con la publicación de esta norma se pretende conseguir que los datos de partida sean homogéneos y que siempre se empleen los mismos, independientemente del método de cálculo utilizado. De esta forma, desaparecerá la situación actual de falta de homogeneidad en los datos de partida que no favorece al conjunto de actores involucrados en el sector (profesionales, usuarios, etc.).

## 1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma proporciona los valores climáticos de referencia de irradiación global diaria media mensual sobre superficie horizontal y de temperatura ambiente.

Esta norma es aplicable al cálculo de instalaciones solares térmicas de baja temperatura.

## 2 NORMAS DE CONSULTA

Los documentos que se citan a continuación son indispensables para la aplicación de esta norma. Únicamente es aplicable la edición de aquellos documentos que aparecen con fecha de publicación. Por el contrario, se aplicará la última edición (incluyendo cualquier modificación que existiera) de aquellos documentos que se encuentran referenciados sin fecha.

UNE-EN ISO 9488:2000 *Energía solar. Vocabulario.*

## 3 PARÁMETROS DE DIMENSIONADO

### 3.1 Irradiación global diaria media mensual sobre superficie horizontal

En la tabla 1 se indican los valores de irradiación global diaria media mensual sobre superficie horizontal para las diferentes provincias españolas.

**Tabla 1 – Irradiación global diaria media mensual sobre superficie horizontal (MJ/m<sup>2</sup>)**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	5,3	7,8	11,4	15,2	18,2	20,6	21,8	19,7	14,3	10,2	6,2	4,5
Álava	5,2	8,0	11,1	14,3	18,4	21,0	21,4	19,2	14,5	10,1	6,0	4,3
Albacete	7,8	11,0	14,9	18,8	22,5	25,0	26,5	23,6	18,2	13,0	8,7	7,0
Alicante	9,2	12,2	16,3	20,1	23,5	25,4	26,2	23,2	18,7	14,1	10,0	8,2
Almería	9,7	12,6	15,9	20,0	24,1	26,1	26,5	23,7	19,1	14,3	10,5	8,8
Asturias	5,6	7,9	11,0	13,9	15,8	17,0	17,0	15,2	12,5	9,0	6,3	5,0
Ávila	7,2	9,9	13,8	17,4	21,6	24,2	26,5	24,0	17,7	12,1	7,9	6,2
Badajoz	8,0	11,0	15,4	19,3	23,8	25,5	27,5	24,7	18,8	13,5	9,3	7,1
Baleares	8,3	11,3	14,6	18,6	22,4	25,0	25,6	22,8	17,1	13,0	9,1	7,2
Barcelona	7,2	10,2	13,7	17,7	21,2	23,0	24,3	20,9	15,9	11,6	8,0	6,6
Burgos	5,1	8,0	12,0	15,2	19,7	23,5	25,7	22,8	16,3	10,5	6,5	4,3
Cáceres	7,9	10,6	15,9	17,1	23,1	25,4	27,3	24,4	18,1	12,6	8,0	6,4
Cádiz	9,3	12,3	16,4	20,4	24,6	26,3	27,2	25,2	19,4	14,8	10,4	8,5
Cantabria	5,1	7,5	10,9	14,4	17,5	19,8	20,1	17,7	13,8	9,4	6,1	4,3

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Castellón	8,5	11,2	15,1	18,4	21,9	23,9	24,6	21,3	17,3	12,7	9,3	7,4
Ceuta	8,7	11,5	15,0	18,5	21,7	24,4	24,3	22,5	18,1	12,8	9,6	8,0
Ciudad Real	7,4	10,5	14,7	18,3	23,1	25,2	27,4	24,6	18,2	12,7	8,6	6,6
Córdoba	8,8	11,6	15,1	18,2	23,1	25,5	27,2	24,9	18,7	13,5	10,1	8,0
Cuenca	7,0	9,7	13,6	16,8	20,9	23,8	26,2	23,3	17,4	12,0	8,0	6,1
Girona	7,2	9,4	12,7	16,2	18,8	20,7	22,6	19,7	15,0	10,9	7,8	6,3
Granada	9,0	11,7	15,9	19,2	24,0	26,7	27,8	25,1	19,1	13,9	9,9	8,0
Guadalajara	6,1	8,6	12,1	15,6	19,5	22,4	25,5	22,7	16,6	11,1	7,1	5,6
Guipúzcoa	5,1	7,2	10,6	12,9	16,4	18,1	18,5	16,4	13,5	9,3	6,0	4,4
Huelva	8,5	11,7	15,5	19,9	24,0	25,6	27,1	24,8	19,4	13,7	9,6	7,5
Huesca	6,6	10,3	14,5	18,9	21,9	24,4	25,9	22,7	17,2	12,0	7,7	5,9
Jaén	8,7	11,6	15,7	19,3	24,0	26,1	27,9	24,6	18,8	13,7	10,4	7,4
Las Palmas	13,4	16,0	19,2	22,1	23,8	24,3	24,3	22,9	20,4	17,2	14,1	12,5
León	6,4	9,2	13,5	17,2	20,8	23,7	25,5	22,5	16,4	11,0	7,3	5,5
Lleida	6,6	11,2	15,4	19,8	23,5	25,8	26,7	23,3	17,8	12,7	7,8	5,8
Logroño	5,8	9,1	12,8	16,1	19,5	22,9	24,2	21,6	16,0	11,1	6,7	5,0
Lugo	4,9	7,5	11,2	15,4	17,4	20,5	20,9	19,0	13,7	9,5	5,8	4,1
Madrid	6,8	9,6	13,6	17,4	21,4	23,9	25,9	23,1	17,2	11,8	7,7	6,0
Málaga	9,4	12,0	16,1	19,3	23,9	25,9	26,5	24,1	18,9	14,1	10,2	8,4
Melilla	9,5	11,7	15,0	18,4	21,4	23,1	22,8	21,0	16,4	13,3	10,1	8,6
Murcia	8,8	11,7	14,3	17,9	21,9	23,2	23,5	21,1	16,6	13,1	9,5	7,8
Navarra	5,3	8,3	12,4	15,2	18,7	22,8	24,2	21,1	16,5	10,6	6,4	4,7
Ourense	5,0	7,4	11,7	15,5	18,0	20,6	22,0	20,9	15,6	9,6	6,0	4,3
Palencia	5,8	9,6	13,5	17,9	22,3	25,1	27,1	24,0	17,1	11,5	7,5	4,8
Pontevedra	5,9	8,2	13,0	17,6	20,0	24,5	25,5	23,1	16,7	11,5	7,2	5,5
Salamanca	6,6	10,0	14,2	18,1	22,6	25,3	27,1	24,5	17,7	12,1	7,9	5,7
Santa C. Tenerife	13,3	16,6	19,5	22,6	24,6	25,4	26,2	25,1	21,9	17,9	14,4	12,4
Segovia	6,2	8,6	12,5	15,7	19,8	23,0	25,9	23,3	17,0	11,0	7,1	5,4
Sevilla	9,1	12,2	16,0	19,8	24,1	25,9	27,2	24,8	19,2	14,3	10,2	8,3
Soria	6,0	8,6	12,5	16,2	20,4	24,0	26,1	22,9	16,4	10,8	6,9	5,5
Tarragona	7,9	10,5	15,0	18,5	21,4	23,5	24,7	21,3	16,9	12,3	8,6	7,1
Teruel	7,2	10,5	14,0	17,7	20,2	22,9	25,1	22,4	17,2	12,2	8,6	5,7
Toledo	7,8	10,5	15,6	18,2	22,7	26,0	27,5	24,6	18,2	12,7	8,0	6,4
Valencia	8,3	10,9	15,0	18,5	21,7	23,2	24,4	21,9	17,6	12,8	9,0	7,4
Valladolid	5,4	8,9	13,7	17,6	21,8	24,7	26,9	24,2	17,3	11,4	6,7	4,6
Vizcaya	4,5	6,7	9,6	12,0	15,2	16,9	17,3	15,3	12,4	8,6	5,3	3,9
Zamora	6,1	9,8	14,1	18,4	22,1	25,0	26,9	23,9	17,6	11,9	7,6	5,3
Zaragoza	6,4	9,8	13,8	17,4	21,5	23,8	25,3	22,5	16,5	11,6	7,5	5,7

Fuentes: CLIMED Versión 1.3 e Instituto Nacional de Meteorología

Este documento ha sido adquirido por UNIVERSIDAD POLITECNICA VALENCIA-  
HEMEROTECA a través de la suscripción a AENORMás.

Para uso en red interna se requiere de autorización previa de AENOR.

## **ANEXO III**



El siguiente extracto forma parte del documento: *Instalaciones de Energía Solar Térmica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, PET-REV- octubre 2002* del IDAE.

Factor de corrección k para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. (Fuente: CENSOLAR).

Latitud = 28°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.05	1.04	1.03	1.01	1	1	1	1.02	1.03	1.05	1.06	1.06
10	1.1	1.08	1.05	1.02	1	.99	1	1.02	1.06	1.1	1.12	1.12
15	1.14	1.11	1.07	1.02	.99	.98	.99	1.03	1.08	1.13	1.17	1.17
20	1.17	1.13	1.08	1.02	.97	.95	.97	1.02	1.09	1.16	1.21	1.21
25	1.2	1.15	1.08	1	.95	.93	.95	1.01	1.09	1.19	1.25	1.24
30	1.22	1.15	1.07	.98	.92	.89	.92	.99	1.09	1.2	1.27	1.27
35	1.23	1.16	1.06	.96	.88	.85	.88	.96	1.08	1.21	1.29	1.29
40	1.24	1.15	1.04	.92	.84	.8	.84	.93	1.06	1.21	1.3	1.3
45	1.23	1.14	1.01	.89	.79	.75	.79	.89	1.04	1.2	1.3	1.3
50	1.22	1.12	.98	.84	.73	.69	.73	.84	1	1.18	1.3	1.3
55	1.2	1.09	.94	.79	.68	.63	.67	.79	.96	1.15	1.28	1.28
60	1.18	1.05	.9	.73	.61	.57	.61	.73	.92	1.12	1.26	1.26
65	1.14	1.01	.85	.67	.55	.5	.54	.67	.86	1.08	1.22	1.23
70	1.1	.97	.79	.61	.48	.42	.47	.6	.81	1.03	1.18	1.19
75	1.06	.91	.73	.54	.4	.35	.39	.53	.74	.97	1.14	1.15
80	1	.86	.66	.47	.33	.27	.32	.46	.67	.91	1.08	1.1
85	.94	.79	.59	.39	.25	.19	.24	.38	.6	.84	1.02	1.04
90	.88	.72	.52	.32	.17	.11	.16	.31	.53	.77	.95	.98

Latitud = 29°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.05	1.04	1.03	1.02	1	1	1	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06
10	1.1	1.08	1.05	1.02	1	.99	1	1.03	1.06	1.1	1.12	1.12
15	1.15	1.11	1.07	1.03	.99	.98	.99	1.03	1.08	1.14	1.18	1.17
20	1.18	1.14	1.08	1.02	.98	.96	.98	1.03	1.1	1.17	1.22	1.22
25	1.21	1.15	1.08	1.01	.95	.93	.95	1.01	1.1	1.2	1.26	1.25
30	1.23	1.16	1.08	.99	.92	.9	.92	1	1.1	1.21	1.28	1.28
35	1.24	1.17	1.07	.97	.89	.86	.89	.97	1.09	1.22	1.3	1.3
40	1.25	1.16	1.05	.93	.85	.81	.85	.94	1.07	1.22	1.32	1.31
45	1.24	1.15	1.02	.9	.8	.76	.8	.9	1.05	1.21	1.32	1.32
50	1.23	1.13	.99	.85	.75	.71	.74	.85	1.02	1.19	1.31	1.31
55	1.22	1.1	.95	.8	.69	.64	.68	.8	.98	1.17	1.3	1.3
60	1.19	1.07	.91	.75	.63	.58	.62	.75	.93	1.14	1.28	1.28
65	1.16	1.03	.86	.69	.56	.51	.55	.69	.88	1.1	1.24	1.25
70	1.12	.98	.8	.62	.49	.44	.48	.62	.82	1.05	1.2	1.22
75	1.07	.93	.74	.55	.42	.36	.41	.55	.76	.99	1.16	1.17
80	1.02	.87	.68	.48	.34	.28	.33	.48	.69	.93	1.1	1.12
85	.96	.81	.61	.41	.26	.21	.25	.4	.62	.87	1.04	1.06
90	.9	.74	.54	.33	.18	.13	.17	.32	.54	.79	.97	1

Latitud = 34°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.06	1.05	1.03	1.02	1.01	1	1.01	1.02	1.04	1.06	1.07	1.07
10	1.11	1.09	1.06	1.03	1.01	1	1.01	1.04	1.07	1.11	1.14	1.13
15	1.16	1.12	1.08	1.04	1	.99	1	1.04	1.1	1.16	1.19	1.19
20	1.2	1.15	1.1	1.04	.99	.97	.99	1.04	1.11	1.19	1.24	1.24
25	1.3	1.17	1.1	1.03	.97	.95	.97	1.03	1.12	1.22	1.29	1.28
30	1.26	1.19	1.1	1.01	.95	.92	.95	1.02	1.13	1.24	1.32	1.31
35	1.27	1.19	1.09	.99	.91	.88	.91	1	1.12	1.26	1.34	1.34
40	1.28	1.19	1.08	.96	.87	.84	.87	.97	1.11	1.26	1.36	1.35
45	1.28	1.18	1.06	.93	.83	.79	.83	.93	1.09	1.26	1.37	1.36
50	1.28	1.17	1.03	.88	.78	.74	.78	.89	1.06	1.24	1.37	1.36
55	1.26	1.14	.99	.84	.72	.68	.72	.84	1.02	1.22	1.36	1.35
60	1.24	1.11	.95	.78	.66	.62	.66	.79	.98	1.19	1.34	1.34
65	1.21	1.07	.9	.73	.6	.55	.59	.73	.93	1.15	1.31	1.31
70	1.17	1.03	.85	.66	.53	.48	.53	.66	.87	1.11	1.27	1.28
75	1.13	.98	.79	.6	.46	.4	.45	.6	.81	1.06	1.23	1.24
80	1.08	.92	.73	.53	.38	.33	.38	.52	.75	1	1.18	1.19
85	1.02	.86	.66	.45	.31	.25	.3	.45	.67	.93	1.12	1.13
90	.96	.79	.59	.38	.23	.17	.22	.37	.6	.86	1.05	1.07

Latitud = 35°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.06	1.05	1.04	1.02	1.01	1.01	1.01	1.03	1.04	1.06	1.08	1.07
10	1.12	1.1	1.07	1.04	1.02	1.01	1.02	1.04	1.08	1.12	1.15	1.14
15	1.17	1.14	1.09	1.05	1.02	1	1.02	1.05	1.11	1.17	1.21	1.21
20	1.22	1.17	1.11	1.05	1.01	.99	1.01	1.06	1.13	1.22	1.27	1.26
25	1.25	1.2	1.12	1.05	.99	.97	.99	1.05	1.15	1.25	1.32	1.31
30	1.28	1.21	1.13	1.04	.97	.94	.97	1.04	1.15	1.28	1.36	1.35
35	1.31	1.22	1.12	1.02	.94	.91	.94	1.02	1.15	1.29	1.39	1.38
40	1.32	1.23	1.11	.99	.9	.87	.9	1	1.14	1.3	1.41	1.4
45	1.33	1.22	1.09	.96	.86	.82	.86	.97	1.13	1.3	1.42	1.41
50	1.32	1.21	1.07	.92	.81	.77	.81	.93	1.1	1.3	1.43	1.42
55	1.31	1.19	1.03	.87	.76	.72	.76	.88	1.07	1.28	1.42	1.41
60	1.29	1.16	.99	.82	.7	.66	.7	.83	1.03	1.25	1.41	1.4
65	1.27	1.12	.95	.77	.64	.59	.64	.77	.98	1.22	1.38	1.38
70	1.23	1.08	.9	.71	.57	.52	.57	.71	.93	1.18	1.35	1.35
75	1.19	1.03	.84	.64	.5	.45	.5	.64	.87	1.13	1.31	1.31
80	1.14	.98	.78	.57	.43	.37	.42	.57	8	1.07	1.26	1.26
85	1.09	.92	.71	.5	.35	.29	.34	.5	.73	1	1.2	1.21
90	1.02	.85	.64	.42	.27	.21	.26	.42	.66	.93	1.13	1.15

Latitud = 36°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.05	1.04	1.02	1.01	1.01	1.01	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.1	1.07	1.04	1.02	1.01	1.02	1.05	1.08	1.13	1.15	1.15
15	1.18	1.14	1.1	1.05	1.02	1.01	1.02	1.06	1.12	1.18	1.22	1.21
20	1.22	1.18	1.12	1.06	1.01	.99	1.01	1.06	1.14	1.22	1.28	1.27
25	1.26	1.2	1.13	1.05	1	.98	1	1.06	1.16	1.26	1.33	1.32
30	1.29	1.22	1.13	1.04	.98	.95	.98	1.05	1.16	1.29	1.37	1.36
35	1.32	1.23	1.13	1.02	.95	.92	.95	1.03	1.16	1.31	1.4	1.39
40	1.33	1.24	1.12	1	.91	.88	.91	1.01	1.16	1.32	1.43	1.41
45	1.34	1.23	1.1	.97	.87	.84	.87	.98	1.14	1.32	1.44	1.43
50	1.34	1.22	1.08	.93	.82	.78	.82	.94	1.12	1.31	1.45	1.44
55	1.33	1.2	1.05	.89	.77	.73	.77	.9	1.08	1.3	1.44	1.43
60	1.31	1.17	1.01	.84	.71	.67	.71	.84	1.50	1.27	1.43	1.42
65	1.29	1.14	.96	.78	.65	.6	.65	.79	1	1.24	1.41	1.4
70	1.25	1.1	.91	.72	.59	.53	.58	.73	.95	1.2	1.37	1.37
75	1.21	1.05	.85	.66	.52	.46	.51	.66	.89	1.15	1.33	1.33
80	1.16	1	.79	.59	.44	.39	.44	.59	.82	1.09	1.28	1.29
85	1.11	.94	.73	.52	.37	.31	.36	.51	.75	1.03	1.23	1.23
90	1.05	.87	.65	.44	.29	.23	.28	.44	.68	.96	1.16	1.17

Latitud = 37°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.01	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.1	1.08	1.05	1.02	1.01	1.02	1.05	1.09	1.13	1.16	1.15
15	1.18	1.15	1.1	1.06	1.02	1.01	1.02	1.06	1.12	1.19	1.23	1.22
20	1.23	1.18	1.12	1.06	1.02	1	1.02	1.07	1.15	1.23	1.29	1.28
25	1.27	1.21	1.14	1.06	1	.98	1	1.07	1.16	1.27	1.34	1.33
30	1.3	1.23	1.14	1.05	.98	.96	.98	1.06	1.17	1.3	1.38	1.37
35	1.33	1.24	1.14	1.03	.96	.93	.96	1.04	1.17	1.32	1.42	1.41
40	1.35	1.25	1.13	1.01	.92	.89	.92	1.02	1.17	1.34	1.44	1.43
45	1.35	1.25	1.11	.98	.88	.85	.88	.99	1.15	1.34	1.46	1.45
50	1.35	1.24	1.09	.94	.84	.8	.84	.95	1.13	1.33	1.47	1.46
55	1.35	1.22	1.06	.9	.78	.74	.78	.91	1.1	1.32	1.47	1.45
60	1.33	1.19	1.02	.85	.73	.68	.73	.86	1.06	1.3	1.45	1.44
65	1.31	1.16	.98	.8	.67	.62	.66	.8	1.02	1.26	1.43	1.42
70	1.27	1.12	.93	.74	.6	.55	.6	.74	.9	1.22	1.4	1.4
75	1.23	1.07	.87	.67	.53	.48	.53	.68	.91	1.17	1.36	1.36
80	1.19	1.02	.81	.6	.46	.4	.45	.6	.84	1.12	1.31	1.31
85	1.13	.96	.74	.53	.38	.32	.38	.53	.77	1.05	1.26	1.26
90	1.07	.89	.67	.46	.3	.25	.3	.45	.7	.98	1.19	1.2

Latitud = 38°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.11	1.08	1.05	1.02	1.02	1.03	1.05	1.09	1.14	1.16	1.16
15	1.19	1.15	1.11	1.06	1.03	1.01	1.03	1.07	1.13	1.19	1.23	1.22
20	1.24	1.19	1.13	1.07	1.02	1.01	1.02	1.07	1.15	1.24	1.3	1.29
25	1.28	1.22	1.14	1.07	1.01	.99	1.01	1.08	1.17	1.28	1.35	1.34
30	1.31	1.24	1.15	1.06	.99	.97	.99	1.07	1.18	1.31	1.4	1.38
35	1.34	1.25	1.15	1.04	.96	.94	.97	1.05	1.19	1.34	1.43	1.42
40	1.36	1.26	1.14	1.02	.93	.9	.93	1.03	1.18	1.35	1.46	1.45
45	1.37	1.26	1.13	.99	.89	.86	.89	1	1.17	1.36	1.48	1.47
50	1.37	1.25	1.1	.96	.85	.81	.85	.97	1.15	1.35	1.49	1.48
55	1.36	1.23	1.07	.91	.8	.75	.8	.92	1.12	1.34	1.49	1.48
60	1.35	1.21	1.04	.86	.74	.69	.74	.87	1.08	1.32	1.48	1.47
65	1.33	1.18	.99	.81	.68	.63	.68	.82	1.04	1.29	1.46	1.45
70	1.29	1.14	.94	.75	.61	.56	.61	.76	.98	1.25	1.43	1.42
75	1.25	1.09	.89	.69	.54	.49	.54	.69	.93	1.2	1.39	1.39
80	1.21	1.04	.83	.62	.47	.42	.47	.62	.86	1.14	1.34	1.34
85	1.15	.98	.76	.55	.4	.34	.39	.55	.79	1.08	1.29	1.29
90	1.09	.91	.69	.47	.32	.26	.31	.47	.72	1.01	1.22	1.23

Latitud = 39°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.09	1.08
10	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.1	1.14	1.17	1.16
15	1.19	1.16	1.11	1.07	1.03	1.02	1.03	1.07	1.13	1.2	1.24	1.23
20	1.25	1.2	1.14	1.07	1.03	1.01	1.03	1.08	1.16	1.25	1.31	1.29
25	1.29	1.23	1.15	1.07	1.02	1	1.02	1.08	1.18	1.29	1.36	1.35
30	1.33	1.25	1.16	1.07	1	.97	1	1.08	1.19	1.33	1.41	1.4
35	1.35	1.27	1.16	1.05	.97	.94	.98	1.06	1.2	1.35	1.45	1.43
40	1.37	1.27	1.15	1.03	.94	.91	.94	1.04	1.19	1.37	1.48	1.46
45	1.38	1.27	1.14	1	.9	.87	.9	1.01	1.18	1.37	1.5	1.48
50	1.39	1.26	1.12	.97	.86	.82	.86	.98	1.16	1.37	1.51	1.5
55	1.38	1.25	1.09	.93	.81	.77	.81	.94	1.13	1.36	1.51	1.5
60	1.37	1.22	1.05	.88	.75	.71	.75	.89	1.1	1.34	1.51	1.49
65	1.35	1.19	1.01	.83	.69	.65	.69	.83	1.05	1.31	1.49	1.47
70	1.32	1.15	.96	.77	.63	.58	.63	.77	1	1.27	1.46	1.45
75	1.28	1.11	.91	.7	.56	.51	.56	.71	.95	1.23	1.42	1.41
80	1.23	1.06	.84	.64	.49	.43	.48	.64	.88	1.17	1.37	1.37
85	1.18	1	.78	.56	.41	.35	.41	.56	.81	1.11	1.32	1.32
90	1.12	.93	.71	.49	.33	.28	.33	.49	.74	1.04	1.25	1.26

Latitud = 40°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.05	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.08	1.09	1.09
10	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.1	1.14	1.17	1.16
15	1.2	1.16	1.12	1.07	1.03	1.02	1.04	1.08	1.14	1.21	1.25	1.24
20	1.25	1.2	1.14	1.08	1.03	1.02	1.03	1.09	1.17	1.26	1.32	1.3
25	1.3	1.23	1.16	1.08	1.02	1	1.02	1.09	1.19	1.3	1.38	1.36
30	1.34	1.26	1.17	1.07	1.01	.98	1.01	1.09	1.2	1.34	1.43	1.41
35	1.37	1.28	1.17	1.06	.98	.95	.98	1.07	1.21	1.37	1.47	1.45
40	1.39	1.29	1.16	1.04	.95	.92	.95	1.05	1.21	1.39	1.5	1.48
45	1.4	1.29	1.15	1.01	.91	.88	.92	1.03	1.2	1.39	1.52	1.5
50	1.41	1.28	1.13	.98	.87	.83	.87	.99	1.18	1.39	1.54	1.52
55	1.4	1.27	1.1	.94	.82	.78	.82	.95	1.15	1.38	1.54	1.52
60	1.39	1.24	1.07	.89	.77	.72	.77	.9	1.12	1.36	1.53	1.51
65	1.37	1.21	1.03	.84	.71	.66	.71	.85	1.07	1.34	1.51	1.5
70	1.34	1.17	.98	.78	.64	.59	.64	.79	1.02	1.3	1.49	1.47
75	1.3	1.13	.92	.72	.57	.52	.57	.73	.97	1.25	1.45	1.44
80	1.25	1.08	.86	.65	.5	.45	.5	.66	.9	1.2	1.41	1.4
85	1.2	1.02	.8	.58	.43	.37	.42	.58	.84	1.14	1.35	1.35
90	1.14	.95	.73	.5	.35	.29	.34	.5	.76	1.07	1.29	1.29

Latitud = 41°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.05	1.03	1.02	1.02	1.02	1.03	1.05	1.08	1.09	1.09
10	1.14	1.12	1.09	1.06	1.03	1.02	1.03	1.06	1.1	1.15	1.18	1.17
15	1.21	1.17	1.12	1.07	1.04	1.03	1.04	1.08	1.14	1.21	1.26	1.24
20	1.26	1.21	1.15	1.08	1.04	1.02	1.04	1.09	1.17	1.27	1.33	1.31
25	1.31	1.24	1.17	1.09	1.03	1.01	1.03	1.1	1.2	1.32	1.39	1.37
30	1.35	1.27	1.18	1.08	1.01	.99	1.02	1.09	1.21	1.35	1.44	1.42
35	1.38	1.29	1.18	1.07	.99	.96	.99	1.08	1.22	1.38	1.49	1.47
40	1.4	1.3	1.18	1.05	.96	.93	.96	1.06	1.22	1.4	1.52	1.5
45	1.42	1.3	1.16	1.03	.93	.89	.93	1.04	1.21	1.41	1.55	1.52
50	1.42	1.3	1.14	.99	.88	.84	.88	1.01	1.19	1.41	1.56	1.54
55	1.42	1.28	1.12	.95	.83	.79	.84	.97	1.17	1.41	1.57	1.54
60	1.41	1.26	1.08	.91	.78	.73	.78	.92	1.14	1.39	1.56	1.54
65	1.39	1.23	1.04	.85	.72	.67	.72	.87	1.09	1.36	1.54	1.53
70	1.36	1.19	.99	.8	.66	.61	.66	.81	1.04	1.32	1.52	1.5
75	1.32	1.15	.94	.73	.59	.54	.59	.74	.99	1.28	1.48	1.47
80	1.28	1.1	.88	.67	.52	.46	.52	.67	.93	1.23	1.44	1.43
85	1.23	1.04	.82	.6	.44	.39	.44	.6	.86	1.16	1.38	1.38
90	1.17	.98	.74	.52	.36	.31	.36	.52	.78	1.09	1.32	1.32

Latitud = 42°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.06	1.05	1.03	1.02	1.02	1.02	1.04	1.06	1.08	1.09	1.09
10	1.15	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.04	1.06	1.11	1.15	1.18	1.17
15	1.21	1.17	1.13	1.08	1.04	1.03	1.04	1.09	1.15	1.22	1.26	1.25
20	1.27	1.21	1.15	1.09	1.04	1.03	1.05	1.1	1.18	1.28	1.34	1.32
25	1.32	1.25	1.17	1.09	1.04	1.01	1.04	1.1	1.21	1.33	1.4	1.38
30	1.36	1.28	1.19	1.09	1.02	1	1.02	1.1	1.23	1.37	1.46	1.44
35	1.39	1.3	1.19	1.08	1	.97	1	1.09	1.23	1.4	1.51	1.48
40	1.42	1.31	1.19	1.06	.97	.94	.97	1.08	1.24	1.42	1.54	1.52
45	1.43	1.32	1.18	1.04	.94	.9	.94	1.05	1.23	1.43	1.57	1.54
50	1.44	1.31	1.16	1	.89	.86	.9	1.02	1.21	1.44	1.59	1.56
55	1.44	1.3	1.13	.97	.85	.8	.85	.98	1.19	1.43	1.59	1.57
60	1.43	1.28	1.1	.92	.79	.75	.8	.93	1.15	1.41	1.59	1.57
65	1.41	1.25	1.06	.87	.74	.69	.74	.88	1.11	1.39	1.57	1.55
70	1.38	1.21	1.01	.81	.67	.62	.67	.82	1.07	1.35	1.55	1.53
75	1.35	1.17	.96	.75	.6	.55	.6	.76	1.01	1.31	1.52	1.5
80	1.3	1.12	.9	.68	.53	.48	.53	.69	.95	1.25	1.47	1.46
85	1.25	1.06	.83	.61	.46	.4	.46	.62	.88	1.19	1.42	1.41
90	1.19	1	.76	.54	.38	.32	.38	.54	.81	1.12	1.36	1.35

Latitud = 43°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.07	1.05	1.03	1.02	1.02	1.02	1.04	1.06	1.08	1.1	1.09
10	1.15	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.04	1.07	1.11	1.16	1.19	1.18
15	1.22	1.18	1.13	1.08	1.05	1.03	1.05	1.09	1.15	1.23	1.27	1.26
20	1.28	1.22	1.16	1.09	1.05	1.03	1.05	1.1	1.19	1.29	1.35	1.33
25	1.33	1.26	1.18	1.1	1.04	1.02	1.04	1.11	1.22	1.34	1.42	1.4
30	1.37	1.29	1.2	1.1	1.03	1	1.03	1.11	1.24	1.38	1.48	1.45
35	1.41	1.31	1.2	1.09	1.01	.98	1.01	1.1	1.25	1.42	1.52	1.5
40	1.43	1.33	1.2	1.07	.98	.95	.98	1.09	1.25	1.44	1.56	1.54
45	1.45	1.33	1.19	1.05	.95	.91	.95	1.06	1.24	1.45	1.59	1.57
50	1.46	1.33	1.17	1.02	.91	.87	.91	1.03	1.23	1.46	1.61	1.58
55	1.46	1.32	1.15	.98	.86	.82	.86	1	1.21	1.45	1.62	1.59
60	1.45	1.3	1.12	.94	.81	.76	.81	.95	1.17	1.44	1.62	1.59
65	1.43	1.27	1.08	.89	.75	.7	.75	.9	1.13	1.41	1.61	1.58
70	1.41	1.23	1.03	.83	.69	.64	.69	.84	1.09	1.38	1.58	1.56
75	1.37	1.19	.98	.77	.62	.57	.62	.78	1.03	1.34	1.55	1.53
80	1.33	1.14	.92	.7	.55	.49	.55	.71	.97	1.28	1.51	1.49
85	1.28	1.08	.85	.63	.47	.42	.47	.64	.9	1.22	1.45	1.44
90	1.22	1.02	.78	.56	.4	.34	.39	.56	.83	1.16	1.39	1.38

Latitud = 44°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.07	1.05	1.04	1.02	1.02	1.02	1.04	1.06	1.09	1.1	1.1
10	1.16	1.13	1.1	1.06	1.04	1.03	1.04	1.07	1.11	1.16	1.19	1.18
15	1.22	1.18	1.13	1.09	1.05	1.04	1.05	1.09	1.16	1.23	1.28	1.27
20	1.28	1.23	1.17	1.1	1.05	1.04	1.06	1.11	1.2	1.3	1.36	1.34
25	1.34	1.27	1.19	1.11	1.05	1.03	1.05	1.12	1.23	1.35	1.43	1.41
30	1.38	1.3	1.2	1.11	1.04	1.01	1.05	1.12	1.25	1.4	1.49	1.47
35	1.42	1.32	1.21	1.1	1.02	.99	1.02	1.11	1.26	1.43	1.54	1.52
40	1.45	1.34	1.21	1.08	.99	.96	1	1.1	1.26	1.46	1.59	1.56
45	1.47	1.35	1.2	1.06	.96	.92	.96	1.08	1.26	1.48	1.62	1.59
50	1.48	1.34	1.19	1.03	.92	.88	.92	1.05	1.25	1.48	1.64	1.61
55	1.48	1.33	1.16	.99	.87	.83	.88	1.01	1.22	1.48	1.65	1.62
60	1.47	1.32	1.13	.95	.82	.78	.82	.97	1.19	1.47	1.65	1.62
65	1.46	1.29	1.09	.9	.76	.72	.77	.92	1.16	1.44	1.64	1.61
70	1.43	1.26	1.05	.85	.7	.65	.7	.86	1.11	1.41	1.62	1.59
75	1.4	1.21	1	.78	.64	.58	.64	.8	1.06	1.37	1.59	1.56
80	1.36	1.16	.94	.72	.56	.51	.56	.73	.99	1.32	1.54	1.52
85	1.31	1.11	.87	.65	.49	.43	.49	.66	.93	1.26	1.49	1.48
90	1.25	1.04	.8	.57	.41	.35	.41	.58	.85	1.19	1.43	1.42

Latitud = 45°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.07	1.05	1.04	1.03	1.02	1.03	1.04	1.06	1.09	1.1	1.1
10	1.16	1.13	1.1	1.07	1.04	1.04	1.05	1.07	1.12	1.17	1.2	1.19
15	1.23	1.19	1.14	1.09	1.05	1.04	1.06	1.1	1.17	1.24	1.29	1.27
20	1.29	1.24	1.17	1.11	1.06	1.04	1.06	1.12	1.21	1.31	1.37	1.35
25	1.35	1.28	1.2	1.11	1.06	1.03	1.06	1.13	1.24	1.36	1.45	1.42
30	1.4	1.31	1.21	1.12	1.04	1.02	1.05	1.13	1.26	1.41	1.51	1.48
35	1.43	1.34	1.22	1.11	1.03	1	1.03	1.12	1.27	1.45	1.56	1.53
40	1.46	1.35	1.22	1.09	1	.97	1.01	1.11	1.28	1.48	1.61	1.58
45	1.49	1.36	1.22	1.07	.97	.93	.97	1.09	1.28	1.5	1.64	1.61
50	1.5	1.36	1.2	1.04	.93	.89	.94	1.6	1.26	1.51	1.67	1.63
55	1.5	1.35	1.18	1.01	.89	.84	.89	1.03	1.24	1.5	1.68	1.65
60	1.5	1.34	1.15	.97	.84	.79	.84	.98	1.21	1.49	1.68	1.65
65	1.48	1.31	1.11	.92	.78	.73	.78	.93	1.18	1.47	1.67	1.64
70	1.46	1.28	1.07	.86	.72	.67	.72	.88	1.13	1.44	1.65	1.62
75	1.43	1.24	1.02	.8	.65	.6	.65	.82	1.08	1.4	1.62	1.6
80	1.38	1.19	.96	.74	.58	.53	.58	.75	1.02	1.35	1.58	1.56
85	1.33	1.13	.89	.66	.51	.45	.51	.67	.95	1.29	1.53	1.51
90	1.28	1.07	.82	.59	.43	.37	.43	.6	.88	1.22	1.47	1.45

## **ANEXO IV**



# GrowattSPH3000~6000

- 2 MPPTs
- IP65 & Natural cooling
- Workmodes programmable
- Supports export limitation
- Online Smart Service



P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O



[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

Datasheet	SPH3000	SPH3600	SPH4000	SPH4600	SPH5000	SPH6000
<b>DC input data</b>						
Max. recommended PV power	6600W	6600W	6600W	8000W	8000W	8000W
Start voltage	150V	150V	150V	150V	150V	150V
Max. PV voltage	550V	550V	550V	550V	550V	550V
PV voltage range	120V-550V	120V-550V	120V-550V	120V-550V	120V-550V	120V-550V
MPPT voltage range/ nominal voltage	150V-550V /360V	150V-550V /360V	150V-550V /360V	150V-550V /360V	150V-550V /360V	150V-550V /360V
Max. input current of tracker A/B	12A/12A	12A/12A	12A/12A	12A/12A	12A/12A	12A/12A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1

<b>AC Output</b>						
Rated AC output power	3000W	3680W	4000W	4600W	4999W	6000W
Max. AC apparent power	3000VA	3680VA	4000VA	4600VA	5000VA	6000VA
Max. output current	16A	16A	22A	22A	22A	27A
Nominal AC output voltage	230V	230V	230V	230V	230V	230V
Nominal grid frequency	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
Power factor at rated power	1	1	1	1	1	1
Displacement power factor	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%

<b>AC output power(Backup)</b>						
Max. output power	3000W	3000W	3000W	3000W	3000W	3000W
Rated AC output voltage	230Vac	230Vac	230Vac	230Vac	230Vac	230Vac
Rated AC output frequency	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
Automatic switchover time	<0.5S	<0.5S	<0.5S	<0.5S	<0.5S	<0.5S

<b>Battery data</b>						
Battery voltage range	42~59V	42~59V	42~59V	42~59V	42~59V	42~59V
Max. charging voltage	58V	58V	58V	58V	58V	58V
Max charging and discharging current	66A	66A	66A	66A	66A	66A
Max charging and discharging power	3000W	3000W	3000W	3000W	3000W	3000W
Battery type	lithium /Lead-acid	lithium /Lead-acid	lithium /Lead-acid	lithium /Lead-acid	lithium /Lead-acid	Lithium /Lead-acid
Capacity of battery	50~2000AH	50~2000AH	50~2000AH	50~2000AH	50~2000AH	50~2000AH

<b>Efficiency</b>						
Max. efficiency	97.5%	97.5%	97.5%	97.6%	97.6%	97.7%
Euro European efficiency	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%	97.1%
MPPT efficiency	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%

<b>Protection devices</b>						
DC switch	yes	yes	yes	yes	yes	yes
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Battery reverse protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Output over voltage protection	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Integrated all - pole sensitive leakage	yes	yes	yes	yes	yes	yes

<b>General Data</b>						
---------------------	--	--	--	--	--	--

Dimensions (W / H / D) in mm	547/516/170	547/516/170	547/516/170	547/516/170	547/516/170	547/516/170
Weight	27KG	27KG	27KG	27KG	27KG	27KG
Operating temperature range	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C	-25°C ... +60°C
Noise emission (typical)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)
Altitude	2000m	2000m	2000m	2000m	2000m	2000m
Self-Consumption	< 3 W	< 3 W	< 3 W	< 3 W	< 3 W	< 3 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	Natural	Natural	Natural	Natural	Natural	Natural
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Relative humidity	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Features</b>						
DC connection	MC4/H4(opt)	MC4/H4(opt)	MC4/H4(opt)	MC4/H4(opt)	MC4/H4(opt)	MC4/H4(opt)
Interface:RS232/USB/CAN/RF/Wi-Fi	yes/yes/yes/opt/opt	yes/yes/yes/opt/opt	yes/yes/yes/opt/opt	yes/yes/yes/opt/opt	yes/yes/yes/opt/opt	yes/yes/yes/opt/opt
Display	LCD	LCD	LCD	LCD	LCD	LCD
Warranty: 5 years / 10 years	yes /opt	yes /opt	yes /opt	yes /opt	yes /opt	yes /opt

CE, IEC62109, G98/ G99, VDE0126-1-1, AS4777, AS/NZS 3100, CEI 0-21, VDE-AR-N4105, UTE C 15-712, EN50438, IEC 61727, IEC 62116

GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTDA: No.28 Guangming Road, Longteng Community, Shiyan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.

T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460

E: info@ginverter.com

## **ANEXO V**

## HYDROGEN ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (HEMS)

Los equipos de la Serie VECTOR permiten conseguir un máximo aprovechamiento de las fuentes de energía renovable, utilizando el hidrógeno como medio para almacenar sus excedentes.



- 

EXTERIOR / INTERIOR
- 

PLUG & PLAY



TRATAMIENTO DE AGUA
- 

ESCALABLE



ELECTROLIZADOR
- 

TODAS LAS FUENTES RENOVABLES



UNIDAD DE COMPRESIÓN
- 

APLICACIONES DE MOVILIDAD



PILA DE COMBUSTIBLE
- 

0% CO<sub>2</sub> EMISIONES



SALIDA AC
- 

AUTOMATIZADO & CONECTADO



SUMINISTRO DE CALOR

Una solución sostenible que permite disponer de energía eléctrica y calor, sin interrupciones ni emisiones de CO<sub>2</sub>.

Diseñado y fabricado con estrictos controles, análisis de riesgos (Hazop/Sil) y certificación CE, para una gestión energética eficiente y segura.

MODELO DE UTILIDAD – Número de Aplicación: U202131027, Número de Publicación:

ES1271780, Titular: H2Vector Energy Technologies S.L.

## HYDROGEN ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (HEMS)

TABLA COMPARATIVA															
SERIE VECTOR		VECTOR 10			VECTOR 20			VECTOR 40			VECTOR 80		VECTOR 160		
MODELO		Vector 10	Vector 10 HRS	Vector 10 P2X	Vector 20	Vector 20 HRS	Vector 20 P2X	Vector 40	Vector 40 HRS	Vector 40 P2X	Vector 80 HRS	Vector 80 P2X	Vector 160 HRS	Vector 160 P2X	
GENERACIÓN DE HIDRÓGENO	Número de Electrolizadores	1			2			4			8		16		
	Producción de Hidrógeno	0,5 Nm <sup>3</sup> /h			1 Nm <sup>3</sup> /h			2 Nm <sup>3</sup> /h			4 Nm <sup>3</sup> /h		8 Nm <sup>3</sup> /h		
	Presión de Salida de Hidrógeno	470 barg			470 barg			410 barg			410 barg		410 barg		
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR	Pila de Combustible (FC) Equivalente	PET7-B			PET7-B			PET13-B			2 x PET10 B			2 x PET13 B	
	Tecnología	PEM			PEM			PEM			PEM			PEM	
	Producción Máxima de Electricidad	6,8 kW			6,8 kW			13,6 kW			21,2 kW			27,2 kW	
	Producción Máxima de Calor	6,8 kW			6,8 kW			13,6 kW			21,2 kW			27,2 kW	
	Opción de Salida AC 400 V 3P o DC 25 - 800V	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ESTACIÓN DE RECARGA DE HIDRÓGENO (HRS)		✓	✓		✓	✓		✓	✓		✓	✓	✓	✓	

Voltajes específicos de salida en DC:

Vector 10: VDC 25-80

Vector 20: VDC 25-80

Vector 40: VDC 100-300

Vector 80: VDC 220-740

Vector 160: VDC 200-780

## HYDROGEN ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (HEMS)

	VECTOR 10	VECTOR 20
<b>GENERACIÓN DE HIDRÓGENO</b>		
Número de Electrolizadores	1	2
Capacidad de Producción de Hidrógeno	0,5 Nm <sup>3</sup> /h	1 Nm <sup>3</sup> /h
Calidad del Hidrógeno Producido	99,9% <sup>3</sup>	99,9% <sup>3</sup>
Presión de Salida de Hidrógeno	hasta 470 barg	hasta 470 barg
Consumo de energía con Auxiliares	4 kWh pico estimado	10 kWh pico estimado <sup>1</sup>
Calidad Agua de Alimentación	< 20 µS/cm	< 20 µS/cm
Presión Agua de Entrada	1 - 4 barg	1 - 4 barg
Operación Electrolizador	30.000 h	30.000 h
Consumo en Producción de Hidrógeno	2,5 – 3,5 kWh	5 – 10 kWh
<b>GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR</b>		
Modelo Pila de Combustible (FC)	PET7-B	PET7-B
Salida de Potencia Máxima DC	6,8 kW Eléctrica + 6,8 kW Calor	6,8 kW Eléctrica + 6,8 kW Calor
Voltaje DC <sup>4</sup>	25 - 80 V	25 - 80 V
Corriente DC	0 - 250 A	0 - 250 A
Potencia Salida AC <sup>2</sup>	5,8 kW @400 VAC	5,8 kW @400 VAC
Consumo Auxiliar Electricidad + Generación de Calor	0,6 kWh	0,6 kWh
Consumo Máximo de Hidrógeno	77 NI/min	77 NI/min
Calidad Mínima del Combustible Externo	Grado D ISO 14687-2:2008	Grado D ISO 14687-2:2008
Operación Pila de Combustible	24.000 h	24.000 h
<b>GENERAL</b>		
Sistema de Refrigeración	Refrigerado por Aire o Agua	Refrigerado por Aire o Agua
Calidad del Agua de Refrigeración	< 10 µS/cm	< 10 µS/cm
Presión de Agua de Refrigeración	1 - 10 barg	1 - 10 barg
Temperatura del Agua de Refrigeración	< 50 °C	< 50 °C
Temperatura Ambiente	5 - 45 °C	5 - 45 °C

<sup>1</sup> Consumo de unidad de compresor de aire incluido. Unidad de compresión NO incluida en suministro.

<sup>2</sup> Opción de salida a elegir entre AC 400V 3P o DC 500V.

Dimensiones (mm) (LxAxH)	1000 x 650 x 2000	1000 x 650 x 2000
ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS DE HIDRÓGENO		
FCV Suministro	Opcional <sup>1</sup>	Opcional <sup>3</sup>

### HYDROGEN ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (HEMS)

	VECTOR 40	VECTOR 80
<b>GENERACIÓN DE HIDRÓGENO</b>		
Número de Electrolizadores	4	8
Capacidad de Producción de Hidrógeno	2 Nm <sup>3</sup> /h	4 Nm <sup>3</sup> /h
Calidad del Hidrógeno Producido	99,9% <sup>3</sup>	99,999%
Presión de Salida de Hidrógeno	hasta 410 barg	hasta 410 barg
Consumo de energía con Auxiliares	22 kWh pico estimado <sup>2</sup>	32 kWh pico estimado <sup>1</sup>
Calidad Agua de Alimentación	< 20 µS/cm	< 20 µS/cm
Presión Agua de Entrada	1 - 4 barg	1 - 4 barg
Operación Electrolizador	30.000 h	30.000 h
Consumo en Producción de Hidrógeno	10 – 22 kWh	20 – 32 kWh
<b>GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR</b>		
Modelo Pila de Combustible (FC)	PET13-B	PET10-B
Salida de Potencia Máxima DC	13,6 kW Eléctrica + 13,6 kW Calor	21,2 kW Eléctrica + 21,2 kW Calor
Voltaje DC <sup>4</sup>	93.2 - 58.9 V	145,6 – 92,2 V
Corriente DC	0 - 230 A	0 - 230 A
Potencia Salida AC <sup>3</sup>	13,6 kW @400 VAC	21,2 kW @400 VAC
Consumo Auxiliar Electricidad + Generación de Calor	0,8 kWh	1,6 kWh
Consumo Máximo de Hidrógeno	154 NI/min	240 NI/min
Calidad Mínima del Combustible Externo	Grado D ISO 14687-2:2008	Grado D ISO 14687-2:2008
Operación Pila de Combustible	24.000 h	24.000 h
<b>GENERAL</b>		

<sup>1</sup> Los modelos Vector 10 HRS, Vector 10 P2X, Vector 20 HRS y Vector 20 P2X cuentan con estación de recarga para vehículos de hidrógeno a 350 barg (tubería hasta 500 barg), con calidad de hidrógeno entregado del 99,999%.

<sup>2</sup> Consumo de unidad de compresor de aire incluido. Unidad de compresión NO incluida en suministro.

<sup>3</sup> Opción de salida a elegir entre AC 400V 3P o DC 500V.

<sup>4</sup> Voltaje fijo en DC a seleccionar entre 25 – 800 V.



Sistema de Refrigeración	Refrigerado por Aire o Agua	Refrigerado por Aire o Agua
Calidad del Agua de Refrigeración	< 10 µS/cm	< 10 µS/cm
Presión de Agua de Refrigeración	1 - 10 barg	1 - 10 barg
Temperatura del Agua de Refrigeración	< 50 °C	< 50 °C
Temperatura Ambiente	5 - 45 °C	5 - 45 °C
Dimensiones (mm) (LxAxH)	600 x 800 x 2200 + 1200 x 650 x 1500	2 x (600 x 800 x 2200) + 1200 x 650 x 1500
<b>ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS DE HIDRÓGENO</b>		
FCV Suministro	Opcional <sup>1</sup>	Incluido <sup>3</sup>

### HYDROGEN ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (HEMS)

<b>VECTOR 160</b>	
<b>GENERACIÓN DE HIDRÓGENO</b>	
Número de Electrolizadores	16
Capacidad de Producción de Hidrógeno	8 Nm <sup>3</sup> /h
Calidad del Hidrógeno Producido	99,999%
Presión de Salida de Hidrógeno	hasta 410 barg
Consumo de energía con Auxiliares	51 kWh pico estimado <sup>2</sup>
Calidad Agua de Alimentación	< 20 µS/cm
Presión Agua de Entrada	1 - 4 barg
Operación Electrolizador	30.000 h
Consumo en Producción de Hidrógeno	40 – 51 kWh
<b>GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR</b>	
Modelo Pila de Combustible (FC)	PET13-B
Salida de Potencia Máxima DC	27,2 kW Eléctrica + 27,2 kW Calor
Voltaje DC <sup>4</sup>	186,4 – 117,8 V
Corriente DC	0 - 230 A
Potencia Salida AC <sup>3</sup>	27,2 kW @400 VAC
Consumo Auxiliar Electricidad + Generación de Calor	1,6 kWh

<sup>1</sup> Los modelos Vector 40 HRS, Vector 40 P2X, Vector 80 HRS y Vector 80 P2X cuentan con estación de recarga para vehículos de hidrógeno a 350 barg (tubería hasta 500 barg), con calidad de hidrógeno entregado del 99,999%.

<sup>2</sup> Consumo de unidad de compresor de aire incluido. Unidad de compresión NO incluida en suministro.

<sup>3</sup> Opción de salida a elegir entre AC 400V 3P o DC 500V.

<sup>4</sup> Voltaje fijo en DC a seleccionar entre 25 – 800 V.

Consumo Máximo de Hidrógeno	308 NI/min
Calidad Mínima del Combustible Externo	Grado D ISO 14687-2:2008
Operación Pila de Combustible	24.000 h
<b>GENERAL</b>	
Sistema de Refrigeración	Refrigerado por Aire o Agua
Calidad del Agua de Refrigeración	< 10 µS/cm
Presión de Agua de Refrigeración	1 - 10 barg
Temperatura del Agua de Refrigeración	< 50 °C
Temperatura Ambiente	5 - 45 °C
Dimensiones (mm) (LxAxH)	4 x (600 x 800 x 2200) + 1200 x 650 x 1500
<b>ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS DE HIDRÓGENO</b>	
FCV Suministro	Incluido <sup>1</sup>

## **ANEXO VI**

## INGRESOS

Ventas (Aumento del IPC anual del 8 %)

Año	Unidades Vendidas (kg)	Precio de venta	Ingresos	Aumento medio de la factura (5 %)	Ingreso acumulado
0					
1	72	7	504,00 €	1.335,32 €	1.839,32 €
2	72	7,56	544,32 €	1.402,09 €	3.785,73 €
3	72	8,16	587,87 €	1.472,19 €	5.845,78 €
4	72	8,82	634,89 €	1.545,80 €	8.026,48 €
5	72	9,52	685,69 €	1.623,09 €	10.335,25 €
6	72	10,29	740,54 €	1.704,24 €	12.780,04 €
7	72	11,11	799,78 €	1.789,46 €	15.369,28 €
8	72	12,00	863,77 €	1.878,93 €	18.111,98 €
9	72	12,96	932,87 €	1.972,88 €	21.017,72 €
10	72	13,99	1.007,50 €	2.071,52 €	24.096,74 €
11	72	15,11	1.088,10 €	2.175,10 €	27.359,93 €
12	72	16,32	1.175,15 €	2.283,85 €	30.818,93 €
13	72	17,63	1.269,16 €	2.398,04 €	34.486,13 €
14	72	19,04	1.370,69 €	2.517,95 €	38.374,77 €
15	72	20,56	1.480,35 €	2.643,84 €	42.498,95 €
16	72	22,21	1.598,77 €	2.776,03 €	46.873,76 €
17	72	23,98	1.726,68 €	2.914,84 €	51.515,27 €
18	72	25,90	1.864,81 €	3.060,58 €	56.440,66 €
19	72	27,97	2.013,99 €	3.213,61 €	61.668,26 €
20	72	30,21	2.175,11 €	3.374,29 €	67.217,66 €
21	72	32,63	2.349,12 €	3.543,00 €	73.109,78 €
22	72	35,24	2.537,05 €	3.720,15 €	79.366,99 €
23	72	38,06	2.740,02 €	3.906,16 €	86.013,16 €
24	72	41,10	2.959,22 €	4.101,47 €	93.073,85 €
25	72	44,39	3.195,96 €	4.306,54 €	100.576,34 €

Préstamo	92.825,50 €					
Interés nominal	5,000%	Cuotas anuales	1	Nº cuotas	25	
Plazo (años)	25	Comisión apertura	1,00%	928,26 €	Percepción neta	91.897,25 €
Periodo	Cuota	Intereses	Amortización capital	Capital Amortizado	Capital pendiente de amortizar	Flujos de caja
0				0,00 €	92.825,50 €	91.897,25 €
1	6.586,20 €	4.641,28 €	1.944,92 €	1.944,92 €	90.880,58 €	-6.586,20 €
2	6.586,20 €	4.544,03 €	2.042,17 €	3.987,09 €	88.838,41 €	-6.586,20 €
3	6.586,20 €	4.441,92 €	2.144,28 €	6.131,37 €	86.694,13 €	-6.586,20 €
4	6.586,20 €	4.334,71 €	2.251,49 €	8.382,86 €	84.442,64 €	-6.586,20 €
5	6.586,20 €	4.222,13 €	2.364,07 €	10.746,92 €	82.078,58 €	-6.586,20 €
6	6.586,20 €	4.103,93 €	2.482,27 €	13.229,19 €	79.596,31 €	-6.586,20 €
7	6.586,20 €	3.979,82 €	2.606,38 €	15.835,57 €	76.989,93 €	-6.586,20 €
8	6.586,20 €	3.849,50 €	2.736,70 €	18.572,28 €	74.253,22 €	-6.586,20 €
9	6.586,20 €	3.712,66 €	2.873,54 €	21.445,81 €	71.379,69 €	-6.586,20 €
10	6.586,20 €	3.568,98 €	3.017,21 €	24.463,02 €	68.362,48 €	-6.586,20 €
11	6.586,20 €	3.418,12 €	3.168,07 €	27.631,10 €	65.194,40 €	-6.586,20 €
12	6.586,20 €	3.259,72 €	3.326,48 €	30.957,57 €	61.867,93 €	-6.586,20 €
13	6.586,20 €	3.093,40 €	3.492,80 €	34.450,38 €	58.375,12 €	-6.586,20 €
14	6.586,20 €	2.918,76 €	3.667,44 €	38.117,82 €	54.707,68 €	-6.586,20 €
15	6.586,20 €	2.735,38 €	3.850,81 €	41.968,63 €	50.856,87 €	-6.586,20 €
16	6.586,20 €	2.542,84 €	4.043,35 €	46.011,98 €	46.813,52 €	-6.586,20 €
17	6.586,20 €	2.340,68 €	4.245,52 €	50.257,51 €	42.567,99 €	-6.586,20 €
18	6.586,20 €	2.128,40 €	4.457,80 €	54.715,30 €	38.110,20 €	-6.586,20 €
19	6.586,20 €	1.905,51 €	4.680,69 €	59.395,99 €	33.429,51 €	-6.586,20 €
20	6.586,20 €	1.671,48 €	4.914,72 €	64.310,71 €	28.514,79 €	-6.586,20 €
21	6.586,20 €	1.425,74 €	5.160,46 €	69.471,17 €	23.354,33 €	-6.586,20 €
22	6.586,20 €	1.167,72 €	5.418,48 €	74.889,65 €	17.935,85 €	-6.586,20 €
23	6.586,20 €	896,79 €	5.689,40 €	80.579,06 €	12.246,44 €	-6.586,20 €
24	6.586,20 €	612,32 €	5.973,88 €	86.552,93 €	6.272,57 €	-6.586,20 €
25	6.586,20 €	313,63 €	6.272,57 €	92.825,50 €	0,00 €	-6.586,20 €

## CUADRO DE FLUJO DE CAJA

Año	Inversión	Cobros		Pagos				Beneficios	Impuestos	FCDI
		Ingresos	V. Inmo.	Agua	Mantenimiento	Gastos Fin	Amort Téc.			
0	92.825,50 €							-92.825,50 €		-92.825,50 €
1		1.839,32 €		83,40 €	91,97 €	4.641,28 €	3.527,37 €	-6.504,69 €	0,00 €	-6.504,69 €
2		3.785,73 €		84,65 €	189,29 €	4.544,03 €	3.527,37 €	-4.559,61 €	0,00 €	-4.559,61 €
3		5.845,78 €		85,92 €	292,29 €	4.441,92 €	3.527,37 €	-2.501,72 €	0,00 €	-2.501,72 €
4		8.026,48 €		87,21 €	401,32 €	4.334,71 €	3.527,37 €	-324,13 €	0,00 €	-324,13 €
5		10.335,25 €		88,52 €	516,76 €	4.222,13 €	3.527,37 €	1.980,47 €	461,65 €	1.518,82 €
6		12.780,04 €		89,85 €	639,00 €	4.103,93 €	3.527,37 €	4.419,89 €	1.030,28 €	3.389,62 €
7		15.369,28 €		91,19 €	768,46 €	3.979,82 €	3.527,37 €	7.002,44 €	1.632,27 €	5.370,17 €
8		18.111,98 €		92,56 €	905,60 €	3.849,50 €	3.527,37 €	9.736,95 €	2.269,69 €	7.467,27 €
9		21.017,72 €		93,95 €	1.050,89 €	3.712,66 €	3.527,37 €	12.632,86 €	2.944,72 €	9.688,13 €
10	2.925,60 €	24.096,74 €		95,36 €	1.204,84 €	3.568,98 €	3.527,37 €	12.774,59 €	2.977,76 €	9.796,83 €
11		27.359,93 €		96,79 €	1.368,00 €	3.418,12 €	3.527,37 €	18.949,65 €	4.417,17 €	14.532,49 €
12		30.818,93 €		98,24 €	1.540,95 €	3.259,72 €	3.527,37 €	22.392,65 €	5.219,73 €	17.172,92 €
13		34.486,13 €		99,71 €	1.724,31 €	3.093,40 €	3.527,37 €	26.041,34 €	6.070,24 €	19.971,10 €
14		38.374,77 €		101,21 €	1.918,74 €	2.918,76 €	3.527,37 €	29.908,69 €	6.971,72 €	22.936,97 €
15	46.412,75 €	42.498,95 €		102,73 €	2.124,95 €	2.735,38 €	3.527,37 €	-12.404,23 €	0,00 €	-12.404,23 €
16		46.873,76 €		104,27 €	2.343,69 €	2.542,84 €	3.527,37 €	38.355,59 €	8.940,70 €	29.414,89 €
17		51.515,27 €		105,83 €	2.575,76 €	2.340,68 €	3.527,37 €	42.965,63 €	10.015,30 €	32.950,33 €
18		56.440,66 €		107,42 €	2.822,03 €	2.128,40 €	3.527,37 €	47.855,44 €	11.155,11 €	36.700,32 €
19		61.668,26 €		109,03 €	3.083,41 €	1.905,51 €	3.527,37 €	53.042,94 €	12.364,32 €	40.678,61 €
20	2.925,60 €	67.217,66 €		110,67 €	3.360,88 €	1.671,48 €	3.527,37 €	55.621,66 €	12.965,42 €	42.656,24 €
21		73.109,78 €		112,33 €	3.655,49 €	1.425,74 €	3.527,37 €	64.388,86 €	15.009,06 €	49.379,80 €
22		79.366,99 €		114,01 €	3.968,35 €	1.167,72 €	3.527,37 €	70.589,54 €	16.454,44 €	54.135,10 €
23		86.013,16 €		115,72 €	4.300,66 €	896,79 €	3.527,37 €	77.172,62 €	17.988,96 €	59.183,66 €
24		93.073,85 €		117,46 €	4.653,69 €	612,32 €	3.527,37 €	84.163,01 €	19.618,42 €	64.544,59 €
25		100.576,34 €	4.641,28€	119,22 €	5.028,82 €	313,63 €	3.527,37 €	91.587,31 €	21.349,02 €	70.238,29 €

VAN	190.986,74 €	TIR	11,658 %	TAE	5,116 %
-----	--------------	-----	----------	-----	---------