



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**DIMENSIONAMIENTO DE UNA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 30 KW
COMBINADO CON UN SISTEMA DE
GENERACIÓN DE HIDRÓGENO EN LA
PROVINCIA DE VALENCIA (ESPAÑA)**

AUTOR: HÉCTOR IRANZO FERNÁNDEZ

TUTORA: ELISA PEÑALVO LÓPEZ

Curso Académico: 2019-20

RESUMEN

Dimensionar una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de producción de hidrógeno, a partir del exceso de energía generada, y su almacenamiento para la producción de electricidad en horas punta mediante pilas de combustible. Para ello, se analizará la demanda eléctrica característica, los recursos disponibles, el potencial de generación renovable y las distintas tecnologías disponibles con el fin de analizar distintas alternativas y seleccionar la más adecuada desde un punto de vista técnico-económico.

Palabras Clave: Hidrógeno, fotovoltaico, Homer, pila de combustible

RESUM

Dimensionar una instal·lació fotovoltaica de 30 kW combinada amb un sistema de producció d'hidrogen, a partir de l'excés d'energia generada, i el seu emmagatzematge per a la producció d'electricitat en hores punta per piles de combustible. Amb aquesta finalitat, s'analitzarà la demanda d'electricitat característica, els recursos disponibles, el potencial de generació renovable i les diverses tecnologies disponibles, per tal d'analitzar diferents alternatives i seleccionar la més adequada des d'un punt de vista tècnic-econòmic.

Paraules clau: Hidrogen, fotovoltaica, Homer, pila de combustible

ABSTRACT

Dimension a 30 kW photovoltaic installation combined with a hydrogen production system, from the excess energy generated, and its storage for the production of electricity in peak hours by fuel cells. To this end, the characteristic electricity demand, available resources, renewable generation potential and the various technologies available will be analysed in order to analyze different alternatives and select the most appropriate one from a technical-economic point of view.

Keywords: Hydrogen, photovoltaic, Homer, fuel cell

ÍNDICE

- Memoria
- Presupuesto

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1.	INTRODUCCIÓN	17
1.1	OBJETIVO DEL DOCUMENTO.....	17
1.2	MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.....	17
CAPÍTULO 2.	MARCO TEÓRICO.....	18
2.1	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	18
2.2	PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	20
2.3	TIPOLOGÍA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	23
2.3.1	Planta fotovoltaica con conexión a red.....	23
2.3.2	Autoconsumo sin conexión a la red eléctrica (off-grid).....	23
2.3.3	Autoconsumo con conexión a la red eléctrica (on-grid).....	24
2.3.4	Generador fotovoltaico.....	25
2.3.5	Inversor.....	25
2.4	ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.....	26
2.5	SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A BASE DE HIDRÓGENO.....	26
2.5.1	Electrólisis.....	27
2.5.2	Electrolizador.....	28
2.5.3	Pila de combustible de membrana polimérica (PEMFC).....	32
2.5.4	Tanque de almacenamiento de hidrógeno.....	34
CAPÍTULO 3.	CASO DE ESTUDIO.....	36
3.1	METODOLOGÍA DE HOMER.....	36
3.2	NORMATIVA.....	38
3.3	EMPLAZAMIENTO.....	39
3.4	DEMANDA ELÉCTRICA.....	40

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

3.5	RECURSO SOLAR.....	41
3.6	EQUIPOS SELECCIONADOS.....	43
3.6.1	Placas fotovoltaicas.....	43
3.6.2	Electrolizador y pila de combustible.....	46
3.6.3	Tanque de hidrógeno.....	47
3.6.4	Inversor.....	47
3.7	COSTE DE LA ELECTRICIDAD.....	48
3.8	RESUMEN DE COSTES.....	49
3.9	DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	50
3.10	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	51
3.10.1	Análisis tecno-económico y medioambiental.....	51
3.10.2	Configuración 0.....	52
3.10.3	Configuración 1: Autoconsumo + Compensación de Consumo.....	53
3.10.4	Configuración 2: Autoconsumo + Producción de Hidrógeno.....	61
3.10.5	Configuración 2030: Autoconsumo + producción de Hidrógeno en 2030.....	72
3.11	COMPARATIVAS.....	79
3.11.1	Comparativa técnica.....	79
3.11.2	Comparativa económica.....	80
3.11.3	Comparativa medioambiental.....	81
3.12	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	81
CAPÍTULO 4.	Conclusiones.....	83
CAPÍTULO 5.	Bibliografía.....	84
ÍNDICE DEL PRESUPUESTO		
CAPÍTULO 1.	Presupuesto.....	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Radiación Horizontal, Fuente: globalsolaratlas.info	18
Ilustración 2 Comparativa coste de la electricidad Fuente Fraunhofer ISE March 2018.....	19
Ilustración 3 Evolución precio de la tecnología monocristalina Fuente: Informe Anual UNEF 2017	19
Ilustración 4: Curva Tensión-Intensidad del módulo Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB	20
Ilustración 5 Curva característica en función de la irradiancia Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB	21
Ilustración 6 Tensión-Temperatura Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB	22
Ilustración 7 Diagrama del principio de funcionamiento Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB	23
Ilustración 8 Diagrama del principio de planta fotovoltaica aislada Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB.....	24
Ilustración 9 Diagrama de instalación para autoconsumo conectada a red Fuente: retosolar.com	24
Ilustración 10 Evolución de la eficiencia electrólisis alcalina Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy	29
Ilustración 11 Costes de capital tecnología alcalina Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy.....	29
Ilustración 12 Evolución de la eficiencia electrólisis PEM Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy.....	31
Ilustración 13 Similitud de funcionamiento Electrolizador PEM y pila de combustible PEMFC Fuente:	31
Ilustración 14 Costes de capital tecnología PEM Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy.....	32
Ilustración 15 Diagrama de funcionamiento de una celda de una pila de combustible Fuente: Imagenes de google	33
Ilustración 16 Pérdidas de polarización Fuente: Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM, www.energia2012.es	33

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Ilustración 17 Stack de una pila de combustible Fuente: Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM, www.Energia2012.es	34
Ilustración 18 Clases de tanques de hidrógeno Fuente: apilados.com	35
Ilustración 19 Metodología de Homer previa Fuente: Elaboración propia	36
Ilustración 20 Introducción de parámetros en Homer (placa fotovoltaica) Fuente: elaboración propia	37
Ilustración 21 Resultados de simulación de Homer Fuente: Elaboración propia	38
Ilustración 22 Metodología del Análisis previa Fuente: Elaboración propia	38
Ilustración 23 Compensación simplificada Fuente: sfe-solar.com	39
Ilustración 24 Perfil de demanda Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del csv.....	40
Ilustración 25 Demanda entre semana Enero y Agosto Fuente: Elaboración propia	41
Ilustración 26 Demanda fin de semana Enero y Agosto Fuente: Elaboración propia.....	41
Ilustración 27 Irradiación solar Fuente: PVGIS.....	42
Ilustración 28 Recurso solar Fuente: Homer.....	42
Ilustración 29 Perfil Horario de irradiación Fuente: Homer.....	43
Ilustración 30 Costes de instalación de placas fotovoltaicas Fuente: PER.....	44
Ilustración 31 Costes de mantenimiento de placas fotovoltaicas Fuente: PER	45
Ilustración 32 Factura de la luz Fuente: Iberdrola	48
Ilustración 33 Esquema en Homer de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia.....	53
Ilustración 34 Distribución temporal de la generación fotovoltaica de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia	55
Ilustración 35 Funcionamiento del sistema en invierno Fuente: Elaboración propia	57
Ilustración 36 Funcionamiento de la configuración 1 en verano Fuente: Elaboración propia ...	57
Ilustración 37 Funcionamiento detallado por horas Fuente: Elaboración propia	58
Ilustración 38 Flujo de caja comparado de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia	60
Ilustración 39 Esquema eléctrico en Homer de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	62
Ilustración 40 producción mensual de hidrógeno de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	64
Ilustración 41 Funcionamiento de la pila de combustible de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	64
Ilustración 42 Funcionamiento de la configuración 2 en invierno Fuente: Elaboración propia .	66
Ilustración 43 Funcionamiento de la configuración 2 en verano Fuente: Elaboración propia ...	67
Ilustración 44 Funcionamiento detallado de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	68
Ilustración 45 Flujo de caja comparado de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	71

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Ilustración 46 Previsión de costes de la electrólisis Fuente: International journal of Hydrogen energy, future cost and performance of wáter electrólisis	73
Ilustración 47 Previsión de eficiencia de la electrólisis Fuente: linternational journal of Hydrogen energy, future cost and performance of wáter electrólisis	73
Ilustración 48 Previsión de la vida útil de los electrolizadores PEMEC Fuente: linternational journal of Hydrogen energy, future cost and performance of wáter electrólisis	74
Ilustración 49 Funcionamiento detallado de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	76
Ilustración 50 Flujo de caja comparado entre la configuración 0 y la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Demanda energética media Fuente: Elaboración propia.....	41
Tabla 2 parámetros técnicos de modulo fotovoltaico 400W PERC monocristalino ERA	44
Tabla 3 Resumen de Costes de instalación de placas fotovoltaicas	45
Tabla 4 Costes de instalación de placas 400W.....	46
Tabla 5 Resumen de costes del electrolizador.....	46
Tabla 6 Resumen de costes de la pila de combustible.....	46
Tabla 7 parámetros y costes del tanque de hidrógeno.....	47
Tabla 8 Parámetros técnicos del inversor	48
Tabla 9 Costes del inversor	48
Tabla 10 Resumen de costes de los equipos.....	49
Tabla 11 Resumen de costes de la electricidad	50
Tabla 12 Resultados configuración 0 Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 13 Producción eléctrica Configuración 1 Fuente: Elaboración propia	54
Tabla 14 Consumo Configuración 1 Fuente: Elaboración propia.....	54
Tabla 15 Exceso energético y demanda no cubierta Configuración 1 Fuente: Elaboración propia	54
Tabla 16 Funcionamiento Fotovoltaico configuración 1 Fuente: Elaboración propia	55
Tabla 17 Leyenda de la configuración 1.....	56
Tabla 18 Resumen del flujo de caja de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia	59
Tabla 19 Resultados de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia	59
Tabla 20 Comparación de la configuración 0 y la configuración 1 Fuente: Elaboración propia .	59
Tabla 21 parámetros económicos de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia.....	60
Tabla 22 Parámetros medioambientales de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia.....	61
Tabla 23 Producción energética de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia.....	62
Tabla 24 Consumo energético de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	63
Tabla 25 Exceso energético y demanda no cubierta de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	63
Tabla 26 Funcionamiento del electrolizador de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	63

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 27 Funcionamiento de la pila de combustible de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	64
Tabla 28 Nivel mensual del tanque de hidrógeno de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	65
Tabla 29 Leyenda configuración 2.....	65
Tabla 30 Resumen del flujo de caja de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	69
Tabla 31 Resultados económicos de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	69
Tabla 32 Comparación de la configuración 0 y de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	70
Tabla 33 Parámetros económicos de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia.....	70
Tabla 34 Emisiones de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia.....	72
Tabla 35 Resumen de costes de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia.....	74
Tabla 36 producción y consumo energético de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	74
Tabla 37 Exceso energético y demanda no cubierta de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	75
Tabla 38 parámetros de funcionamiento del electrolizador y la pila de combustible de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	75
Tabla 39 Resumen del flujo de caja de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	77
Tabla 40 Resultados económicos de la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	77
Tabla 41 comparación entre la configuración 0 y la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	77
Tabla 42 Parámetros económicos de la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	78
Tabla 43 Emisiones de la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia	78
Tabla 44 Comparativa técnica Fuente: Elaboración propia	79
Tabla 45 Comparativa económica Fuente: Elaboración propia	80
Tabla 46 Comparativa medioambiental Fuente: Elaboración propia	81

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Generación eléctrica anual	20
Ecuación 2 Tensión-Temperatura del modulo	22
Ecuación 3 Costes de instalación de una placa fotovoltaica	45
Ecuación 4 costes de inversión de una placa fotovoltaica	45
Ecuación 5 Costes de inversión por cada kW instalado	45
Ecuación 6 Masa de hidrógeno	47
Ecuación 7 coste de inversión tanque de Hidrógeno	47
Ecuación 8 Costes de operación y mantenimiento del tanque de hidrógeno	47
Ecuación 9 Coste de la electricidad	49
Ecuación 10 Costes fijos de la red eléctrica	49
Ecuación 11 Número de paneles según la potencia	50
Ecuación 12 Número de paneles por cadena según Vmax	50
Ecuación 13 Número de paneles por cadena según Vmax mppt.....	50
Ecuación 14 Número de cadenas por inversor	51
Ecuación 15 Consumo energético para la obtención de agua destilada	71
Ecuación 16 Emisiones asociadas a la obtención de agua destilada.....	71

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

MEMORIA

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO DEL DOCUMENTO

El objetivo de este TFG es proponer algunas alternativas enfocadas a la implantación de microrredes haciendo uso de una instalación fotovoltaica y dos alternativas para su implementación en una urbanización de la provincia de Valencia.

Una de las configuraciones será usando un sistema de generación de hidrógeno. Por lo tanto, se desarrollará el funcionamiento de la tecnología, las diferentes tecnologías existentes y la previsión de evolución de la tecnología en un futuro próximo.

Una vez se estudien las tecnologías se planteará el escenario y las configuraciones para su posterior análisis técnico, económico y medioambiental con el software Homer.

Por último, tras el análisis individual, se planteará un sistema para comparar las configuraciones y determinar cuál de ellas es la más viable en términos generales.

1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

El escenario energético global está fuertemente ligado a la producción de electricidad mediante el uso de combustibles fósiles. Las proyecciones señalan que la demanda energética mundial va a seguir creciendo, lo que plantea un escenario futuro incierto desde el punto de vista de la generación, ya que si algo es intrínseco de los combustibles fósiles es su finitud. A esto hay que añadir el impacto ambiental que implica la extracción, el uso y los residuos generados por dichos combustibles. La época actual está marcada por el cambio climático y sus consecuencias: aumento del nivel del mar, tormentas cada vez más destructivas debido al calentamiento de los océanos, desertificación, desaparición de numerosas especies animales y vegetales y un largo etcétera. Por estos motivos, esta generación se encuentra ante la imperiosa necesidad de reformar el sistema energético y todo pasa por las energías renovables.

Las energías renovables se definen como fuentes de energía que se generan de forma continua o al menos en intervalos temporales que se asemejen a la vida humana. Estas energías se basan en el aprovechamiento de los recursos energéticos naturales la mayoría de ellos generados directa o indirectamente por el Sol. Además, son energías que no tienen un gran impacto ambiental por lo tanto son la mejor opción de cara al futuro, por no decir presente.

En España se tiene un clima y una situación inmejorable para la explotación de estos recursos. Se dispone de un recurso solar muy superior a la mayoría de los países de Europa y un recurso eólico con gran potencial. Por ello, España tiene una gran oportunidad de conseguir un sistema energético sostenible e independiente además de impulsar una industria, que en 2018 supuso una inversión global de 300 mil millones de dólares.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La radiación solar que llega a la península se sitúa en un promedio de 1700 kWh/m²/año, hablando de radiación horizontal. Supone, como se puede observar en la figura 1, un promedio muy superior al resto de Europa.

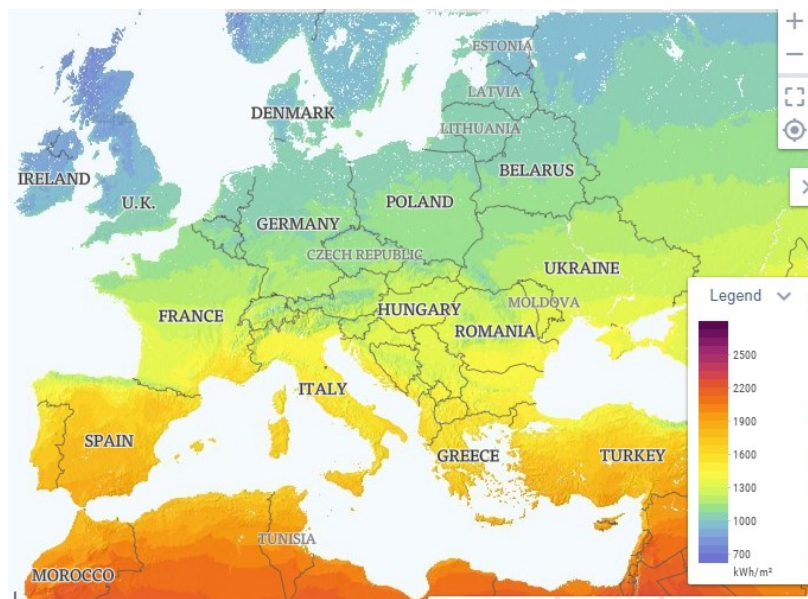


Ilustración 1: Radiación Horizontal, Fuente: globalsolaratlas.info

Además, la evolución tecnológica que ha habido en el sector junto con la economía de escala ha supuesto una disminución del 75 % en el precio de los módulos fotovoltaicos. Esto se traduce en que hoy en día la energía producida por esta tecnología compite con las fuentes de generación tradicionales. En las figuras 2 y 3 se observan la comparación de los costes de generación de electricidad entre las diferentes tecnologías y la evolución del precio de los módulos fotovoltaicos desde 2010 hasta 2016, respectivamente.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

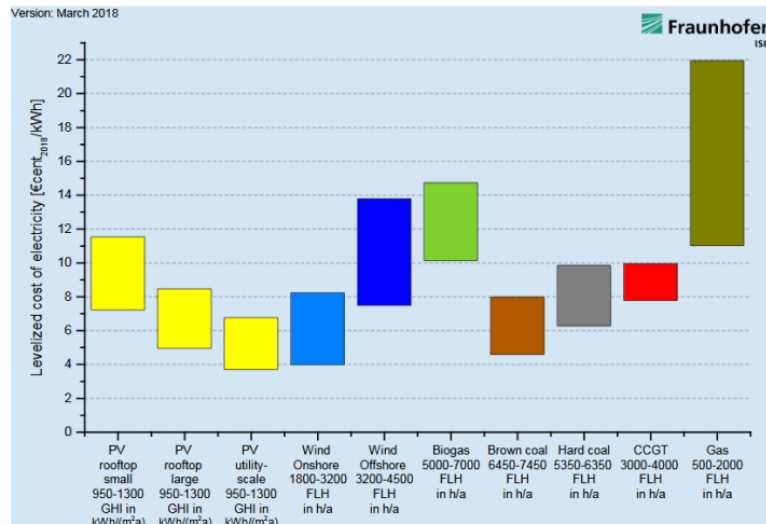


Ilustración 2 Comparativa coste de la electricidad Fuente Fraunhofer ISE March 2018

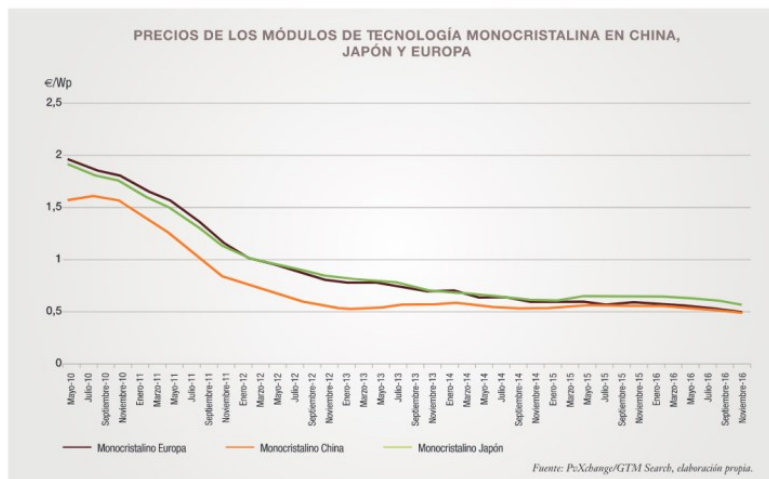


Ilustración 3 Evolución precio de la tecnología monocristalina Fuente: Informe Anual UNEF 2017

La energía solar fotovoltaica basa su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico, generando electricidad mediante el uso de semiconductores dopados. Disponiendo estos materiales en capas finas se consigue que antes incidencia de fotones sobre el material semiconductor, los electrones de valencia aumenten su energía hasta ser capaces de romper el enlace con su átomo y puedan desplazarse dentro del material. El desplazamiento de los electrones de valencia genera huecos que, pueden modelizarse como una carga positiva que puede desplazarse. De esta manera, se entienden los materiales dopantes como materiales con exceso o defecto de electrones que favorecen el proceso. (Asea Brown Boveri, S.A., 2011)

Las plantas fotovoltaicas presentan ventajas importantes:

- La posibilidad de establecer redes de generación distribuida disminuyendo las pérdidas y los costes por transporte.
- Es una energía completamente limpia durante su desempeño.
- Está caracterizado por su fiabilidad a largo plazo y los costes de mantenimiento reducidos.

- Permiten gran adaptación a incrementos de demanda ya que puede ampliarse la instalación con la conexión de más paneles.

2.2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Para explicar la producción energética de una placa fotovoltaica lo primero es conocer los puntos más significativos de la curva característica de una célula fotovoltaica.

Los puntos más significativos de la curva característica se dan en condiciones de cortocircuito donde la intensidad es máxima (I_{sc}) y en condiciones de circuito abierto donde la tensión es máxima (V_{oc}). En esos dos puntos la potencia generada es cero mientras que en un punto intermedio se encuentra el punto de máxima potencia (P_m).

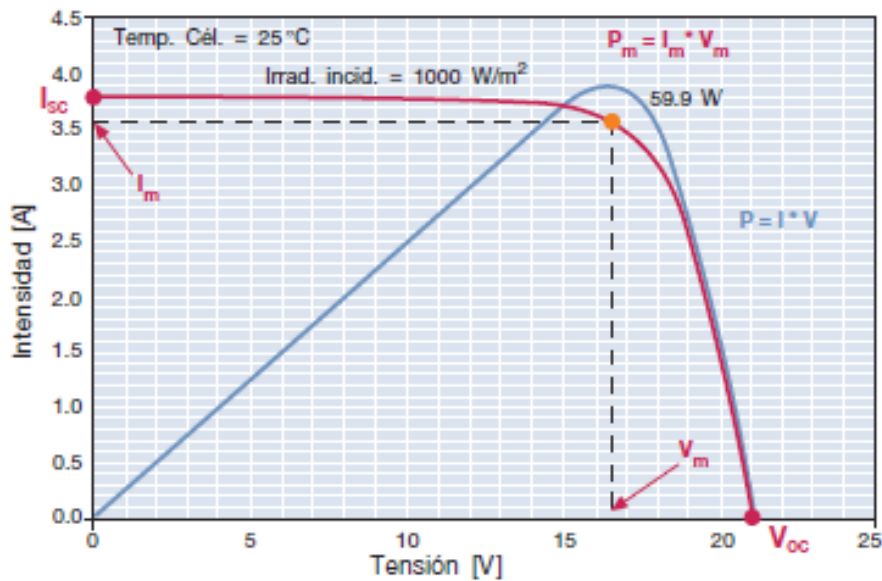


Ilustración 4: Curva Tensión-Intensidad del módulo Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB

Así pues, los datos característicos de un módulo solar mostrados en la figura 4 se pueden resumir a:

- I_{sc} intensidad de cortocircuito;
- V_{oc} tensión sin carga;
- P_m potencia producida máxima en condiciones estándar (STC);
- I_m intensidad producida en el punto de potencia máxima;
- V_m tensión en el punto de potencia máxima;

A continuación, se explica cómo se calcula la generación de electricidad anual de una placa o planta fotovoltaica.

La generación anual prevista viene determinada por la siguiente ecuación:

$$\text{Generación(kWh)} = \text{Área paneles(m}^2\text{)} \cdot \text{Eficiencia} \cdot \text{Radiación diaria media}\left(\frac{\text{kWh}}{\text{d}}\right) \cdot 365 \text{ (días)}$$

Ecuación 1 Generación eléctrica anual

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

La radiación diaria media será la correspondiente al ángulo en el que se hayan dispuesto los paneles. Este valor se puede obtener desde la web de Pvgis introduciendo las coordenadas del emplazamiento.

El área de los paneles y su eficiencia de conversión vendrán determinadas en las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes.

La producción de electricidad de un panel fotovoltaico se ve directamente influenciada por tres parámetros clave:

- Irradiancia
- Temperatura del módulo
- Sombreado

La variación de cada uno de ellos puede suponer una gran merma en la generación eléctrica. Por lo tanto, es importante comprender como afecta cada uno de ellos. A continuación, se desarrollarán.

Irradiancia

La intensidad producida por el módulo está directamente ligada a la irradiancia incidente y por lo tanto una menor irradiancia, como por ejemplo en días nublados, se traduce en menos producción energética. En la figura 5 se muestra el efecto que provoca la variación de la irradiancia. Se observa como la variación en la producción se produce por una disminución de la intensidad que el módulo es capaz de generar manteniendo en niveles constantes el valor de la tensión.

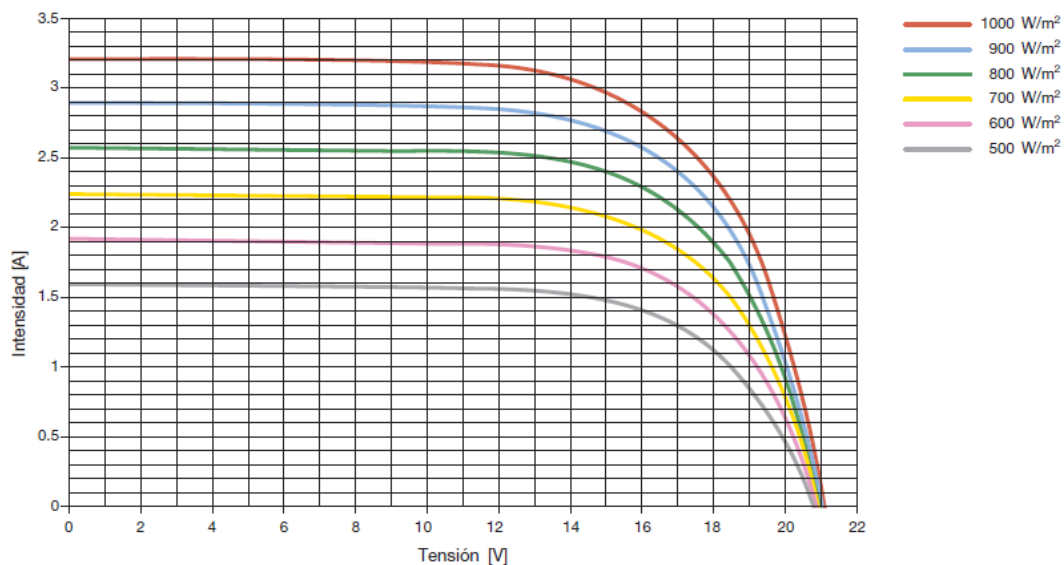


Ilustración 5 Curva característica en función de la irradiancia Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB

Temperatura de los módulos

La temperatura, en cambio, no afecta a la intensidad generada, pero hace disminuir la tensión a medida que aumenta. Se puede calcular el efecto de la temperatura sobre la tensión a partir de la siguiente fórmula.

$$V_{oc}(T) = V_{oc,st} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel})$$

Donde:

- V_{oc} : Tensión corregida;
- $V_{oc,st}$: Tensión en condiciones estándar;
- N_s : Número de módulos en serie;
- β : Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura (aproximadamente -2.2 mV/°C*célula);
- T_{cel} : Temperatura de la célula.

En la figura 6 se muestra gráficamente la evolución de la tensión con la temperatura.

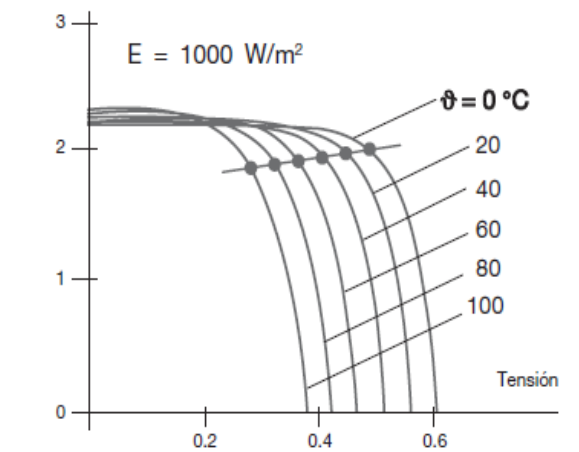


Ilustración 6 Tensión-Temperatura Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB

Sombreado

Las sombras son un peligroso enemigo de las instalaciones fotovoltaicas por motivos que a continuación serán expuestos. Pueden ser provocadas por: edificios, arboles, las placas colindantes, etc.

Una sombra proyectada sobre una de las células del módulo provoca que la célula pase de comportarse como un generador a comportarse como un diodo que bloquea la intensidad generada por el resto de las células.

Este comportamiento es peligroso ya que pueden darse sobrecalentamientos que dañen el módulo. Para contrarrestar este efecto se colocan unos diodos de by-pass que detectan cuando una célula (generalmente se colocan por grupos de varias células) aislándola del resto. Esto supone una disminución en la generación y es por ello un punto importante de estudio a la hora de diseñar una instalación.

2.3 TIPOLOGÍA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

2.3.1 Planta fotovoltaica con conexión a red

Este tipo de plantas, usualmente, son campos solares de grandes dimensiones utilizados para generar electricidad directamente a la red eléctrica. Se asemejan a las centrales eléctricas convencionales. Por una parte, al necesitar grandes dimensiones, se suelen situar lejos de los puntos de consumo con la consecuencia de las pérdidas por transporte. Además, necesitan de una gran inversión inicial por el tamaño de la instalación. Por otro lado, la gran escala supone una reducción en los costes de generación situando los costes por kW de este tipo de plantas al nivel de las centrales convencionales. En la figura 7 se muestra un esquema básico de la instalación.

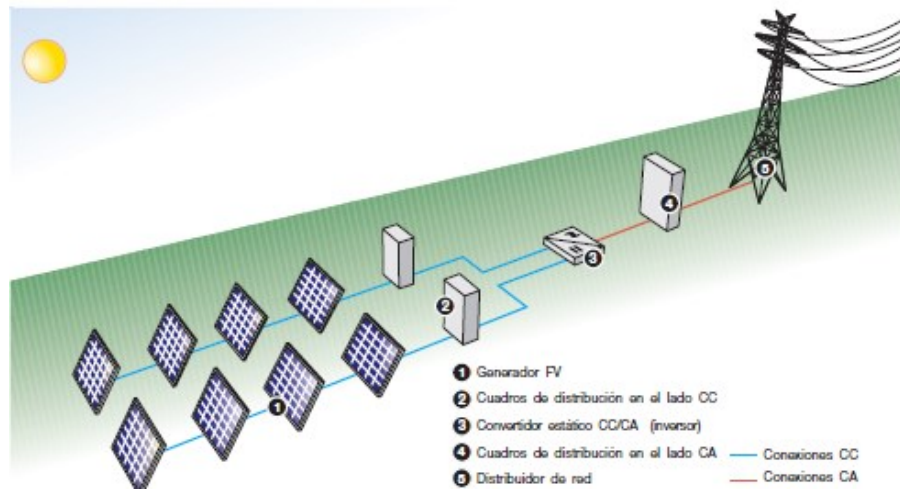


Ilustración 7 Diagrama del principio de funcionamiento Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB

2.3.2 Autoconsumo sin conexión a la red eléctrica (off-grid)

Estas instalaciones no están conectadas a la red y por lo tanto se componen del sistema de generación compuesto por las placas solares y un sistema de almacenamiento energético que provea de electricidad en las horas de oscuridad o cuando la generación sea insuficiente para abastecer la demanda. La justificación del uso de este tipo de plantas se da cuando la disponibilidad de acceso a la red eléctrica no existe o es insuficiente. Para poder asegurar el suministro es necesario sobredimensionar la planta, lo que supone un sobrecoste. En la figura 8 se muestra un esquema de la instalación.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

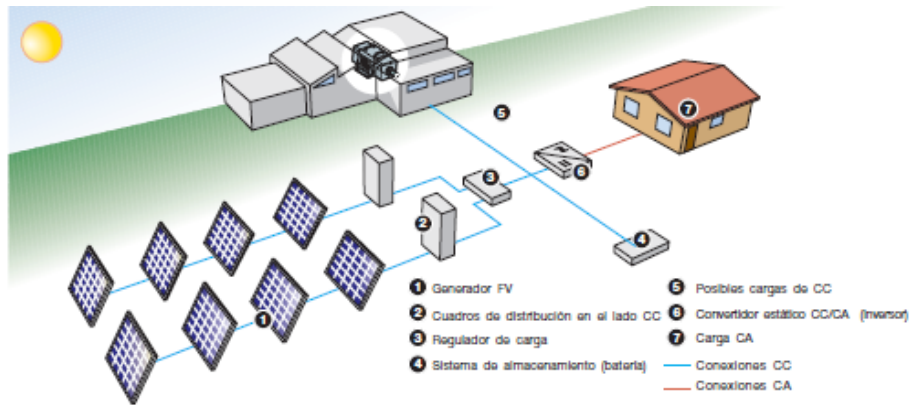


Ilustración 8 Diagrama del principio de planta fotovoltaica aislada Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas ABB

2.3.3 Autoconsumo con conexión a la red eléctrica (on-grid)

Las plantas con conexión a red son las más versátiles además de tener la ventaja de no necesitar sobredimensionar la instalación. Está compuesta por el sistema de generación, la red y el sistema de almacenamiento, aunque este último no es necesario. La planta funciona de manera secuencial adaptando su funcionamiento a la demanda. Primero trata de abastecerse únicamente con la energía generada por las placas solares. En caso de no poder abastecerse únicamente con las placas, absorberá electricidad de la fuente de almacenamiento en primer lugar y de la red en caso de no ser suficiente. En momentos en los que la demanda sea inferior a la generación, la energía sobrante se utilizará para bastecer el sistema de almacenamiento o se verterá a la red en caso de no disponer de sistema de almacenamiento.

Este tipo de plantas favorecen la generación distribuida que tiene serias ventajas respecto a la generación centralizada. Por un lado, al producirse cerca de los puntos de consumo, se limitan las pérdidas por transporte reduciendo así los costes. Además, permite reducir los requisitos de la red eléctrica en las horas de mayor consumo.

En la figura 9 se muestra un esquema de la instalación.

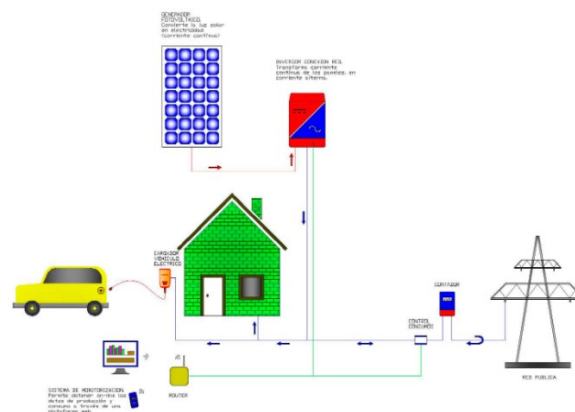


Ilustración 9 Diagrama de instalación para autoconsumo conectada a red Fuente: retosolar.com

2.3.4 Generador fotovoltaico

Como se vio en el punto 2.1: Energía solar fotovoltaica, las plantas fotovoltaicas se basan en el efecto fotoeléctrico, de manera que haciendo uso de materiales semiconductores consiguen un flujo de electrones al incidir la radiación solar sobre ellos. Estos materiales, normalmente silicio, se disponen en delgadas capas formando las células fotovoltaicas.

Existen tres familias de células fotovoltaicas: silicio monocristalino, silicio policristalino y capa delgada. A continuación, se explican las características de cada una de ellas.

Silicio monocristalino

Son paneles constituidos a partir de silicio cristalino puro. La obtención del silicio monocristalino se consigue mediante el crecimiento de un cristal de silicio filiforme en rotación. Este proceso produce un cilindro que se corta en obleas de 200 μm y posteriormente se trata su superficie para reducir las pérdidas por reflexión.

Las células de silicio monocristalino poseen una ventaja en cuanto a eficiencia (14 a 17%) siendo capaces de mantenerla a lo largo del tiempo, no obstante, suponen una inversión considerablemente mayor que las células de silicio policristalino.

Silicio policristalino

Las células de silicio policristalino se componen de cristales no uniformes y con diferentes direcciones, lo que supone una merma en la eficiencia de estas células por la diferente respuesta de los cristales a la luz incidente. Los lingotes se crean a partir de la colada del silicio fundido en moldes con forma de paralelepípedo.

La eficiencia obtenida en estas células es menor, del orden del 12 a 14%, sin embargo, la reducción del coste combinado con el buen mantenimiento de sus propiedades con el paso del tiempo, hacen que esta tecnología sea la más extendida.

Capa fina

Las células de capa fina son un tipo de células que se construyen depositando un material semiconductor en forma de mezclas gaseosas sobre un soporte sólido que le aporte consistencia física. Esta tecnología permite que las células sean considerablemente más delgadas lo que supone un ahorro de material a la vez que te permite la utilización de soportes flexibles. Algunos materiales usados son:

- silicio amorfo;
- CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio);
- GaAs (arseniuro de galio);
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre)

2.3.5 Inversor

El inversor es el encargado de transformar la corriente eléctrica de continua a alterna y viceversa. Existen diferentes tipos de inversores en función del tipo de instalación en la que se vaya a instalar.

Por un lado, están los inversores cargadores. Esta clase de inversores se utilizan en instalaciones off-grid con sistemas de almacenamiento de baterías. Se encargan de gestionar la energía que va al punto de consumo además de la carga de las baterías.

Por otro lado, están los inversores de conexión a la red. Este tipo de inversores se utilizan en instalaciones on-grid sin sistemas de almacenamiento. Se encargan de abastecer el punto de consumo combinando la energía proveniente de la instalación fotovoltaica, así como de la red eléctrica. Adicionalmente, pueden gestionar la inyección de electricidad a la red eléctrica en caso de que existan excedentes.

Por último, están los inversores híbridos. Este tipo de inversores son los más utilizados en las instalaciones de autoconsumo porque te permiten, además de la transformación entre continua y alterna, gestionar la carga y descarga de las baterías, así como el vertido o la absorción de energía de la red eléctrica. El funcionamiento del inversor prioriza el uso de la energía procedente de los paneles, posteriormente de las baterías y, por último, de la red.

El inversor, haciendo uso de un sistema llamado MPPT, analiza en cada instante el punto de funcionamiento del inversor y mediante pequeñas variaciones en la carga, ajusta el punto de funcionamiento al punto de máxima potencia de los paneles. Además, el inversor debe reproducir lo más fielmente posible la tensión de red.

2.4 ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

El concepto de economía del hidrógeno se basa en la implementación del hidrógeno como principal vector energético en sustitución de los combustibles fósiles. Este hecho conlleva una modificación en la estructura del negocio energético, así como en las relaciones técnico-económicas y sociales.

La implantación de esta nueva economía traería consigo la redistribución del poder al aplicar sistemas de producción distribuida y autoconsumo que limitarán la influencia tanto a niveles económicos, como políticos y sociales, de las grandes empresas energéticas y países productores de combustibles fósiles. Esto es así, porque el hidrógeno puede obtenerse de forma local a partir de la electrólisis del agua. Además, la generación y consumo de hidrógeno no conlleva emisiones, siempre y cuando la energía utilizada para su producción sea de origen renovable. Por lo tanto, es una muy buena opción para reducir las emisiones de CO₂ en el futuro próximo.

2.5 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A BASE DE HIDRÓGENO

En una instalación diseñada para autoconsumo, la intermitencia en la producción de electricidad con la planta fotovoltaica junto con la descoordinación entre la producción y el consumo implica la necesidad de un sistema de apoyo. En el caso de una instalación conectada a la red siempre se va a tener el apoyo de la red eléctrica para las horas pico de consumo, en las horas valle, en las que existe un excedente de generación, se puede verter el excedente a la red eléctrica. Sin embargo, este método tiene limitaciones debido a que la cantidad de energía que se aporta a la red debe ir acorde con la demanda. En el caso en el que la energía que se vierte a la red sea mayor que la demanda, se pueden producir sobrecargas dañando la red eléctrica.

Por ese motivo, es conveniente disponer de algún sistema de almacenamiento para poder inyectarla de manera más estable. Otro motivo para disponer de un sistema de almacenamiento

sería para evitar inyectar electricidad a la red pudiendo utilizarse en horas pico de consumo para depender de la red eléctrica en el menor grado posible.

En este caso se va a estudiar un sistema anti vertido y almacenamiento energético basado en la producción de hidrógeno. El sistema constará de un electrolizador, un tanque de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible. De esta manera, en los momentos en los que exista un excedente energético el electrolizador absorberá el excedente evitando el vertido. El hidrógeno producido hará la función de almacenamiento químico de energía de tal forma que en los momentos en los que la producción energética de la instalación fotovoltaica no sea capaz de abastecer la demanda, la pila de combustible reconvertirá la energía química almacenada en forma de hidrógeno en energía eléctrica.

2.5.1 Electrólisis

El proceso en el que está basado el electrolizador, como su nombre indica, es la electrólisis. Este proceso se basa en la producción de hidrógeno a partir de agua. A continuación, se desarrolla la base teórica de este proceso.

El principio de la electrólisis fue formulado por Michael Faraday y consiste en la descomposición de las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno. En 1834, Faraday formuló las leyes de la electrólisis.

(Ehl & Ihde, 1954)

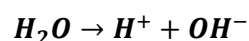
“1º ley de Faraday de la electrólisis: La masa de una sustancia depositada en un electrodo durante la electrólisis es directamente proporcional a la cantidad de electricidad transferida a este electrodo. La cantidad de electricidad se refiere a la cantidad de carga eléctrica, que en general se mide en coulomb.”

“2º ley de Faraday de la electrólisis: Para una determinada cantidad de electricidad (carga eléctrica), la masa depositada de una especie química en un electrodo es directamente proporcional al peso equivalente del elemento. El peso equivalente de una sustancia es su masa molar dividido por un entero que depende de la reacción que tiene lugar en el material.”

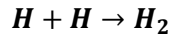
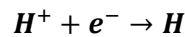
Por lo tanto, la masa de una sustancia, en este caso hidrógeno, que se puede obtener a partir de la electrólisis, es proporcional a:

- La intensidad de corriente que se haga circular a través del agua
- El tiempo que se mantenga esa corriente
- El peso atómico del hidrógeno

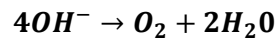
El funcionamiento básico del electrolizador se basa en utilizar dos electrodos hechos de metales inertes para que no alternen la reacción. Los electrodos se sumergen en el agua y se les aplica un potencial eléctrico generando una carga negativa en el cátodo (electrodo cargado negativamente). Esto provoca una fuerte presión eléctrica para que los electrones del agua se dirijan hacia el cátodo. Sin embargo, el agua pura es un mal conductor lo que provoca que, cuando se alcanza cierto potencial, las moléculas de agua se dividan en un ion positivo de hidrógeno (H⁺) y un hidróxido con carga negativa (OH⁻).



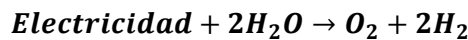
El ion de hidrógeno (H⁺) se dirige al cátodo, en el cual se combina con un electrón para adoptar carga neutra. Posteriormente, se combina con otro átomo de hidrógeno formando una molécula de hidrógeno (H₂) la cual asciende a la superficie donde puede ser recogido.



Por el otro lado, el hidróxido (OH⁻) hace el camino contrario dirigiéndose al ánodo (electrodo cargado positivamente) el cual absorbe el electrón que le sobra. Después se junta con otras tres moléculas de hidróxido las cuales se recombinan dando lugar a dos moléculas de agua y una de oxígeno.



Finalmente, el proceso se puede resumir en la siguiente fórmula:



2.5.2 Electrolizador

Principalmente, existen dos familias de electrolizadores: electrolizador alcalino de agua (AEL) y electrolizador de membrana polimérica (PEM). Estas se diferencian en función del electrolito usado. A continuación, se van a evaluar ambas tecnologías.

Electrolizadores alcalinos de agua (AEL)

La electrólisis alcalina del agua es la tecnología más madura debido a que es la más antigua que se conoce. En esta clase de electrolizadores se suele utilizar como electrolito el hidróxido de potasio (KOH). Debido al carácter alcalino del electrolito, los electrodos deben ser resistentes a la corrosión además de poseer buena conductividad. Normalmente se usa un níquel o acero aleado.

Los principales parámetros que caracterizan el proceso de electrólisis son la presión y la temperatura. La presión a la que se produce la electrólisis será muy útil para reducir los costes de compresión posterior. En el caso de los electrolizadores alcalinos, la presión del hidrógeno puede alcanzar valores de 20-30 bar. En cuanto a la temperatura, al aumentarla aumenta la eficiencia del proceso, sin embargo, trabajar a temperaturas superiores a 150 °C provoca una disminución significativa de la vida útil del electrolizador además de aumentar los costes de mantenimiento del sistema. Para evitar este problema se suele limitar la temperatura de funcionamiento a 80-90 °C.

En condiciones normales de funcionamiento, la eficiencia de esta tecnología se sitúa entre el 65% - 75%. La eficiencia del proceso se define como el cociente entre el poder calorífico superior del hidrógeno obtenido y la energía consumida. En la figura 10 se muestra la previsión de evolución de la energía consumida por kg de hidrógeno. Se observa que la evolución de la eficiencia de estos sistemas no va a ser demasiado pronunciada. Por lo tanto, cabe esperar que se mantenga en unos rangos de funcionamiento relativamente parecidos.

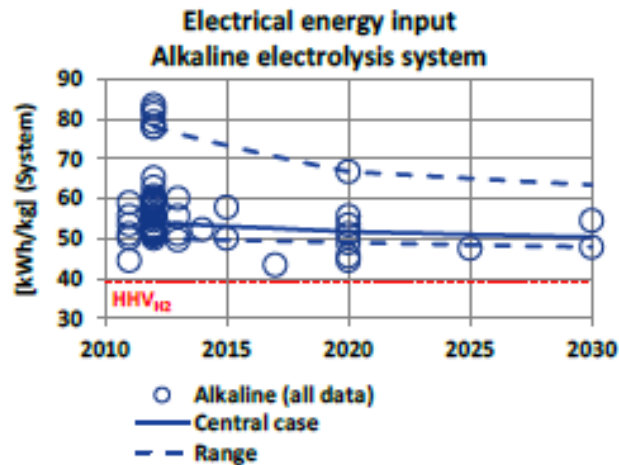


Ilustración 10 Evolución de la eficiencia electrólisis alcalina Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy

La tecnología alcalina funciona bien a grandes escalas como por ejemplo en la industria o parques eólicos de grandes dimensiones. Este tipo de electrolizadores están más indicados para procesos que no necesiten una variación de carga muy significativa.

En la figura 11 se muestran los costes de capital de los sistemas alcalinos. En ella se muestra que el precio de los electrolizadores alcalinos hoy en día se sitúa en un rango entre los 400 €/kW y los 900 €/kW situándose el caso intermedio en los 600 €/kW. Según esta previsión de costes, el coste de esta tecnología no variará mucho entre el 2020 y el 2030 debido a que, como se ha expuesto antes, esta es una tecnología bastante desarrollada.

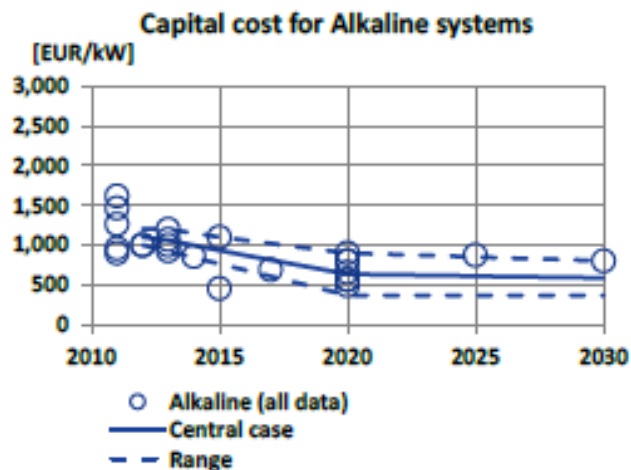


Ilustración 11 Costes de capital tecnología alcalina Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy

Electrolizadores de membrana polimérica (PEM)

Los electrolizadores PEM, si bien es una tecnología creada en los años 70, no ha sido hasta la última década cuando se ha incrementado notablemente su relevancia, esto se debe a que presenta ventajas respecto a los electrolizadores de tipo alcalino, sobre todo en el campo de las energías renovables. Estas son algunas de las ventajas que tiene la tecnología de membrana polimérica:

- Mayor densidad de corriente y eficiencia
- Simplicidad del sistema gracias a la ausencia del electrolito de hidróxido
- Respuesta dinámica más rápida ante fluctuaciones en la alimentación
- Presión de trabajo más alta que permite reducir los costes de compresión del gas
- Sistema más compacto

Las celdas del electrolizador PEM se componen de dos partes las cuales están separadas por la membrana de intercambio protónico. Esta membrana solo permite el paso de protones. Por lo tanto, serán los iones de H⁺ generados por la descomposición del agua los que viajarán a través de la membrana hasta llegar al cátodo. Se utilizan catalizadores de platino y rutenio o iridio en el cátodo y ánodo respectivamente. El uso de estos metales preciosos supone un coste mayor que en la tecnología alcalina, aunque recientemente se ha conseguido utilizar un electrodo de níquel-hierro como catalizador, lo que podría suponer una reducción considerable de los costes.

Este tipo de electrolizadores pueden alcanzar presiones de trabajo de hasta 200 bar, aunque normalmente suelen trabajar alrededor de 30 bar debido a que las altas presiones producen un rápido deterioro de la membrana. La temperatura de trabajo debe ser inferior a los 100 grados para garantizar las propiedades de la membrana, por encima de esa temperatura la membrana se puede deshidratar y perder estabilidad en su funcionamiento. La vida útil de estos electrolizadores se encuentra entre los 7-10 años.

Actualmente el consumo de energía de los sistemas PEM es superior a los de la electrólisis alcalina, esto supone, hoy en día, eficiencias inferiores. Sin embargo, el potencial de mejora de esta tecnología es muy superior a la alcalina. Teóricamente se podrían alcanzar eficiencias del 94 %. En la figura se muestra la previsión de mejora de la eficiencia de los electrolizadores PEM. La previsión para 2030 es que la tecnología de membrana polimérica se sitúe en un rango de 44-53 kWh/kg frente a los 48-63 kWh/kg de la tecnología alcalina. Esto supone una mejora en la eficiencia del 10 %, en el mejor de los casos, sobre la tecnología alcalina. Hoy en día, un electrolizador PEM con una eficiencia del 65 % tiene un consumo de 52.2 kWh/kg Hidrógeno, por lo tanto, el escenario más optimista, que supone un consumo de 44 kWh/kg implicaría una eficiencia del 80%

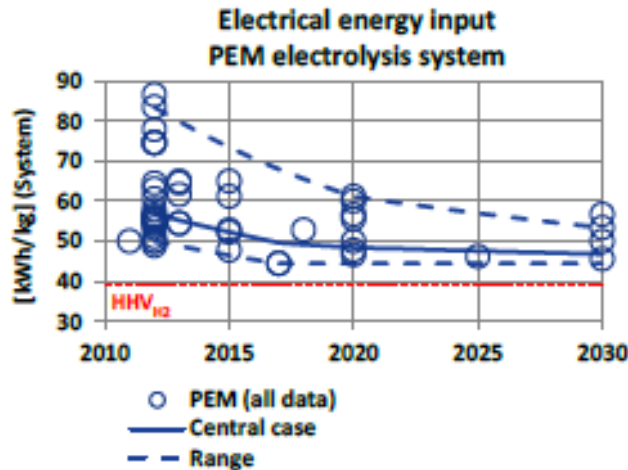


Ilustración 12 Evolución de la eficiencia electrólisis PEM Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy

El mayor motivo para confiar en las previsiones más optimistas es la similitud de esta tecnología con las pilas de combustible de membrana polimérica de intercambio protónico (PEMFC). La principal ventaja de esta similitud entre ambas tecnologías es que las pilas de combustible PEMFC son las más utilizadas para automóviles impulsados por pilas de combustible. En los últimos años son numerosas las grandes empresas de automóviles, principalmente japonesas, que están apostando por esta tecnología lo que va a suponer un gran desarrollo de la tecnología y un descenso rápido de los costes debido a la optimización de los procesos de fabricación y la economía de escala. En la figura 13 se muestra la similitud de funcionamiento entre un electrolizador PEM y una pila de combustible PEMFC.

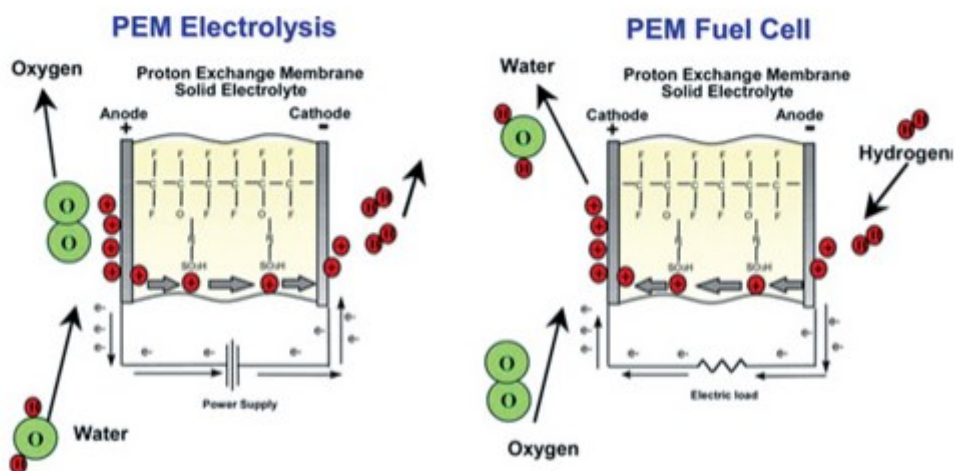


Ilustración 13 Similitud de funcionamiento Electrolizador PEM y pila de combustible PEMFC Fuente:

Actualmente, la previsión de la evolución del coste de esta tecnología se muestra en la figura 14. En ella se puede ver cómo, en el escenario más optimista, el coste por kW de la tecnología PEM se situaría en los 250 €/kW. Esto supone una reducción del coste de un 75 % respecto a la situación actual.

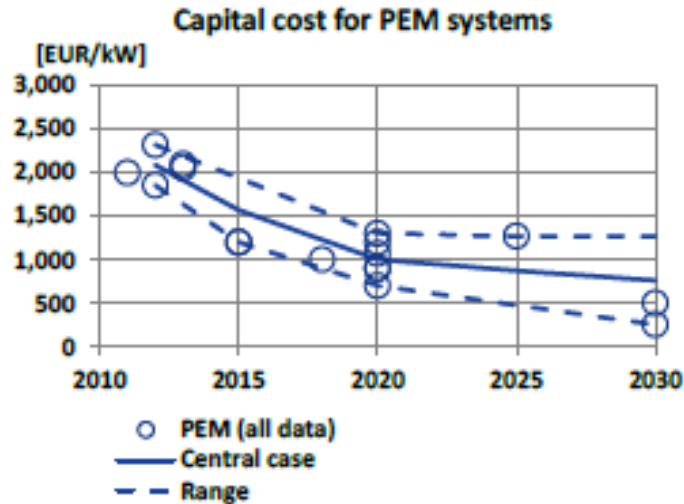


Ilustración 14 Costes de capital tecnología PEM Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU E4TECH / Element energy

Por estos motivos, se va a analizar el sistema basándose en la tecnología PEM ya que es una opción más interesante a largo plazo y presumiblemente será la tecnología en la que se basarán este tipo de sistemas.

2.5.3 Pila de combustible de membrana polimérica (PEMFC)

Las pilas de combustible de membrana polimérica (PEM) reciben su nombre debido a que el electrolito lo constituye una membrana polimérica que separa la parte anódica de la catódica en una celda. Esta membrana se comporta como un conductor protónico al permitir el paso de iones de H^+ pero ejerce de barrera física al resto de sustancias. (Félix Barreras, 2012)

La celda de combustible tiene 3 zonas diferenciadas: la zona catódica en la que se encuentra el electrodo cargado negativamente, la zona anódica donde se sitúa el electrodo cargado positivamente y entre ambas zonas se esta la membrana electrolítica que separa los gases de ambos lados.

El hidrógeno se introduce por la zona del ánodo y mediante una capa difusora que dispone de un material de gran porosidad, se sitúa en la capa catalítica, donde se produce la reacción de oxidación del hidrógeno. Los iones de H^+ generados atraviesan la membrana hacia la zona catódica, pero los electrones no pueden atravesarla y por lo tanto buscan un camino alternativo. Este camino es el formado por las capas difusoras y las placas generando una corriente eléctrica. Por la zona catódica se introduce el oxígeno que, mediante la capa difusora, alcanza la capa catalítica en la que el oxígeno, los protones de H^+ y los electrones se combinan para dar agua y calor como subproductos.

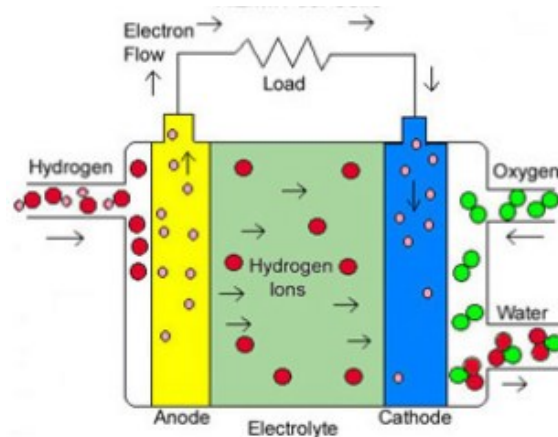
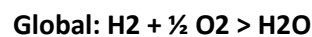
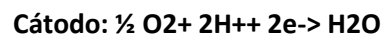
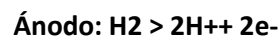


Ilustración 15 Diagrama de funcionamiento de una celda de una pila de combustible Fuente: Imágenes de google

Las reacciones electroquímicas descritas anteriormente pueden formularse de la siguiente manera:



Los principales problemas que presentan estas pilas de combustible son la gestión del agua y el calor. Un exceso o defecto de estos afecta al correcto funcionamiento de la membrana.

La eficiencia real de las pilas de combustible se encuentra limitada por las denominadas pérdidas de polarización. En la figura 16 se muestran estas pérdidas.

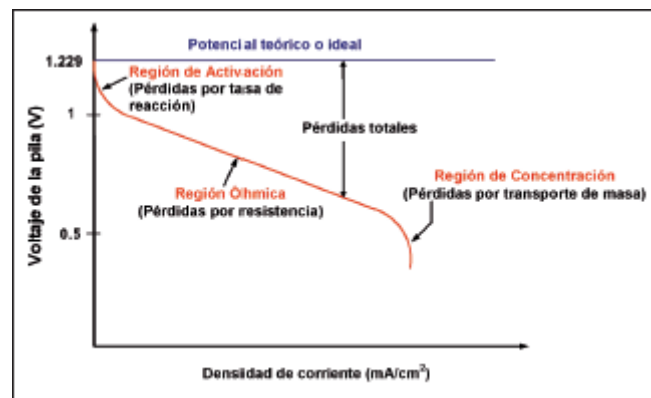


Ilustración 16 Pérdidas de polarización Fuente: Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM, www.energia2012.es

Existen 3 tipos de pérdidas de polarización las cuales reducen el potencial teórico que la célula es capaz de suministrar. A continuación, se explica en qué consisten estas pérdidas.

- **Pérdidas por activación:** Son las pérdidas relacionadas con la energía de activación de las reacciones en los electrodos. Esta energía depende de los materiales utilizados en los electrodos y de los reactantes.
- **Pérdidas óhmicas:** Son las pérdidas por la resistencia eléctrica de los materiales que, además es proporcional a la intensidad que circula y a la temperatura de trabajo.

- **Pérdidas por concentración:** Son las pérdidas debidas a la capacidad de los reactantes y tiene una fuerte correlación con la densidad de corriente y las características de los electrodos.

Lo descrito anteriormente y como se puede ver en la figura 16, una celda puede proporcionar una tensión de entre 0,45-0,55 V. En caso de querer que una celda proporcionase 1 kW de potencia la corriente eléctrica debería ser de uno 2.000 A. Si se tiene en cuenta que la densidad de corriente este en torno a 0,5 A/cm² se necesitaría un área activa de 4.000 cm², algo totalmente inviable. Para resolver este problema, las pilas de combustible se forman apilando celdas en lo que se conoce como stack. De esta forma, el voltaje total de la pila de combustible es la suma de todos los voltajes de las celdas que forman el stack.

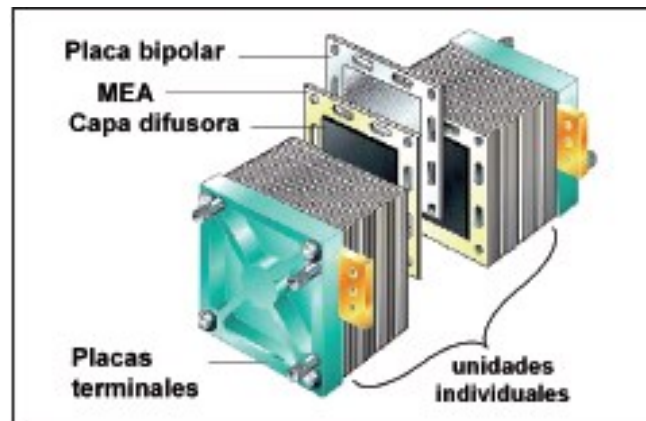


Ilustración 17 Stack de una pila de combustible Fuente: Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM, www.Energia2012.es

2.5.4 Tanque de almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno supone un problema aun no resuelto. Debido a las características intrínsecas del hidrógeno su almacenamiento resulta complicado. Por una parte, en estado gaseoso el hidrógeno tiene una densidad muy baja por lo cual se necesita comprimir a presiones de entre 200 y 300 bar. Comprimir a tales presiones supone una importante cantidad de energía sin olvidar que puede suponer un reto a nivel de seguridad.

Actualmente existen un gran número de líneas de investigación para conseguir almacenar hidrógeno minimizando el volumen y el peso del equipo. Existen dos grupos en cuanto al almacenamiento se refiere:

Almacenamiento físico: Este método de almacenamiento es el más extendido. Dentro de este grupo se encuentra el hidrógeno líquido, el criocomprimido y el comprimido, siendo este último el método más económico y sencillo. (Santiago, 2017)

Almacenamiento sólido: Los métodos de almacenamiento sólido suponen la línea de investigación más prometedora. Entre ellos están, la absorción en hidruros metálicos, en los que una aleación de metales actúa como una esponja atrapando las moléculas de hidrógeno o la absorción en materiales porosos a base de carbono.

En la figura 18 se muestran los diferentes tipos de tanques de almacenamiento que existen.

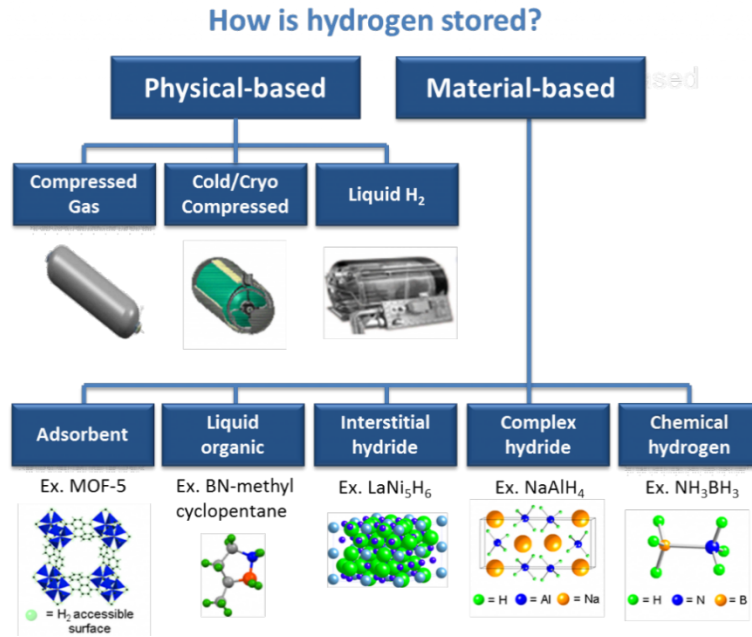


Ilustración 18 Clases de tanques de hidrógeno Fuente: apilados.com

CAPÍTULO 3. CASO DE ESTUDIO

3.1 METODOLOGÍA DE HOMER

Homer (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources) es un software gratuito desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos. Este software se utiliza para diseñar y evaluar técnica y financieramente las alternativas existentes para instalaciones on-grid y off-grid. El software permite considerar un gran número de tecnologías de generación de electricidad además de variables económicas y medio ambientales entre otras.

Lo primero que se va a hacer es el trabajo previo al análisis que consistirá en estudiar la demanda tanto en verano como en invierno, caracterizar el recurso solar disponible y estudiar las tecnologías que se van a emplear y el coste de las mismas.

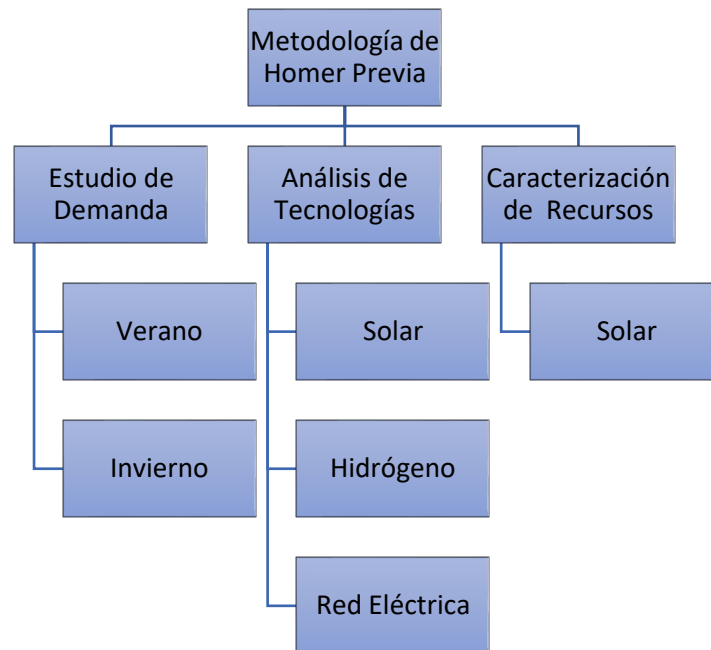


Ilustración 19 Metodología de Homer previa Fuente: Elaboración propia

A continuación, se comenzará el análisis. Para realizar el análisis con Homer el primer paso es introducir la curva de demanda eléctrica. La demanda se va a introducir a partir de los 8760 valores de la curva de demanda anual de una de las viviendas, que corresponden a la demanda de cada hora del año. Como no viable conseguir la demanda de cada una de las viviendas se va a hacer el análisis considerando que todas las viviendas tuviesen la misma curva de demanda. Esto, a pesar de no ser estrictamente cierto, es un ajuste bastante aproximado a la realidad, ya que la curva que se va a utilizar corresponde con un horario estándar para la gente que trabaja por la mañana, que suele ser lo habitual.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

El siguiente paso será configurar el sistema añadiendo las tecnologías que se vayan a utilizar. Cada equipo hay que configurarlo estipulando los costes de capital inicial, de reemplazo y de mantenimiento. En este caso se va a hacer a partir de datos de catálogo y datos promedio extraídos del PER. Además, habrá que configurar las características técnicas (extraídas del catálogo) y el tipo de corriente con el que trabajan (AC o DC). En la pestaña de sizes to consider se introducirán los tamaños que Homer deba de analizar. De esta forma, asumiendo una evolución lineal de los precios con el tamaño, Homer determinará el tamaño óptimo. No obstante, Homer no tiene en cuenta las restricciones de tensión y corriente que puedan imponer los inversores, por lo tanto, para hacer un análisis más fiable, se dimensionará a mano el número de inversores teniendo las características técnicas del modelo seleccionado.

PV Inputs

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	D&M (\$/yr)

Sizes to consider

Size (kW)

Cost Curve

Cost (\$)

Size (kW)

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) 25

Derating factor (%) 90

Slope (degrees) 38

Azimuth (degrees W of S) 0

Ground reflectance (%) 20

Advanced

Tracking system No Tracking

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) -0.5

Nominal operating cell temp. (°C) 45

Efficiency at std. test conditions (%) 20

Help Cancel OK

Ilustración 20 Introducción de parámetros en Homer (placa fotovoltaica) Fuente: elaboración propia

A continuación, se procede con la introducción de los datos del recurso disponible. En este caso será el recurso solar sacado del mismo Homer y comparado con los datos del PVGIS a partir de las coordenadas en las que se encuentra el emplazamiento.

Una vez configurado lo referente a las tecnologías, como la instalación que se va a estudiar es una con conexión a la red eléctrica, se va a configurar la red. Esto se hará mediante la introducción de los precios de compra y venta de electricidad, las emisiones de CO₂ por kWh consumido y los costes fijos de que se desprenden de disponer de conexión a la red eléctrica.

Por último, se pueden configurar ciertas restricciones de emisiones, costes, fracción de energía de carácter renovable, etc.

Una vez se ha configurado toda la instalación, el programa calcula todas las configuraciones posibles ordenándolas en función del CAN. En las pestañas de optimización se puede acceder a la configuración deseada en la que se muestran los resultados de costes, flujo de capital y funcionamiento eléctrico global y particular de cada uno de los equipos.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Calculate		Simulations: 0 of 4320	Progress: <input type="text"/>										
		Sensitivities: 0 of 1	Status: <input type="text"/>										
Sensitivity Results		Optimization Results											
Double click on a system below for simulation results.													
<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall <input type="button" value="Export..."/> <input type="button" value="Details..."/>													
	PV (kW)	Gen1 (kW)	UZS600-6	Conv. (kW)	Elec. (kW)	H2 Tank (kg)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Gen1 (hrs)
	30		40	15			65	\$ 34,480	12,579	\$ 233,512	0.191	0.56	
	30			20			65	\$ 22,450	14,779	\$ 256,281	0.209	0.48	
	30	3		20	17.5	8	65	\$ 41,667	13,968	\$ 262,672	0.215	0.59	4,338
	30	3	32	15	17.5	5	65	\$ 50,834	13,462	\$ 263,831	0.215	0.58	1,065
				16	15		65	\$ 0	17,549	\$ 277,667	0.227	0.00	
				15	17.5		65	\$ 7,702	17,733	\$ 288,281	0.235	0.00	
		1		15	17.5		65	\$ 19,200	18,600	\$ 313,486	0.256	0.00	0
		1	16	15	17.5		65	\$ 24,352	18,754	\$ 321,076	0.262	0.00	0

Ilustración 21 Resultados de simulación de Homer Fuente: Elaboración propia

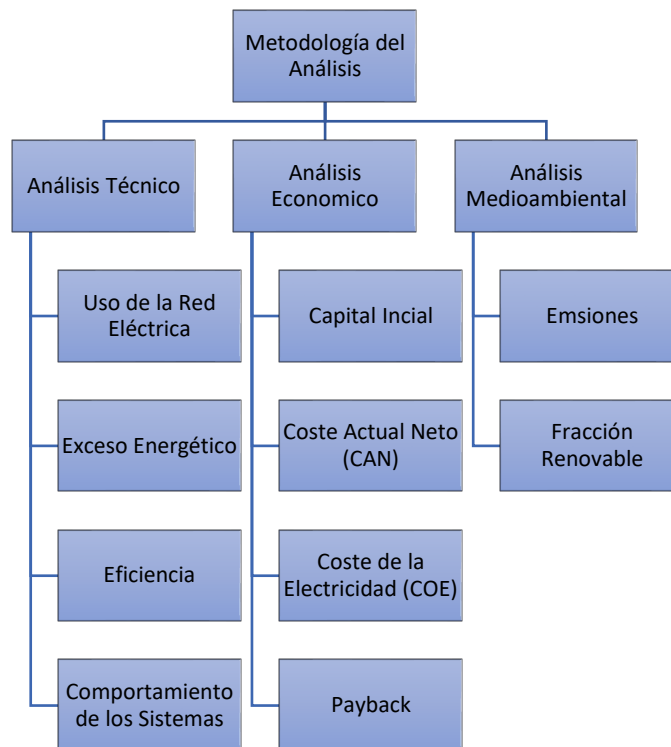


Ilustración 22 Metodología del Análisis previa Fuente: Elaboración propia

3.2 **NORMATIVA**

RD 244/2019

En este real decreto se regula todo lo relacionado con el autoconsumo eléctrico y da continuidad a lo estipulado en el RDL 15/2018. Los puntos clave que regula este real decreto se explican a continuación:

- Eliminación de las tasas asociadas a la generación de electricidad. Es la derogación del denominado impuesto al Sol.
- Se permite el autoconsumo compartido. Significa que ahora una comunidad de vecinos o urbanización puede hacer una instalación compartida.
- Se elimina el límite de potencia que se puede instalar
- Se regulan las modalidades de autoconsumo

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Modalidades de autoconsumo

- Autoconsumo sin excedentes
- Autoconsumo con excedentes, la cual puede ser con compensación de consumo o sin compensación.

En caso de ser sin compensación, la compañía eléctrica comprara la energía vertida al precio de mercado.

Compensación de consumo

La compensación de consumo es un mecanismo recogido en el RD 244/2019 mediante el cual los excedentes de energía producidos por instalaciones fotovoltaicas dedicadas al autoconsumo se descuentan del coste de la factura de la luz. Se establece que la compensación nunca podrá superar el coste facturado, no pudiéndose obtener un beneficio económico. De esta forma la empresa comercializadora aplica directamente la tarifa de descuento sobre la factura de la luz. Este proceso se hace de la siguiente manera:

Datos mensuales de una casa habitual	
Potencia contratada	4,60 [kW]
Término de potencia	0,11 [€/día*kW]
Energía consumida	600 [kWh]
Término de energía	0,14 [€/kWh]
Alquiler de equipos de medida	0,80 [€/mes]
Producción de Energía Fotovoltaica	300 [kWh]
Energía fotovoltaica autoconsumida	250 [kWh]
Energía Vertida a la Red	50 [kWh]
Compensación de los excedentes	0,05 [€/kWh]

Ilustración 23 Compensación simplificada Fuente: sfe-solar.com

En la figura 21 se muestra cómo funciona la compensación simplificada. Los excedentes (50 kWh) se compensan a un precio de 0.05 €/kWh (precio aproximado ya que según la compañía puede variar entre 0.04 y 0.08). Por lo tanto, el coste de la energía en este ejemplo se reduce en 2.5 €.

La compensación de consumo está exenta de cualquier trámite siempre y cuando la instalación se inferior a 15 kW de potencia. En caso contrario el RD 1955/2000 regula las gestiones administrativas necesarias para acogerse a esta modalidad.

3.3 EMPLAZAMIENTO

La instalación se ubicará en la urbanización El Pedregal en la localidad de Picassent provincia de Valencia (39°21'53.4"N 0°29'35.1"W) situado a unos 100 metros respecto del nivel del mar. La urbanización está compuesta por 15 viviendas unifamiliares.

El entorno está caracterizado por los numerosos campos de cultivo de naranjos presentando, por lo tanto, un escenario ideal para la implementación de una instalación fotovoltaica debido a la poca incidencia de las sombras.

Además, el terreno esta caracterizado por no tener demasiados desniveles, algo que favorece la implantación de una instalación fotovoltaica.

3.4 DEMANDA ELÉCTRICA

En este capítulo se va a hacer el estudio de la demanda eléctrica. Esta demanda se ha obtenido a partir del CSV, proporcionado por la compañía eléctrica, de una de las casas de la urbanización. En el CSV aparece el consumo horario de todo un año, que en este caso es el año 2019. Una vez se han obtenido los datos de una vivienda, se ha multiplicado el consumo por el número de viviendas que van a formar parte de la instalación. En este caso van a ser 15 viviendas.

En primer lugar, la figura 24 muestra los datos de demanda anual para las 15 viviendas. Durante los meses de invierno la demanda es bastante alta lo que puede deberse al uso de la calefacción. El pico de demanda se encuentra a finales de enero con un valor de 65 kWp. En cambio, en los meses de verano la demanda disminuye hasta valores máximos de 48 kWp.

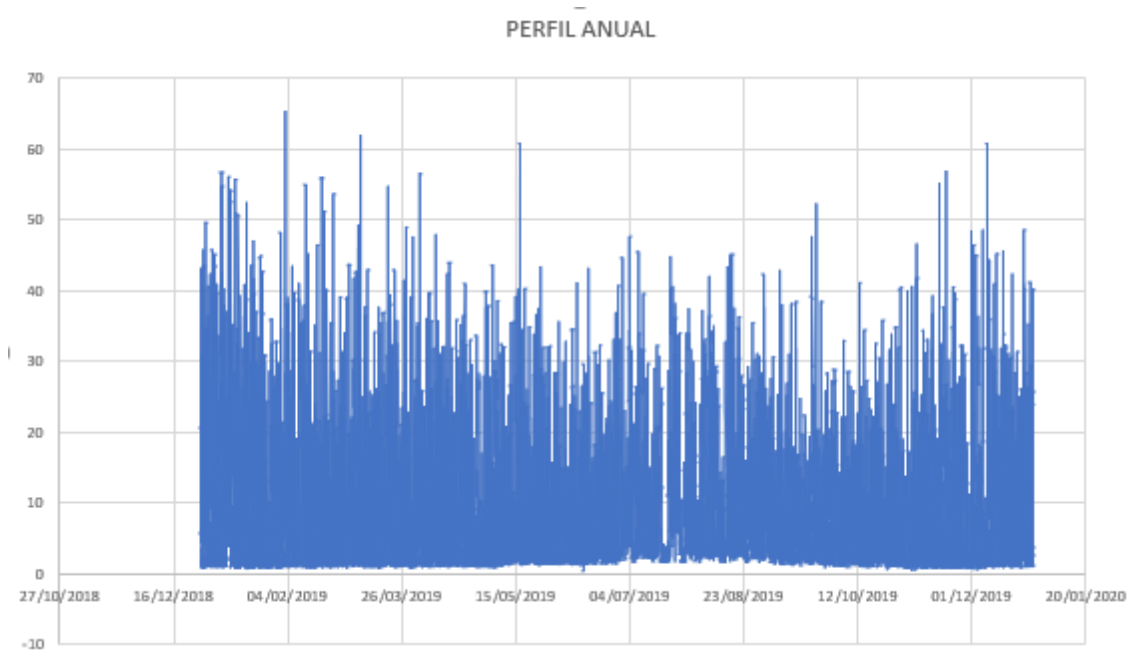


Ilustración 24 Perfil de demanda Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del .csv

Para hacer un análisis más concreto de la demanda, se ha buscado en los meses de verano e invierno, días de entre semana y de fin de semana que caractericen correctamente el perfil de demanda tipo que se tiene en esos días.

En segundo lugar, la figura 25 muestran el perfil de demanda de un día entre semana de invierno y de verano. La gráfica de la izquierda muestra un perfil clásico de un día laborable de invierno en el cual durante la mañana la casa queda vacía y es a partir de la hora de la comida que empieza a haber más consumo. Después, a partir de las 8 que ya no hay luz solar, comienza a hacer más frío y coincide con la vuelta a casa, la demanda aumenta considerablemente. Por otro lado, la de la derecha muestra el perfil de un día ente semana de verano. En este caso sí que existe demanda por la mañana debido a que posiblemente ya haya gente de vacaciones que este en casa por las mañanas. En este caso, son las horas de la noche en las que baja la temperatura ambiente y la gente sale más de casa.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

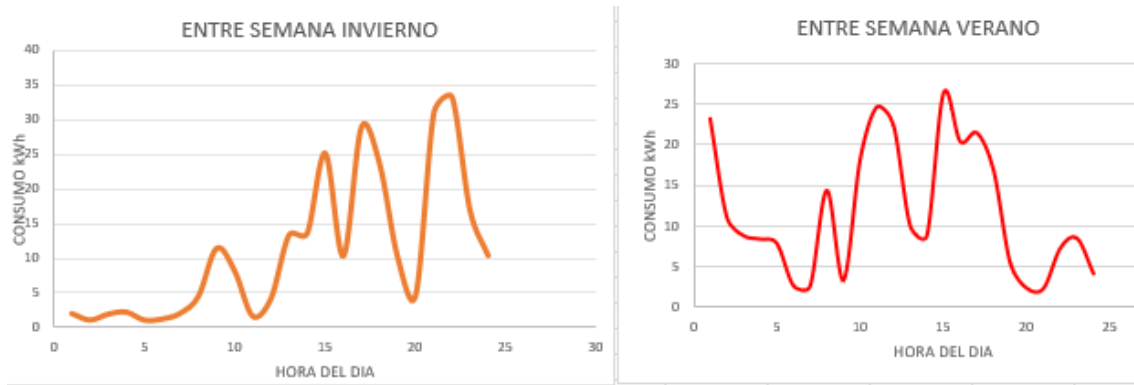


Ilustración 25 Demanda entre semana Enero y Agosto Fuente: Elaboración propia

Por último, la figura 26 muestran el perfil de demanda de un día en fin de semana de invierno y de verano. Mientras que, en la gráfica de la derecha, que hace referencia al fin de semana en verano, no se aprecia demasiada diferencia porque al tratarse de fin de semana, mucha gente no trabaja y no afecta demasiado que haya o no gente de vacaciones. La gráfica de la izquierda que es del fin de semana invernal, muestra cierta variación aumentando la demanda matutina y disminuyendo la vespertina.

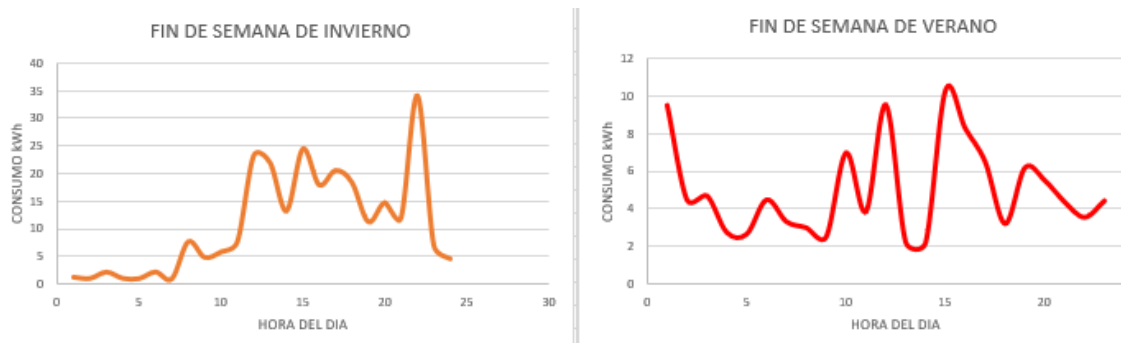


Ilustración 26 Demanda fin de semana Enero y Agosto Fuente: Elaboración propia

Para finalizar el análisis de la demanda se muestra la tabla 1 que contiene los datos clave de potencia pico y demanda media. La demanda energética media se sitúa en 129 kWh/d mientras que la potencia pico alcanza los 43 kW

Tabla 1 Demanda energética media Fuente: Elaboración propia

Energía	203 kWh/día
Potencia media	8,48 kW
Potencia pico	65 kW

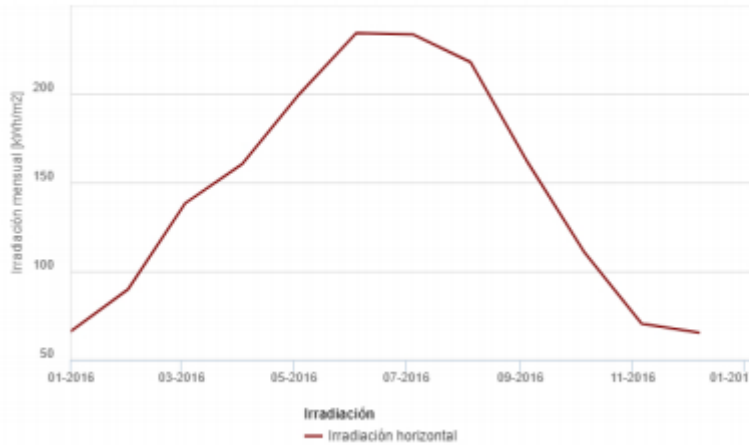
3.5 RECURSO SOLAR

La caracterización del recurso solar se ha obtenido mediante la importación de datos directamente en Homer. Sin embargo, se ha hecho el estudio de la zona en PVGIS para contrastar la información. Los resultados del PVGIS se muestran en la figura 27 estos datos son

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

mensuales, pero al dividirlos diariamente el resultado es muy similar a los datos de Homer como se verá en siguientes figuras. Por lo tanto, se han utilizado los datos proporcionados por Homer.

Irradiación solar mensual



Irradiación global horizontal

Mes	2016
Enero	66.32
Febrero	89.86
Marzo	138.28
Abril	160.48
Mayo	199.88
Junio	234.3
Julio	233.41
Agosto	217.85
Septiembre	161.44
Octubre	110.4
Noviembre	70.44
Diciembre	65.42

Ilustración 27 Irradiación solar Fuente: PVGIS

En la figura 28 se muestran los datos de radiación proporcionados por Homer En la zona que se está estudiando, la radiación media diaria se sitúa en 4,69 kWh/m²/día con una distribución mensual que se centra en los meses de verano. Concretamente el mes de mayor radiación es junio con un promedio de 7,55 kWh/m²/día. Por el contrario, en los meses de diciembre y enero la radiación disminuye hasta 1,92 kWh/m²/día y 2,31 kWh/m²/día respectivamente. Además, la media del índice de claridad es de 0,593.

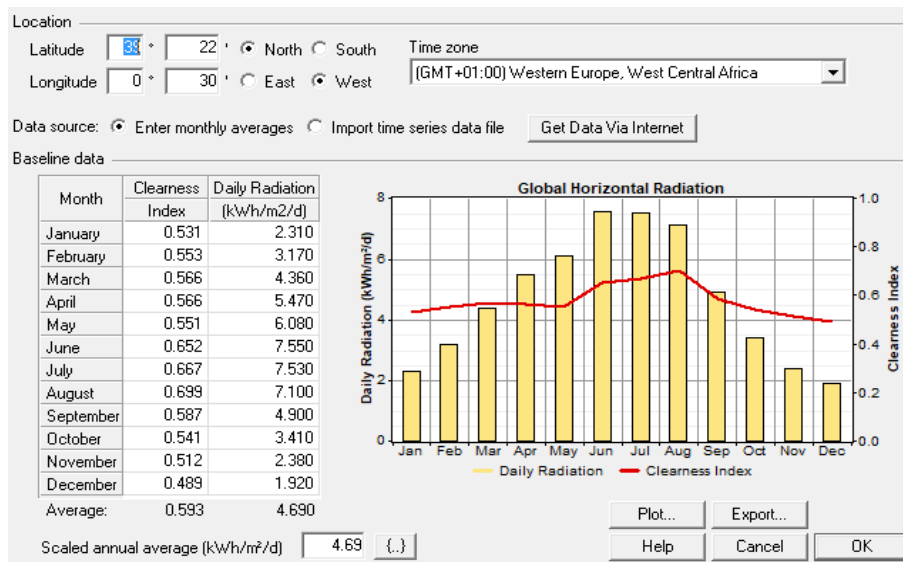


Ilustración 28 Recurso solar Fuente: Homer

En la siguiente figura se observa la radiación incidente en cada mes en función de la hora. Se observa claramente que la mayor incidencia de radiación se produce entre las 11:00 am y las 15:00 pm. Los tramos horarios de 6:00 am a 9:00 am y de 16:00 pm a 18:00 pm reciben una cantidad de energía mucho menor. Por último, entre las 19:00 pm y las 5:00 am será nula puesto que son las horas de oscuridad.

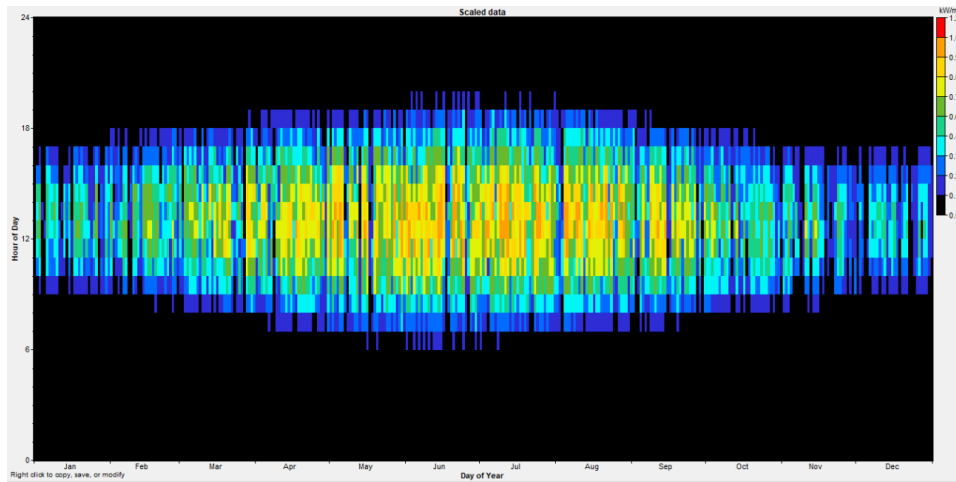


Ilustración 29 Perfil Horario de irradiación Fuente: Homer

3.6 EQUIPOS SELECCIONADOS

En este capítulo se van a mostrar los equipos que se han seleccionado para hacer el estudio de las instalaciones. Además, se hará el desglose y la justificación de los costes asociados de cada uno de ellos.

3.6.1 Placas fotovoltaicas

En primer lugar, se va a hacer el desglose del coste asociado a las placas fotovoltaicas. El coste de inversión de las placas está compuesto por:

- Módulo
- Cableado
- Estructura
- Obra civil
- Margen del contratista llave en mano
- Otros costes

Además, debido a la ley 13/1997, de 23 de diciembre, de la Generalitat Valenciana, es posible deducirse hasta un 20% del coste de inversión de la instalación fotovoltaica dedicada al autoconsumo. Por lo tanto, se han ajustado los costes de los equipos en base a dicha deducción del 20% para aproximarse lo máximo posible a los costes de inversión reales de la instalación y poder hacer un análisis de sensibilidad más aproximado.

Por un lado, el coste del módulo se ha obtenido a partir del catálogo de la empresa autosolar. El módulo elegido es un panel solar de **400W PERC monocristalino ERA**. Y según el catálogo tiene un coste unitario con IVA de 154 €. (Autosolar, s.f.)

Las características técnicas más importantes son las que muestra la tabla 2.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 2 parámetros técnicos de modulo fotovoltaico 400W PERC monocristalino ERA

Tensión por MPPT (Vmppt)	41.7 V
Tensión en circuito abierto (Voc)	49.8 V
Intensidad en cortocircuito (Icc_{max})	10.36 A
Potencia	400 W
Eficiencia	20.17 %

Los costes del cableado, estructura, obra civil, margen del contratista llave en mano y otros costes, se han estimado en base al Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER). En la figura 30 se desglosan tales costes mientras que la figura 31 hace referencia a los costes de operación y mantenimiento de las placas. (IDAE, 2011)

En cuanto a los costes de reemplazo de las placas se ha considerado un 25 % de los costes asociados puesto que es una operación que supone mucho menos trabajo que la primera instalación y no tener en cuenta el coste de las estructuras. No obstante, esto no será relevante porque la vida útil de las placas es de 25 años y el proyecto también es a 25 años con lo cual no habrá reemplazo.

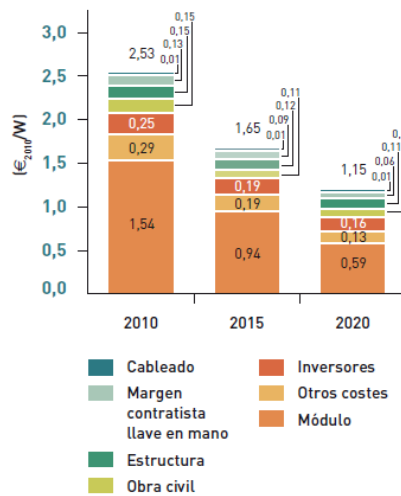


Ilustración 30 Costes de instalación de placas fotovoltaicas Fuente: PER

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

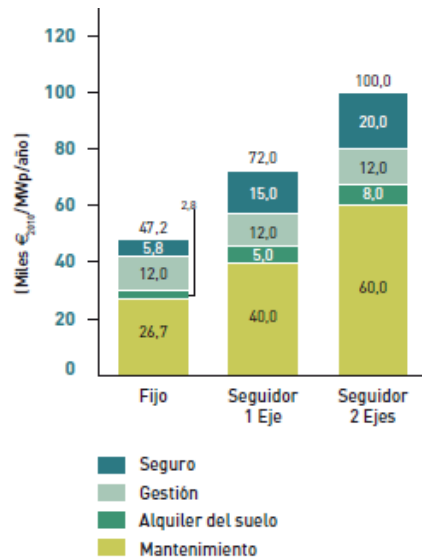


Ilustración 31 Costes de mantenimiento de placas fotovoltaicas Fuente: PER

Los costes han sido recogidos en la tabla 3 para después, mediante las ecuaciones 3, 4, 5, determinar los costes de inversión de una placa fotovoltaica.

Ecuación 3 Costes de instalación de una placa fotovoltaica

$$\text{Costes instalación (€/placa)} = \sum \text{costes} * \text{Potencia del modulo}$$

Ecuación 4 costes de inversión de una placa fotovoltaica

$$\text{Inversión(€/placa)} = (\text{costes de instalacion} + \text{modulo}) * (1 - \text{deducción})$$

Ecuación 5 Costes de inversión por cada kW instalado

$$\text{Inversión} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) = \frac{\text{inversión}}{\text{potencia del módulo}}$$

Tabla 3 Resumen de Costes de instalación de placas fotovoltaicas

Cableado	0,01 €/W
Estructura	0,11 €/W
Obra civil	0,1 €/W
Margen del contratista llave en mano	0,06 €/W
Otros costes	0,13 €/W
Modulo	154 €
O&M	0,0472 €/Wp/año

En la tabla 4 se resumen los diferentes costes de inversión necesarios para llevar a cabo la instalación.

Tabla 4 Costes de instalación de placas 400W

Costes de instalación	164 €/placa
Inversión	254,4 €/placa
Inversión	636 €/kW
Reemplazo	195 €/placa
Reemplazo	485 €/kW
O&M	18,9 €/placa

3.6.2 Electrolizador y pila de combustible

A continuación, se desarrollarán los costes del electrolizador y la pila de combustible. Los costes se han estimado a partir del informe mostrado en el capítulo 2.5.2. En ellas se estiman únicamente los costes del electrolizador, pero al tratarse de tecnologías similares, se ha estimado el coste de la pila de combustible de la misma manera. (BERTUCCIOLI, 2014) (Ainscough, 2011)

Por otro lado, en los informes se detalla el coste de reemplazo como el 25% del coste de inversión del electrolizador y el coste de O&M como el 5%.

Por lo tanto, los costes del electrolizador quedan recogidos en la tabla 5. Se ha considerado un coste ligeramente optimista debido al impulso que ha sufrido la industria en los últimos años.

Tabla 5 Resumen de costes del electrolizador

Inversión	900 €/kW
Reemplazo	225 €/kW
O&M	45 €/kW año

En cuanto a la pila de combustible se asume que los costes van a ser similares, con la única modificación de que en el coste O&M hay que introducirlo en €/hora de funcionamiento. Por lo tanto:

Tabla 6 Resumen de costes de la pila de combustible

Inversión	900 €/kW
Reemplazo	225 €/kW
O&M	0.005 €/h

3.6.3 Tanque de hidrógeno

El tanque de hidrógeno de referencia se ha escogido de la empresa Fuell Cell Store. El precio de referencia es 17,060 € por un tanque de 7000 L a 200 bar de presión. En condiciones normales supone un volumen de 1400 m³ con una densidad de 0.09 kg/m³. Se ha estipulado un coste de O&M del 2 % sobre el coste de inversión. Por lo tanto, la masa que se puede almacenar en ese tanque y los costes de inversión, reemplazo y O&M por kg se detallan a continuación.

Ecuación 6 Masa de hidrógeno

$$\text{Masa}_H = V(Nm^3) * \rho(kg/Nm^3)$$

Ecuación 7 coste de inversión tanque de Hidrógeno

$$\text{Inversión} \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right) = \text{Reemplazo} \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right) = \frac{\text{Precio de referencia}}{\text{Masa}_H}$$

Ecuación 8 Costes de operación y mantenimiento del tanque de hidrógeno

$$\text{O\&M}(\text{€/año} * \text{kg}) = \frac{\text{Precio de referencia} * 0,02}{\text{Masa}_H}$$

Tabla 7 parámetros y costes del tanque de hidrógeno

Precio de referencia	17,060 €
Volumen	7 m3
Presión	20 bar
Masa de hidrógeno	12,6 kg
Inversión	1354 €/kg
Reemplazo	1354 €/kg
O&M	27 (€/año*kg)

3.6.4 Inversor

El modelo de inversor elegido como referencia es un Huawei SUN2000 monofásico. A continuación, se detallan las características técnicas: (Autosolar, s.f.)

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 8 Parámetros técnicos del inversor

Tensión MPPT (Vmppt)	480 V
Tensión de entrada Máxima (Vmax)	600 V
Corriente de cortocircuito máxima (Iccmax)	15 A
Corriente de entrada máxima por MPPT	11 A
Alimentación fotovoltaica Máxima	7500 Wp
Potencia de salida nominal	5000 W
Intensidad de salida Máxima	25 A
Eficiencia	98%
Cantidad de rastreadores MPPT	2

Los costes de este inversor son los que se detallan en la tabla 9.

Tabla 9 Costes del inversor

Inversión (por inversor)	1021€
Inversión (por kW)	204.2 €/kW
Reemplazo (por inversor)	1276 €
Reemplazo (por kW)	255.2 €/kW
O&M	20 €/año

3.7 COSTE DE LA ELECTRICIDAD

El coste de la electricidad se ha estipulado en base a los costes extraídos de una factura de la luz a fecha de abril de 2020. Además del coste de la electricidad también se van a contemplar los costes fijos.

ENERGÍA		
Potencia facturada	3,45 kW x 32 días x 0,123443 €/kW día	13,63 €
Energía facturada	259 kWh x 0,154712 €/kWh	40,07 €
Descuento sobre consumo 10%	10% s/40,07 €	-4,01 €
Impuesto sobre electricidad	5,11269632% s/49,69 €	2,54 €
TOTAL ENERGÍA		52,23 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		
Alquiler equipos medida	32 días x 0,026557 €/día	0,85 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		0,85 €
IMPORTE TOTAL		53,08 €
IVA	21% s/53,08 €	11,15 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		64,23 €

CONSUMOS

Ilustración 32 Factura de la luz Fuente: Iberdrola

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Primero se va a calcular el coste de la electricidad. Este coste es el precio del kWh de 0.154712 €/kWh al que se aplican los impuestos del 5.1127 % en concepto de impuesto sobre la electricidad y el 21 % en concepto de IVA, lo que hace un total de 0,197 €/kWh.

Ecuación 9 Coste de la electricidad

$$\text{Coste de la electricidad} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Precio del kWh} * \text{Impuestos sobre la electricidad} * \text{IVA}$$

A continuación, se calculan los costes fijos equivalentes a 15 viviendas. Por un lado, el primer término hace referencia a la potencia contratada, el cual está afectado por el impuesto sobre la electricidad y por el otro lado está el término del alquiler de los equipos de medida. Todo ello afectado por el IVA del 21 %, lo que hace un total de 3853 €/año

Ecuación 10 Costes fijos de la red eléctrica

$$\text{Costes fijos} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) = (\text{Potencia} * 360(\text{Dias}) * \text{impuestos sobre electricidad} + \text{Alquiler de quipos}) * N^{\circ} \text{ de viviendas} * \text{IVA}$$

Por último, se va a establecer el precio con el que la compañía eléctrica va a retribuir el excedente eléctrico de la instalación en base a la compensación simplificada. Como se ha visto en el punto 3.2: Normativa, esta retribución se hace sobre el coste del kWh de manera que también se ve afectado por los impuestos.

Por lo tanto, asumiendo una retribución de 0.06 €/kWh, que se encuentra en un punto medio del rango de precios existente y aplicando los impuestos sobre la electricidad del 5.113 % y el IVA del 21 %, el importe retribuido por cada kWh vertido a la red es de 0,0763 €/kWh.

3.8 RESUMEN DE COSTES

En este capítulo se va a presentar el resumen de costes de la instalación, tanto de los equipos como de la electricidad.

Tabla 10 Resumen de costes de los equipos

Equipos	Inversión	Reemplazo	O&M
Placas fotovoltaicas	636 € / kW	485 € / kW	18,9 €/año
Inversor	204,2 € / kW	255,2 € / kW	20 €/año
Electrolizador	900 € / kW	225 € / kW	45€/año
Pila de combustible	900 € / kW	225 € / kW	0,005 €/hora
Tanque de hidrógeno	1354 €/ kg	1354 €/kg	27 €/año

Tabla 11 Resumen de costes de la electricidad

	kWh absorbido	KWh vertido	Costes fijos
Costes electricidad	0,197 €/kWh	0,0763 €/kWh	3853 €/año

3.9 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

A continuación, se desarrolla el proceso seguido para dimensionar la instalación fotovoltaica. Se va a dimensionar de esta manera porque Homer no tiene en cuenta los parámetros de tensión e intensidad. Por lo tanto, para realizar un análisis de funcionamiento más acorde con la realidad, se hará el dimensionado a mano de tal forma que se respeten los parámetros técnicos de las placas y los inversores. En los puntos 3.6.1 y 3.6.5 se desglosan las características técnicas de las placas y del inversor respectivamente.

En primer lugar, para realizar una instalación de 30000 W con paneles de 400W serán necesarios:

Ecuación 11 Número de paneles según la potencia

$$\text{N}^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{\text{Potencia de la instalación}}{\text{Potencia por placa}} = 75 \text{ paneles}$$

Una vez determinado el número de paneles que forman la instalación hay que determinar el tamaño de las cadenas que se van a conectar a los inversores y el número de inversores necesarios.

Las condiciones del correcto funcionamiento de los inversores son las siguientes:

- $V_{\max} > 120\% \text{ Voc}$ de la cadena
- V_{\max} del MPPT $> V_{\text{mppt}}$ de la cadena
- I_{ccmax} del inversor $> I_{\text{ccmax}}$ de la cadena mayorada un 25%

Por lo tanto, el número de paneles por cadena estará limitado por V_{\max} o V_{\max} del MPPT y el número de cadenas por inversor lo limitará la I_{ccmax} .

Lo primero será calcular el número de paneles por cadena. A continuación, se desglosan las operaciones efectuadas.

Condición 1: $V_{\max} > 120\% \text{ Voc}$ de la cadena

Ecuación 12 Número de paneles por cadena según V_{\max}

$$\text{N}^{\circ} \text{ de paneles por cadena} \leq \frac{V_{\max}}{1.2 * V_{\text{oc}}} = 10 \text{ paneles}$$

Condición 2: V_{\max} del MPPT $> V_{\text{mppt}}$ de la cadena

Ecuación 13 Número de paneles por cadena según V_{\max} mppt

$$\text{N}^{\circ} \text{ de paneles por cadena} \leq \frac{V_{\max} \text{ del MPPT}}{V_{\text{mppt}} (1 \text{ panel})} = 11,51 = 11 \text{ paneles}$$

Como la condición 1 es la más restrictiva será la que limite la cadena a 10 paneles. Como hay que instalar 75 paneles, el número de cadenas será:

$$N^{\circ} \text{ de cadenas} = \frac{N^{\circ} \text{ total de paneles}}{10N^{\circ} \text{ de paneles por cadena}} = 7,5 = 8 \text{ cadenas}$$

Condición 3: $I_{cc_{max}}$ del inversor > $I_{cc_{max}}$ de la cadena mayorada un 25%

Ecuación 14 Número de cadenas por inversor

$$N^{\circ} \text{ de cadenas por inversor} = \frac{I_{cc_{max}} \text{ del inversor}}{I_{cc_{max}} \text{ de la cadena} * 1.25} = 1,16 = 1 \text{ cadena}$$

Por lo tanto, solo se podrá conectar 1 cadena por cada inversor. Y como se necesitan 8 cadenas, el número de inversores a instalar serán 8.

3.10 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Tras definir las variables de entrada de Homer (demanda eléctrica, recurso solar, equipos, coste de la electricidad) se puede proceder con la simulación. Los resultados de la simulación determinarán la configuración óptima de cada una de las instalaciones además de los parámetros técnicos y económicos que las componen.

3.10.1 Análisis tecno-económico y medioambiental

El análisis tecno-económico va a consistir en el estudio de los parámetros técnicos, económicos y medioambientales más relevantes de cada instalación. Estos parámetros permitirán realizar un análisis comparativo sobre el cual se tomará la decisión de cuál es la instalación más adecuada

A continuación, se van a explicar cada uno de los aspectos técnicos y económicos que se van a tener en cuenta resultantes del análisis de Homer.

Parámetros Económicos

- **Inversión inicial:** Es el capital inicial necesario para poner en marcha la instalación.
- **Coste de la electricidad (COE):** Es el coste promedio de cada kWh consumido por la instalación permitiendo la comparación entre las diferentes configuraciones
- **Coste Actual Neto (CAN):** El coste actual neto es un valor que hace referencia al flujo de caja descontado de la instalación a lo largo de toda vida útil de esta misma. Es la suma de los costes de inversión inicial, reemplazos, coste de mantenimiento y operación, costes de compra y venta de electricidad menos el capital sin amortizar de los equipos que no agotan su vida útil, todo ello afectado por la tasa de descuento que provoca una disminución en valor de la inversión.
- **Valor presente:** Es el resultado de restar el CAN del escenario inicial (sin instalación) al CAN de la instalación. Es, por tanto, el beneficio global de la instalación actualizado en función de la tasa de descuento.
- **Payback descontado:** Es el parámetro que nos indica en que año se recuperará la inversión en base a los flujos de caja descontados.
- **TIR:** El TIR es un parámetro económico mediante el cual se puede analizar la rentabilidad de una inversión. Un valor del TIR mayor que la tasa de descuento aplicada supondrá que el proyecto es rentable.

Parámetros Técnicos

- **Exceso energético:** Es el porcentaje de electricidad generada que no puede ser gestionada por los equipos y por lo tanto se asumen como pérdidas del sistema
- **Eficiencia:** Es el factor de aprovechamiento de la energía producida. Por lo tanto, hará referencia solo a la eficiencia de los equipos conectados a las placas fotovoltaicas y las pérdidas por el exceso energético.
- **Factor de capacidad:** Es el factor que hace referencia al aprovechamiento de la capacidad nominal de los dispositivos.

Parámetros medioambientales

- **Fracción de renovable:** Es el porcentaje de la energía consumida que tiene un origen renovable.
- **Emisiones de CO₂:** Son las emisiones generadas al utilizar la electricidad de la red eléctrica. Cuanto menor sea el aporte de la red al sistema, menores emisiones de CO₂ se conseguirán.

Una vez detallados los parámetros que se van a tener en cuenta, es el momento de desarrollar las diferentes configuraciones que se van a analizar. El análisis va a contener las siguientes partes:

- Tipos de instalaciones y las partes que la componen.
- Ventajas e inconvenientes que tienen de manera que se contextualice su uso.
- Resultados de la simulación en Homer.

3.10.2 Configuración 0

La configuración 0 hace referencia a la situación actual. Este escenario es el que se va a utilizar como control para evaluar económicamente las demás configuraciones.

En la situación actual, sin ningún tipo de instalación adicional, solo se dispone de la conexión a la red eléctrica y, por lo tanto, todos los costes son derivados de su uso, tanto la electricidad consumida como los costes fijos asociados a la propia conexión. El coste actual neto de la instalación en 25 años será de 291.914 € lo que supone un coste de la electricidad de 0,249 €/kWh. Esto se traduce en un coste anual de 18.450 €/año.

Tabla 12 Resultados configuración 0 Fuente: Elaboración propia

CAN	291.914 €
COE	0,249 €/kWh
Coste anual	18.450 €

Además, las emisiones que se están generando actualmente son de 17.783 kg CO₂/año. Para hacerse una idea de lo que esto supone se va a comparar con un coche diésel. Un coche diésel de mediano tamaño emite una media de 0,1 kg CO₂/ km. Por lo tanto, las emisiones generadas en un año serian como recorrer casi 180.000 km en coche.

3.10.3 Configuración 1: Autoconsumo + Compensación de Consumo

En esta alternativa se va a estudiar la implantación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo en el que el excedente será compensado por la compañía eléctrica. Con este sistema se pretende cubrir gran parte de la demanda eléctrica con dos objetivos en mente:

- Conseguir beneficio económico.
- Autoabastecerse con electricidad limpia para reducir las emisiones de CO₂.

La ventaja de este sistema es que, dado el precio de compra de la electricidad, cada kWh producido y destinado al autoconsumo adquiere un valor equivalente al precio de compra. Además, el sistema de compensación simplificada permite reducir el coste de la electricidad.

Otra ventaja es que, al no necesitar equipos de almacenamiento, la instalación es más simple y eficiente que las instalaciones con almacenamiento.

Por el contrario, la implementación de muchos sistemas de este tipo a lo largo de toda la red eléctrica puede suponer problemas de inestabilidad en el suministro. La cantidad de electricidad que se inyecta a la red debe estar acorde con la demanda energética, de lo contrario se pueden producir sobrecargas que produzcan graves daños a la red eléctrica. Debido a esto, la implementación a gran escala de este tipo de sistemas podría suponer problemas a la hora de inyectar los excedentes provocando un exceso energético que no puede absorberse.

El sistema está compuesto por:

- 75 placas de 400Wp, lo que hace un total de 30 kWp
- 8 inversores que hacen un total de 40 kW
- Red eléctrica (Entrada y salida)

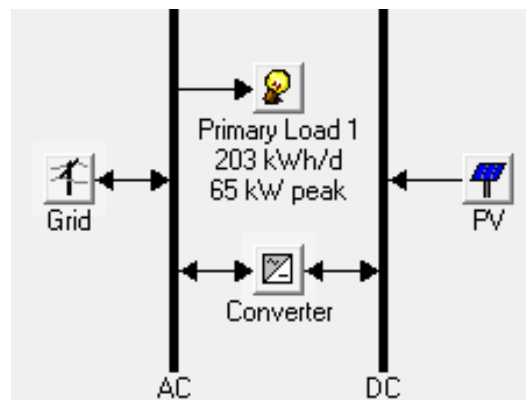


Ilustración 33 Esquema en Homer de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Análisis técnico

En primer lugar, se muestran los resultados eléctricos de la instalación. La instalación fotovoltaica tiene un aporte eléctrico de 52.032 kWh/año, de los cuales 23.142 kWh/año se destinan directamente al punto de consumo mientras que, los restantes 28.890 kWh/año, se vierten a la red eléctrica.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 13 Producción eléctrica Configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Producción	kWh/año	%
Fotovoltaica	52.032	50
Red eléctrica	51.994	50
Total	104.025	100

Tabla 14 Consumo Configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Consumo	kWh/año	%
Demanda	74.092	72
Compensación de la red	28.890	28
Total	102.981	100

Tabla 15 Exceso energético y demanda no cubierta Configuración 1 Fuente: Elaboración propia

	kWh/año	%
Exceso energético	0,000163	0
Demanda no cubierta	0.00	0

La eficiencia del sistema es bastante alta debido a que es una configuración en la que intervienen pocos dispositivos y a que tiene unas perdias prácticamente nulas debido a que todo el excedente eléctrico puede inyectarse a la red. Por lo tanto, teniendo en cuenta que en este caso la eficiencia se refiere desde que ya se ha generado la electricidad hasta que se inyecta al punto de consumo o a la red, se puede decir que tiene una eficiencia interna del 99%.

Eficiencia interna	99 %
---------------------------	------

A continuación, se va a analizar el funcionamiento de las placas fotovoltaicas. En la siguiente imagen se muestra el comportamiento eléctrico de las placas fotovoltaicas y en la tabla 16 el resumen de los parámetros de funcionamiento.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

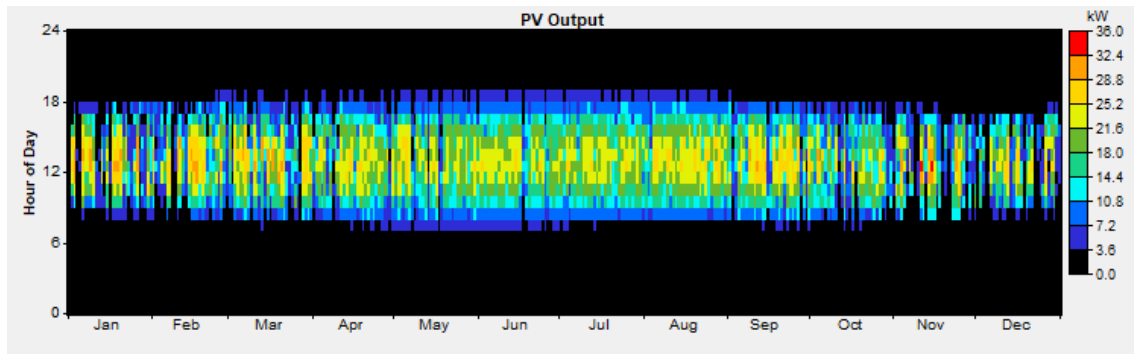


Ilustración 34 Distribución temporal de la generación fotovoltaica de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Tabla 16 Funcionamiento Fotovoltaico configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Potencia instalada	30 kW	Potencia mínima	0
Potencia media	5,9 kW	Potencia máxima	32,7 kW
Producción media diaria	143 kWh	Horas de operación	4.385 horas/año
Factor de capacidad	19,8 %	Coste de electricidad	0,0505 €/kWh
Producción total	52.032 kWh		

En la tabla 16 se puede observar que el factor de capacidad es del 19,8 % puesto que las placas funcionan al 100% de capacidad únicamente en las horas centrales del día. La planta trabaja 4,385 h/año lo que supone el 50% de las horas anuales. La producción diaria es de 143 kWh lo que suma una producción anual de 52.032 kWh. Se observa que la potencia máxima es de 32,7 kW a pesar de que la potencia instalada es de 30 kW. Esto es debido a que los parámetros de la placa están estipulados para 25 °C y como se ha visto anteriormente, la temperatura es un parámetro clave en la producción energética. En la figura 34 se observa que esos picos de potencia se producen en noviembre a las 12 del medio día que es el punto de mayor irradiancia y es un mes en que las temperaturas pueden ser bastante bajas. Por último, el coste de la electricidad producida por la instalación fotovoltaica es de 0,0505 €/kWh lo que supone frente a los 0,197 €/kWh de la red una disminución del 74% en el coste.

Por último, se va a realizar un análisis gráfico del funcionamiento de la instalación. Para ello se va a estudiar su el comportamiento que tiene la instalación en una semana de invierno, una semana de verano y se analizará un día concreto al detalle.

La semana de invierno que se va a estudiar es la del 9 al 15 de enero, en la cual los días 12 y 13 corresponden a sábado y domingo respectivamente. Se ha escogido esta semana porque representa el funcionamiento con cargas altas y bajas y lo mismo con la irradiancia.

Del mismo modo, se ha escogido la semana del 1 al 7 de agosto en la que los días 3 y 4 corresponden al sábado y el domingo respectivamente.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Por último, el día que se ha escogido para realizar el estudio detallado del funcionamiento, es el 1 de junio porque representa, como luego se mostrará, los diferentes rangos de funcionamiento del sistema.

A continuación, se muestra la leyenda de las gráficas que se van a analizar.

Tabla 17 Leyenda de la configuración 1

Demanda	■
Fotovoltaica	■
Compra de la Red	■
Venta a la Red	■

En la figura 35 se muestra en la gráfica superior la demanda y la generación fotovoltaica y en la parte inferior la potencia comprada de la red eléctrica y la venta a la red.

Se observan tres perfiles diferentes de funcionamiento. El primero corresponde a los días 9 y 15. Este perfil se caracteriza por tener una demanda moderada, una generación relativamente alta para la época del año, concretamente el día 9 se alcanzan los 30 kWp que supone que la instalación está trabajando a potencia nominal. Además, tiene en la misma franja horaria tanto a la demanda como a la generación. En este caso, como la demanda y la generación se encuentran en la misma franja horaria, la energía que se compra de la red eléctrica disminuye considerablemente llegando a cubrirse el 60 % de la demanda directamente con la generación fotovoltaica. Lo segundo que se observa es que en los picos bajos de demanda, se vierte el 100% del excedente energético.

El segundo perfil corresponde con los días 10 y 13. En este caso la demanda es mucho mayor, llegando a alcanzar los 55 kWp con una generación de 25 kWp que supone un factor de capacidad del 83 %. Este perfil se caracteriza, sobretodo el día 10, en tener desfasadas generación y demanda. Esto supone que, tan solo, el 25% de la generación se destina directamente al consumo mientras que en las horas de alta demanda se abastece casi en su totalidad mediante la red eléctrica.

Por último, el perfil correspondiente a los días 11, 12 y 14 en los cuales la generación es como máximo de 10 kWp durante un periodo muy corto del día 14. Esto provoca que apenas existan excedentes para verter a la red eléctrica y que la demanda se cubra únicamente con la red eléctrica.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

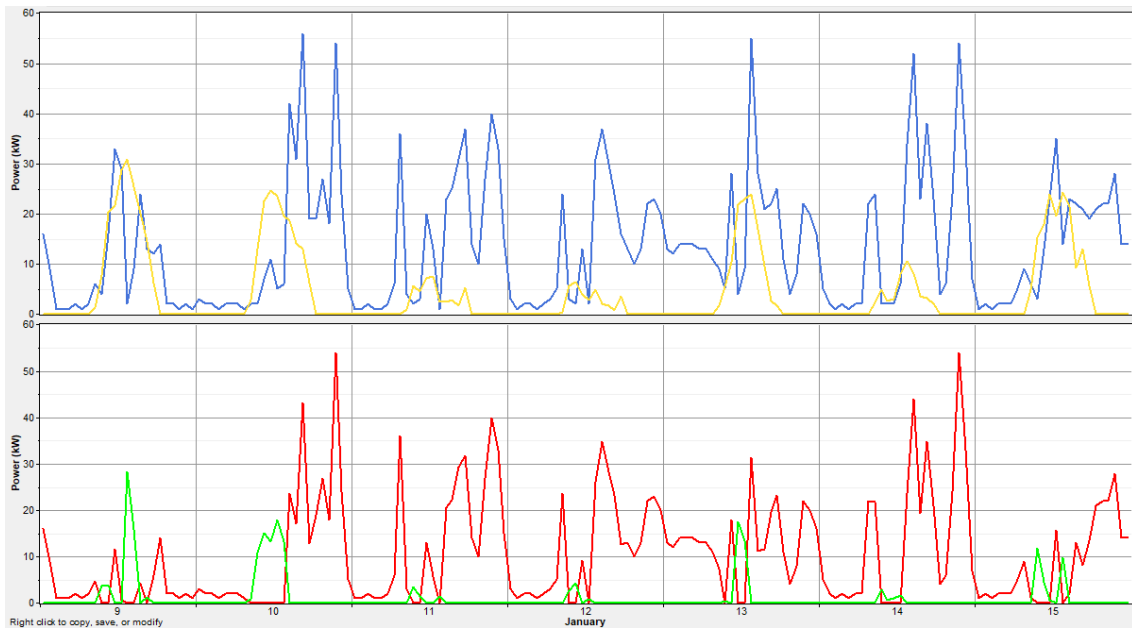


Ilustración 35 Funcionamiento del sistema en invierno Fuente: Elaboración propia

Las siguientes gráficas corresponden a la semana de verano. En este caso la demanda es mucho menor, superando los 30 kWp solo en 2 días. Esto supone, que el excedente sea mucho más alto que en invierno al mantenerse una generación constante durante toda la semana de entre el 60% y el 90 % de capacidad. Concretamente el excedente esta entre los 12 kWp hasta los 22 kWp. El desfase entre la generación y el consumo que se produce en los días 1, 2 y 3 junto con la alta generación y consumo moderado de los días 4 y 5 y la baja demanda de entre 3 y 10 kWp de los días 6 y 7, provoca una gran dependencia de la red eléctrica tanto de entrada como de salida de electricidad.

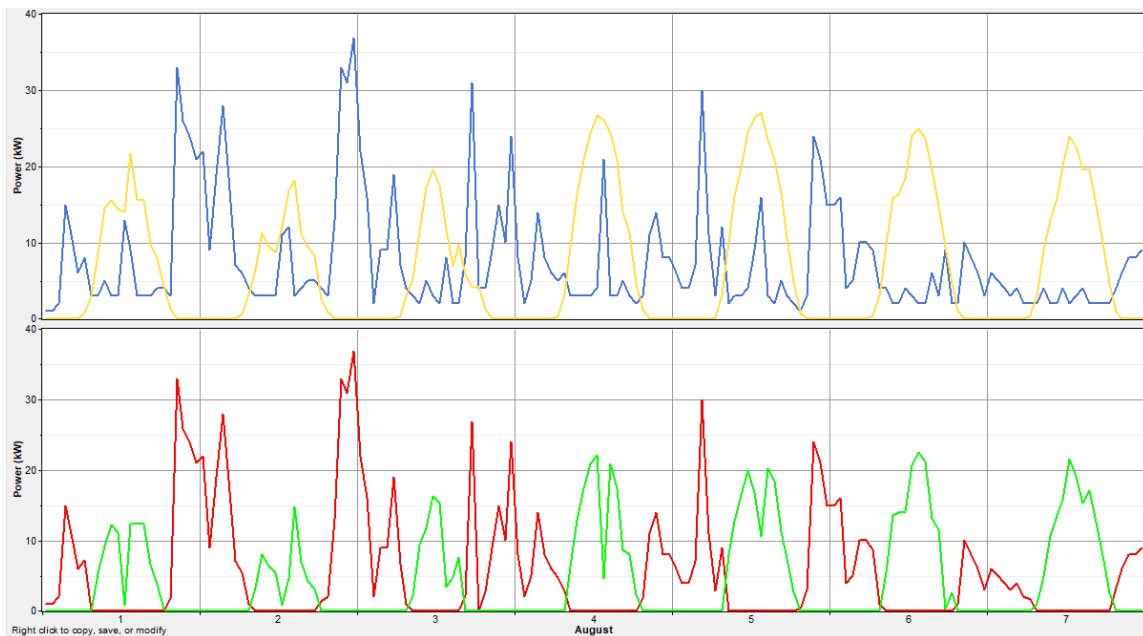


Ilustración 36 Funcionamiento de la configuración 1 en verano Fuente: Elaboración propia

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Por último, se va a estudiar el funcionamiento detallado de un día como se muestra en la figura 37. En la franja horaria desde las 00:00 hasta las 06:00 la totalidad de la demanda se cubre con la red eléctrica ya que no existe generación.

Luego está la franja desde las 06:00 hasta las 12. En esta franja suceden diferentes cosas. En primer lugar, no hay generación y la demanda es muy baja con lo que esta se cubre totalmente con la red. A continuación, la demanda comienza a subir al igual que la generación con lo que aparecen puntos de corte entre ambas dando lugar a los puntos en los que no se utiliza la red. Después sigue aumentando tanto la demanda como la generación, pero la generación en mayor medida dando lugar a la necesidad de comprar electricidad de la red eléctrica. Por último, la demanda disminuye mientras la generación sigue aumentando, dando lugar a una situación en la que existen excedentes que se vierten a la red eléctrica.

La próxima franja es la que comienza a las 12:00 y termina a las 18:00. En esta franja la demanda es de tan solo 2 kWp con una producción de 25 kWp que da lugar a un excedente cercano al 90%.

Por último, está la franja desde las 18:00 hasta las 24:00 en la que la demanda aumenta y la generación desaparece necesitando comprar toda la energía.

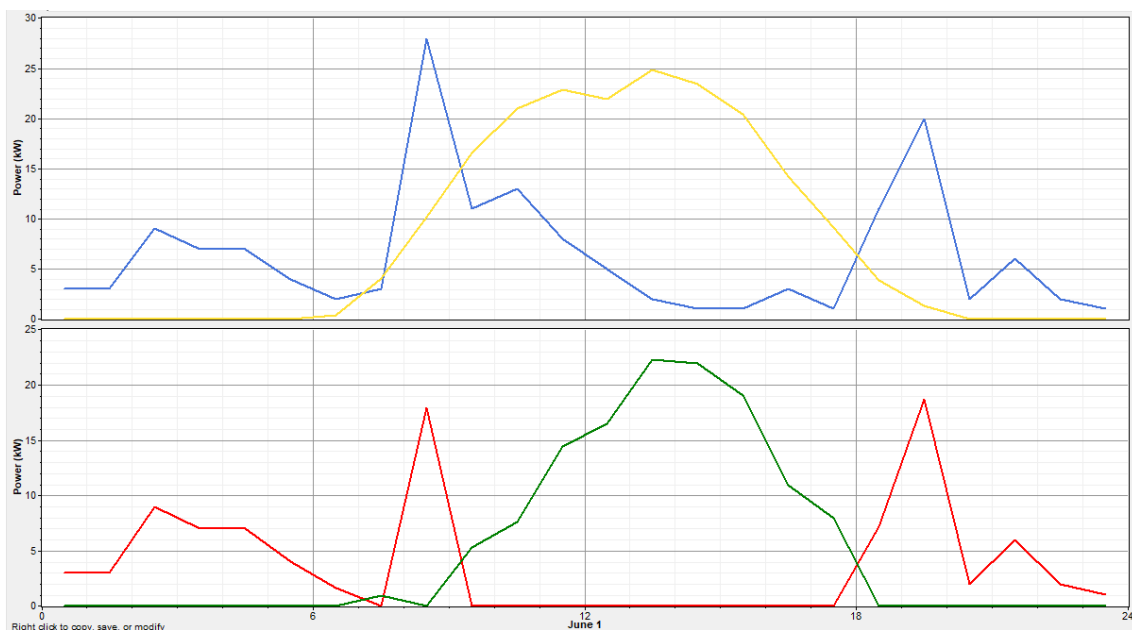


Ilustración 37 Funcionamiento detallado por horas Fuente: Elaboración propia

Análisis económico

El análisis económico se va a efectuar, en primer lugar, desglosando el flujo de caja. Para ello se van a mostrar en la tabla 19 los costes de capital inicial, los costes de operación y mantenimiento y los costes fijos asociados a la conexión de la red eléctrica.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 18 Resumen del flujo de caja de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Componentes	Capital inicial (€)	O&M (€)	Total (€)
PV	19.050	22.547	41.597
Inversor	8.168	2.532	10.700
Red eléctrica	0	127.186	127.186
Otros	0	60.963	60.963
Total del sistema	27.218	213.227	240.445

En ella se muestran, por una parte, los costes asociados al capital inicial compuesto por las placas (19.050 €) y los inversores (8.168 €) que suman un total de 27.218 € de capital inicial.

Después, están los costes de operación y mantenimiento que hacen un montante de 213.227 €. Este coste incluye la operación y mantenimiento de las placas e inversores con un coste de 22.547 € y 2.532 € respectivamente, los costes de compra de electricidad a la red descontando la compensación que hacen un total de 127.186 € y la suma de los costes fijos anuales que son 60.963€.

Por lo tanto, el CAN finalmente es de 240.445 €

Tabla 19 Resultados de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

CAN	240.445 €
Coste electricidad (COE)	0,205 €/kWh
Coste anual	13.476 €/año

A continuación, se muestra el comportamiento económico del sistema en comparación con la configuración 0. Esto permitirá evaluar la rentabilidad del proyecto.

En la tabla están descritos económicamente la configuración 0 y la configuración 1. LA configuración 0 supone un coste actual neto de 291.914 € lo que se corresponde con COE de 0,249 €/kWh. Por otra parte, configuración 1 tiene un CAN de 240.445 y un COE de 0,205 €/kWh además de una inversión inicial de 27.218 €.

Tabla 20 Comparación de la configuración 0 y la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

	Capital inicial (€)	COE (€/kWh)	CAN (€)
Configuración 0	0	0,249	291.914
Configuración 1: Compensación de consumo	27.218	0,205	240.445

En base a estos resultados se va a hacer el análisis económico que determinara la rentabilidad de la inversión, el plazo de recuperación y el beneficio acumulado.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

En primer lugar, se observa el parámetro del valor presente, el cual hace referencia al ahorro sobre el CAN. Este valor es de 51.470 € y corresponde a un beneficio anual de 3.253 €/año menos el capital inicial. Es el beneficio neto, actualizado por la tasa de descuento anual, que se obtendrá de la instalación.

Tabla 21 parámetros económicos de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Valor Presente	51.470 €
Beneficio anual	3.253 €/año
TIR	18 %
Payback simple	5,47 años
Payback descontado	6,27 años

En segundo lugar, está la tasa interna de retorno (TIR) del 18 % que es un valor muy bueno que supera ampliamente a la tasa de descuento, por lo que la inversión será muy rentable. Después, aparece el payback simple y el payback descontado. Se va a analizar el payback descontado porque es un parámetro más acorde con la realidad. El payback descontado es de 6,27 años. Por lo tanto, se recuperará el valor de la inversión inicial en 6,27 años, a partir de ese momento el flujo de caja descontando de la configuración 1 obtiene un saldo positivo respecto a la configuración 0.

La siguiente gráfica muestra la evolución temporal del flujo de caja. El punto de corte se corresponde con el payback descontado. Se puede ver lo explicado anteriormente. A partir de ese punto la curva del flujo de caja de la configuración 1 siempre está por encima de la configuración 0.

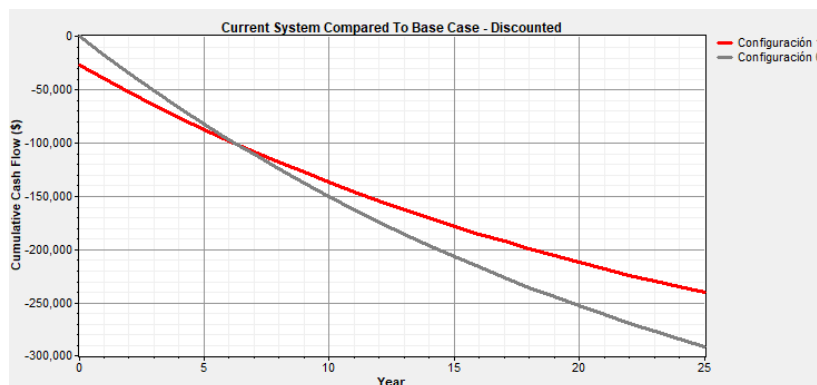


Ilustración 38 Flujo de caja comparado de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Análisis medioambiental

Por último, se muestran las emisiones de CO2 equivalentes que produce el sistema. Este valor se corresponde con las emisiones asociadas al kWh de la red eléctrica y por lo tanto son las emisiones de la compra neta de electricidad anual. Es decir, los kWh comprados menos los kWh de excedentes inyectados a la red.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Las emisiones de CO₂ equivalente generadas son de 9.242 kg/año frente a 29.638 kg/año de la situación actual. Lo que supone una disminución del 69% de las emisiones o lo que es lo mismo, la fracción de energía renovable aportada al sistema es del 69 %.

Tabla 22 Parámetros medioambientales de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

	Emisiones (kg CO ₂ /año)
Configuración 0	17.783
Configuración 1: Compensación de consumo	5.545
Emisiones evitadas	12.238
Fracción Renovable	69 %

3.10.4 Configuración 2: Autoconsumo + Producción de Hidrógeno

A continuación, el sistema que se va a analizar consiste en utilizar el hidrógeno como vector energético. Es un sistema que aún está en periodo de desarrollo. Por lo tanto, la implementación de este sistema hoy en día puede no ser tan atractivo económicamente como el sistema con compensación. No obstante, el hidrógeno es una clara apuesta de futuro y por eso adquiere gran relevancia analizar cómo se comportaría una instalación de estas características.

Como se ha visto anteriormente, este sistema utiliza un electrolizador alimentado con agua pura para absorber el excedente eléctrico evitando inyectarlo a la red. El electrolizador genera hidrógeno y oxígeno de alta pureza y a presión elevada. El hidrógeno se almacena a altas presiones dispuesto para alimentar la pila de combustible en el momento en el que la producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos no sea capaz de abastecer la demanda. En la pila de combustible se genera electricidad con un único subproducto, agua.

La motivación de implementar un sistema de estas características es la de evitar sobrecargar la red. Concretamente en esta instalación la demanda y la producción se encuentran desfasadas lo que supone inyectar una cantidad considerable de electricidad a la red. En un escenario en el cual, cada vez más se está apostando por sistemas de autoconsumo en el que comunidades de vecinos, urbanizaciones o familias realizan sus propias instalaciones fotovoltaicas, el uso de sistemas antivertido puede convertirse en algo indispensable.

El sistema este compuesto por:

- 75 placas de 400Wp, lo que hace un total de 30 kWp
- 8 inversores de 5 kW que hacen un total de 40 kW
- Electrolizador (PEM) de 16 kW
- Tanque de hidrógeno de 3 kg a 20 bar de presión
- Pila de combustible (PEMFC) de 3 kW

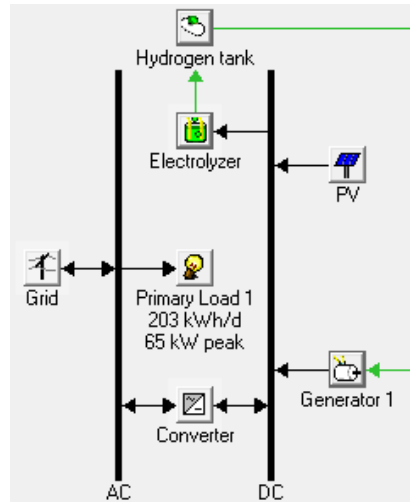


Ilustración 39 Esquema eléctrico en Homer de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Análisis técnico

El análisis va a comenzar analizando el comportamiento eléctrico del sistema. La producción eléctrica de las placas fotovoltaicas si sitúa en 52.115 kWh/año que se reparten entre 22.582 kWh/año que alimentan directamente la demanda, 26.202 kWh/año que representan la electricidad sobrante cuando la demanda está cubierta y son utilizados para alimentar el electrolizador y los restantes 3.331 kWh/año que son el exceso eléctrico que el electrolizador no es capaz de absorber en determinados momentos.

La demanda de 74.092 kWh/año se abastece mediante la aportación directa de 22.582 kWh/año las placas fotovoltaicas, 8.228 kWh/años procedentes de la pila de combustible y 43.901 kWh/años procedentes de la red eléctrica.

Tabla 23 Producción energética de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Producción	kWh/año	%
Fotovoltaica	52.115	50
Pila de combustible	8.228	8
Red eléctrica	43.901	42
Total	104.244	100

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 24 Consumo energético de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Consumo	kWh/año	%
Demanda	74.092	74
Electrolizador	26.202	26
Total	100.294	100

Tabla 25 Exceso energético y demanda no cubierta de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

	kWh/año	%
Exceso energético	3.331	3,2
Demanda no cubierta	0.00	0

En la figura 40 se muestra el funcionamiento del electrolizador. Se puede ver que la producción anual del electrolizador es de 432 kg de hidrógeno que supone un factor de capacidad del 18,7 %. Es un factor de capacidad reducido porque solo se produce hidrógeno durante las horas de sol y en el caso que existan excedentes una vez cubierta la demanda. Se podría haber elegido un electrolizador de menor potencia pero en ese caso las pérdidas por exceso de electricidad eran demasiado significativas con lo que el sistema de almacenamiento perdía todo el sentido. Por lo tanto, el sistema evita el vertido a la red de 26.202 kWh/año lo que supone el 50% de la generación. De esta forma se evitan las posibles distorsiones que pudiese sufrir la red.

Tabla 26 Funcionamiento del electrolizador de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Producción total	432 kg/año
Energía consumida	26.202 kWh/año
Energía almacenada (hidrógeno)	14.393 kWh/año
Eficiencia	55%
Factor de capacidad	18,7 %
Coste del hidrógeno producido	42,1 €/kg

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

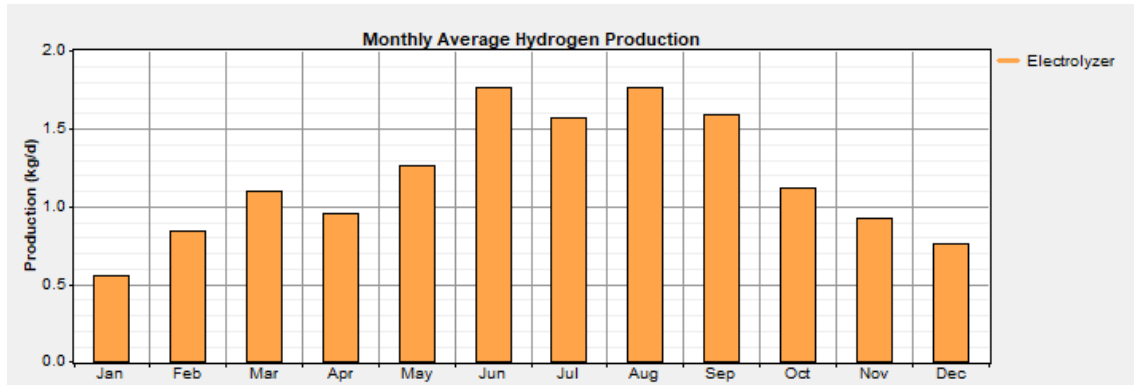


Ilustración 40 producción mensual de hidrógeno de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

El siguiente equipo que se va a analizar es la pila de combustible. En la figura 41 se observa el funcionamiento de la pila la cual se encuentra en funcionamiento durante 3.394 h/año, lo que equivale a un factor de capacidad del 31,3 %. En este caso el factor de capacidad es tan alto debido a que, por la producción de hidrógeno que tiene el sistema, una pila de combustible mayor lo único que hacía era consumir el hidrógeno más deprisa, pero la producción eléctrica será la misma.

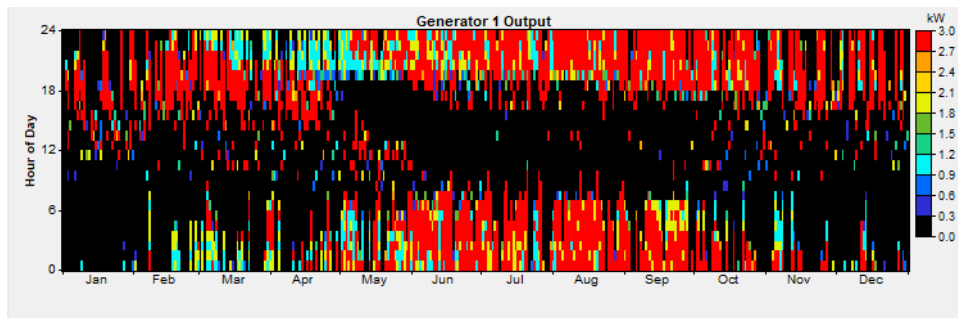


Ilustración 41 Funcionamiento de la pila de combustible de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Tabla 27 Funcionamiento de la pila de combustible de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Horas de operación	3.394 horas/año
Factor de capacidad	31,3 %
Energía producida	8.228 kWh/año
Eficiencia	57,2 %

Por último, la energía producida por la pila de combustible es 8.228 kWh/año a partir de los 14,393 kWh/año en forma de hidrógeno que alimentan la pila de combustible. Esto se traduce en una eficiencia del 57,2 %.

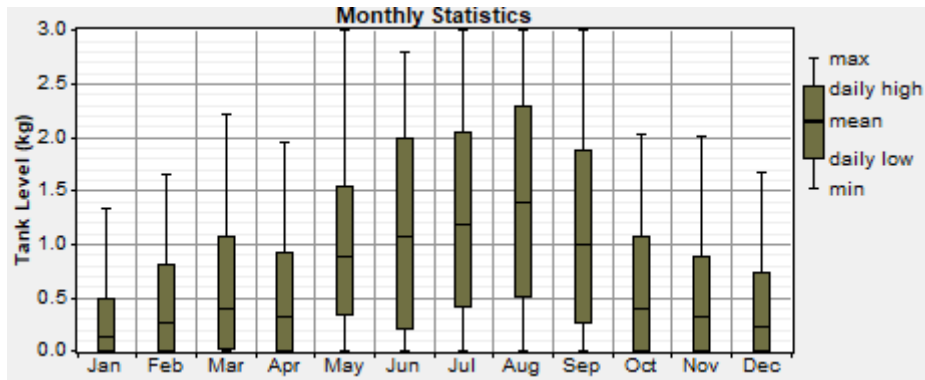
Por lo tanto, la eficiencia global del sistema electrolizador + tanque + pila de combustible, es del 31,4 %. Teniendo en cuenta que de los 52.115 kWh/año generados por la instalación fotovoltaica, solo se cubren 30.191 kWh/año, la eficiencia interna del sistema es del 58 %.

Eficiencia interna	58 %
---------------------------	------

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

El tanque de hidrógeno durante los meses de invierno está sobredimensionado puesto que el nivel medio suele encontrarse entre un 10 % y un 20 % de capacidad. Sin embargo, en los meses de verano el nivel de capacidad medio se sitúa casi en el 50 % llegando en muchos momentos al límite de capacidad del tanque. Por lo tanto, pese a estar ligeramente sobredimensionado, con este tamaño del tanque se limitan al máximo las pérdidas y el sistema queda optimizado.

Tabla 28 Nivel mensual del tanque de hidrógeno de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia



En la tabla 29 se muestra la leyenda utilizada en las diferentes gráficas.

Tabla 29 Leyenda configuración 2

Demanda	Blue
Fotovoltaica	Yellow
Exceso Energético	Purple
Compra de la red	Red
Electrolizador	Dark Red
Pila de combustible	Black
Tanque de hidrógeno	Green

En la figura 42 correspondiente a la semana del 9 al 15 de enero, se muestran dos gráficas. En la parte superior se muestra la demanda, la potencia fotovoltaica y el exceso energético y en la parte inferior aparecen el electrolizador, la pila de combustible y el tanque de hidrógeno. Se pueden observar tres perfiles de funcionamiento diferentes en función de la demanda y la potencia fotovoltaica que se tenga.

El primero de los perfiles es el correspondiente a los días 9, 13 y 15. Este perfil se caracteriza por tener una demanda moderada, una generación relativamente alta para la época del año y por tener en la misma franja horaria tanto al demanda como la generación. Debido a la similitud en el perfil de la demanda se va a estudiar únicamente el perfil del día 9.

Se puede ver que en los momentos en los que la demanda es baja pero la generación es alta, la potencia de entrada al electrolizador es acorde al excedente absorbiéndolo en su totalidad. En esos momentos el nivel del tanque aumenta hasta el momento que deja de existir excedente, la demanda supera a la generación y por lo tanto se activa la pila de combustible aportando electricidad al sistema. Como el excedente ha sido pequeño, el nivel del tanque era muy bajo y

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

por lo tanto la pila de combustible no a podido aportar energía durante mucho tiempo. Tambien se observa como al medio día aparece una caída abrupta de la demanda, lo que se traduce en que el excedente supera la potencia que el electrolizador es capaz de absorber y aparece un pico de exceso energético.

El siguiente perfil que se observa es el del día 10. Este perfil se caracteriza por una generación fotovoltaica moderada y una demanda alta, con la particularidad que se hallan desfasadas temporalmente. El desfase provoca que existan muchos excedentes que el electrolizador debe de absorber. Como la potencia del excedente no supera la que el electrolizador puede absorber, este se absorbe en su totalidad lo que aumenta en gran medida el nivel del tanque de hidrógeno. La demanda, que en su mayoría se encuentra en las horas de menor o ninguna generación, se abastece parcialmente con la pila de combustible. Esta permanece conectada hasta agotar el hidrógeno generado.

Por último, esta el perfil correspondiente a los días 11, 12 y 14. En esta situación existe muy poca generación lo que probablemente se debe a días nublados. Al haber tan poca generación el sistema apenas funciona y ha de comprarse casi toda la energía necesaria para abastecer la demanda.

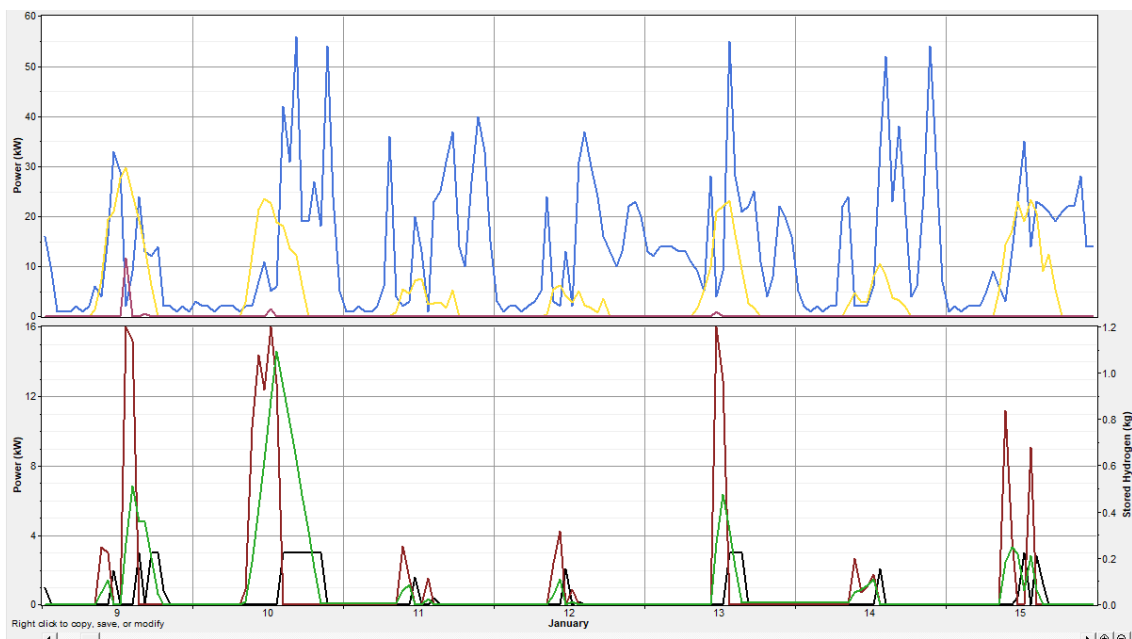


Ilustración 42 Funcionamiento de la configuración 2 en invierno Fuente: Elaboración propia

En la figura 43 se muestra la semana de verano. En este caso también se pueden diferenciar tres perfiles diferentes, pero lo primero que hay que matizar es que mientras que en invierno la demanda se movía en un rango de entre 20 kWp y 50 kWp, en verano la demanda se reduce notablemente alcanzando picos de demanda de únicamente 35 kWp. Ante esta situación es de esperar que existan muchos más excedentes.

El primer perfil que se puede observar se corresponde con los días 1, 2 y 3. Este perfil se caracteriza por tener una generación fotovoltaica moderada, de unos 20 kWp lo que supone un 60 % de capacidad, junto con una demanda alta para la época del año y desfasada temporalmente. En este caso se observa una producción de hidrógeno mucho más alta que en invierno lo que permite un aporte más estable de la pila de combustible durante las horas de

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

baja generación. Incluso, en el día 1, se observan pérdidas por exceso energético que en este caso no son causadas por el electrolizador, sino que el tanque de hidrógeno se encuentra a máxima capacidad. Se puede ver como el nivel del tanque va disminuyendo al pasar los días debido a un consumo de hidrógeno superior a la producción.

El segundo perfil pertenece a los días 4 y 5. En estos días existe una mayor generación fotovoltaica, cercana a la potencia nominal de la instalación, junto con una demanda menor. Por lo tanto, se puede ver como el nivel del tanque de hidrógeno va aumentando día a día. También se observa que las pérdidas por exceso energético, en este caso, sí que son causadas porque el electrolizador no es capaz de absorber el excedente en su totalidad.

Por último, el perfil correspondiente a los días 6 y 7 que combinan una generación fotovoltaica intermedia de unos 25 kWp con una demanda máxima de apenas los 10 kWp. Por lo tanto, en este caso el electrolizador trabaja a máxima potencia con picos de exceso energético al medio día. Se observa como el nivel del tanque de hidrógeno sigue aumentando hasta llegar al máximo de capacidad durante las últimas horas de generación del día 7 conllevando unas pérdidas cercanas a los 8 kWp.

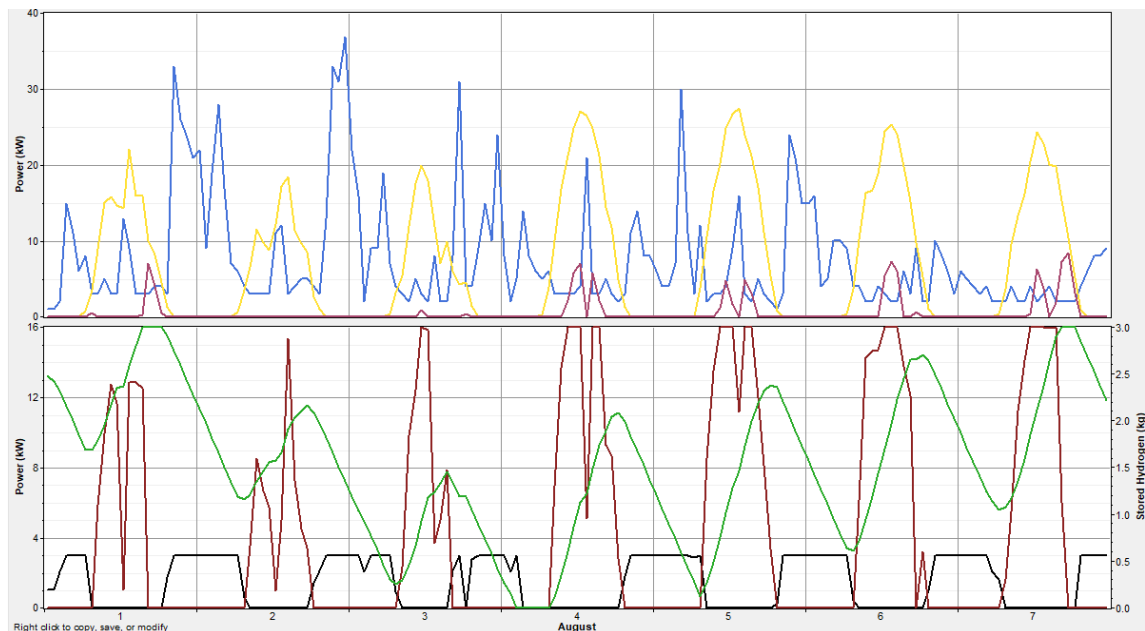


Ilustración 43 Funcionamiento de la configuración 2 en verano Fuente: Elaboración propia

En la figura 44 se va a analizar en detalle el funcionamiento del sistema durante un día. En este caso se ha añadido a la parte superior, la gráfica de la compra de electricidad de la red. Anteriormente no se había añadido porque provocaba que fuesen muy difícil de leer las gráficas. Sin embargo, como se va a analizar en detalle un único día, la separación entre gráficas permite introducir la variable de compra a la red.

Se observan diferentes zonas de funcionamiento. En la primera zona, correspondiente a la franja horaria entre las 00:00 y las 06:00, existe una demanda de 9 kWp que se abastece mediante 3 kWp procedentes de la pila de combustible y 6 kWp procedentes de la red eléctrica. La pila de combustible agota las reservas del tanque a las 06:00 y por lo tanto deja de funcionar.

A continuación, la demanda comienza a subir hasta alcanzar el máximo a las 09:00. En este punto la demanda de 27 kWp se abastece mediante 10 kWp de la instalación fotovoltaica y los

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

restantes 17 kWp proceden de la red eléctrica. En esta franja al no existir excedentes, el electrolizador se mantiene desconectado y por lo tanto no se genera hidrógeno y la pila sigue sin poder funcionar.

La siguiente franja va desde las 09:00 hasta las 18:00. En esta franja la demanda cae hasta niveles residuales, por lo tanto, la generación de 25 kWp debe absorberla casi en su totalidad el electrolizador. Como el electrolizador solo puede gestionar 16 kWp, existen unas pérdidas por exceso energético de 7 kWp. Se puede ver como el nivel del tanque de hidrógeno aumenta hasta situarse en valores cercanos al 65% de capacidad.

Por último, esta la franja desde las 18:00 hasta las 24:00. En esta franja no existe generación fotovoltaica significativa y por lo tanto, la demanda de 20 kWp se cubre mediante 16 kWp procedentes de la red eléctrica, 3 kWp procedentes de la pila de combustible, lo que supone un factor de capacidad del 100% y 1 kWp procedente de la instalación fotovoltaica. Se observa como en este periodo se consumen cerca de 1,5 kg de hidrógeno.

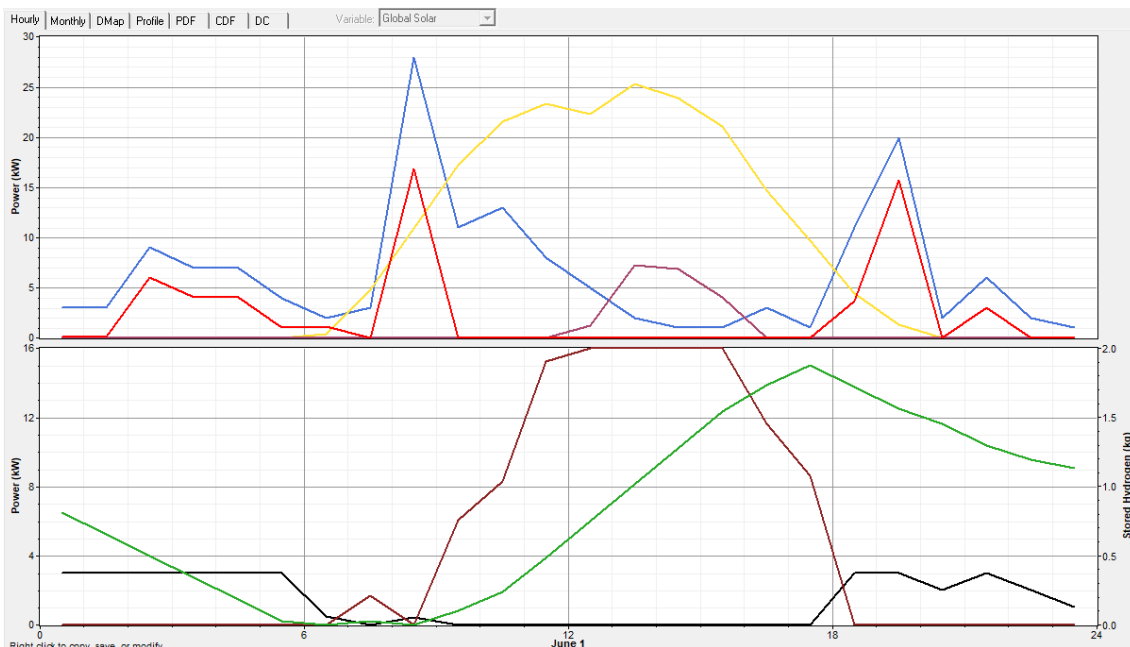


Ilustración 44 Funcionamiento detallado de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Análisis económico

El análisis económico va a comenzar mostrando el flujo de caja descontado. Por un lado, se tiene la inversión de capital inicial que asciende a 48.372€. El desglose del capital inicial consta de 19,050 € correspondientes a las placas fotovoltaicas, 2.700 € de la pila de combustible, 8.160 € de los 8 inversores, 14.400€ del electrolizador y 4.062 € del tanque de hidrógeno.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 30 Resumen del flujo de caja de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Componentes	Capital inicial (€)	Reemplazo	O&M (€)	Capital no amortizado	Total (€)
PV	19.050	0	22.547	0	41.597
Inversor	8.168	0	2.532	0	10.692
Electrolizador	14.400	4.142	11.392	-695	29.239
Pila de combustible	2.700	275	161	-245	2.891
Tanque de hidrógeno	4.062	0	1.285	0	5.347
Red eléctrica	0	0	127.186	0	136.838
Otros	0	0	60.963	0	60.963
Total del sistema	48.372	4.417	235.716	-940	287.565

Por otro lado, están los costes de reemplazo de electrolizador el cual asciende 4.142 € y la pila de combustible con un coste de 275 €.

Los costes de operación y mantenimiento que se muestran en la imagen son 235.716 € los cuales se dividen entre 22.547 € de mantenimiento de las placas, 161 de la pila de combustible, 2.532€ de los inversores y 11.392 € del electrolizador. Después, 60.963€ que son los costes fijos de la instalación y 127.186 € correspondientes a la compra de electricidad.

Por último, como capital sin amortizar, debido a que no se ha llegado al final de la vida útil de los dispositivos, existen -245 € de la pila de combustible y -695 € del electrolizador.

Todo ello, como se puede ver en la tabla 31, hacen un CAN de 287.565 € que se traduce en un coste de la electricidad de 0,245 €/kWh.

Tabla 31 Resultados económicos de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

CAN	287.565 €
Coste electricidad (COE)	0,245 €/kWh
Coste anual	15.118 €/año

En la tabla 32 están descritos los parámetros económicos de la configuración 0 y la configuración 1. La configuración 0 supone un coste actual neto de 291.914 € lo que se corresponde con un COE de 0,249 €/kWh. Por otra parte, configuración 2 tiene un CAN de 287.565 y un COE de 0,255 €/kWh además de una inversión inicial de 48.372 €.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 32 Comparación de la configuración 0 y de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

	Capital inicial (€)	COE (€/kWh)	CAN (€)
Configuración 0	0	0,249	291.914
Configuración 2: Hidrógeno 2020	48.372	0,245	287.565 €

Una vez presentados los resultados se va a realizar en análisis económico para determinar la rentabilidad de la inversión.

En primer lugar, se observa el parámetro del valor presente, el cual hace referencia al ahorro sobre el CAN. Este valor es de 4.349 € y corresponde a un beneficio anual de 275 €/año menos el capital inicial. Es el beneficio neto, actualizado por la tasa de descuento anual, que se obtendrá de la instalación.

Tabla 33 Parámetros económicos de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Valor Presente	4.349 €
Beneficio anual	275 €/año
TIR	4,71 %
Payback simple	14,6 años
Payback descontado	22,4 años

A continuación, analizados la tasa interna de retorno (TIR). El TIR de esta configuración es del 4,71 % lo que es un valor relativamente bajo, aunque superior a la tasa de descuento del 3.88 % y por lo tanto será rentable.

El siguiente parámetro que se va a analizar será el payback descontado. En este caso, el payback descontado es de 22,4 años. Teniendo en cuenta que la instalación se está proyectando a 25 años, es un payback demasiado elevado que dejará poco margen de maniobra.

Por último, la figura 39 muestra gráficamente en flujo de caja comparado con la configuración 0. En ella se puede observar cómo ambas instalaciones tienden al mismo punto lo cual es lógico ya que la diferencia en el coste de ambas configuraciones es tan solo del 1,5 %.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

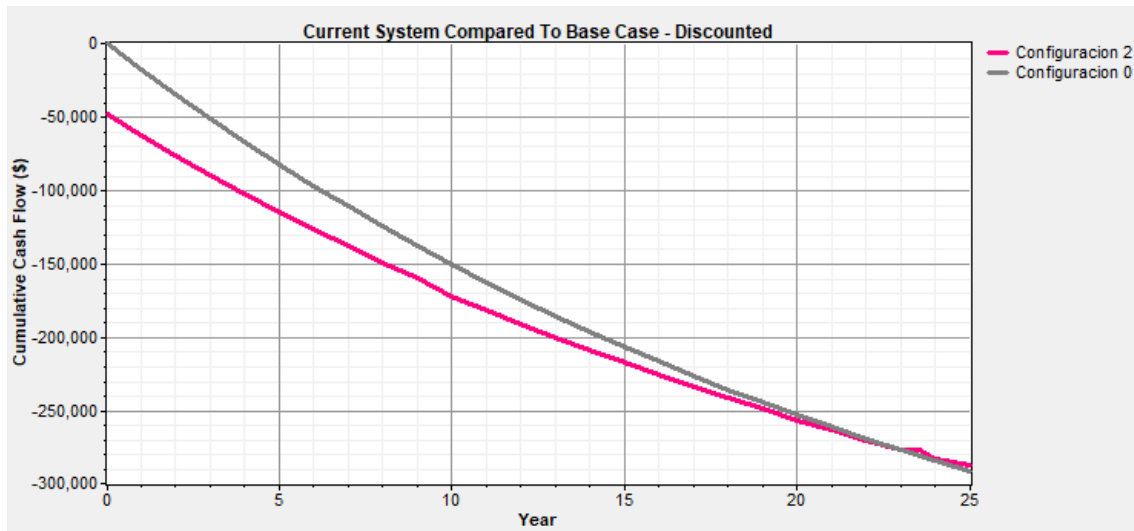


Ilustración 45 Flujo de caja comparado de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Análisis medioambiental

El análisis medioambiental se va a centrar principalmente en las emisiones generadas por la operación del sistema, aunque también se va a analizar las emisiones potenciales que se pueden producir a la hora de obtener el agua destilada necesaria para alimentar el electrolizador.

El proceso de fabricación de los diferentes equipos que conforman el sistema no supone unas emisiones de CO2 significativas. Además, el proceso de electrólisis y de generación de electricidad mediante la pila no suponen la emisión de ningún contaminante.

En cuanto a la obtención del agua destilada necesaria para la electrólisis, el consumo energético actual para la obtención de 1 m3 de agua es de 2.9 kWh.

El electrolizador que se ha utilizado como referencia tiene un consumo de agua < 1 l/ Nm3 H. Teniendo en cuenta que la producción total de hidrógeno ha sido de 346 kg, que en condiciones normales equivale a 4044 Nm3, es decir, 4.044m3 de agua. Por lo tanto, el consumo energético para la obtención del agua será la siguiente:

Ecuación 15 Consumo energético para la obtención de agua destilada

$$Energía(obtencion\ agua) = Consumo \left(\frac{kWh}{m^3} \right) * m^3(agua) = 11.7\ kWh$$

Teniendo en cuenta las emisiones que se han considerado por kWh de la red (0.4 Kg/kWh) las emisiones de CO2 serán:

Ecuación 16 Emisiones asociadas a la obtención de agua destilada

$$Emisiones\ CO_2 = Energía\ (kWh) * Emisiones \left(\frac{kg}{kWh} \right) = 4.7\ kg\ CO_2$$

Para finalizar se presenta la tabla resumen de las emisiones generadas por este sistema en comparación con la configuración 0.

Tabla 34 Emisiones de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

	Emisiones (kg CO2/año)
Configuración 0	17.783
Configuración 2: Hidrógeno 2020	10.536
Emisiones evitadas	6.947
Fracción Renovable	40,7 %

La fracción de energía renovable es de un 40,7 % pudiendo evitar de esta forma 6.947 kg CO2/año. Este valor es muy mejorable debió a la eficiencia del sistema, sin embargo, hay mucho margen de mejora y ya hoy se pueden disminuir considerablemente las emisiones de contaminantes.

3.10.5 Configuración 2030: Autoconsumo + producción de Hidrógeno en 2030

En vista de los resultados obtenidos con la configuración 2, los cuales mostraban las carencias del sistema en cuanto a eficiencia y en el coste del sistema, se va a estudiar el comportamiento del sistema con los parámetros de coste y eficiencia que previsiblemente se conseguirán para esta tecnología en el año 2030.

Para ello, se va a utilizar un artículo publicado en el International Journal of Hydrogen Energy en el cual se aborda la previsión de costes, eficiencia y vida útil de las diferentes tecnologías de electrólisis. En el artículo se hace uso de la opinión de 10 expertos en la materia, 5 desde el punto de vista académico y 5 desde el punto de vista industrial, para determinar los rangos en los que se situaran los citados parámetros. (O.Schmidt, 2017)

Los datos que se presentan en la siguiente imagen están clasificados según si se incrementan los rangos de producción de los electrolizadores (RD&D) o si no se incrementan (R&D). Teniendo en cuenta que cada vez más empresas y países están apostando por el hidrógeno, se van a utilizar principalmente los datos (RD&D). Los valores más bajos se situarían entrono a los 250 €/kW. Sin embargo, analizando el escenario central se tendría un coste cercano a los 650 €/kW, será por tanto este dato el que se utilizará para el análisis.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

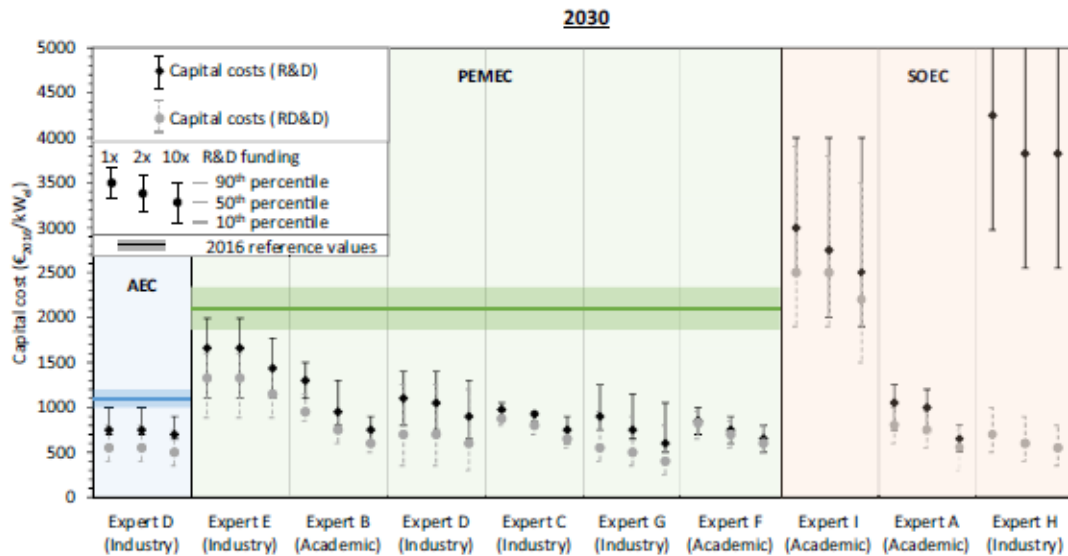


Ilustración 46 Previsión de costes de la electrólisis Fuente: *International journal of Hydrogen energy, future cost and performance of wáter electrólisis*

A continuación, se va a analizar los datos de eficiencia pronosticados para 2030. En la figura 47 se muestran la previsión de que en el mejor de los casos se alcanzarían eficiencias del 80 % y en el peor de los casos la eficiencia no aumentaría. Aunque situándose en el escenario central ligeramente optimista, basado en el impulso que está sufriendo la industria, se va a optar por un escenario en el que la eficiencia se sitúe en torno al 75 %.

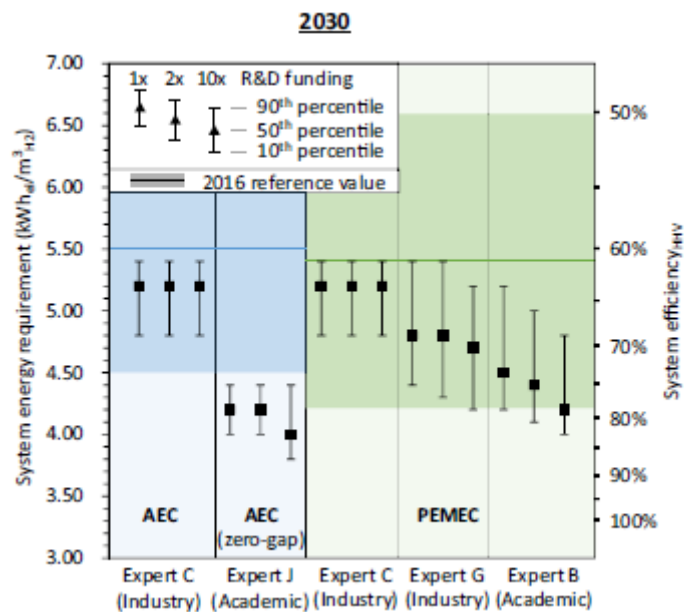


Ilustración 47 Previsión de eficiencia de la electrólisis Fuente: *International journal of Hydrogen energy, future cost and performance of wáter electrólisis*

Por último, se va a ver el pronóstico respecto a la vida útil del equipo. En la figura 48 se muestra la previsión para 2030. El pronóstico realizado muestra una vida útil de entre 66.000 y 85.000 horas con un escenario intermedio de 75.500 horas de tal manera que será este el dato con el que se va a trabajar.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

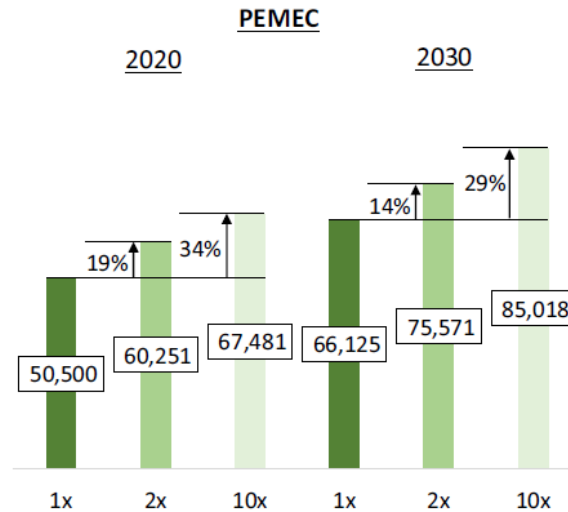


Ilustración 48 Previsión de la vida útil de los electrolizadores PEMEC Fuente: *International journal of Hydrogen energy, future cost and performance of water electrólisis*

A continuación, se muestra la tabla 35 con el resumen de costes previstos para 2030.

Tabla 35 Resumen de costes de la configuración 2030 Fuente: *Elaboración propia*

	Capital inicial	Reemplazo	O&M	Eficiencia	Vida útil
Electrolizador	650 €/kW	162 €/kW	32 €/año kW	75 %	80.000 hr
Pila de combustible	650 €/kW	162 €/kW	0,003 €/hr	75 %	87.000 hr
Tanque hidrógeno	873 €/kg	873 €/kg	213 €/año		25 años

Análisis técnico

En la tabla 36 se muestran los datos de producción y consumo de electricidad. Se observa que la producción de la pila de combustible en este caso se sitúa en los 12.795 ya que al tener un coste menor y mayor eficiencia se ha podido utilizar una pila de mayor tamaño.

Tabla 36 producción y consumo energético de la configuración 2030 Fuente: *Elaboración propia*

Producción	kWh/año	%	Consumo	kWh/año	%
Fotovoltaica	51.424	50	Demanda	74.092	74
Pila de combustible	12.795	12	Electrolizador	15.512	26
Red eléctrica	39.563	38	Total	99.604	100
Total	103.782	100			

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

En la tabla 37 se muestra que el exceso energético es de 3.470 kWh/año debido a que el electrolizador no puede absorber tanta potencia en algunos momentos.

Tabla 37 Exceso energético y demanda no cubierta de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

	kWh/año	%
Exceso energético	3.470	3,34
Demanda no cubierta	0.00	0

En la tabla 38 se muestran los datos del electrolizador y la pila de combustible. Como parámetros más relevantes esta que la producción de hidrógeno es de 485 kg/año debido al aumento de la eficiencia. El factor de capacidad del 18,2 y 26,6 de electrolizador y pila de combustible respectivamente, a pesar de ser relativamente bajos, se ha decidido sobredimensionar ligeramente para evitar 4.000 kWh/año de pérdidas que a lo largo de la vida útil de la instalación supondrían 25 toneladas de CO₂.

Tabla 38 parámetros de funcionamiento del electrolizador y la pila de combustible de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

ELECTROLIZADOR	PARÁMETROS	PILA DE COMBUSTIBLE	PARÁMETROS
Producción total	485 kg/año	Horas de operación	3.389 h/año
Energía consumida	25.512 kWh/año	Energía producida	12.795 kWh/año
Energía almacenada (hidrógeno)	16.169 kWh/año	Factor de capacidad	26,6 %
Eficiencia	75 %	Eficiencia	75 %
Factor de capacidad	18,2 %	Eficiencia interna	67 %
Coste del hidrógeno producido	34,3 €/kg		

Para hacer el análisis técnico en este caso se va a optar por mostrar únicamente el detalle del día 1 de junio ya que el funcionamiento general del sistema es idéntico al funcionamiento de la configuración 2 con la diferencia de que la potencia instalada de la pila de combustible es mayor y la eficiencia del sistema hace que la producción de hidrógeno sea mayor. Esto se traduce en menos dependencia de la red, como se verá a continuación.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

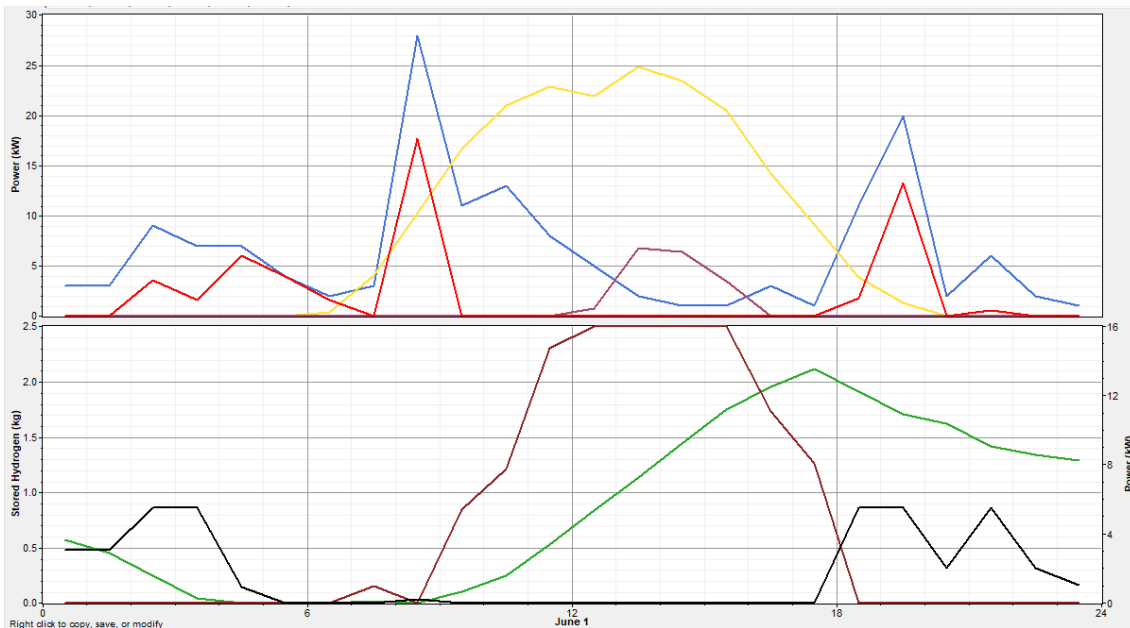


Ilustración 49 Funcionamiento detallado de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

En la figura 49 se muestra el funcionamiento del sistema en diferentes rangos de funcionamiento. En la franja desde las 00:00 hasta las 06:00 no existe generación fotovoltaica y por lo tanto la demanda se cubre con la pila de combustible y la red eléctrica. En este caso, como la pila de combustible es de mayor potencia, consume el hidrógeno mucho más rápido, agotándolo a las 04:30 en vez de a las 6 y, por lo tanto, hasta las 04:30 se cubre el 65 % de la demanda con la pila de combustible para después cubrirlo todo con la red.

A continuación, entre las 06:00 y las 12, el funcionamiento es idéntico que en la configuración 2 ya que la demanda se cubre con la red y directamente con la energía procedente de la instalación fotovoltaica.

Entre las 12:00 y las 18:00, igual que en la configuración 2, la demanda baja tanto que el electrolizador no es capaz de absorber todo el excedente y se producen 7 kWp de exceso energético. La única diferencia en esta franja es que, debido a la mejora en la eficiencia del electrolizador, la producción de hidrógeno aumenta un 20% situándose el máximo almacenado en 2,1 kg de hidrógeno, lo que supone estar al 70% de capacidad.

Por último, cuando desaparece la generación fotovoltaica, la demanda se cubre mediante la red eléctrica y la pila de combustible. En este caso el aporte de la pila de combustible supone el 35 % de la demanda frente al 20% de la configuración 2. Pese a que la potencia de la pila de combustible es mayor, su eficiencia también y eso sumado a una mayor producción de hidrógeno, hace que al final del día el hidrógeno almacenado sea de 1,3 kg frente a 1,1 kg de la configuración 2.

Análisis económico

En primer lugar, el capital inicial tiene como datos relevantes el precio del electrolizador 10.400€, el de la pila de combustible 3.575 € y el tanque de hidrógeno 2.619 € que suponen una clara disminución y sumados a los costes ya conocidos de inversores y placas fotovoltaicas hacen un total de 43.812. Además, el aumento de la vida útil de los sistemas y la reducción del precio suponen un coste de reemplazo total de 1.080 € que únicamente corresponde al electrolizador

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 39 Resumen del flujo de caja de la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

Componentes	Capital inicial (€)	Reemplazo	O&M (€)	Capital no amortizado	Total (€)
PV	19.050	0	22.547	0	41.597
Inversor	8.168	0	2.532	0	10.692
Electrolizador	10.400	1.080	11.392	-695	29.239
Pila de combustible	3.575	0	161	-245	2.891
Tanque de hidrógeno	2.619	0	1.285	0	5.347
Red eléctrica	0	0	127.186	0	136.838
Otros	0	0	60.963	0	60.963
Total del sistema	43.812	1.080	235.716	-940	287.565

A continuación, se muestran los parámetros del CAN, COE y coste anual en la tabla 40 los cuales servirán para realizar la comparación con la configuración 0 y determinar la rentabilidad.

Tabla 40 Resultados económicos de la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

CAN	263.114 €
Coste electricidad (COE)	0,224 €/kWh
Coste anual	13.860 €/año

Tabla 41 comparación entre la configuración 0 y la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

	Capital inicial (€)	COE (€/kWh)	CAN (€)
Configuración 0	0	0,249	291.914
Configuración 2: Hidrógeno 2020	48.372	0,245	287.565 €
Configuración 2030: Hidrógeno 2030	43.812	0,224	263.114 €

En base a estos datos se ha realizado el análisis económico cuyos resultados se muestran en la tabla 42. Se puede ver como en este caso el beneficio es de 28.801 con un TIR del 9,36 % lo que supone una rentabilidad aceptable. Esto se traduce en un payback descontado de 12,1 años.

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Tabla 42 Parámetros económicos de la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

Valor Presente	28.801 €
Beneficio anual	1.820 €/año
TIR	9,36 %
Payback simple	9,53 años
Payback descontado	12,1 años

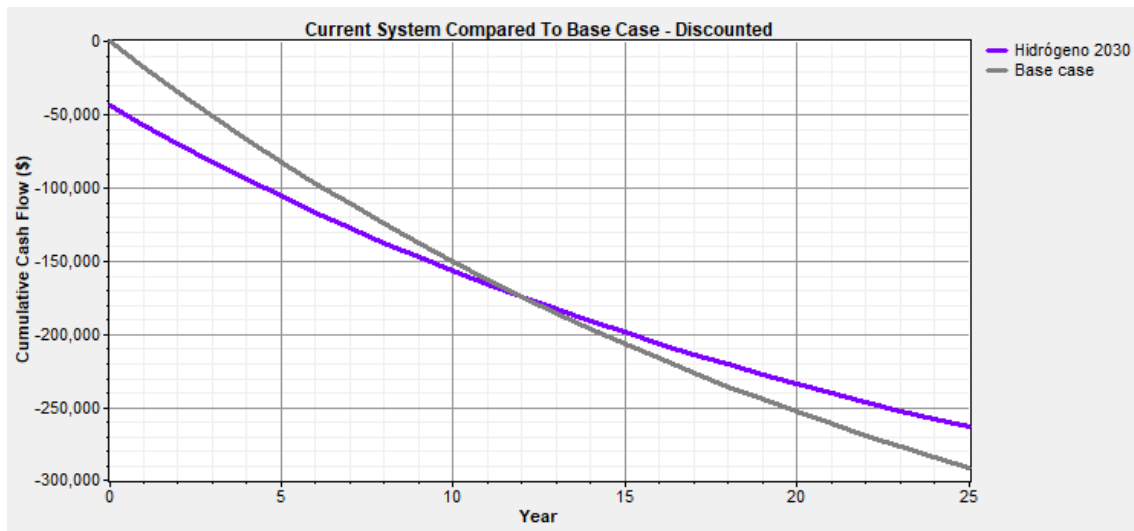


Ilustración 50 Flujo de caja comparado entre la configuración 0 y la configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

Análisis medioambiental

Por último, se observa una disminución en las emisiones de 9.495 kg CO₂/año lo que supone una fracción renovable del 46,6 %.

Tabla 43 Emisiones de la Configuración 2030 Fuente: Elaboración propia

	Emisiones (kg CO₂/año)
Configuración 0	17.783
Configuración 2030	9.495
Emisiones evitadas	8.288
Fracción Renovable	46,6 %

3.11 COMPARATIVAS

En este capítulo se van a llevar a cabo las comparaciones entre las configuraciones 1 y 2 de cara a poder tomar la decisión de cuál de ellas es mejor. Además, se incluirán los datos de la instalación de 2030 que aportara una visión de cómo esta tecnología puede encajar en el futuro.

Igual que en los análisis, se van a realizar comparaciones en tres categorías:

- Técnica
- Económica
- Medioambiental

3.11.1 Comparativa técnica

En esta comparativa se van a comparar los parámetros técnicos más relevantes en la instalación, es decir:

- Uso de la red eléctrica tanto de entrada como de salida de electricidad
- Exceso energético
- Eficiencia

Tabla 44 Comparativa técnica Fuente: Elaboración propia

	Configuración 1: Compensación de consumo	Configuración 2: Hidrógeno 2020	Configuración 2030: Hidrógeno 2030
Compra de electricidad kWh/año	51.994	43.901	39.563
Venta de electricidad kWh/año	28.890	0	0
Exceso energético kWh/año	0	3.301	3.470
Eficiencia	98%	58 %	67 %

En vista de los datos de la tabla 44, la configuración 1 es claramente la más eficiente ya que el único dispositivo que reduce su eficiencia es el inversor que tiene una eficiencia del 98. Sin embargo, las eficiencias del electrolizador y de la pila de combustible de la configuración 2, hace que la eficiencia del sistema disminuya hasta niveles del 58 %. En la configuración del 2030, el aumento en la eficiencia de estos sistemas, provocan que la eficiencia del sistema aumente un 9 % respecto de su versión de 2020.

Por otro lado, uso de la red eléctrica en la configuración 1 entre compra y venta de electricidad, duplica al uso de los otros sistemas. Sobre todo, esto es problemático en la parte de la venta de electricidad. El vertido a la red de 28.890 kWh/año, supone el 50 % de la generación fotovoltaica. Esta cantidad de vertido puede llegar a ser problemática si se generalizan este tipo de sistemas ya que la red no puede absorber más electricidad que la que se le demanda o puede ser causa de sobrecargas en la red. Por lo tanto, se darían situaciones a menudo en las que toda esa energía no pudiera ser absorbida y se contabilizaría un exceso energético mucho mayor.

En cambio, las configuraciones con almacenamiento de hidrógeno no tienen ese problema. El 97% del excedente energético lo absorbe el electrolizador almacenando la energía en forma de hidrógeno para cuando se necesite.

Por lo tanto, la configuración 1, si bien ahora mismo que todavía no se han generalizado de manera importante este tipo de sistemas, parece la mejor, la creciente tendencia hacia el autoconsumo puede derivar en la obligatoriedad de disponer de sistemas antivertido, como lo es en este caso, la producción de hidrógeno.

3.11.2 Comparativa económica

Para llevar a cabo esta comparación se van a analizar los siguientes parámetros

- Capital inicial
- Coste actual neto (CAN)
- Valor presente
- Coste de la electricidad (COE)
- TIR
- Payback descontado

Tabla 45 Comparativa económica Fuente: Elaboración propia

	Configuración 1: Compensación de consumo	Configuración 2: Hidrógeno 2020	Configuración 2030: Hidrógeno 2030
Capital inicial €	27.218	48.372	43.812
CAN €	240.445	287.565	263.114
Valor presente €	51.470	4.349	28.801
COE €/kWh	0,205	0,245	0,224
TIR %	18	4,71	9,36
Payback descontado años	6,27	22,4	12,1

En el apartado económico, la configuración 1 con un COE de 0,205 supone un valor presente de 51.470 que es claramente superior a la configuración 2 que, tiene un coste de la electricidad de 0,245 y, por lo tanto, el valor presente únicamente es de 4.349€. La configuración de 2030 mejora sensiblemente los valores de la configuración 2 a pesar de que no se acercan a los de la configuración 1. Este hecho en gran parte se debe a que el capital inicial de la configuración 1 es 27.218 € mientras que los capitales iniciales de las otras dos configuraciones son 48.372 € para la configuración 2 y 43.812 para la configuración 2030. Por lo tanto, la diferencia en el coste de las instalaciones hace muy difícil que puedan equipararse económicamente hablando.

Los valores de TIR y payback son muy positivos en la configuración 1 pudiendo recuperar la inversión en 6,27 años con una tasa interna de retorno del 18 %. Sin embargo, la configuración 2 tiene una tasa interna de retorno del 4,7 % lo que está en el límite entre poder recuperar o no

la inversión. Concretamente el payback es de 22,4 años, teniendo en cuenta que la instalación está proyectada para 25 años, es un payback muy poco favorable. Por último, la reducción en el coste inicial de la configuración de 2030 combinado con la mejora en la eficiencia, hacen que el payback se sitúe en los 12,1 años reduciendo en una década el payback sobre esta misma instalación en 2020.

Por lo tanto, desde el punto de vista económico se elegiría la configuración 1 aunque los valores económicos de la configuración 2030 y la evolución a la baja de los costes que conlleva, la postulan como una buena opción.

3.11.3 Comparativa medioambiental

Por último, se va a realizar la comparación de los parámetros medioambientales, concretamente:

- Emisiones de CO2
- Fracción renovable

Tabla 46 Comparativa medioambiental Fuente: Elaboración propia

	Configuración 1: Compensación de consumo	Configuración 2: Hidrógeno 2020	Configuración 2030: Hidrógeno 2030
Emisiones de CO2 kg/año	5.545	10.536	9.495
Emisiones de CO2 evitadas kg/año	12.238	6.947	8.288
Fracción renovable %	69	39	46,6

Desde el punto de vista medioambiental, la configuración 1 con una fracción renovable del 69% lo que supone 20.396 kg CO2 /año es la opción más adecuada. La instalación con almacenamiento de hidrógeno en 2020 supone un 30% menos de fracción renovable. El motivo del mejor desempeño de la configuración 1 en el apartado de las emisiones es la eficiencia del sistema. La configuración de 2030, si bien mejora sensiblemente a la configuración de 2020, sigue estando bastante por detrás de la eficiencia de la configuración 1.

Para hacerse una idea de la magnitud que esto supone, un árbol absorbe al año entre 20 y 30 kg CO2, por lo tanto, esta reducción en las emisiones que se consigue con la configuración 1, equivaldría a plantar 500 árboles.

3.12 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

Tras la comparativa realizada en el capítulo anterior, queda patente que el sistema de autoconsumo + compensación de consumo es la mejor tanto a nivel económico, como a nivel técnico y medioambiental. Sin embargo, en un contexto en el que la red se encuentre saturada de sistemas de generación intermitente, esta opción puede volverse mucho menos viable al no poder verter los excedentes a la red. Esto supondría

La configuración de autoconsumo + generación de hidrógeno (2020), supone demasiado riesgo a nivel económico y un desempeño demasiado ineficiente. En cambio, la configuración de autoconsumo + generación de hidrógeno (2030) sería un sistema viable técnica y económicamente.

Por lo tanto, ahora mismo la opción más interesante sería la configuración de autoconsumo + compensación de consumo, pero si las predicciones a cerca de la tecnología del hidrógeno son correctas y el modelo energético sigue evolucionando hacia un sistema compuesto principalmente por sistemas de generación intermitente, algo que previsiblemente va a suceder, la opción de autoconsumo + generación de hidrógeno (2030) se convertiría en una opción tan o más válida que la de compensación de consumo.

Pero definitivamente, hoy en día, el autoconsumo + compensación de consumo es la opción más adecuada dentro de las alternativas estudiadas.

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES

En este estudio se ha mostrado cómo una urbanización de tan solo 15 viviendas puede ayudar al sistema energético reduciendo la dependencia que el país tiene de los combustibles fósiles.

Esta reducción supone una mejora, no solo a nivel económico, también a nivel social. Supone que un país que no dispone de combustibles fósiles pero que en cambio es el país de Europa que más tiene a su disposición la fuente de energía más potente de todo el planeta, el SOL, pueda jugar bajo sus propias reglas sin depender de terceros países.

También se ha mostrado como este tipo de sistemas pueden suponer la diferencia en un contexto energético en el que cada vez más se está viendo la necesidad de producir energía de forma limpia. Se ha demostrado que se pueden reducir hasta en un 70 % las emisiones de una urbanización.

Se ha estudiado el uso del hidrógeno como vector energético y se ha visto que, si bien ahora mismo no resulta del todo rentable se está muy cerca de conseguir que lo sea, de conseguir aprovechar el denominado combustible del futuro.

Por lo tanto, es nuestro deber como futuros ingenieros poner todas nuestras energías en conseguirlo. En contribuir día a día con nuestro conocimiento, con nuestro esfuerzo y con toda nuestra pasión por este oficio, crear un mundo mejor. Un mundo sostenible y respetuoso con el medioambiente. Un mundo en el que se prime lo inteligente por encima de lo económico. Este trabajo ha demostrado que ya no hay excusas para no lanzarse definitivamente a la utilización de las energías renovables, pero sobre todo ha demostrado que un individuo no necesita que las grandes eléctricas o los gobiernos sean los que inviertan en estas energías. Es el propio individuo el que puede ayudar a esos gobiernos o a esas grandes eléctricas tomando las riendas y produciendo su propia energía.

CAPÍTULO 5. BIBLIOGRAFIA

- Ainscough, G. S. (2011). *U.S. Geographic Analysis of the Cost of Hydrogen from Electrolysis*. NREL.
- Asea Brown Boveri, S.A. (2011). *Cuadernos de aplicaciones técnicas nº10 plantas fotovoltaicas*. Barcelona.
- Autosolar. (s.f.). *Autosolar*. Obtenido de <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-400w-perc-monocristalino-era>
- Autosolar. (s.f.). *Autosolar.com*.
- BERTUCCIOLI, L. C. (2014). *Study on development of water electrolysis in EU*.
- Ehl, R. G., & Ihde, A. (1954). Faraday's Electrochemical Laws and the Determination of Equivalent Weights. *Journal of Chemical Education* , 226-232. .
- EnergyPlus. (2016). *Weather Data*. Recuperado el 20 de October de 2016, de <https://energyplus.net/weather>
- Félix Barreras, A. L. (2012). *www.energia2012.es*.
- IDAE. (2011). *PLAN DE ENERGIAS RENOVABLES 2011-2020*. MADRID.
- O.Schmidt, A. G. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International journal of hydrogen energy*, 30470-30492.
- Santiago, O. (22 de Octubre de 2017). *Apilados*. Obtenido de <http://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>
- universidad de sevilla. (2009). *Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red electrica*.

PRESUPUESTO

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

CAPÍTULO 1. PRESUPUESTO

Cuadro de Precios Descompuestos

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
1 Estudio de las Tecnologías				
1.1 1.1		h	Busqueda y Recopilación de Información	
	A0100	25,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 875,00
			Precio total por h	875,00
				Son ochocientos setenta y cinco Euros
1.2 1.2		h	Análisis de la Información	
	A0100	25,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 875,00
			Precio total por h	875,00
				Son ochocientos setenta y cinco Euros
1.3 1.3		h	Redacción y Edición de Textos	
	A0100	25,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 875,00
			Precio total por h	875,00
				Son ochocientos setenta y cinco Euros

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Cuadro de Precios Descompuestos

Nº	Código	Ud	Descripción		Total
2 Análisis de la demanda					
2.1	2.1	h	Obtención de la curva de demanda de una vivienda		
	A0100	5,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	175,00
			Precio total por h		175,00
					Son ciento setenta y cinco Euros
2.2	2.2	h	Estimación de la curva de demanda para 15 viviendas		
	A0100	2,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	70,00
			Precio total por h		70,00
					Son setenta Euros
2.3	2.3	h	Estudio de la Demanda		
	A0100	7,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	245,00
			Precio total por h		245,00
					Son doscientos cuarenta y cinco Euros
2.4	2.4	h	Redacción y Edición de Textos		
	A0100	2,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	70,00
			Precio total por h		70,00
					Son setenta Euros
2.5	2.5	h	Reunión Informativa		
	A0102	2,000 h	Ingeniero superior	75,000	150,00
	A0100	2,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	70,00
			Precio total por h		220,00
					Son doscientos veinte Euros

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Cuadro de Precios Descompuestos

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
3 Análisis del Recurso Solar				
3,1 3,1		h	Busqueda de Datos en PVGIS	
	A0100	5,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 175,00
			Precio total por h	175,00
				Son ciento setenta y cinco Euros
3,2 3,2		h	Redacción y Edición de Textos	
	A0100	5,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 175,00
			Precio total por h	175,00
				Son ciento setenta y cinco Euros
3,3 3,3		h	Reunión Informativa	
	A0100	2,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 70,00
	A0102	2,000 h	Ingeniero superior	75,000 150,00
			Precio total por h	220,00
				Son doscientos veinte Euros

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Cuadro de Precios Descompuestos

Nº	Código	Ud	Descripción		Total
4 Dimensionado y Selección de los Equipos					
4.1 4.1		h	Busqueda de Equipamiento en Internet		
	A0100	5,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	175,00
			Precio total por h		175,00
					Son ciento setenta y cinco Euros
4.2 4.2		h	Elección de los Equipos		
	A0100	5,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	175,00
			Precio total por h		175,00
					Son ciento setenta y cinco Euros
4.3 4.3		h	Dimensionado de la Instalación		
	A0100	10,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	350,00
			Precio total por h		350,00
					Son trescientos cincuenta Euros
4.4 4.4		h	Redacción y Edición de Textos		
	A0100	10,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	350,00
			Precio total por h		350,00
					Son trescientos cincuenta Euros

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Cuadro de Precios Descompuestos

Nº	Código	Ud	Descripción	Total	
5 Análisis Tecno-Económico					
5.1	5.1	h	Estudio y Cálculo de Costes		
	A0100	20,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	700,00
			Precio total por h		700,00
					Son setecientos Euros
5.2	5.2	h	Planteamiento de las Configuraciones		
	A0100	20,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	700,00
			Precio total por h		700,00
					Son setecientos Euros
5.3	5.3	h	Introducción de los Datos en Homer		
	A0100	20,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	700,00
			Precio total por h		700,00
					Son setecientos Euros
5.4	5.4	h	Redacción y Edición de Textos		
	A0100	20,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000	700,00
			Precio total por h		700,00
					Son setecientos Euros

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Cuadro de Precios Descompuestos

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
6 Análisis de Resultados				
6,1 6,1		h	Análisis de Resultados	
	A0100	30,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 1,050,00
			Precio total por h	1,050,00
				Son mil cincuenta Euros
6,2 6,2		h	Comparación de Resultados	
	A0100	30,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 1,050,00
			Precio total por h	1,050,00
				Son mil cincuenta Euros
6,3 6,3		h	Redacción y Edición de Textos	
	A0100	25,000 h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías...	35,000 875,00
			Precio total por h	875,00
				Son ochocientos setenta y cinco Euros

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 30 kW combinado con un sistema de generación de hidrógeno en la provincia de valencia (España)

Proyecto: PRESUPUESTO TFG

Capítulo	Importe
Capítulo 1 Estudio de las Tecnologías	2,625,00
Capítulo 2 Análisis de la demanda	780,00
Capítulo 3 Análisis del Recurso Solar	570,00
Capítulo 4 Dimensionado y Selección de los Equipos	1,050,00
Capítulo 5 Análisis Tecno-Económico	2,800,00
Capítulo 6 Análisis de Resultados	2,975,00
Presupuesto de ejecución material	10.800,00
13% de gastos generales	1,404,00
6% de beneficio industrial	648,00
Suma	12,852,00
21% IVA	2,698,92
Presupuesto de ejecución por contrata	15,550,92

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de QUINCE MIL QUINIENTOS CINCUENTA EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS.