

Proyecto Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Térmica

Estudio y diseño de un sistema híbrido para producción de hidrógeno

Autor:

Lounes Amrani

Tutor:

Ricardo Chacartegui Ramírez

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Agradecimientos

A mi familia, por apoyarme durante todos estos años, por haber creído en mi proyecto de hacer este máster en España, por su apoyo incondicional. Todo esto lo he conseguido gracias a ellos.

A mis amigos, que han estado siempre a mi lado. A toda la gente que he conocido durante mi aventura en Sevilla, por todo el amor que he recibido de ellos.

Resumen

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio técnico de una instalación híbrida de planta fotovoltaica para producción de hidrógeno con electrolizador. Además, se hará un estudio de las distintas tecnologías necesarias.

En primer lugar, se realizará un estudio del panorama energético actual, para conocer el contexto energético mundial y la importancia que puede tener el hidrógeno en la descarbonización de nuestra economía. También se hará un estudio sobre los diferentes modos de producción de hidrógeno, así como de las tecnologías necesarias para cada uno de ellos.

En segundo lugar, se hará un estudio del estado del arte de los electrolizadores y de la tecnología fotovoltaica. Posteriormente se realizará un diseño matemático de un modelo de electrolizador PEM con la finalidad de implementar una planta híbrida de producción de hidrógeno.

Finalmente, se expondrán los resultados obtenidos a lo largo del trabajo. En estos resultados se apreciarán los efectos que pueden tener la presión y la temperatura de operación sobre el comportamiento del electrolizador. También evaluaremos la producción de hidrógeno con diferentes configuraciones de la planta fotovoltaica.

Abstract

In this project we examine several hydrogen production methods from different energy sources and their environmental impact is assessed. The present study analyses the behaviour of a proton exchange membrane (PEM) electrolyser operating at different pressures and temperatures. Also, we estimate the amount of hydrogen production using photovoltaic-PEMEC hybrid system based on water electrolysis. Actual data of solar irradiation of Sevilla, Madrid and Barcelona are used in the simulation to estimate the solar energy production in each location. Once developed a mathematical model of hydrogen production system, including the PV modules and PEM electrolyser to analyse the system performance, we compare the electric energy consumption from the electrolyser and the total energy produced by the PV plant with different configuration (1MW_n, 125KW_n, 50KW_n) and their estimated annual hydrogen production.

Índice

Agradecimientos	9
Resumen	11
Abstract.....	13
Índice	14
Índice de figuras.....	17
Índice de tablas	20
Notación.....	21
1. Introducción.....	24
1.1. Panorama energético actual.....	24
1.2. Estrategia energética	27
1.2.1. Escenario de cero emisiones para 2050 (NZE).....	27
1.2.2. Escenario de compromiso anunciados (APS)	27
1.2.3. Escenario de políticas declaradas (STEPS)	27
1.2.4. Escenario de desarrollo sostenible (SDS)	27
1.3. Hoja de ruta del hidrógeno	30
1.3.1. Horizonte 2020-2024	31
1.3.2. Horizonte 2025-2030	31
1.3.3. Horizonte 2030-2050	32
2. El hidrógeno como vector energético.....	34
2.1. Una introducción sobre el hidrógeno	34
2.2. Características del hidrógeno	35
2.3. Clasificación del hidrógeno.....	37
2.4. Modo de producción de Hidrógeno.....	38
2.4.1. producción a partir del gas natural.....	39
2.4.2. producción a partir del agua.....	43
2.4.3. producción a partir de la gasificación	45
2.4.4. reformado de fuente renovable	46
2.4.5. Procesos químicos.....	47
2.5. Almacenamiento	47
2.5.1. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso.....	48
2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno líquido.....	48

2.5.3.	Almacenamiento en hidruros	49
3.	Estado del arte de los sistemas híbridos	51
3.1.	Definición de los sistemas híbridos.....	51
4.	Estado del arte de los electrolizadores.....	55
4.1.	Tecnología de los electrolizadores	55
4.1.1.	Definición y funcionamiento de los electrolizadores.....	55
4.1.2.	Tipos de electrolizador.....	57
4.1.3.	Geometría de diseño	62
4.1.4.	Ventajas y desventajas	63
4.1.5.	Principal fabricante de los electrolizadores	64
5.	Estado del arte de los paneles fotovoltaicos	67
5.1.	Tecnología de los paneles fotovoltaicos.....	67
5.2.	Definición de los paneles fotovoltaicos	68
5.3.	Tipos de paneles fotovoltaicos	68
5.3.1.	Células de silicio monocristalino	70
5.3.2.	Células de silicio policristalino.....	70
5.3.3.	Células de silicio amorfo	71
5.4.	Curva característica V-I de los paneles fotovoltaicos	71
5.5.	Efecto de la radiación.....	72
5.6.	Asociación de módulos fotovoltaicos	74
5.6.1.	Asociación en paralelo.....	74
5.6.2.	Asociación en serie	75
5.7.	elementos auxiliares de una instalación fotovoltaica	76
5.7.1.	Tipos de estructura.....	76
5.7.2.	Inversores.....	79
5.7.3.	Transformadores	82
5.8.	Principales constructores de módulos fotovoltaicos	82
6.	Diseño de la planta híbrida	85
6.1.	Descripción de la planta de generación.....	85
6.1.1.	Módulo fotovoltaico	86
6.1.2.	Inversor solar	87
6.1.3.	Seguidore a un eje.....	88
6.2.	Cálculo de la energía generada.....	89
6.3.	Diseño del electrolizador PEM	90
6.3.1.	Balance de masa.....	91
6.3.2.	Modelo eléctrico del electrolizador PEM	95

7.	Ensayos y validación del modelo	104
7.1.	Caracterización de la celda del electrolizador PEM.....	104
7.2.	Validación del modelo	105
7.2.1.	Validación de la curva de polarización entre el modelo teórico y el modelo de Debe et al 105	
7.2.2.	Validación de la curva de rendimiento	106
7.2.3.	Producción de hidrógeno	106
7.2.4.	Consumo eléctrico de la celda y del stack	107
7.3.	Caracterización de la celda del electrolizador frente a diferentes condiciones de operación.....	108
7.3.1.	Efecto de la temperatura	108
7.3.2.	Efecto de la presión.....	111
7.4.	Caracterización de la producción de energías y de hidrógeno a diferentes localizaciones	114
7.4.1.	Instalación de 1MWn.....	114
7.4.2.	Instalación de 125KWn	118
7.4.3.	Instalación de 50KWn	121
8.	Conclusión.....	126
	Referencias	127

Índice de figuras

Figura 1 : la figura (a) representa la demanda energética global, (b) la producción de eléctrica y (c) las emisiones de CO ₂ en 2011 por fuente de energía.....	24
Figura 2 : consumo total de energía final por fuente. (BP, n.d.).....	25
Figura 3 : consumo mundial de electricidad.(Analysis - IEA, n.d.).....	26
Figura 4: emisiones de CO ₂ por continente.(Analysis - IEA, n.d.).....	26
Figura 5 : evaluación de emisiones de CO ₂ según los escenarios. (World Energy Model Documentation, 2021).....	28
Figura 6 : población sin acceso a la electricidad según los escenarios. (Understanding WEO Scenarios – World Energy Model – Analysis - IEA, n.d.)	29
Figura 7 : variación de la temperatura global en función de los combustibles. (Ramón et al., n.d.).....	30
Figura 8 : esquema de fuente de producción y consumo del hidrógeno.(TFM - MARTINVALINO, JUANCARLOS, n.d.).....	37
Figura 9 : producción y consumo de hidrógeno industrial.(González García-Conde, n.d.)	39
Figura 10 : cadena de valor actual del hidrógeno. (Ramón et al., n.d.).....	39
Figura 11 : tipos de reformado del gas natural. (Ramón et al., n.d.)	40
Figura 12 : proceso de fabricación de hidrógeno por reformado. (Ramón et al., n.d.).....	41
Figura 13 : producción de hidrógeno por pirólisis. (Ramón et al., n.d.).....	42
Figura 14 : producción de hidrógeno mediante un electrolizador PEM. (Carmo et al., 2013).....	43
Figura 15 : producción de hidrógeno con fotólisis.(Fase Luminosa, n.d.).....	44
Figura 16 : proceso de gasificación de carbono. (Ramón et al., n.d.).....	45
Figura 17 : proceso de producción de hidrógeno a partir de biomasa. (Ramón et al., n.d.)	46
Figura 18 : comparación entre demanda eléctrica y producción solar en Europa. (Ramón et al., n.d.)	47
Figura 19 : instalación de producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica.(Aguado Molina et al., 2021)	51
Figura 20 : a) instalación con conexión directa al electrolizador. b) instalación con conexión al electrolizador con inversor CC. c) instalación con conexión al electrolizador con inversor AC.	52
Figura 21 : modelo de un electrolizador PEM de grande potencia. (Meyers et al., n.d.)	56
Figura 22 : esquema de funcionamiento de un electrolizador alcalino. (Ursúa et al., 2012a)	58
Figura 23 : esquema de funcionamiento de una conexión unipolar.(Ursúa et al., 2012b):.....	59
Figura 24 : esquema de funcionamiento de una conexión bipolar.(Ursúa et al., 2012b).....	59
Figura 25 : esquema de funcionamiento de un electrolizador PEM. (Ursúa et al., 2012a).....	60
Figura 26 : esquema de funcionamiento de electrolizador (SOEC). (Ursúa et al., 2012a).....	61
Figura 27 : esquema de una concepción geometría. (Meyers et al., n.d.).....	62
Figura 28 : esquema de concepción plana. (Meyers et al., n.d.).....	63
Figura 29 : representación del potencial de desarrollo tecnológico de diferentes electrolizadores.(Aguado Molina et al., 2021).....	64
Figura 30 : eficiencia de las celdas solares por tecnología. (Becerra & Física, n.d.)	68
Figura 31 : mercado de las células solares. (Ogbomo et al., 2017)	70
Figura 32 : representación de la ecuación tensión-corriente.(Componentes de Una Instalacion Solar Fotovoltaica, n.d.)	72
Figura 33 : efecto de la radiación. (Becerra & Física, n.d.)	73
Figura 34 : efecto de la temperatura. (Becerra & Física, n.d.).....	73
Figura 35 : asociación de módulos en paralelo. (___ Plataforma de Formación ___, n.d.)	74
Figura 36 : conexión en serie. (___ Plataforma de Formación ___, n.d.)	75
Figura 37 : esquema de conexión a la caja en caso paralelo y serie. (___ Plataforma de Formación ___, n.d.).....	76

Figura 38 : instalación fotovoltaica fija. (Plataforma de Formación, n.d.)	77
Figura 39 : estructuras móviles. (Plataforma de Formación, n.d.)	78
Figura 40 : ejemplo de un inversor de la marca power electronic. (Plataforma de Formación, n.d.)	79
Figura 41 : instalación con micro inversor.(Microinversores Fotovoltaicos. Cuando Usarlos y Ventajas - Quetzal Ingeniería, n.d.)	80
Figura 42 : instalación de inversor con string.(3 Importantes Diferencias Entre Inversor Central Y Microinversor, n.d.)	81
Figura 43 : instalación de inversor multistring.(Microinversores_ Todo Lo Que Tienes Que Saber _ Nergiza, n.d.)	81
Figura 44 : instalación de inversor central.(Guía Para La Legalización de Instalaciones, n.d.)	82
Figura 45 : esquema de instalación de un transformador.(Transformadores RYMEL Para Aplicaciones Solares, n.d.)	82
Figura 46 : modulo FV longi solar 540W. (Longie 540 Parametros, n.d.)	86
Figura 47 : inversores solares INGECON SUN. (PRD_4259_Archivo_ingecon-Sun-Power-Serie-b-1500vdc, n.d.)	87
Figura 48 : ejemplo de un seguidor a un eje N-S. (China Eje Único Sistema de Seguimiento Solar Seguidor Solar 1 Eje – Comprar Seguimiento Solar En Es.Made-in-China.Com, n.d.)	88
Figura 49 : esquema del proceso del funcionamiento del electrolizador PEM.(Carmo et al., 2013)	90
Figura 50 : balance de masa dentro de la celda. (Marangio et al., 2009)	91
Figura 51 : ejemplo de la curva de progresión V-Icon la contribución de cada voltaje, con el rango de operación.(Sartory et al., 2017)	96
Figura 52 : curva de voltaje V-Ide una electrolizador PEM.(Afshari et al., 2021)	96
Figura 53 : la influencia de la densidad de corriente en el cátodo sobre la polarización total de una celda.(Sartory et al., 2017)	98
Figura 54 : la influencia de la densidad de corriente en el ánodo sobre la polarización total de una celda.(Sartory et al., 2017)	98
Figura 55 : esquema general de las resistencias en un electrolizador PEM.(Afshari et al., 2021)	100
Figura 56 : curva de polarización V-Ide la celda del electrolizador.	104
Figura 57 : curva de polarización de los diferentes potenciales que caracterizan a la celda del electrolizador PEM.	105
Figura 58 : curva de polarización del modelo teórico y del modelo de Debe et al.	105
Figura 59 : curva de polarización del rendimiento del electrolizador PEM.	106
Figura 60 : producción de hidrógeno en función de la intensidad de corriente.	106
Figura 61 : producción de hidrógeno horaria en función de la intensidad de corriente.	107
Figura 62 : curva de consumo de energía por una celda durante el proceso de electrólisis.	107
Figura 63 : curva de consumo de energía por el electrolizador durante el proceso de electrólisis.	108
Figura 64 : curva de polarización de la celda del electrolizador en función de la temperatura.	109
Figura 65 : curva del rendimiento de la celda del electrolizador en función de la temperatura.	109
Figura 66 : producción de hidrógeno por la celda del electrolizador en función de la temperatura de operación.	110
Figura 67 : consumo eléctrico por temperatura de operación.	111
Figura 68 : curva de polarización V-Ien función de la presión de operación de la celda del electrolizador PEM.	112
Figura 69 : rendimientos del electrolizador con diferente presión de operación.	112
Figura 70 : producción de hidrógeno con varias presiones de operación.	113
Figura 71 : consumo eléctrico del electrolizador con diferentes presiones de operación.	113
Figura 72 : curva de poliraziacion V-Ide la simulación.	114
Figura 73 : producción de energía solar en Sevilla y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWp.	115

Figura 74 : producción de hidrógeno en Sevilla, potencia instalada 1MWp.	115
Figura 75 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWp....	116
Figura 76 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWp....	116
Figura 77 : producción de energía solar en Barcelona y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWp.	117
Figura 78 : producción de hidrógeno en Barcelona, potencia instalada 1MWp.	117
Figura 79 : producción de energía solar en Sevilla y consumo del PEMEC, potencia instalada 500Wp....	118
Figura 80 : producción de hidrógeno en Sevilla, potencia instalada 500KWp.....	119
Figura 81 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 500KWp.	119
Figura 82 : producción de hidrógeno en Madrid, potencia instalada 500KWp.	120
Figura 83 : producción de energía solar en Barcelona y consumo del PEMEC, potencia instalada 500KWp.	120
Figura 84 : producción de hidrógeno en Barcelona, potencia instalada 500KWp.....	121
Figura 85 : producción de energía solar en Sevilla y consumo del PEMEC, potencia instalada 125KWp...	122
Figura 86 :producción de hidrógeno en Sevilla, potencia instalada 125KWp.	122
Figura 87 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 125KWp.	123
Figura 88 :producción de hidrógeno en Madrid, potencia instalada 125 KWp.	123
Figura 89 : producción de energía solar en Barcelona y consumo del PEMEC, potencia instalada 125KWp.	124
Figura 90 : producción de hidrógeno en Barcelona, potencia instalada 125KWp.....	124

Índice de tablas

Tabla 1 : información general sobre el H ₂ .(TFM - MARTINVALINO, JUANCARLOS, n.d.)	34
Tabla 2: características del hidrógeno. (González García-Conde, n.d.)	35
Tabla 3 : comparación de propiedades entre diferentes elementos. (Aguado Molina et al., 2021).....	36
Tabla 4 : consumo energético en los procesos de compresión. (Ramón et al., n.d.)	48
Tabla 5 : comparación de energía gravimétrica y densidad volumétrica. (Ramón et al., n.d.).....	49
Tabla 6 : resumen de los estudios de instalaciones al nivel global durante el periodo 1989-2007. (Yilanci et al., 2009)	53
Tabla 7 : resumen de los proyectos actuales en Europa.(Ramón et al., n.d.)	53
Tabla 8 : resumen de las características de los electrolizadores. (Ramón et al., n.d.).....	57
Tabla 9 : resumen de los fabricantes de electrolizadores. (Gallandat et al., 2017).....	65
Tabla 10 : clasificación de las células solares. (___ Plataforma de Formación ___, n.d.).....	69
Tabla 11 : diferencia entre los paneles según la tecnología de fabricación. (Componentes de Una Instalacion Solar Fotovoltaica, n.d.).....	71
Tabla 12 : ficha técnica de la planta solar diseñada.	85
Tabla 13 : ficha técnica del módulo fotovoltaico. (Longie 540 Parametros, n.d.).....	86
Tabla 14 : ficha técnica del inversor. (PRD_4259_Archivo_ingecon-Sun-Power-Serie-b-1500vdc, n.d.)	87
Tabla 15 : características del seguidor fotovoltaico.	88

Notación

CO_2 : dióxido de carbono

H_2 : hidrógeno

CH_4 : metano

H_2O : agua

CO : monóxido de carbono

C : carbono

CC: corriente continua

AC: corriente alterna

e^- : electrón

KOH: hidróxido de potasio

H^+ : iones de hidrógeno

OH^- : iones de

NaOH: hidróxido de sodio

YSZ: circonio estabilizado con itria

Ni-YSZ: combinación de níquel y circonio estabilizado con itria

1. Introducción

En este capítulo se hace una introducción sobre el panorama energético actual, las fuentes de consumo de energía y el impacto de las emisiones de los gases de efecto invernadero sobre el medio ambiente. También se muestran los diferentes escenarios existentes según las políticas adoptadas por los gobiernos y la ruta a seguir para alcanzar los objetivos de cero carbono. Este capítulo tiene como objetivo mostrar cómo el hidrógeno verde puede ser la solución para alcanzar la descarbonización.

1.1. Panorama energético actual

Hoy en día, el desafío más grande de nuestro siglo es responder al incremento de la demanda energética global, resultado del aumento de la población mundial, así como alcanzar un nivel de vida estándar. De esta forma, en el año 2011, los siete mil millones de la población mundial han consumido 15 TW de energía. Las predicciones dicen que en el año 2050 esta escala aumentará hasta alcanzar 30 TW para los nueve mil millones de personas que constituirán la población mundial.

En la figura 1 se puede ver el consumo de energía primaria. La producción de potencia y su emisión de CO_2 está dividido en varias categorías. En 2011 el 85% del total de la energía consumida viene de fuente fósiles, sin embargo, debido a su naturaleza limitada y su distribución no homogénea, no se espera que los combustibles fósiles puedan mantenerse con el aumento de la demanda energética. [1]

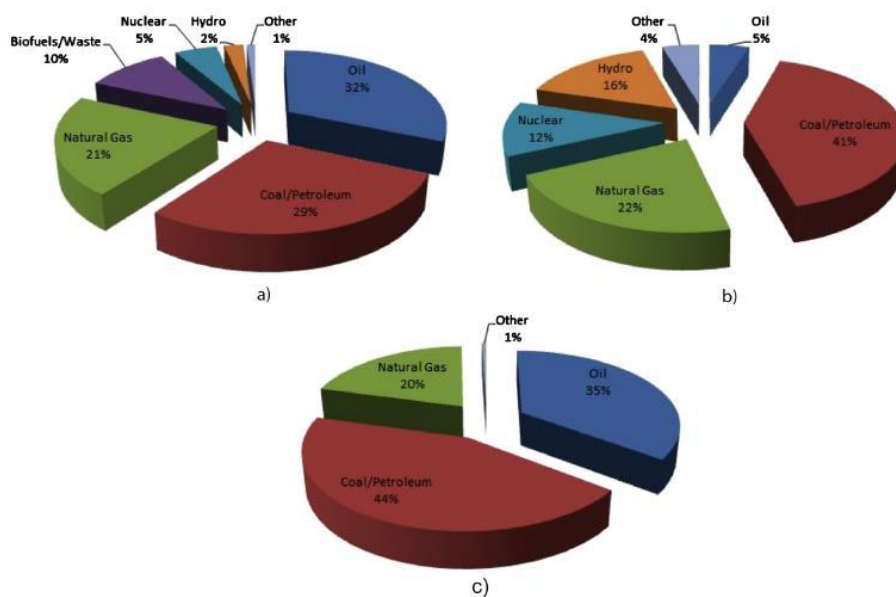


Figura 1 : la figura (a) representa la demanda energética global, (b) la producción eléctrica y (c) las emisiones en 2011 por fuente de energía [2].

Además, el calentamiento global no admite un incremento de la energía proveniente de los combustibles fósiles. La utilización de energías primarias fósiles estas últimas décadas ha contribuido de manera significativa en el aumento de la emisión de CO_2 y su impacto sobre el medio ambiente, el petróleo y el gas son el origen de 62% de las emisiones del dióxido de carbono.[3]

La reducción de consumo de este tipo de energía y la minimización de su impacto ambiental es fundamental para alcanzar el acuerdo de París “COP 21” de diciembre 2015. Este acuerdo establece un plan de acción global con el objetivo último de limitar al aumento de temperatura mundial muy por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales. Para ello se considera imprescindible entrar en una senda rápida de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero “GEI”. [4]

La Unión Europea se ha comprometido a avanzar hacia el objetivo de llegar a emisiones netas nulas para mediados de este siglo.

La utilización a gran escala de la energía renovable como vector energético final es la opción más llamativa, el hidrógeno que utiliza como fuente primaria la energía renovable es una prioridad de la Comisión Europea para superar la hoja de ruta de la descarbonización.

A continuación, se muestra una serie de gráficos extraído del reporte de Bp 2018, que muestra el origen de la energía consumida desde 1993 hasta 2017.

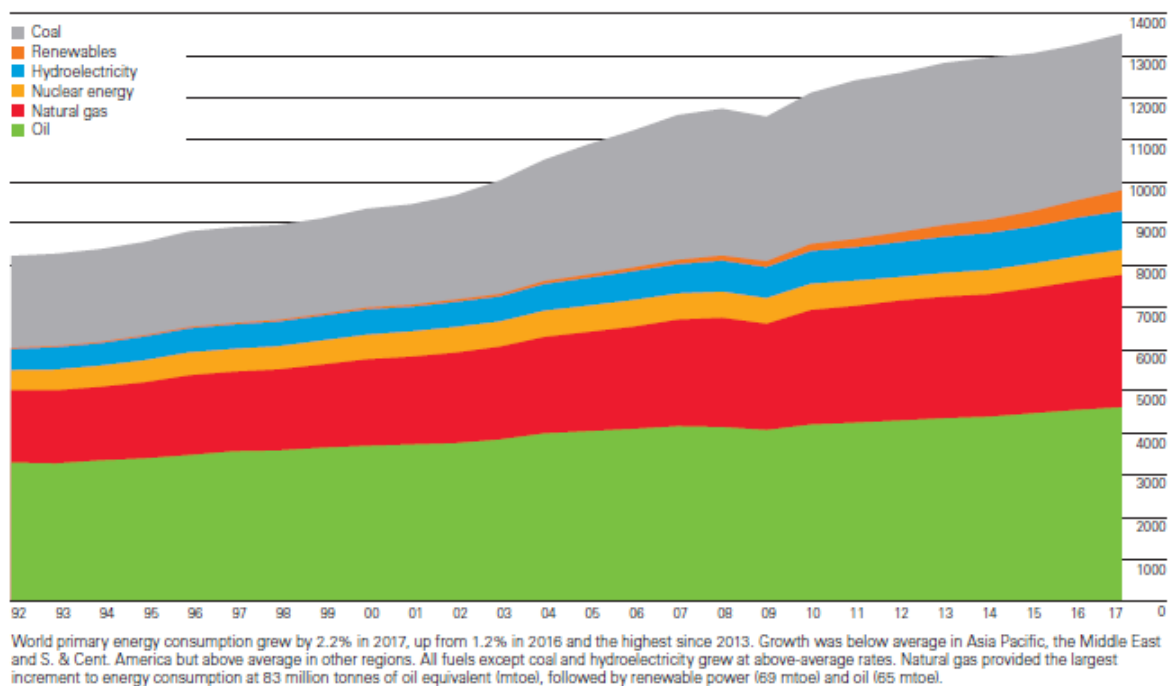


Figura 2 : consumo total de energía final por fuente. [5]

La figura 2 muestra la evolución mundial en el consumo total de energía final por tipo de fuente. Queda así reflejado el aumento de consumo global a lo largo del tiempo. Teniendo en cuenta que hay un 11% de la población mundial que no tiene acceso a la electricidad, se asume que es esta una carencia que debe resolverse para lograr el desarrollo pleno de estos países. Desde este gráfico podemos observar que en 2009 hay una brusca bajada del consumo energético debido a la crisis financiera, pero después su aumento continúa. Aunque los índices de energía renovable son mínimos frente a los de los combustibles fósiles, puede apreciarse con claridad su creciente importancia a partir del año 2010, año en el que se empezaron a construir tanto plantas de producción de energía renovable, como plantas fotovoltaicas o eólicas.

La evolución del consumo mundial de energía está dominada por el sector industrial y el de transporte que acumulan respectivamente el 29% y el 28,9% del total en el año 2017. Ahora bien, la mayoría de esta energía procede de combustibles fósiles, un 32% del petróleo, 22% del gas natural y un 27% del carbón. En el año 2017, el índice de energía renovable representa solo un 2%, es decir, se necesita aumentar este porcentaje de manera urgente para así reducir las emisiones del dióxido de carbono. [5]

En la figura 3 se puede ver la distribución de consumo mundial eléctrico y se aprecia que la relación entre el consumo de energía que posee un país y su desarrollo es proporcional. Los países europeos o norteamericanos, además de algunos países asiáticos, poseen una economía fuerte y niveles de calidad de vida elevados. Además, tal y como podemos observar, estos países son los mayores consumidores de energía eléctrica en el mundo. Frente a ellos, podemos tomar de referencia al continente africano, que al poseer un desarrollo inferior, también registra un consumo de energía muy bajo.

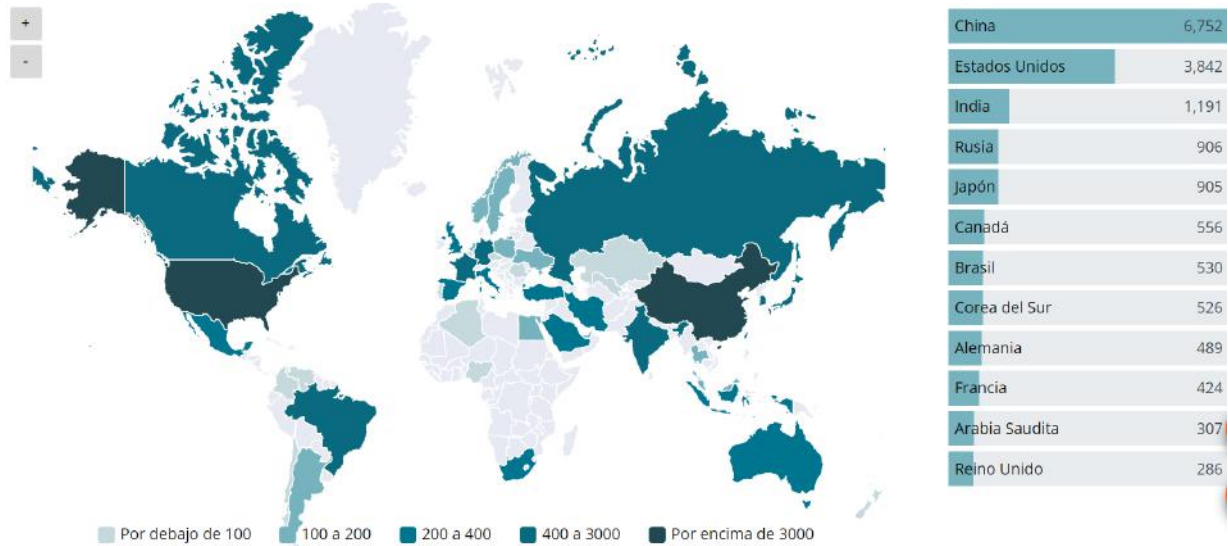


Figura 3 : consumo mundial de electricidad.[6]

El consumo mundial de electricidad nos permite conocer también la cantidad de emisión de CO_2 a lo largo del tiempo. Los países que consumen más energía son también los más contaminados, como podría ser el ejemplo de China o Estados Unidos. Tal y como se aprecia en la figura 4, las emisiones de CO_2 en Europa y Norte América se han quedado más o menos estables, pero en el continente asiático estas emisiones y en consecuencia, los índices de contaminación, han aumentado de manera proporcional al crecimiento económico de China. Hoy en día, este país representa a uno de los países que genera más de emisiones de CO_2 .

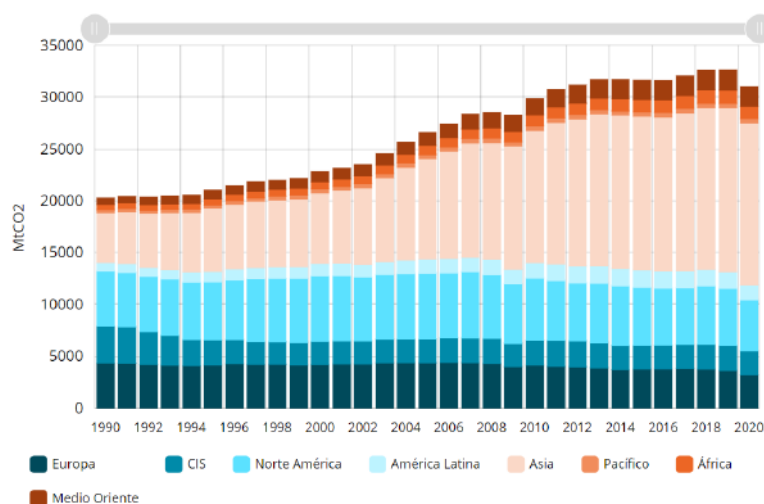


Figura 4: emisiones de CO_2 por continente.[6]

Una excepción ha ocurrido en el año 2020, donde las emisiones de CO_2 descendieron por debajo de los niveles de 2012. Posiblemente, este sea el resultado del impacto de la crisis del COVID 19 sobre la economía mundial y el consumo energético en particular. Las medidas que se tomaron, como, por ejemplo, la

restricción al transporte, redujeron de manera muy significativa las emisiones. El ejemplo más significativo lo encontramos en EEUU y Europa con un valor de -11%. Sin embargo, encontramos una excepción en el caso de China, donde las emisiones de CO_2 han aumentado un 1,6%.

1.2. Estrategia energética

La Agencia Internacional de Energía (IEA) contribuye desde 1993 a hacer previsiones a corto y largo plazo de la proyección energética según el modelo “the world energy Model”.

El world energy Outlook (WEO) hace uso de un enfoque de escenarios para examinar las tendencias futuras de energía dependiendo del (MEM). Para ello, construye varios escenarios, cada uno sobre cómo podría evolucionar el sistema energético a medio y largo plazo. Estos escenarios constituyen una comparación entre diferentes posibilidades de futuro basándose en parámetros actuales, permitiendo ir más allá de una única y reducida visión. [7]

En el world energy Outlook 2021, se modelaron cuatro escenarios:

1.2.1. Escenario de cero emisiones para 2050 (NZE)

Se trata de un escenario normativo que está diseñado para alcanzar un resultado específico en un periodo de tiempo limitado. Concretamente, este escenario consiste en limitar las emisiones de gases de efecto invernadero, limitar el aumento de la temperatura global a 1,5°C, permitir un acceso universal a servicios de energía y mejorar la calidad de aire. Para ello, se trazará una hoja de ruta que establezca cómo alcanzar estos objetivos. [7]

1.2.2. Escenario de compromiso anunciados (APS)

Se trata de un escenario que asume que todos los compromisos climáticos promovidos por los gobiernos de todo el mundo, incluidas las contribuciones determinadas a nivel (NDC) y las emisiones netas cero a largo plazo, se cumplirán en totalidad y en el tiempo establecido. Según este escenario, los países verdaderamente se disponen a cumplir sus promesas sobre la limitación y la reducción del calentamiento global a 1,5°C, lo que debe tomarse como la oportunidad para lograr los objetivos del acuerdo de París de 2015. [7]

1.2.3. Escenario de políticas declaradas (STEPS)

Al igual que el escenario (APS), el escenario (STEPS) es exploratorio. Esto quiere decir que define un conjunto de condiciones iniciales, como políticas y objetivos, y más tarde, se ve a dónde conducen. Para ello, se basa en modelos de sistemas energéticos, incluidos la dinámica del mercado y el progreso tecnológico. Este escenario refleja la configuración política actual a través de una evaluación de las políticas vigentes anunciadas por los gobiernos en cada sector, con el objetivo de proporcionar un punto de referencia para evaluar los logros potenciales de los desarrollos recientes en la política energética y climática global. [7]

1.2.4. Escenario de desarrollo sostenible (SDS)

Este escenario trata de trazar una ruta cuyo objetivo es permanecer por debajo de los 2°C establecidos en los acuerdos de París, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables, sostenibles y

modernos para el horizonte de 2030, una reducción significativa en la contaminación del aire y la adopción de medidas concretas para hacer frente al cambio climático.

Las políticas gubernamentales son esenciales a la hora de determinar qué escenario se escoge, así como la evolución de su sistema energético. También debemos tener en cuenta otros factores y elementos que pueden influir en el escenario, como son el contexto económico y demográfico, los costes del desarrollo de la tecnología y los precios y la accesibilidad a la energía. Además, también hemos de tener en cuenta los factores sociales, ya que, por ejemplo, la transición a una economía de bajas emisiones de carbono requiere un sistema energético más eficiente que depende menos de los combustibles fósiles, lo que permitirá el aumento de la calidad del aire y la reducción de su contaminación tanto en el exterior como en el interior de hogares, es decir, una mayor integración de las energías renovables en la economía. A continuación, se puede ver las emisiones de carbono según los escenarios descrito más arriba.

CO2 del sector energético y procesos industriales, escenarios WEO en comparación con escenarios IPCC con un aumento de temperatura de 1,5-1,6 ° C en 2100

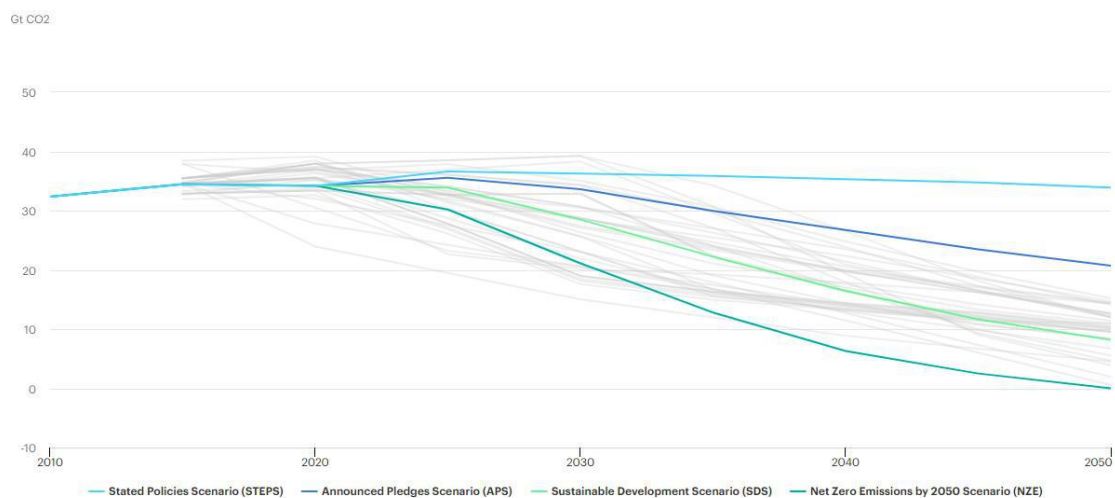
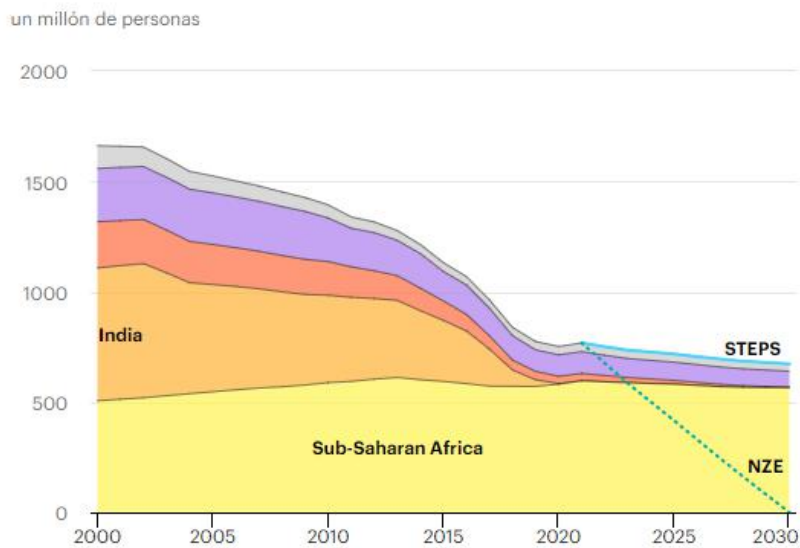


Figura 5 : evaluación de emisiones de CO_2 según los escenarios. [7]

En la figura 5 podemos observar que para lograr los objetivos de los acuerdos de París de cero emisiones de carbono para el año 2050, el escenario más plausible es el (NZE). El acuerdo de París también deja claro que los objetivos de mitigación del cambio climático deben cumplirse en el contexto del desarrollo sostenible y los esfuerzos de erradicación de la pobreza. Los escenarios NZE y SDS apoyan esta ruta, ya que creen en una democratización del acceso a la energía. La cooperación internacional es fundamental para lograr acelerar el progreso y la expansión de los programas de acceso a la energía a lo largo de 2030. Para alcanzar este objetivo se requiere una inversión de 43.000 millones de dólares.[8]

La figura 6 muestra la evolución del acceso de la población mundial a la electricidad. Mientras que el escenario (STEPS) presenta un estancamiento en el acceso de la electricidad en el mundo, el escenario (NZE) favorece un acceso mucho más libre, rápido y sostenible a la energía. Además, como está explicado anteriormente, el continente africano posee una de las regiones menos desarrolladas en este campo, denominada región Subsahariana. Una política global basada en el escenario (NZE) permitirá a esta región tener un acceso total a la electricidad en el año 2030, lo que permitirá la mejora de muchos parámetros sociales y económicos como son el acceso a la educación, la mejora de servicios de telecomunicaciones y de transporte, así como conectar esta región al resto del continente africano. Un mayor acceso a la electricidad significa también una industrialización de la región y la creación de nuevos puestos de trabajo, así como la posibilidad de poder hacer frente al cambio climático, ya que sin duda la región Subsahariana se presenta como una zona crítica en los años venideros, ya que la parte occidental del continente africano registra un calentamiento global más pronunciado que en otras partes del mundo. [9]



IEA. Reservados todos los derechos



Figura 6 : población sin acceso a la electricidad según los escenarios. [8]

La transformación del sector de la energía es fundamental para la transición a un mundo sostenible. La reducción de emisiones de CO_2 es uno de los desafíos más relevantes al que el mundo debe enfrentarse. Hoy día, el 40% de las emisiones de CO_2 provienen del sector de la energía. Además, el CO_2 que se produce debido al transporte por carreteras representa hoy un 20% de las emisiones. Estos dos factores son especialmente relevantes a la hora de hablar de contaminación urbana. La IEA supone que un 90% de la población mundial respira un aire contaminado, lo que provoca alrededor de 5 millones de muertes prematuras al año. El camino hacia una neutralidad de carbono necesita de medidas drásticas, un giro decisivo que no puede llevarse a cabo sin un uso mucho más amplio de las tecnologías de energía renovable en la producción de energías, así como la utilización de tecnologías más limpias, como podría ser la pila de combustible en el sector del transporte. En este escenario, el hidrógeno aparece como una alternativa para la descarbonización de la economía que puede aportar soluciones concretas y efectivas a las grandes emisiones de CO_2 , ya que la combustión de hidrógeno no contamina el aire y no genera emisiones. Por este motivo, la Unión Europea y más concretamente, España, perciben el hidrógeno como futuro candidato para liderar la producción de energía en las próximas décadas. Siempre que se respeten las promesas y políticas establecidas para alcanzar los objetivos deseados, según la Agencia Internacional de las Energías Renovables, el sistema energético futuro se construirá a partir de cinco pilares: En primer lugar, la electrificación a gran escala para lograr que la electricidad sea el principal vector energético, con una alta penetración de las fuentes renovables eólicas y solares. En segundo lugar, un sistema energético más flexible que permita aumentar el campo de la energía renovable en el paisaje energético mundial. En tercer lugar, la utilización de las energías renovables convencionales de manera más eficientes, como la biomasa y la hidroeléctrica para cubrir la demanda. En cuarto lugar, la utilización del hidrógeno renovable (verde) para sectores que son difíciles de electrificar o descarbonizar, como son el sector de transporte y la industria pesada. En último lugar, la

innovación tecnológica, para hacer frente a desafíos de los sectores complejos que emitan grandes cantidades de emisiones como el transporte marítimo o la aviación. Los procesos de producción de hidrógeno, en su mayoría, son de fuentes no renovables y se caracterizan por tener tecnologías muy maduras y relevantes, estimándose que su producción mundial es de 70 Mton/año, siendo sus mayores consumidores las refinerías y los sectores químicos.

La Agencia Internacional de la Energía prevé que el consumo de hidrógeno irá creciendo en sectores como el de transportes, para así lograr limitar las emisiones de azufre, o sectores como el de la agricultura, para poder hacer frente a las necesidades de una población en continuo crecimiento.

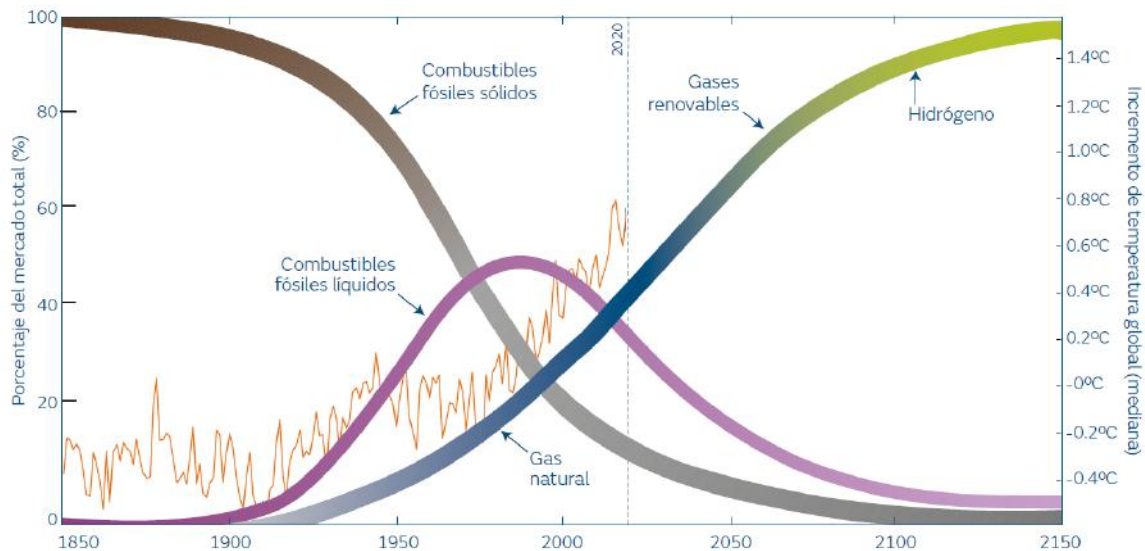


Figura 7 : variación de la temperatura global en función de los combustibles. [10]

Durante muchos años, la energía se ha utilizado de manera muy poco eficiente. Un ejemplo sería precisamente el del campo del transporte, donde los motores a combustión térmica tienen una eficiencia máxima de 45%. La utilización de una pila de combustible aumentaría este porcentaje a un 60% de eficiencia, al ser dispositivos electroquímicos y no estar limitados en cuanto a rendimiento máximo posible frente a los motores térmicos. La figura 7 refleja cómo en el año 2050 se estima que el hidrógeno será el primer combustible que ocupe más del 50% del mercado total de la energía. Esto tendrá un impacto positivo en la reducción del incremento de la temperatura global, de este modo se prevé que, a final de siglo, el mercado energético estará presidido por el hidrógeno. Esto se ajusta a los objetivos que aparecen en la hoja de ruta de hidrógeno de la Unión Europea. Finalmente, además de su participación en la descarbonización de todos los sectores energéticos a largo plazo, el hidrógeno es una materia prima de alto valor añadido. El hidrógeno podría ser, a largo plazo, hasta una solución para la ejecución de viajes espaciales de larga distancia, ya que el agua también existe en otros planetas. A continuación, vamos a explicar las medidas adoptadas por la Unión Europea para alcanzar estos objetivos que quedan resumidos en la hoja de ruta del hidrógeno.

1.3. Hoja de ruta del hidrógeno

Abordar el cambio climático y las emisiones de CO_2 es uno de los desafíos más importantes de nuestro siglo y para poder hacerlo, se ha tratado de establecer una hoja de ruta en la que el hidrógeno es el protagonista, una hoja de ruta que pretende poner rumbo a un mundo descarbonizado, así como realizar una transición energética que nos permita paliar los efectos del cambio climático. El hidrógeno se constituye como la gran alternativa a nuestro modelo de producción energética, su proceso de producción requiere de unas

tecnologías específicas y su consumo no genera emisiones. La Unión Europea y España han alcanzado acuerdos de cooperación en sus políticas para alcanzar juntos un objetivo común. Entre estas acciones podemos citar la inclusión del hidrógeno renovable en la directiva 2018/2001 relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables, así como el pacto verde europeo, que incluye el desarrollo y la aprobación de varias estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable.

A nivel nacional, el plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030 (PNIEC), establece y aprueba planes específicos para el fomento de las energías renovables. Así, en los epígrafes 1.8 y 1.2 se menciona el papel del hidrógeno en la gestión de los vertidos renovales del sistema eléctrico, y en el epígrafe 2.4 se establece un impulso de los vehículos eléctricos incluyendo la categoría de vehículos de pila de combustible. [11]

Para garantizar esta transición se han establecido tres horizontes temporales que ayudan a determinar los objetivos a cumplir a corto, medio y largo plazo, así como a alcanzar el objetivo de cero emisiones en el año 2050.[11]

1.3.1. Horizonte 2020-2024

Se prevé una instalación al menos de 6 GW de electrolizadores en la UE y una producción de hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable. Estas instalaciones en un primer momento tendrán lugar cerca de puntos de consumo, ya que el 80% del hidrógeno producido actualmente viene de fuentes fósiles. Integrar el hidrógeno renovable en esta primera fase será clave para futuros usos de hidrógeno a gran escala. En España, por ejemplo, se prevé una instalación de 300-600 MW de potencia de electrolizadores para el año 2024. Por ello se han establecido medidas que implican instrumentos regulatorios, pues actualmente el hidrógeno se considera como una actividad industrial de tipo química para la producción de gas inorgánico, siendo por tanto necesaria una modificación de la clasificación de la actividad industrial para el desarrollo y la integración del hidrógeno renovable en el ámbito industrial.[11]

1.3.2. Horizonte 2025-2030

Este horizonte prevé una instalación de 40 GW de electrolizadores, así como el aumento de la producción de hidrógeno renovable, para alcanzar 10 millones de toneladas en 2030 en la UE. Su objetivo no es solo el aumento de la producción de hidrógeno, sino también abastecer cada una de las áreas donde se ha identificado la demanda de consumo o su crecimiento en esta última década. El sector de la industria y del transporte representan los dos sectores que más vieron incrementado este consumo. En el sector de la industria se prevé una transformación mínima que implique que al menos el 25% del total de hidrógeno consumido en el año 2030 será hidrógeno verde. En el sector de transporte se estima un consumo final de energía renovable de 14% en 2030, al contrario que las estimaciones de PNIEC que estiman que será del 28%. Para el cumplimiento de estos objetivos en España se prevé la puesta en marcha de una flota de 150 a 200 autobuses de pila de combustible de hidrógeno en 2030 y un parque automóvil de 5000 a 7500 para el transporte de mercancías. Lo que implica evidentemente una instalación más amplia de punto de recarga. Así, en el año 2030 España tendrá, al menos, entre 100 y 150 hidrogenaras de acceso público, ya que actualmente existen solo seis estaciones de repostaje de hidrógeno y solo tres de ellas son públicas. Respecto a la utilización de trenes propulsados por hidrógeno, estos funcionarían a través de pilas de combustible en las vías no electrificadas, y se prevé la puesta en marcha y de forma continua de dos líneas comerciales de media y larga distancia. En el sector eléctrico se prevén proyectos comerciales de hidrógeno para el almacenamiento de la energía excedente. Para alcanzar todos estos objetivos se estima una inversión de 8.900 millones de euros y un fuerte apoyo gubernamental que persiga reducir las emisiones de CO_2 de 4,6 Mton en el periodo de 2020-2030.[11]

1.3.3. Horizonte 2030-2050

En esta última fase se supone que las tecnologías de producción de hidrógeno renovable deberán alcanzar la madurez para una producción a gran escala y una integración de uso de hidrógeno renovable en todos los sectores. Para cumplir los objetivos de los acuerdos de París de cero carbono como está definido en el escenario (NZE) de los escenarios de la (IEA), en el año 2050 se prevé que otros sectores difíciles de descarbonizar se unirán al uso del hidrógeno renovable. Algunos de estos sectores serán el de la aviación, el del transporte marítimo y el de procesos energéticos industriales de alta temperatura. También el desarrollo tecnológico llevará a que las técnicas de almacenamiento sean mucho más eficientes, favoreciéndose así el almacenamiento del hidrógeno, aprovechando por ejemplo la energía excedente producida en parques solares o eólicos.[11]

A modo de conclusión de este capítulo, podemos decir que hoy en día, el hidrógeno es un vector energético poco valorado por la mayor parte de la población, ya que su mercado es exclusivamente industrial. Pero las medidas y la hoja de ruta establecida van a ponerlo en el punto de mira. Su popularización llevará a un aumento de su utilización, otorgándole diversos usos. El capítulo siguiente tiene como objetivo una introducción a lo que es el hidrógeno y sus diferentes modos de producción.

2. El hidrógeno como vector energético

En este capítulo, se abordarán las características del hidrógeno, así como sus diferentes maneras de producción, sus ventajas y sus inconvenientes frente a otros combustibles. También se definirán sus modos de almacenamientos más comunes.

2.1. Una introducción sobre el hidrógeno

El hidrógeno constituye una alternativa para los combustibles convencionales. Su sencilla composición, un electrón, lo convierte en abundante, constituyendo aproximadamente el 90% de la materia bariónica del universo. Sin embargo, no lo encontramos de forma libre en nuestro planeta, sino formando moléculas en combinación con otros elementos como el agua. Por este motivo, para disponer de él es imprescindible desarrollar tecnologías que sean capaces de separarlo de dichos compuestos de forma eficiente. [12]

Hidrógeno	
1H	
Propiedad	Valor
Nombre	Hidrógeno
Símbolo	H
Serie química	No metales
Masa atómica	1,00797
Configuración electrónica	1 s ¹
Estados de oxidación	-1, 1 y 0
Estado ordinario	Gas
Densidad	0,0899 kg/Nm ³
Punto de fusión	14,025 K
Punto de ebullición	20,268 K
Punto crítico	23,97 K
	1,293·10 ⁶ Pa
Isótopos más estables	¹ H - Hidrógeno
	² H - Deuterio
	³ H - Tritio

Tabla 1 : información general sobre el H₂. [13]

El hidrógeno se considera un vector energético similar a la electricidad y no una fuente de energía como pueden ser la radiación solar o el gas natural. Esto lo convierte en un actor muy interesante para el almacenamiento de energía. Hoy día, el 80% del H₂ proviene de fuente fósil, su proceso productivo emite grandes cantidades de CO₂, siendo ésta comparable a las emisiones que emiten el Reino Unido e Indonesia juntas. Convertir la producción de H₂ a fuente de energía renovable será una clave para alcanzar los objetivos

del acuerdo de Paris “COP21” cero emisión de dióxido de carbono en 2030. Tal como está descrito en este capítulo, las propiedades energéticas del hidrógeno son decisivas para su cadena de valor, producción, consumo y distribución. A pesar de que sus propiedades fisicoquímicas no son ideales para su incorporación directa y de forma masiva en la economía, los cambios y beneficios que puede aportar son lo suficientemente importantes para considerarlo en la cadena de valor.[2]

2.2. Características del hidrógeno

Durante muchos años, el hidrógeno se ha constituido como un elemento de uso muy atractivo, pero aunque posee un gran potencial, no es un recurso energético como el gas natural, el petróleo o el carbono, sino un vector energético. A diferencia de los anteriores, el hidrógeno no se encuentra de manera libre en la naturaleza y necesita de un proceso de producción que permita aislarlo, como la electrólisis del agua. Esto ha llevado a que sea considerado como una alternativa demasiado cara frente a los combustibles fósiles, que tienen precios bajos y ya disponen de diversos avances tecnológicos, poseyendo por tanto ventaja frente al hidrógeno.

Las principales propiedades del hidrógeno son:

Characteristics	Unit	Value
Density	kg/m ³	0.0838
Higher Heating Value (HHV)/liquid hydrogen (LH ₂)	MJ/kg	141.90–119.90
HHV/cryogenic hydrogen gas (CGH ₂)	MJ/m ³	11.89–10.05
Boiling point	K	20.41
Freezing point	K	13.97
Density (liquid)	kg/m ³	70.8
Air diffusion coefficient	cm ² /s	0.61
Specific heat	kJ/kg K	14.89
Ignition limits in air	% (volum)	4–75
Ignition energy in the air	Millijoule	0.02
Ignition temperature	K	585.00
Flame temperature in air	K	2318.00
Energy in explosion	kJ/g TNT	58.823
Flame emissivity	%	17–25
Stoichiometric mixture in air	%	29.53
Air/fuel stoichiometry	kg/kg	34.30/1
Burning speed	cm/s	2.75
Power reserve factor	-	1.00

Tabla 2: características del hidrógeno. [14]

El H_2 tiene una densidad energética (valor de energía por unidad de masa) muy elevada. Mucho más que los combustibles convencionales. A modo de ejemplo, 1 Kg de H_2 tiene un valor energético 3 veces más alto que 1 Kg de gas natural, pero es un gas muy ligero con una densidad de solo 0,09 Kg/m³[10].

Esto provoca que no se pueda almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable. Para compensarlo, puede realizarse una compresión o licuación o transformación en otro combustible, pero ello requiere una energía adicional que debe ser aportada al proceso y, por tanto, se tendría que tener en cuenta en el balance energético. El punto de ebullición del hidrógeno es -253°C, lo que significa que, para un almacenamiento en forma líquida, se necesita recursos tecnológicos y energéticos importantes. La tabla 3

muestra las densidades energéticas de varios combustibles en su forma común de ser suministrada. Se ve que la energía almacenada volumétricamente en condiciones normales es muy baja comparada con el resto de los combustibles, pero la energía almacenada por unidad de masa es la más elevada debido a la baja densidad volumétrica que tiene el hidrógeno.

Fuel Type	Energy/Mass Unit (J/kg)	Energy/Volume Unit (J/m ³)	Energy Reserve Factor	Carbon Emission Specific (kgC/kg Fuel)
Liquid hydrogen	141.90	10.10	1.00	0.00
Hydrogen gas	141.90	0.013	1.00	0.00
Fuel oil	45.50	38.65	0.78	0.84
Gasoline	47.40	34.85	0.76	0.86
Jet fuel	46.50	35.30	0.75	-
GPL	48.80	24.40	0.62	-
GNL	50.00	23.00	0.61	-
Methanol	22.30	18.10	0.23	0.50
Ethanol	29.90	23.60	0.37	0.50
Biodiesel	37.00	33.00	-	0.50
Natural gases	50.00	0.04	0.75	0.46
Coal	30.00	-	-	0.50

Tabla 3 : comparación de propiedades entre diferentes elementos. [15]

El interés que la comunidad internacional está poniendo en la descarbonización, así como lo que puede lograrse con él, ha llevado a considerarlo el componente más prometedor del sistema energético en los próximos años. A continuación, expondremos las principales razones de su importancia:

- Su eficiencia energética: La utilización del hidrógeno en pilas de combustible para la transformación de energía química en energía eléctrica permite alcanzar unos niveles de rendimiento de 2 a 3 veces más alto en comparación con los motores térmicos tradicionales que están limitados a rendimiento inferiores al tope del ciclo de Carnot [16]. De esta forma, si usamos el hidrógeno en el ámbito del transporte, producido, comprimido, refrigerado y transportado hasta la estación de hidrógeno, pierde un 10% de su valor energético inicial. Una vez dentro del vehículo, el hidrógeno necesita ser convertido en electricidad, un proceso que tiene un rendimiento del 60%. Finalmente, la energía empleada para mover un coche tiene una eficiencia de 95%, por lo que, desde la fase de producción hasta la fase de consumo, tenemos una eficiencia del 30%. Este resultado es mejor que el de los motores térmicos, ya que estos solo poseen un 13% de eficiencia. [14]
- La dependencia energética: La dependencia energética que existe frente a los combustibles fósiles es una realidad desde hace ya muchos siglos, la mayoría de la economía mundial está basada en las energías fósiles, que superan más del 85%. Lo que permite a muchos países que tienen estos recursos fósiles utilizarlos con fines económicos y políticos. Un ejemplo sería el de la guerra de Yom Kipur, en 1974, que ha tenido como resultado el aumento del precio del barril de petróleo de 2,5 dólares/barril a 11,5 dólares/barril, o el conflicto Ruso-Ucraniano en 2009, que dejó muchas fábricas y alojamientos de Europa oriental y central sin electricidad y sin acceso al gas natural[17]. Más recientemente encontramos el conflicto entre Argelia y Marruecos. Además, los combustibles fósiles cada vez son más caros y menos rentables, ya que las reservas mundiales se están volviendo escasas. Por estos motivos, la necesidad de invertir en energía de fuente limpias es más que urgente.
- Su impacto ecológico: La combustión del hidrógeno no produce ningún gas que pueda afectar negativamente al medioambiente, pero produce desechos de agua. Entonces el uso de hidrógeno a

gran escala puede contribuir a la disminución de producción de los gases de efecto invernadero. Además, si es producido por energías renovables tendría un impacto de carbono casi nulo.

2.3. Clasificación del hidrógeno

Recientemente, se ha popularizado el uso de colores para distinguir el origen de producción del hidrógeno, ya sea producido por combustibles fósiles, renovables... etc.

Las diferentes maneras de producción de hidrógeno y su consumo final, pueden verse resumidas en la figura 8.

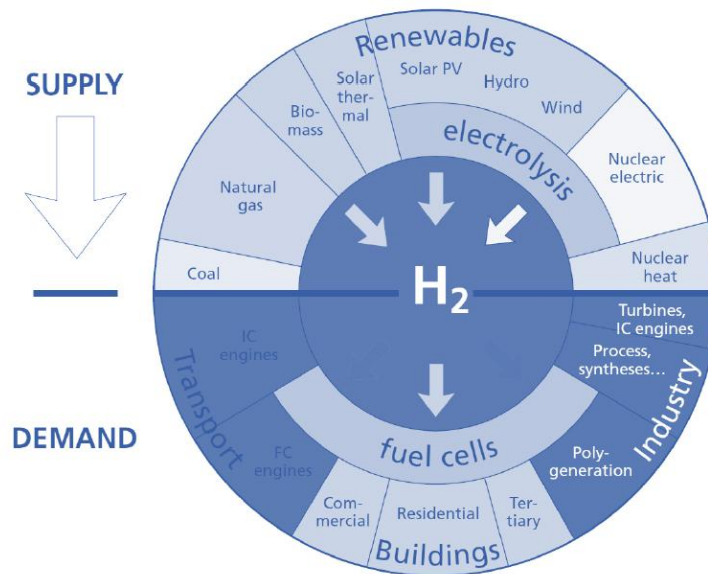


Figura 8 : esquema de fuente de producción y consumo del hidrógeno.[13]

La demanda de consumo mundial en 2015 es de 8 EJ, la industria que más consume esta producción es la industria química, que tiene una demanda de alrededor de 65% en aplicación de producción de amoníaco, polímeros o resinas. Luego vienen las industrias de refinerías y acero, que representan el 25% del consumo total, que emplean el hidrógeno para la aplicación de hydrocracking, hidro tratamiento, gas de formación...etc. El resto, es consumido por la industria general, en la producción de vidrio, combustible o gas de refrigeración.

Para alcanzar una economía descarbonizada, deben distinguirse las diferentes fuentes de energía con las cuales se produce el hidrógeno. Por ello, se ha realizado una clasificación de los tipos de hidrógenos según su fuente de producción, para facilitar su integración en el panorama energético. Han sido clasificados en diferentes colores. [11]:

El hidrógeno gris: Es el hidrógeno producido a base de combustible fósiles, principalmente el gas natural, a través de un proceso que provoca la liberación de cantidades importantes de CO_2 , sin tecnología de captura. Lo que lo diferencia del marrón y del negro son las cantidades de CO_2 liberados.

El hidrógeno azul: Es un hidrógeno que también se produce a partir de combustible fósiles, pero con un control de las emisiones de CO_2 que se liberan durante el proceso de producción a través de técnicas de captura/secuestro (CCS).

El hidrógeno verde: Es el hidrógeno producido a partir de fuentes de energías renovables, generalmente a través de la electrólisis del agua.

El hidrógeno negro o marrón: Es un término que se refiere al hidrógeno producido mediante la utilización del carbón.

El hidrógeno blanco: Se trata de un término incorporado recientemente que hace referencia al hidrógeno geológico de origen natural, que se encuentra en depósitos subterráneos y puede extraerse mediante la fracturación hidráulica, aunque hoy en día no existe una estrategia global sobre la explotación de este recurso.

El hidrógeno rosa: Es un hidrógeno producido mediante energía nuclear, su proceso de producción no emite gases de efecto invernadero.

El hidrógeno turquesa: Es un hidrógeno poco conocido, que se produce a través de un proceso llamado pirólisis del metano que produce hidrógeno y carbono sólido. Además, se caracteriza por sus bajas emisiones de CO_2 .

El hidrógeno amarillo: Este término se ha incorporado recientemente para hacer referencia al hidrógeno producido a través de la electrólisis del agua con energía solar.

2.4. Modo de producción de Hidrógeno

En este apartado se describen las tecnologías que se utilizan en la industria para la producción de hidrógeno y sus diferentes fuentes de energía, como pueden ser la fuente de energía nuclear, la renovable, la fósil... etc.

En la producción de hidrógeno existen ya varios métodos, algunos más experimentados que otros. Algunos serían, por ejemplo, el reformado con vapor, la oxidación parcial, el reformado autotérmico y el reformado con plasma. También podríamos destacar el proceso de Kramer de alcoholes, que son aquellos que provienen de fuentes fósiles. Aunque el método de reformado con vapor representa el método más usado, estas técnicas se distinguen por un grado de control de su tecnología muy alto, ya que hace años que se utilizan. Por otro lado, encontramos métodos que han incorporado las fuentes renovables, como la electrólisis, la pirólisis o también métodos innovadores como el fotobiológico, o los microorganismos fermentativos, que aún están en fase de experimentación. A modo de conclusión, podemos afirmar que, para la producción de hidrógeno a base de fuentes renovables, la electrólisis del agua es la tecnología más prometedora.

Hoy día, la mayoría de la producción de hidrógeno viene de los combustibles fósiles. Desde un 48% correspondiente al gas natural, seguido por un 30% del petróleo hasta un 18% del carbón. No obstante, las energías renovables ocupan aún un lugar pequeño en la producción de hidrógeno frente a las fósiles, ya que la electrólisis corresponde únicamente a un 4% del hidrógeno producido. Esto puede observarse en la figura 9:

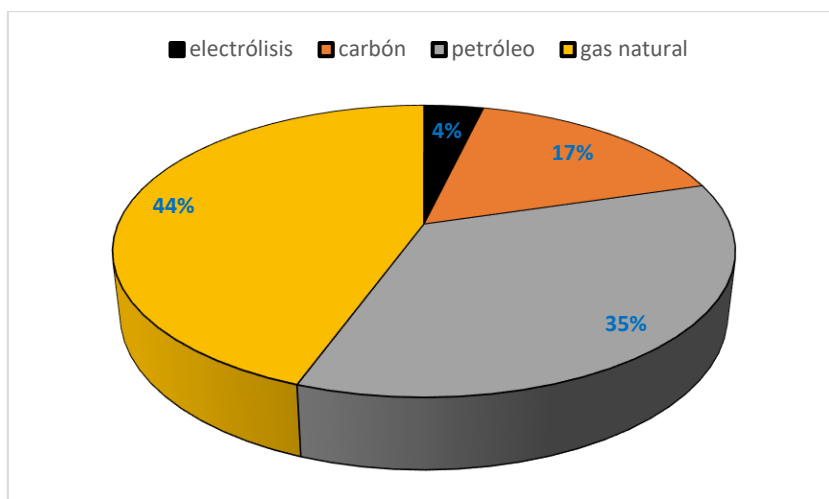


Figura 9 : producción y consumo de hidrógeno industrial.[14]

La figura 10 expresa las cantidades de energía consumida para la producción de hidrógeno y también las cantidades de hidrógeno consumido en las diferentes aplicaciones industriales como se describió previamente.

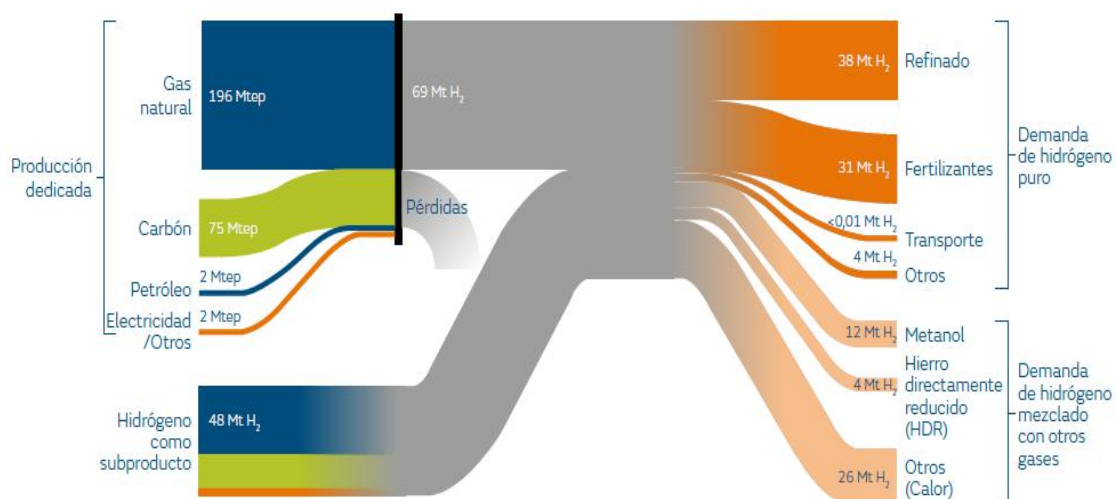


Figura 10 : cadena de valor actual del hidrógeno. [10]

2.4.1. producción a partir del gas natural

Actualmente, el gas natural es la primera fuente de producción de hidrógeno, a través del proceso de reformado del metano o la pirólisis. Esto ocurre ya que se trata de un recurso abundante en la naturaleza y su precio es relativamente bajo. Además, el gas natural está constituido al 25% de hidrógeno, lo que le ofrece una ventaja frente a otros combustibles fósiles. Es España, por ejemplo, el 6% del gas natural consumido está destinado a la producción de hidrógeno. El inconveniente de este proceso, como está descrito más arriba, es su liberación de grandes cantidades de CO_2 . En el reformado del gas natural, por ejemplo, para producir 1 tonelada de H_2 se liberan 11 toneladas de CO_2 . Para hacer frente a este inconveniente, se ha propuesto desarrollar la técnica de la pirólisis, que permite reducir las cantidades de CO_2 liberadas en un 50%. [14]

- Reformado del gas natural

Es un proceso donde la descomposición de metano da como resultado la producción de hidrógeno y la oxidación del carbón. Este proceso se produce a temperaturas muy altas, normalmente entre 700-1000°C, con la presencia de un catalizador y un agente oxidante. Existen tres métodos de reformado que son definidos en la figura 11. Serían el reformado con vapor de agua, la oxidación parcial con oxígeno o aire, o lo que sería la combinación de los dos, el reformado autotérmico.

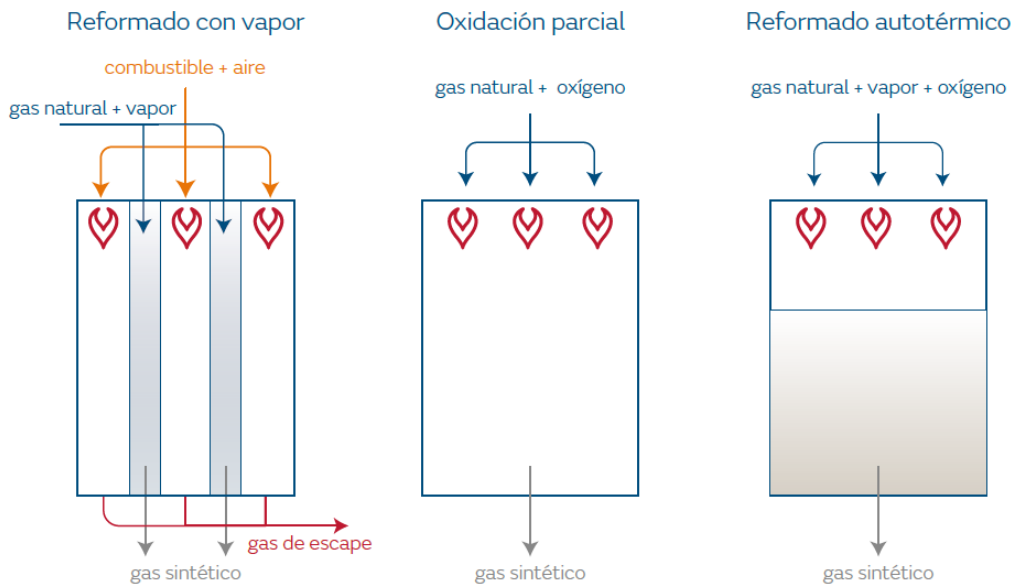
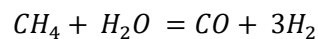


Figura 11 : tipos de reformado del gas natural. [10]

- Reformado con vapor

Es la técnica de producción de hidrógeno más eficiente y más económica que existe, aunque en este proceso no se tiene en consideración el coste de las cantidades de CO_2 liberado durante la reacción. Es un proceso que se puede aplicar a la mayoría de los hidrocarburos, ya sean líquido o gaseosos. El reformado de metano (CH_4) con vapor de agua es un proceso que lleva décadas empleándose para lograr la producción de Hidrógeno, ya que se trata de un proceso bastante económico y se dispone de grandes cantidades de gas. La reacción que tiene lugar se puede expresar de la siguiente manera:



El rendimiento de este proceso se determina mediante la relación que hay entre la energía del hidrógeno producido y la energía que había en el combustible utilizado. Se trata de una reacción endotérmica, en la que la gran mayoría de la energía térmica liberada se puede recuperar introduciéndola de nuevo en el proceso. El grado en que se recupera la energía determina su rendimiento, además, el hecho de que en el reformado con vapor el hidrógeno que hay en el agua se libere durante la reacción, hace que aumente de manera general el rendimiento global de producción (Aguado Molina et al., 2021).

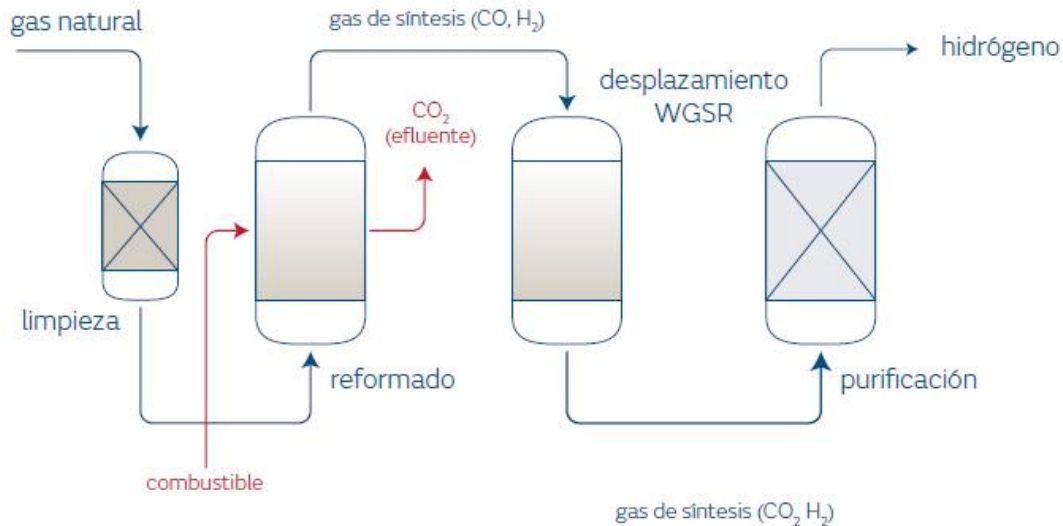
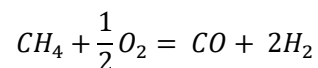


Figura 12 : proceso de fabricación de hidrógeno por reformado. [10]

El gas natural en su forma estándar tiene cantidades de azufre importantes, con este motivo se necesita un tratamiento para la limpieza y la extracción de todas las impurezas que puedan contaminar o deteriorar el catalizador de níquel que permite al gas natural reaccionar con el vapor de agua. Este proceso normalmente se produce a una temperatura de 122°K y una presión que oscila entre los 20 y los 30 bares. Una vez la reacción se ha producido, se obtiene como resultado la producción de H_2 y monóxido de carbono, que a su vez se transforma en otro reactor. Al final de todo este proceso, se obtiene una cantidad de producción de H_2 del 70-75%, un 2-6% de metano, un 7-10% de CO y un 6-14% de CO_2 . No obstante, una de las desventajas de esta técnica de producción es la necesidad de aportar grandes cantidades de energía y el uso de reactores de gran tamaño. (Aguado Molina et al., 2021).

- Oxidación parcial

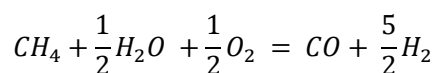
Es una alternativa de producción empleada para combustibles de automóviles y aplicaciones comerciales. A diferencia del reformado con vapor, este proceso se lleva a cabo con una combustión parcial del metano en presencia de oxígeno, una reacción que puede ocurrir sin uso del catalizador. El uso del catalizador se emplea para la reducción de la temperatura del proceso, que está a 1500°C. Se trata por tanto de un proceso que tiene como ventaja ser mucho más compacto, obteniendo una reducción del coste energético del 10-15%. La reacción de este proceso se puede escribir de la siguiente manera.



En los casos donde se requiere una pureza elevada del hidrógeno para su aplicación, por ejemplo, en pila de combustible, se usa como oxidante el oxígeno puro. [10]

- Reformado autotérmico

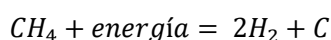
Este proceso es una combinación de las dos técnicas mencionadas anteriormente. Con la oxidación parcial del gas, se genera el calor necesario para la oxidación en el reformado con vapor. Las dos reacciones ocurren simultáneamente, como se describe a continuación:



La combinación de las dos reacciones con el vapor de agua y el oxígeno produce cantidades de hidrógeno mucho más altas que en una reacción separada. También provoca una disminución del aporte de energía necesaria al proceso. Pero como en cada proceso hay desventajas, en este, el uso de fuentes de alimentación tanto líquidas como gaseosas, hace que se necesite el uso de equipos complejos que tienen un coste adicional. [14]

- Pirólisis

La pirólisis del gas natural es una de las tecnologías más recientes. Esta técnica se está desarrollando para la producción del hidrógeno a partir del metano, permitiendo la descomposición de este para producir hidrógeno y carbón. Podemos expresar esta reacción de la siguiente manera:



A diferencia de los otros procesos, no se necesita un agente oxidante como el aire o el agua, por lo que no se añade ningún componente químico al proceso. Además, esta reacción produce cero emisiones de dióxido de carbono.

Esta técnica requiere poco aporte de energía, además, se pueden utilizar energías de fuente renovable para este pequeño aporte necesario. Uno de los problemas de este proceso es la dificultad de eliminar el carbono generado, ya que puede bloquear los poros del catalizador o la hidrodinámica del reactor. Por este motivo, el uso de metales o sales fundidas estables son necesarios, así como que la reacción ocurra a una temperatura de 1200°C. En la figura 13 se muestra el proceso de producción de hidrógeno mediante la técnica de pirólisis con una alimentación en energía de fuente renovable. [10]

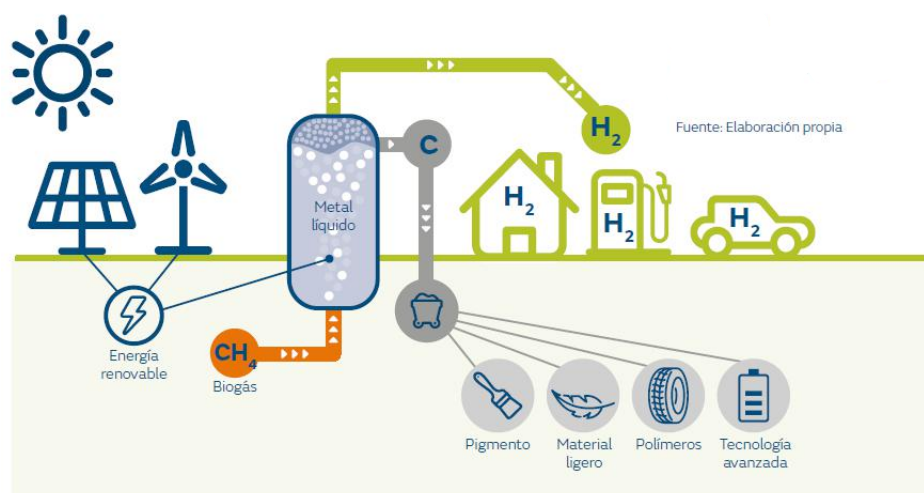


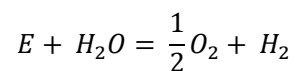
Figura 13 : producción de hidrógeno por pirólisis. [10]

En este proceso, el metano se inyecta en un reactor de borboteo y se convierte a líquido. Así, el carbón producido tiene una mayor densidad y flota en la superficie del líquido fundido, lo que evita la desactivación del líquido catalítico y favorece la separación del carbón, que se obtendrá de forma pura, pudiéndose usar para aplicaciones industriales.

2.4.2. producción a partir del agua

- Electrólisis

El proceso de la electrólisis del agua consiste en la separación de moléculas de agua para producir gas de hidrógeno y oxígeno mediante una corriente eléctrica y un dispositivo electrolizador. Es un proceso similar a los de pila de combustible, solo que en este caso se trata de un proceso inverso. Durante décadas, esta técnica fue destacada por ser costosa económicamente, pero actualmente puede optimizarse mediante la energía que proviene de fuente renovables. Además, posee un rendimiento del del 60% al 75% y puede producir cantidades altas de hidrógeno. En la figura de abajo puede apreciarse la reacción que ocurre dentro de un electrolizador. La reacción que tiene lugar puede expresarse de la siguiente manera:



Hoy en día, hay dos tipos de electrolizador comerciales: el alcalino, que utiliza el hidróxido de potasio en el electrolito y el electrolizador PEM, que utiliza un electrolito de membrana de polímero sólido. También encontramos el electrolizador oxido sólido, aunque de momento no está en fase comercial. Estos tipos de dispositivos nos ofrecen la opción de tener un hidrógeno y oxígeno caracterizados por su alto nivel de pureza, que pueden emplearse tanto en la industria farmacéutica (por el oxígeno) como en procesos de producción de potencia (por el hidrógeno). Por este motivo la apuesta que se ha hecho hasta el horizonte 2030 es el desarrollo a gran escala de electrolizadores que pueden responder a la demanda de hidrógeno en Europa y España en particular. [18]

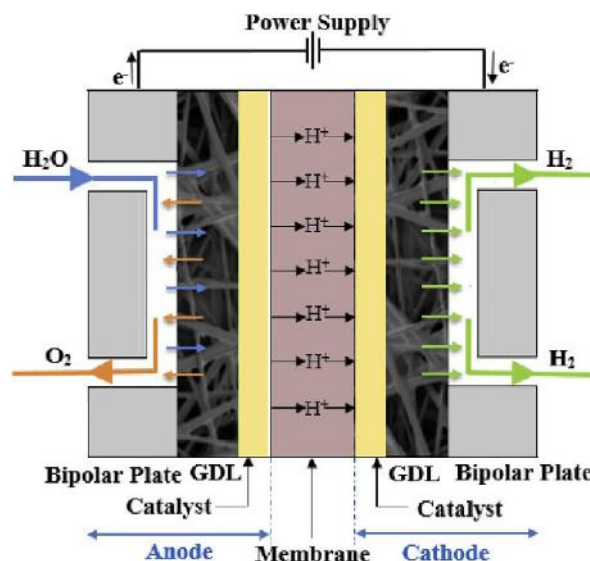


Figura 14 : producción de hidrógeno mediante un electrolizador PEM. [19]

El hecho de que la electrólisis sea un proceso que tiene cero emisiones de CO_2 , así como que utilice la energía renovable como fuente, lo convierte en la tecnología de producción de hidrógeno a gran escala por excelencia.

- Fotólisis

Es un proceso innovador de producción de hidrógeno mediante la radiación solar, que utiliza fotocatalizadores como el óxido de titanio o el óxido de tungsteno. Gracias a su comportamiento semiconductor, cuando se incide un fotón sobre ellos se generan electrones y huecos positivos que favorecen reacciones de oxidación y reducción, lo que provoca la descomposición de las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno.

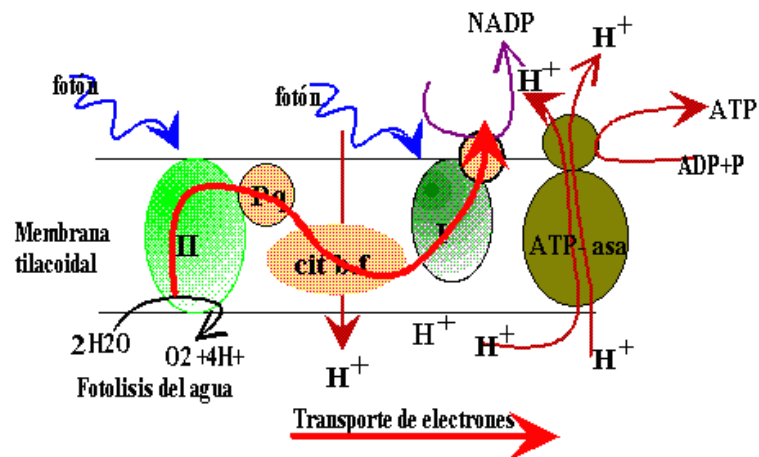
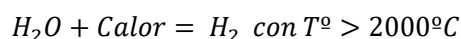


Figura 15 : producción de hidrógeno con fotólisis.[20]

Este proceso se puede llevar a cabo solo en las zonas ultravioletas del espectro de luz, ya que los fotones que se encuentran allí son los únicos que pueden generar un potencial suficiente para provocar un salto entre la banda de valencia y la banda de conducción de los fotocatalizadores. Sin embargo, uno de los inconvenientes es que los fotones ultravioletas representan solo el 4% de la radiación solar, así que el desarrollo de tecnologías que puedan funcionar con el espectro visible, es necesario para aumentar la eficiencia de este proceso. [10]

- Termólisis y ciclos químicos

La termólisis es un proceso que consiste en romper las moléculas de agua mediante energía. Si en la fotólisis esta energía se obtiene gracias a la absorción de los fotones, en la termólisis tenemos que aportar energía de otro modo. Una de las alternativas es a través de fuentes de energía renovable que provoquen cero emisiones de CO_2 . La energía vibracional obtenida por las altas temperatura de operación, serán suficientes para romper el 36% de los enlaces de agua. Este proceso tendrá lugar, tal y como se expresa debajo, a temperaturas superiores de $2000^\circ C$. [10]



Para llevar a cabo este proceso sin provocar un desequilibrio de balance energético, se utilizarán hornos solares. Sin embargo, estos componentes son muy caros, lo que reduce la competitividad del hidrógeno así producido frente al que proviene de otros modos de producción.

Por otro lado, la termoquímica es un proceso muy parecido a la termólisis, solo que en este caso se aprovecha del calor residual de centrales industriales como la termo eléctrica, la termo solar o la nuclear. Además, este proceso trabaja a una temperatura de $1000^\circ C$ con los compuestos químicos necesarios en la reacción. [14]

2.4.3. producción a partir de la gasificación

la gasificación es un proceso que convierte materia orgánica en gas, se oxida la materia sólida a una cierta temperatura para romper sus compuestos y pasarlos a fase gaseosa. De esta forma, se pueden obtener gases de síntesis como el hidrógeno, cuyo principio de operación está descrito en la figura de abajo, y consiste en poner en contacto una fuente de hidrocarburos como el carbón, la biomasa o los residuos orgánicos con oxígeno. La cantidad de oxígeno siempre está en defecto para evitar la oxidación completa a dióxido de carbono y agua, el oxígeno debe ser introducido de la forma más pura posible para aumentar la concentración de hidrógeno a la salida del proceso y evitar la formación de nitrógeno. Además, el proceso de gasificación tiene lugar a altas temperaturas, concretamente entre 1200°C-1400°C. a continuación, podemos distinguir los 3 tipos de gasificaciones empleadas hoy en día en la industria.[14]

- Gasificación de carbono

Este proceso se caracteriza por su oxidación parcial en presencia de oxígeno o vapor de agua. El proceso se realiza a una temperatura superior a 1000°C. El inconveniente del proceso es que a la hora de producir hidrógeno también se produce monóxido de carbono, que es un gas de efecto invernadero, pero añadir una tecnología de captura de esta sustancia resultaría bastante costoso.

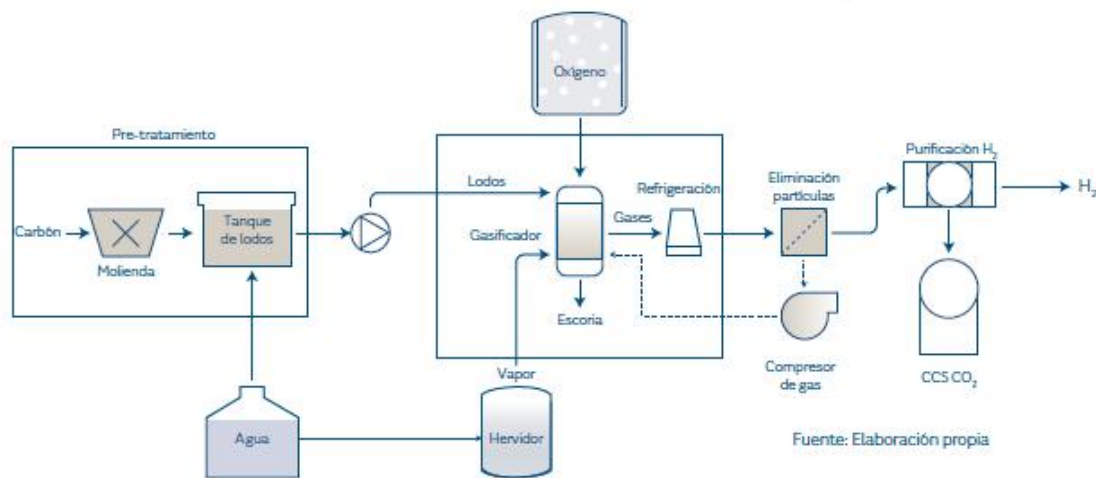


Figura 16 : proceso de gasificación de carbono. [10]

- Gasificación de biomasa

Este proceso también es similar al anterior, sin embargo, la escala de producción de hidrógeno a partir de la biomasa es mucho más pequeña debido a que contiene solo un 6% de hidrógeno en peso por término medio. En este proceso se requiere un porcentaje de agua por debajo del 30% en la materia orgánica. Además, durante este proceso se supone que las cantidades de dióxido de carbono que se capturan de la atmósfera son iguales a las cantidades liberadas, así que el hidrógeno producido a partir de esta tecnología se puede clasificar como hidrógeno verde. Además, podemos anotar que se puede mejorar este proceso si se acopla con otras tecnologías como la pirólisis.

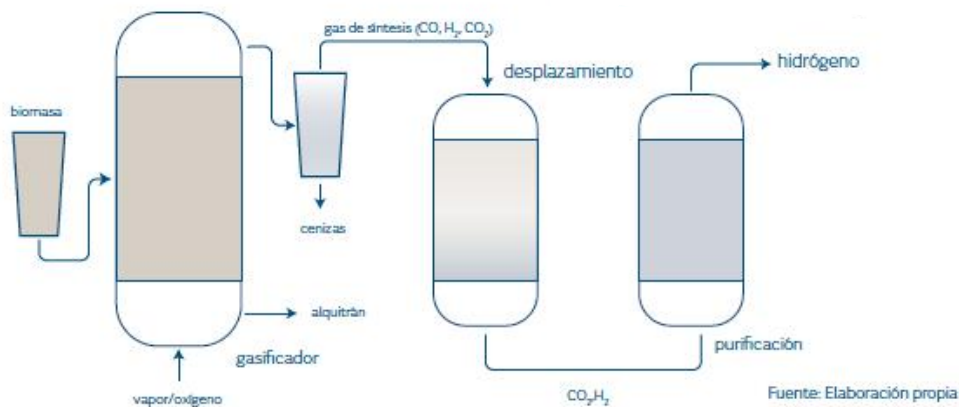


Figura 17 : proceso de producción de hidrógeno a partir de biomasa. [10]

- Gasificación de residuos

El proceso de gasificación de residuos se ha planteado no solo para la producción de hidrógeno, sino también para tratar residuos obtenidos de otros procesos, como la gasificación del plástico y otros residuos no reciclables y así aprovechar las cantidades de carbono de origen fósil que tienen. De este modo se puede dar otro uso a materiales que ya no se pueden reciclar, además de obtener otros tipos de gases como el metanol o el etanol.

2.4.4. reformado de fuente renovable

Para producir hidrógeno con bajas emisiones de dióxido de carbono, se ha desarrollado el reformado de compuestos renovable, un proceso similar al reformado con gas natural, a diferencia de que tiene muy bajas emisiones de CO_2 . Existen varios procesos, como el reformado de alcoholes como el etanol o metanol. El etanol se suele producir a partir de materias renovables y además se caracteriza por un contenido relativamente alto, concretamente de un 13% respecto al del metano, que es del 25%. En principio se producen 6 moles de hidrógeno por 1 mol de etanol, por este motivo resulta ventajoso como fuente de producción de hidrógeno. Sin embargo, el reformado de etanol es un sistema bastante complejo que necesita catalizadores de metales nobles, lo que afectará al coste final de proceso.[10]

En la misma línea de reformado de fuente renovable, se puede considerar el reformado de residuos como el glicerol, que es un subproducto del biodiesel que representa un 10% de su total. Como en los demás casos, se puede realizar con un reformado de vapor, oxidación parcial o autotérmica. También se pueden utilizar residuos orgánicos que provengan de depuradoras, licor negro o combustibles derivados de desechos agrícolas.

Por último, podemos distinguir el reformado en seco de biogás, que es un proceso que convierte moléculas muy estables como el etanol y el gas de dióxido de carbono en gas de síntesis. Este proceso se caracteriza por tener temperaturas de operación de $900^{\circ}C$ y bajas presiones.

2.4.5. Procesos químicos

La industria que fabrica la mayor cantidad de hidrógeno es la de fabricación de cloro-alkalino. Este proceso se basa en la electrólisis de cloruro de sodio, que da lugar a hidróxido de sodio, cloro e hidrógeno. Como en la electrólisis del agua, la fuente energética principal es la electricidad, así que se pueden utilizar fuentes renovables para la producción de hidrógeno verde. En la estequiometría de la reacción se supone que cada mol de cloro produce 1 mol de hidrógeno, debido a la alta demanda de cloro en la industria se asume una producción de hidrógeno del orden de 2Mt/año.

También tenemos la industria de refinería, que, aunque es una industria que posee una alta demanda de consumo de hidrógeno para los procesos de desulfuración, isomerización, desaromatización e hidro-craqueo, posee procesos de craqueo con vapor y de deshidrogenación de propano para fabricación de productos químicos que generan 18Mt/año de hidrógeno. Sin duda debido al consumo alto de este proceso no se pueden considerar las refinerías como productores de hidrógeno, sino más bien como consumidores de este.

2.5. Almacenamiento

El almacenamiento de energía constituye un elemento clave en la integración de las energías renovables. En el sistema energético global, la posibilidad de almacenar energía renovable durante periodos de sobreproducción y de reutilizarla durante periodos de déficit, elimina la necesidad de una generación flexible basada en fósiles y las emisiones de carbono correspondientes. Hay varias tecnologías de almacenamiento de energía, pero el hidrógeno se presenta como una opción muy prometedora para almacenar grandes cantidades de electricidad renovables durante largos periodos. Hay regiones donde los recursos energéticos renovables son abundantes y en los que, por tanto, la producción de electricidad a lo largo del año permite almacenar los excedentes en forma de hidrógeno que más tarde, por ejemplo, en invierno, se utilizará para alimentar sistemas de producción de potencia en regiones que tienen déficit de energía. La figura siguiente nos muestra la curva de demanda de electricidad y la generación solar en Europa.

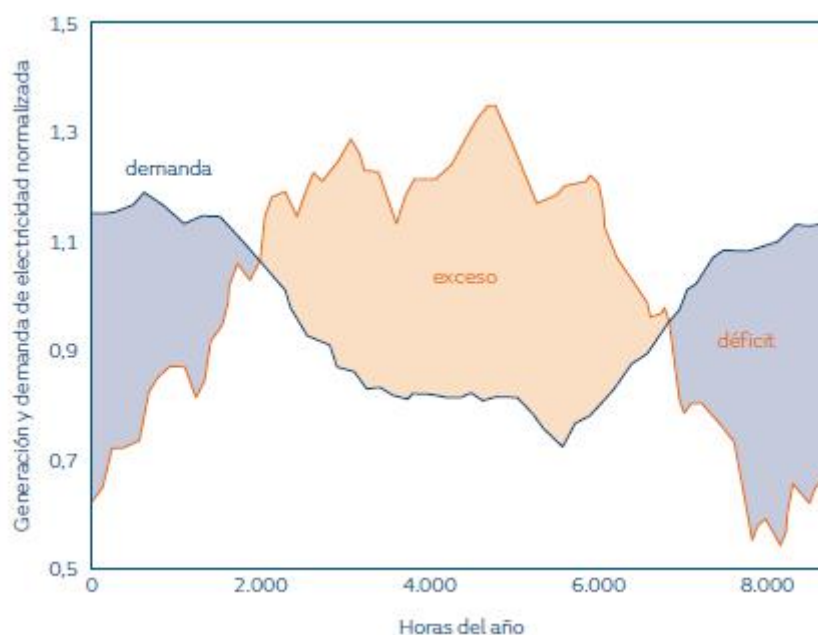


Figura 18 : comparación entre demanda eléctrica y producción solar en Europa. [10]

Pero debido a su densidad por unidad de volumen a diferencia de su alta energía por unidad de masa baja y una temperatura de licuefacción baja $-252,8^{\circ}\text{C}$, la manera de almacenarlo dependerá de su uso final y su aplicación. Esto se debe a que cuando un producto se almacena, se considera principalmente el volumen que ocupa y no la masa. Para incrementar esta diferencia de densidad, se usan diferentes métodos como la compresión, la licuefacción o la incorporación del hidrógeno dentro de compuestos químicos. A continuación, veremos las diferentes técnicas de almacenamiento.

2.5.1. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso

Unas de las formas más convencionales de almacenar hidrógeno comprimido, es en botellas de acero o en tanques ligeros de fibra de carbono. El hidrógeno en estado de gas requiere generalmente que los tanques estén a alta presión, entre 350 y 700 bar. Generalmente se almacena a temperatura ambiente, mientras que otros tipos, como el hidrógeno crió-comprimido, se almacena a temperaturas superiores de -123°C . Los tanques de almacenamiento de hidrógeno se clasifican según los materiales de fabricación y la máxima presión admitida. Se puede observar en la tabla de abajo.

El consumo eléctrico por Kg de hidrógeno y el porcentaje de energía primaria consumido en el proceso.

	Energía primaria consumida en el proceso	Consumo eléctrico (kWh/kgH ₂)
H ₂ comprimido a 500 bar (incluyendo enfriamiento)	15 %	2,6
H ₂ comprimido a 900 bar (incluyendo enfriamiento)	21 %	3,5
Licuefacción	78 %	13

Tabla 4 : consumo energético en los procesos de compresión. [10]

Una compresión a 500 bar consume 2,6 KWh/Kg H₂, que representa el 15% de su energía primaria y un almacenamiento a 900 bar implica un consumo de 3,5 KWH/Kg de H₂, lo que representa un 21% de su energía primaria. El hidrógeno comprimido se utiliza generalmente en el almacenamiento de dentro de los vehículos.

2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno líquido

Una de las maneras de aumentar la densidad de almacenamiento del hidrógeno sería almacenarlo en estado líquido. Esto requiere temperaturas criogénicas debido a que el punto de ebullición es de $-252,8^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica.[12]

Esta manera de almacenar el hidrógeno aumenta significativamente la densidad de energía almacenada y permite un transporte a gran escala para camiones o barcos. En Estados Unidos esta manera de almacenar el hidrógeno representa el 90% del total [10], sin embargo, el consumo energético en almacenamiento líquido es muchos más alto, aunque aumentamos la densidad por unidad de volumen 71,9 Kg/m³ frente a 22,5 Kg/m³ en estado gaseoso a 30Mpa de presión. La tabla de abajo nos resume las diferentes densidades por modo de almacenamiento y por combustible. Esta manera es la más eficiente en modo de densidad por unidad de volumen, pero también la más costosa en relación a la energía.[14]

Forma de almacenamiento	Densidad energética		Densidad kg m ⁻³
	kJ kg ⁻¹	MJ m ⁻³	
Hidrógeno gas (ambiente 0,1 MPa)	120.000	10	0,090
Hidrógeno gas a 20 MPa	120.000	1.900	15,9
Hidrógeno gas a 30 MPa	120.000	2.700	22,5
Hidrógeno líquido	120.000	8.700	71,9
Hidrógeno en hidruros metálicos	2.000 - 9.000	5.000 - 15.000	
Hidrógeno en hidruro de metal característico	2.100	11.450	5.480
Metano (gas natural) a 0.1 MPa	56.000	37,4	0,688
Metanol	21.000	17.000	0,79
Etanol	28.000	22.000	0,79

Tabla 5 : comparación de energía gravimétrica y densidad volumétrica. [10]

El almacenamiento de hidrógeno líquido es una tecnología muy probada y constituye la base de la red de infraestructuras industriales y de distribución existentes. Para alcanzar temperaturas criogénicas, el hidrógeno pasa por tres etapas: En primer lugar, el gas se comprime, en segundo lugar, se enfría con nitrógeno hasta los -71 grados Celsius, y por último, se le hace expandir súbitamente para disminuir más su temperatura.

Los tanques de hidrógeno no están diseñados para soportar presiones internas sino para retener un líquido criogénico. Por tanto, el tanque tiene que estar muy bien aislado para eliminar transferencias de calor respecto al exterior, si no, la presión en el interior del tanque aumenta y puede provocar una pérdida de hidrógeno por escape a través de una válvula de alivio.[15]

2.5.3. Almacenamiento en hidruros

Otra manera de almacenar el hidrógeno es el almacenamiento en hidruros. Esta técnica consiste en poner unos tipos de metales como el paladio a determinadas temperaturas y presión. Estos son capaces de retener grandes cantidades de hidrógeno, formando hidruros metálicos. Después, solo hará falta calentarlos para que liberen las cantidades de hidrógeno almacenadas. De este modo, una característica de esta técnica sería su densidad alta de almacenando, además de ser un modo de almacenamiento seguro y no tóxico, así como simple y económico. Los inconvenientes que presenta esta tecnología son el peso que tendría el metal y el precio del tipo del metal utilizado. Esto último podría provocar el encarecimiento de la técnica y su poca rentabilidad, por lo que desarrollar metales más baratos y eficientes es muy importante para que esta técnica sea competitiva frente a la otras.[15]

De este capítulo podemos concluir que la gran mayoría del hidrógeno consumido hoy en día proviene de fuentes fósiles. Como desafío, este trabajo plantea el paso a una producción de hidrógeno a través de energías renovables mejorando sus formas de almacenamiento. En el siguiente capítulo se hará una breve introducción sobre los sistemas híbridos fotovoltaicos de producción de hidrógeno con electrolizador.

3. Estado del arte de los sistemas híbridos

En este capítulo se hace una breve introducción sobre los sistemas híbridos fotovoltaicos para producción de hidrógeno con electrólisis, así como de los proyectos que ya se han realizado alrededor del mundo.

3.1. Definición de los sistemas híbridos

Hoy en día muchos países están mejorando su sistema energético para ir a una economía descarbonizada. Una de las formas más sencillas y sostenibles de producir hidrógeno es a través de la electrólisis. Es por ello que se está poniendo mucho interés en desarrollar estas infraestructuras, pues a través de ellas se alcanzará mayores grados de eficiencia y un precio de venta competitivo frente a los combustibles fósiles.

La electrólisis, tal y como está descrito en el apartado anterior, es una manera de producción de hidrógeno mediante una corriente eléctrica que permite integrar los dispositivos de producción de hidrógeno a través de electrolizadores, acoplándose a una instalación solar fotovoltaica que suministra la energía necesaria para llevar a cabo el proceso. Actualmente la mayoría de los proyectos existentes son proyectos pilotos que pretenden estudiar la viabilidad de estos sistemas híbridos y su integración en la industria. La ruta de hidrógeno apoya estos sistemas para aumentar la potencia de energía solar fotovoltaica instalada con el objetivo de producción de hidrógeno, así como el desarrollo de electrolizadores de gran potencia. Este apoyo se traduce también en leyes que han de ser reguladas, ya que en España el hidrógeno todavía está dentro de la ley de hidrocarburos, lo que hace que de momento esta transición encuentre grandes dificultades administrativas a la hora de emprender proyectos.

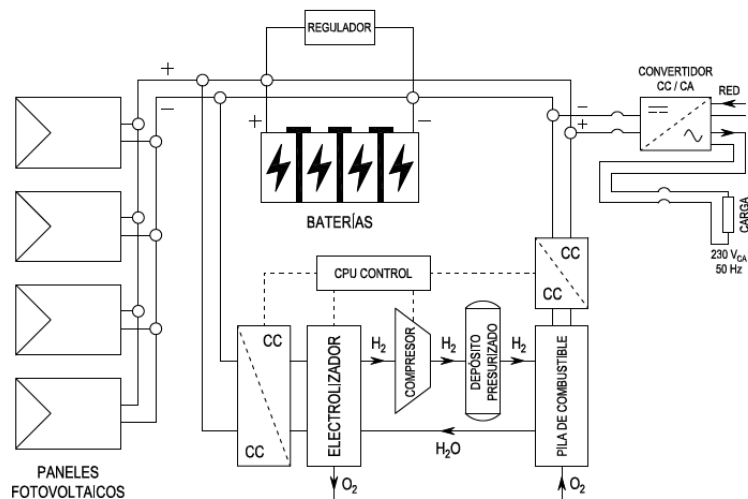


Figura 19 : instalación de producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica.[15]

Una de las desventajas de estos sistemas es el hecho de que los electrolizadores pueden funcionar solo durante el día, es decir, cuando hay radiación solar que permite el funcionamiento de la planta solar fotovoltaica. Sin embargo, la red eléctrica podría acabar con este problema, ya que, si combinamos una planta híbrida conectada a la red, podemos lograr que el electrolizador funcione todo el tiempo, así como tener una producción de hidrógeno más estable. No obstante, hay casos en los que la planta puede estar instalada en una ubicación aislada y en este caso una conexión a la red eléctrica no sería posible, por lo que los electrolizadores tendrían que funcionar solamente con la energía producida a través de los módulos fotovoltaicos. Hoy en día se pueden distinguir tres tipos de sistemas de instalaciones híbridas. Tal y como se

muestra en la figura de abajo, tenemos el acoplamiento directo, la conexión CC y la conexión AC o conexión con red. La mayoría de los electrolizadores comercializados son tipo AC, pero en este caso no se puede utilizar energía de la red sin la utilización de un inversor CC-AC. Si el electrolizador es de tipo CC, podemos hacer una conexión directa a los módulos fotovoltaicos con la utilización de un inversor de tipo CC-CC para tener un voltaje apropiado. Este último caso es más adecuado para sistemas de pequeña escala.

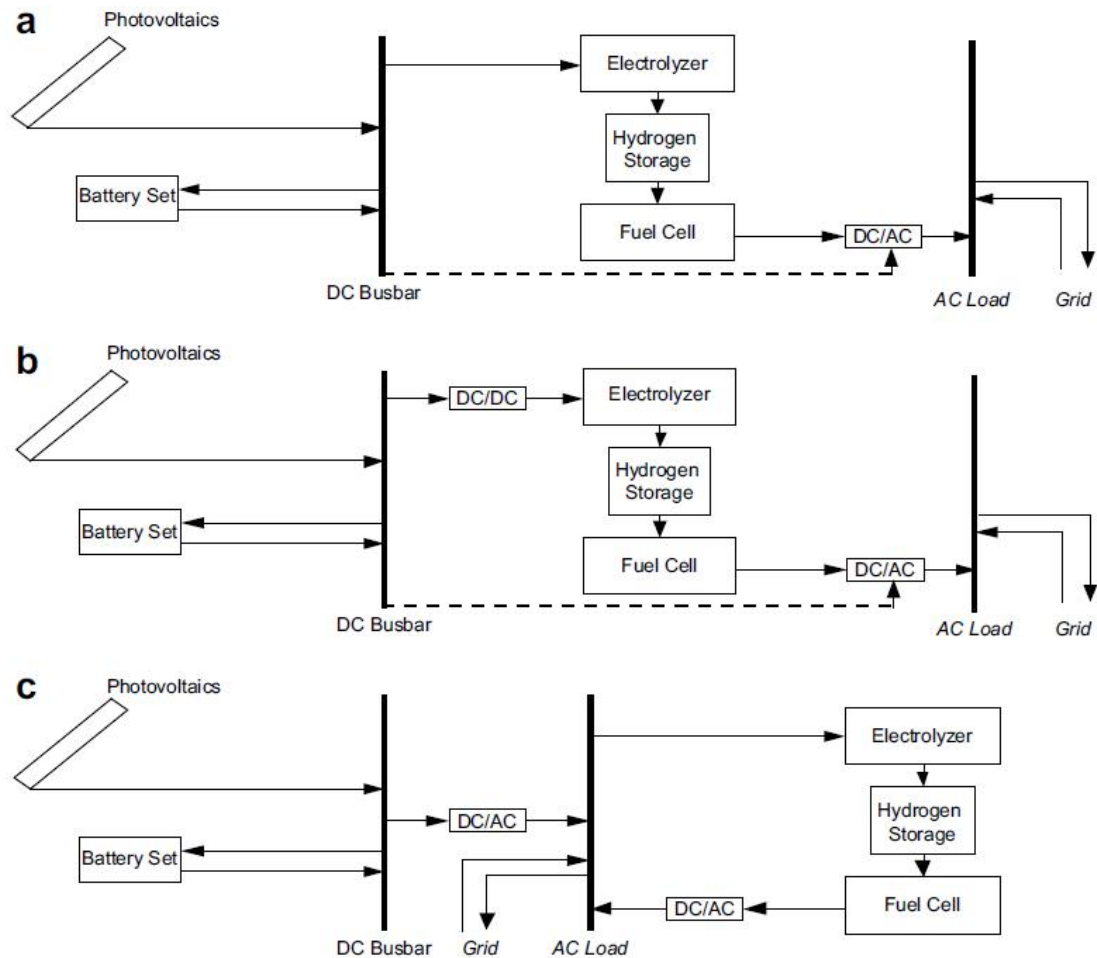


Figura 20 : a) instalación con conexión directa al electrolizador. b) instalación con conexión al electrolizador con inversor CC. c) instalación con conexión al electrolizador con inversor AC.

En la tabla siguiente se pueden distinguir unos proyectos híbridos para instalación estacionar alrededor del mundo. Se especifica que la mayoría de los proyectos están subvencionados por los gobiernos o han recibido fondos a través de otras instituciones estatales o universitarias. La única excepción de esta lista es el proyecto “private residence”, que es una instalación privada para una demanda interna de consumo. La mayoría de estos proyectos de electrolizadores instalados son de tipo alcalino, ya es esta la tecnología más desarrollada y usada a nivel comercial. Aunque los electrolizadores PEM ofrecen grandes posibilidades y tienen un alto potencial, otros, como el SOEC, todavía se encuentran en niveles experimentales, así que no se dispone hasta el momento de electrolizadores comerciales que se puedan utilizar en instalaciones de producción de hidrógeno verde.

Project name and time	Source		Electrolyzer		Battery		Hydrogen storage			Fuel cell	
	Type ^a	Installed power (kWp)	Type ^a	Power (kW)	Type	Energy capacity (kWh)	Type	Volume capacity (Nm ³ H ₂)	Energy capacity (kWh)	Type ^a	Power (kW)
FIRST (2000–2004)	PV	1.4	PEM	1	Lead acid	20	Metal hydrides, 30 bar	70	248	PEM	0.42
HARI (2002–)	PV– wind– microhydro	13–50–3.2	Alkaline	36	Lead acid	120	Pressurized tanks, 137 bar	2856	10,127	PEM	7
HRI (2001–)	PV–wind	1–10	Alkaline	5	Lead acid	42	Pressurized tanks, 10 bar	40	142	PEM	5
INTA (1989–1997)	PV	8.5	Alkaline	5	–	–	Metal hydrides – pressurized tanks, 200 bar	24–9	85–32	PAFC –PEM	10–7.5
PHOEBUS (1993–2003)	PV	43	Alkaline	26	Lead acid	304	Pressurized tanks, 120 bar	3000	10,638	PEM	5.6
SAPHYS (1994–1997)	PV	5.6	Alkaline	5	Lead acid	51	Pressurized tanks, 200 bar	120	426	PEM	3
SCHATZ (1989–1996)	PV	9.2	Alkaline	6	Lead acid	5.28	Pressurized tanks, 8 bar	60	213	PEM	1.5
Solar house (1992–1995)	PV	4.2	PEM	2	Lead acid	20	Pressurized tanks, 28 bar	400	1418	PEM	3.5
Solar hydrogen pilot plant (1990–1992)	PV	1.3	Alkaline	0.8	Lead acid	12	Pressurized tanks, 25 bar	200	709	PAFC	0.5
SWB (1989–1996)	PV	370	Alkaline	100	–	–	Pressurized tanks, 30 bar	5000	17,730	PAFC	80
CEC (2007–)	PV	5	PEM	3.35	Lead acid	28	Metal hydrides, 14 bar	5.4	19	PEM	2.4

Tabla 6 : resumen de los estudios de instalaciones a nivel global durante el periodo 1989-2007. [21]

Por otro lado, se puede ver una lista de proyectos más recientes a nivel europeo de instalaciones de electrolizadores integrados en sistemas híbridos. Se aprecia de manera significativa el incremento de potencia instalada desde el año 2014 hasta el 2018, que va de 1MW a 10 MW. En estos proyectos híbridos hay también conexión a sistemas de producción de potencia tradicional, como el proyecto REFHYNE en Wesseling, Alemania, de 10 MW. Al contrario del proyecto H2FUTUR en Linz, Austria, que utiliza la energía renovable para alimentar el electrolizador PEM.[10]

Proyecto	País	Tecnología	Fabricante	Potencia instalada
Audi e-gas (2013)	Werthe, Alemania	AEL	McPhy	6 MW
Jupiter 1000 (2014-2019)	Fos sur Mer, Francia	AEL + PEM	McPhy	0,5 MW AEL + 0,5 MW PEM
HyBalance (2017-2032)	Hobro, Dinamarca	PEM	Hydrogenics	1,25 MW
BigHIT (2016-2021)	Orkney, Reino Unido	PEM	ITM Power	1,5 MW
H2FUTURE (2017-2021)	Linz, Austria	PEM	Siemens	6 MW
REFHYNE (2018-2022)	Wesseling, Alemania	PEM	ITM Power	10 MW
GrInHy2.0 (2019-2022)	Salzgitter, Germany	SOEC	Sunfire	0,7 MW

Tabla 7 : resumen de los proyectos actual en Europa.[10]

Como conclusión, podemos decir que la mayoría de los proyectos realizados al respecto son todavía proyectos piloto. Cabe mencionar una excepción, que es el caso del proyecto REFHYNE, en Wesseling, Alemania. A continuación, se hará una introducción sobre los electrolizadores y los módulos fotovoltaicos, estudiando las características de estos dispositivos y los equipos auxiliares importantes en una instalación híbrida.

4. Estado del arte de los electrolizadores

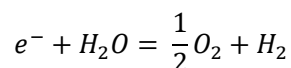
En este capítulo se ha realizado un estudio del estado del arte de los electrolizadores, definiendo los distintos tipos de electrolizadores diferentes, haciendo una comparativa entre ellos, y mostrando cuales son sus ventajas e inconvenientes. También se ha realizado una lista que muestra quiénes son los fabricantes de electrolizadores más importantes del mercado actual.

4.1. Tecnología de los electrolizadores

El proceso de la electrólisis del agua fue inventado durante la primera revolución industrial, alrededor del año 1800, cuando **Nicholson** y **Carlisle** descubrieron la capacidad de descomposición del agua con el electrolito. A partir de 1902, más de 400 máquinas industriales estaban en funcionamiento. La primera gran planta de electrólisis de agua entró en funcionamiento en el año 1939, con una capacidad de 10 000 Nm³ H₂/h. en 1948 entró en funcionamiento el primer electrolizador industrial presurizado fabricado por **Zdansky** y **Lonza**. General electric construyó el primer sistema de electrolito de polímero sólido (SPE) en 1966 y en 1972 se desarrolló la primera unidad de electrólisis de agua de oxido sólido. El desarrollo del alcalino avanzado comenzó en 1978, hoy día se están desarrollando el modelo membranas de intercambio de protones (PEM) y el modelo SOEC. [18, p. 1]

4.1.1. Definición y funcionamiento de los electrolizadores

El proceso de la electrólisis consiste en la disociación molecular del agua en sus elementos principales, que son el hidrógeno y el oxígeno, mediante una corriente eléctrica que circula entre dos electrodos, que son el ánodo y cátodo. Los dispositivos en los que se produce esta reacción se dominan electrolizadores. Estos electrolizadores tienen la misma composición que una pila de combustible, solo que la primera funciona con un proceso inverso a la pila. La reacción que ocurre dentro del stack puede expresarse de la siguiente manera:



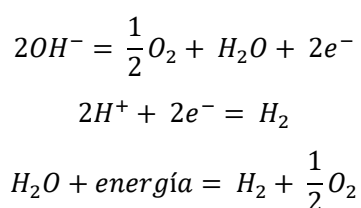
Actualmente hay dos tipos de electrolizadores comunes, el alcalino (utiliza el hidróxido de potasio en el electrolito) y el PEM (usa un electrolito de membrana de polímero sólido). El electrolizador alcalino es la tecnología que más tiempo lleva probándose, lo que hace que sea la más utilizada en la industria, pero como hemos visto anteriormente. también el electrolizador PEM tiene un potencial muy alto. Más abajo tenemos una figura de un electrolizador de hidrógeno comercial:



Figura 21 : modelo de un electrolizador PEM de grande potencia. [22]

Un electrolizador está formado por un grupo de celdas. Cada celda está provista de un electrodo negativo y un electrodo positivo, estos electrodos están sumergidos dentro de una solución conductora llamada electrolito, que está formada por iones de hidrógeno o hidróxido. Aunque habitualmente en el caso de los electrolizadores alcalinos esta solución es el hidróxido de potasio (KOH). La función del electrolito es permitir que los iones disueltos por el electrodo pueden viajar de un lado a otro, es decir, de un electrodo a otro.

De forma general los electrodos se polarizan a través de una corriente continua (CC), lo que hace que los iones disueltos en el electrolito se muevan hacia el electrodo de carga opuesta donde tiene lugar la reacción electroquímica. Como el agua tiene una conductividad bastante baja, para mejorar el rendimiento del proceso se añaden soluciones de hidróxido o cloruros de sodio y de potasio, lo que libera iones de H^+ y OH^- . Como lo hemos explicado previamente, los iones de OH^- negativo se dirigen hacia el ánodo, donde ceden sus electrones. En el lado opuesto, los iones de H^+ se dirigen también hacia el cátodo. Estas dos reacciones tendrán como resultado la producción de hidrógeno en el cátodo mientras que en el ánodo se producirá oxígeno. Las reacciones ocurridas se expresan de la siguiente forma:



Durante el proceso de fabricación de los electrolizadores, generalmente el material del ánodo es el níquel o el cobre recubierto con óxido de magnesio. Estos materiales favorecen la formación del gas de oxígeno en su superficie, mientras que, en el cátodo, el material habitual es el níquel recubierto con menos cantidades de platino como catalizador para aumentar la producción de hidrógeno. Para aumentar el rendimiento de producción, se utiliza un separador de gas que permite el paso de iones, logrando que el hidrógeno y oxígeno formados no se vuelvan a mezclar.

La cantidad de los gases producidos es proporcional a la densidad de la corriente eléctrica. Cuanto mayor es la densidad, mayor es la tensión de alimentación requerida.[15]

El oxígeno y el hidrógeno son el resultado de la reacción de la electrólisis. Si bien el oxígeno se puede utilizar en varias industrias como la farmacéutica o agroalimentaria, el hidrógeno por su parte se puede utilizar como combustible para producción de potencia, ya que su uso como vector energético está confirmado.

El desarrollo tecnológico de estos dispositivos ha llevado a la industria a producir dispositivos de gran escala, aproximadamente de pocos KW hasta 2MW. Sin embargo, el objetivo es producir electrolizadores más grandes, concretamente de 1GW, como está definido en la hoja de ruta de hidrógeno, para de esta forma alcanzar e introducir el hidrógeno en el campo industrial a gran escala. [22]

4.1.2. Tipos de electrolizador

Existen varios tipos de electrolizadores que podemos dividir en categorías según su temperatura de funcionamiento. El tipo de electrolito que utiliza electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), electrolizador alcalino o el electrolizador de óxido sólido (SOEC). También en algunos casos, se dividen según el tipo de combustible con el que trabajan. En el caso del electrolizador alcalino y del electrolizador PEM para trabajar solo les hace falta una corriente eléctrica. En los electrolizadores de óxido sólido, además de una corriente eléctrica, hace falta un aporte de calor, ya que estos dispositivos trabajan con altas temperaturas. Todos estos criterios influyen a la hora de elegir el electrolizador adecuado para un proceso concreto.

En la tabla 8 se pueden resumir las principales características de los electrolizadores, que serán descritas posteriormente. Se puede ver el potencial que ofrece cada tecnología, por ejemplo, el electrolizador alcalino (AEC) es la tecnología más probada, seguida del electrolizador (PEM). Ambos tienen un rendimiento más o menos parecido, aunque el electrolizador (PEM) tiene mucha más flexibilidad para adaptarse a fuentes de energía renovable. Por otro lado, se nota que el electrolizador de óxido sólido tiene un rendimiento mayor debido a su operación con alta temperaturas.

Stack			
Electrolito	Solución de KOH	Membrana polimérica	Óxido sólido
Portador de carga	OH ⁻	H ⁺	O ₂ ⁻
Densidad de corriente (A/cm ²)	0,5	2,0	2,0
Voltaje (V)	1,75 - 2,4 V	1,6 - 2,0 V	1,2 - 1,3 V
Temperatura de operación (°C)	60 - 80	50 - 80	650 - 1.000
Presión de trabajo (bar)	1 - 30	30 - 80	1
Eficiencia eléctrica (kWh/Nm ₃ de H ₂ producido)	4,3 - 5,5	4,5 - 5,4	3,2 - 3,7
Eficiencia eléctrica (% PCI)*	63 - 70	56 - 60	74 - 81
Sistema genérico			
Consumo eléctrico a capacidad nominal (kWh/kg)	51	55-70	41-40
Coste capital (€/kW)	750	1.200-2.000	12.000-4.500
Costes de O&M (€/kg/día/año)	32	58	600-225

Tabla 8 : resumen de las características de los electrolizadores. [10]

Los electrolizadores que funcionan a una temperatura inferior a 150°C se denominan electrolizadores de baja temperatura y los que operan entre un rango de 700 a 1000°C se denominan electrolizadores de alta temperatura.

4.1.2.1. Electrolizador alcalino

Desde el descubrimiento de la electrólisis, el electrolizador alcalino ha sido la tecnología más probada y desarrollada dentro del campo de producción de hidrógeno, llegando a generar plantas de producción de gran escala. Es también la tecnología más usada y la más comercializada.

Se caracteriza por tener dos electrodos sumergidos dentro de una solución líquida de hidróxido de potasio (KOH) o de sodio (NaOH) con una concentración de 20-30%, aunque generalmente se prefiere utilizar el hidróxido de potasio ya que es mejor conductor.

Los electrodos están separados por el diafragma para que los gases no se mezclen. El diafragma tiene que ser permeable a las moléculas de H_2O y el ion hidróxido. En la siguiente tabla tenemos unas de las características del electrolizador alcalino:

El proceso de funcionamiento del electrolizador alcalino está descrito en la figura 22:

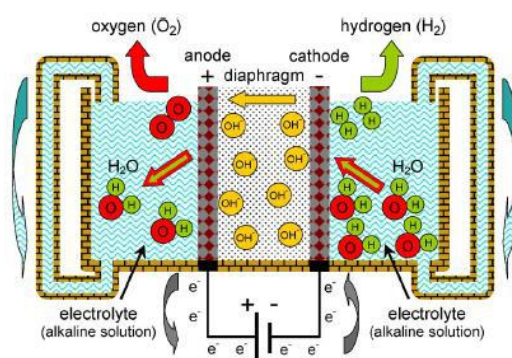


Figura 22 : esquema de funcionamiento de un electrolizador alcalino. [23]

El agua introducida dentro del cátodo se descompone en gas de hidrógeno H_2 e iones de OH^- . Los iones OH^- van a viajar hacia el ánodo a través del electrolito, donde se forma el gas de oxígeno O_2 . Como lo hemos visto anteriormente, los electrolizadores alcalinos tienen una temperatura de operación que está entre $100^\circ C$ a $150^\circ C$, su densidad de corriente suele ser de 100 a $300 mA/cm^2$ y alcanza un rendimiento del 50 al 60%, aunque con los avances que se están haciendo, ya puede alcanzar hasta un 70%. Uno de sus inconvenientes es que trabaja a una presión menor de 30 bar.

Durante su funcionamiento estos electrolizadores presentan un rango de carga parcial reducido y una respuesta lenta que desfavorece su implantación en instalación de transporte. Este inconveniente proviene del electrolito que se utiliza, ya que ralentiza el movimiento de los iones.

Se distinguen dos tipos de configuraciones de las células de los electrolizadores alcalinos:

- **Unipolar:**

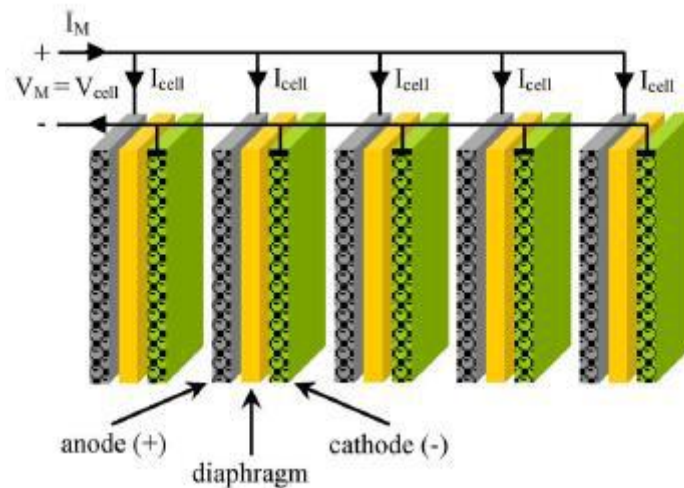


Figura 23 : esquema de funcionamiento de una conexión unipolar.[24]

En esta configuración los electrodos positivos y negativos que se pueden ver en la figura 23 están conectados o acoplados de manera paralela. Una vez conectados, se sumergen en el tanque para formar una celda unitaria. En esta configuración, el voltaje total aplicado es el mismo que el voltaje de una celda unitaria.

Para procesos industriales, esta configuración es más adecuada, ya que presenta un voltaje de celda de aproximadamente de 2,2V. La simplicidad de esta configuración hace que sea más fácil su fabricación, aunque posee la desventaja de presentar una alta corriente a bajo voltaje, lo que conlleva una pérdida óhmica más importante que otros casos. [24]

- **Bipolar**

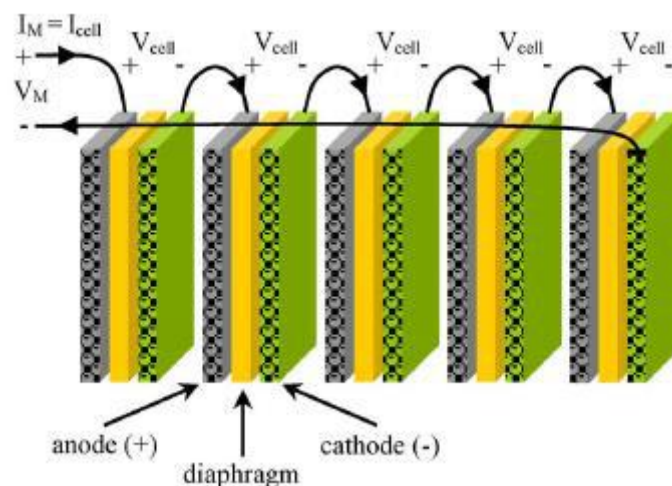


Figura 24 : esquema de funcionamiento de una conexión bipolar.[24]

En esta configuración hay una hoja de metal que conecta las celdas eléctricamente adyacentes en series. El voltaje total es la suma de los voltajes de las celdas unitarias, que tienen un valor de $2,2 \cdot (n-1)V$, donde n es el número de electrodos, La pila que está conectada con esta configuración tiene un voltaje más alto que el

de la configuración unipolar, pero por otro lado, una corriente más baja. Esta configuración es más adecuada para plantas de gran escala, donde conectamos los módulos en paralelo para aumentar la corriente. [24]

4.1.2.2. Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

General Electric fue pionero en desarrollar el modelo del electrolizador PEM, usando el polímero de membrana como electrolito. En el PEM, el electrolito es una fina película sólida (0,2 mm de espesor) de membrana polimérica y muy ácida por la presencia del ácido sulfúrico. El electrodo normalmente es un metal de tipo platino o iridio. Cuando el agua se introduce en el ánodo, se separa en protones de hidrógeno, los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo donde se combinan con los electrones del circuito abierto y forman hidrógeno. El oxígeno que reacciona se quedará en el agua. El electrolizador PEM ha adoptado el modelo bipolar. [23]

Se puede ver su proceso de funcionamiento en la figura 25:

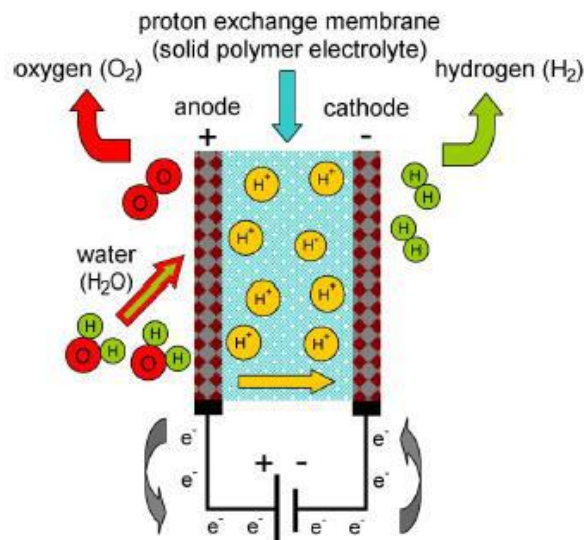
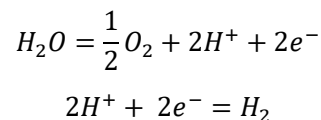


Figura 25 : esquema de funcionamiento de un electrolizador PEM. [23]

La reacción descrita más arriba que ocurre en los electrodos de un electrolizador (PEM) se puede definir de la siguiente manera:



La presencia de la membrana polimérica hace que se limite la temperatura de funcionamiento alrededor de 80°C. Algunos modelos pueden alcanzar hasta 90°C, debido al carácter compacto de del electrolizador pueden alcanzar corrientes superiores a 2000 mA/cm². Su eficiencia es de 55-70%. [19]

El hecho de que puedan someterse a presiones parciales, les permite trabajar a mayor presión y tener un hidrógeno de alta pureza. También pueden trabajar con un régimen de operación de hasta 5% de su capacidad nominal, que es una ventaja cuando se utiliza con energías renovables. Una de sus desventajas es el hecho de que utilizan metales nobles, lo que hace que aumente su coste

4.1.2.3. Electrolizador óxido sólido (SOEC)

El electrolizador de óxido sólido es uno de los conceptos más avanzados, ya que los primeros resultados se hicieron en el año 1980. Operan a altas temperaturas (600-900°C), lo que le permite tener una alta eficiencia en comparación con el alcalino o PEM, pero también necesitan energía térmica. El principio de funcionamiento se encuentra en la figura 26:

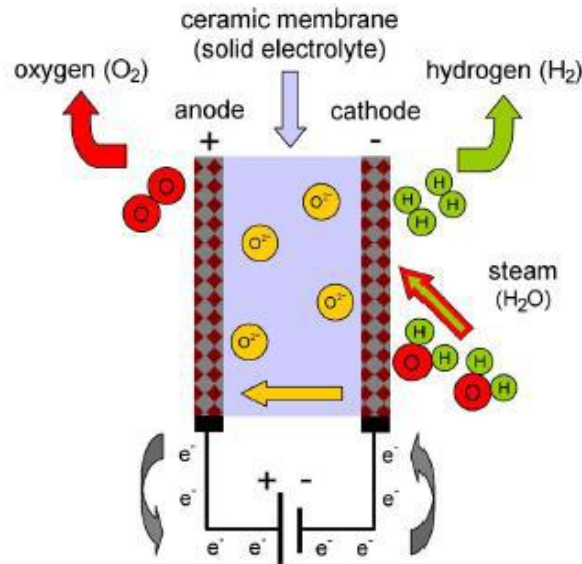


Figura 26 : esquema de funcionamiento de electrolizador (SOEC). [23]

Los electrolizadores de óxido sólido utilizan como electrolito un material cerámico sólido, que aunque puede resultar más caro, también elimina los problemas de corrosión que pueden tener los dos electrolizadores precedentes. Los electrolitos son generalmente metales no porosos de circonio e itrio. Los materiales del electrodo son, normalmente, el níquel o el platino en el cátodo y el níquel mezclado con óxido metálico en el ánodo. Su modo de operación es muy similar al electrolizador alcalino, la diferencia reside en que en el caso del electrolizador óxido sólido, los reactivos y los productos están todos en fase gaseosa. El vapor alimenta el cátodo, donde el H_2O produce hidrógeno, y, por otro lado, la oxidación de iones produce la generación de oxígeno liberando electrones. En el lado del ánodo, el hidrógeno sale mezclado con vapor de agua generalmente al 90% de hidrógeno[15].

Este tipo de electrolizador presenta un rendimiento del 100%, eso tiene relación con la termodinámica del proceso y no sucede cuando se tiene en cuenta la entrada de calor y de la corriente eléctrica. Sin embargo, si se define el rendimiento basándose solo en la entrada de corriente eléctrica, este tendrá un rango del 85 a 90%. Unir este proceso al de una central térmica o una central nuclear para el aporte de calor será lo ideal para aumentar este rendimiento.

El electrolizador SOEC puede operar en tres modos, exotérmico, endotérmico y termoneutral. En el modo exotérmico, la temperatura de la celda aumenta durante el proceso de funcionamiento, lo que permite precalentar el gas de entrada, pero en este caso el consumo de energía eléctrica es elevado. En el modo endotérmico, es al contrario, ya que se produce un aporte de energía térmica que va a reducir el consumo de energía eléctrica y también una reducción de la producción de hidrógeno. En el modo termoneutral, el calor generado por pérdidas irreversibles es igual al calor requerido para la reacción de la electrólisis, pero como siempre existen pérdidas, una fuente de calor térmica externa es necesaria. Esto da lógica a la maximización del área de contacto. [23]

4.1.3. Geometría de diseño

4.1.3.1. Configuración tubular

El diseño tubular se considera uno de los enfoques más eficaces para mejorar las densidades de potencias volumétricas. Se puede fabricar una celda portada con el ánodo o al cátodo o también el electrolito. Las configuraciones más populares son las cilíndricas y tubulares planas.

Esta última está compuesta de una serie de tubos dentro del mismo soporte cerámico. En este caso, la densidad volumétrica de corriente depende del inverso del diámetro de la celda. Para aumentar la eficiencia, el diámetro del diseño tubular tiene que ser reducido teniendo en cuenta la resistencia del soporte metálico.

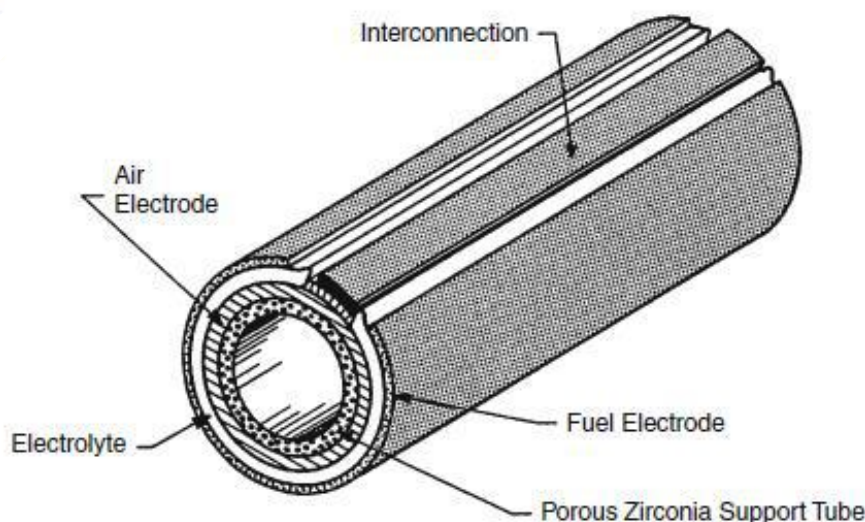


Figura 27 : esquema de una concepción geométrica. [22]

A día de hoy, el soporte más común para la fabricación de celdas tubular es el soporte ánodo, ya que para los demás es difícil de fabricar un electrolito óptimo y de pérdida óhmica baja. Además, también debe tenerse en cuenta el precio del tipo de material utilizado, ya que suele ser el del ánodo más barato que el del cátodo. [22]

4.1.3.2. Configuración plana

Podemos dividir el diseño de la configuración plana en dos tipos:

- Auto soporte
- Soporte externo

El diseño del auto soporte utiliza algunos de los componentes (ánodo, cátodo, electrolito) como soporte para la fabricación de la celda completa. El componente del auto soporte tiene que ser más grueso que los dos componentes. En el otro lado, en el diseño del soporte externo se utiliza un metal que haga de soporte a la celda. Para hacer un mejor diseño del tipo de auto soporte, tenemos que tener en cuenta varios parámetros que influyen en el funcionamiento y en la eficiencia de la pila, cuanto menos espesor tenga el soporte mejor será su rendimiento, pero también se deteriorará más rápido. El uso de un soporte externo puede presentar algunas ventajas, como que tiene una resistencia mecánica más alta por la calidad del material del soporte y además de ser un buen conductor eléctrico y térmico, el uso de un metal inoxidable ferríticos posee

coeficientes de expansión térmica que se combinan muy bien con los otros componentes de la pila, como el YSZ, Ni-YSZ para tener una vida útil más larga.[22]

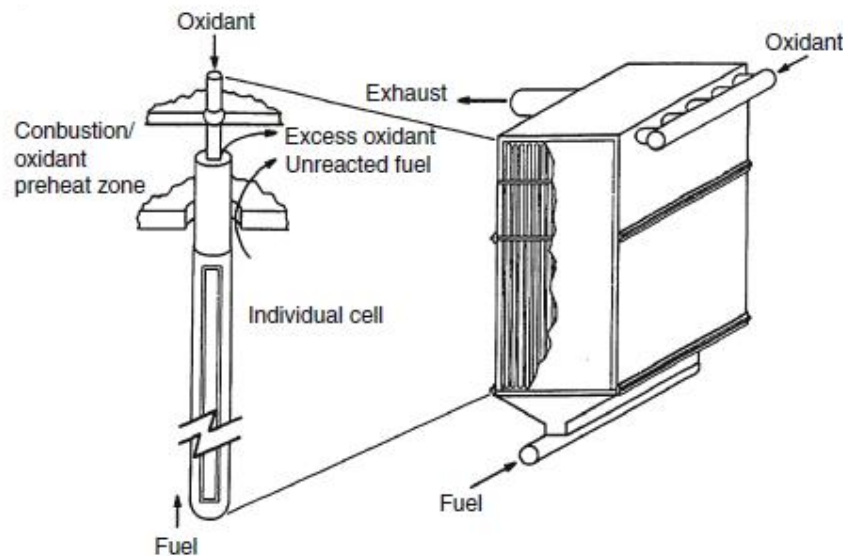


Figura 28 : esquema de concepción plana. [22]

Hay varias técnicas para la fabricación de una SOFC plana, aunque las más comunes son la fundición en cinta, el prensado en seco y la pantalla impresión. [22]

4.1.4. Ventajas y desventajas

Cada electrolizador tiene sus características y limitaciones tecnológicas. Si bien el electrolizador alcalino debido al desarrollo que ha tenido, ofrece una tecnología bastante madurada, con un coste menor y una vida útil más larga, tiene la desventaja de funcionar con una corriente de baja densidad, los gases producidos tienen menos cualidad de pureza y posee una presión de salida menor. De esta forma, en procesos donde se utilice hidrógeno u oxígeno de alta pureza, se necesitará de otros aparatos para alcanzar el nivel de pureza adecuado, además de una compresión externa para aumentar la presión de los gases en caso de almacenar el hidrógeno, ya que los electrolizadores alcalinos no pueden trabajar a más de 30 bar. Todo esto hace que, aunque su coste sea más bajo frente a los demás, se deban añadir otros dispositivos para mejorar el rendimiento global de esta instalación. Ello afectará al precio total de la instalación. El electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM), por su parte, puede funcionar con una alta corriente. Este electrolizador tiene una eficiencia de voltaje más alta, es más compacto, posee un arranque más rápido y una alta pureza de los gases, pero eso tiene un coste bastante importante, que se resumen en una vida útil bastante más corta que el electrolizador alcalino. Además, se puede provocar un impacto negativo sobre el medioambiente en caso de existencia de grandes centrales de generación de debido a su ácido corrosivo. Por todo ello, se asume que el electrolizador PEM podría no ser el más conveniente en una instalación a gran escala para la producción de hidrógeno verde. No obstante, tiene un potencial significativo y el desarrollo y la mejora de este tipo de tecnología podría hacer que dentro de poco mejorara su impacto sobre el medioambiente, así como que bajara su coste, lo que lo presentaría como una opción interesante para proyectos de gran tamaño, superando así su limitación al sector de transporte. Por su parte el electrolizador óxido sólido (SOEC) representa la tecnología más prometedora, aunque de momento está en la etapa de desarrollo para uso industrial. Este electrolizador se caracteriza por ser menos caro, tener una eficiencia del 100% y trabajar con altas temperaturas. No obstante, su mayor problema es la duración de su vida útil. De

momento no se utiliza en la industria, aunque existen ya modelos simples. Se trata de una alternativa muy interesante para proyectos de producción de hidrógeno a muy gran escala, con el fin de producción de potencia. La mejora de sus características podría llevar al SOEC a ser el electrolizador por excelencia en aplicación estacionar. [23] En la figura 29, se puede ver el potencial de desarrollo tecnológico de los diferentes electrolizadores:

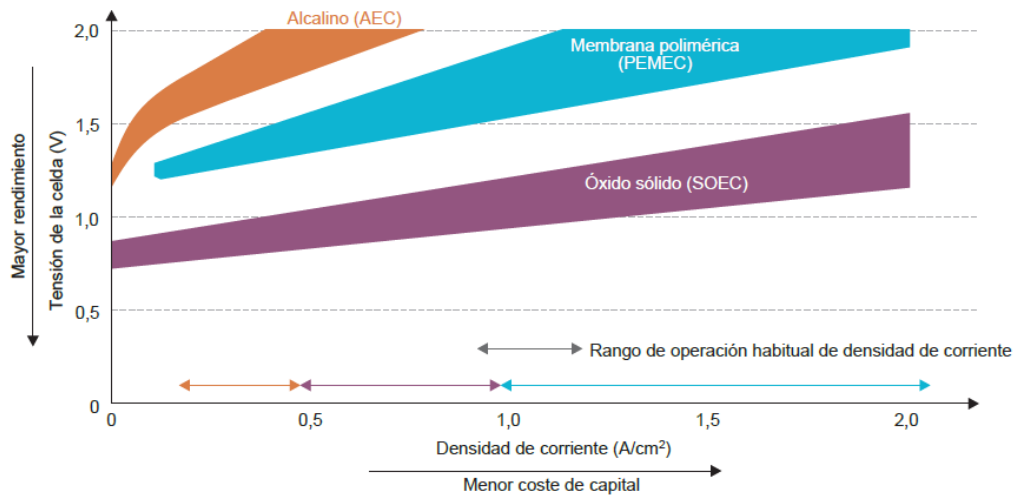


Figura 29 : representación del potencial de desarrollo tecnológico de diferentes electrolizadores.[15]

4.1.5. Principal fabricante de los electrolizadores

Aunque la tecnología de los electrolizadores no está demasiado popularizada, ya lleva un siglo de desarrollo desde su descubrimiento. La utilización de varios materiales durante el proceso de fabricación, como los materiales no nobles utilizados en el electrito, han provocado que esta tecnología sea más accesible. Sin embargo, aunque la tecnología PEM ha dado un salto importante hacia delante, el alcalino sigue siendo protagonista en el sector industrial, como se puede ver en la figura 9:

Company	Country	Type	Model	Capacity [Nm ³ /hr]	H2 Output Pressure [barg]	H2 Purity [%]	Electrical Consumption [kWh/kgH ₂]	HHV Efficiency [%]
Acta	Italy	AEM	EL1000	1	29	99.94	53.2	74.0%
AREVA H2 Gen	France	PEM	E120	120	35	99.999	53.8	73.2%
Erredue	Italy	Alkaline	G256	170	30	99.5	59.5	66.2%
H-TEC SYSTEMS	Germany	PEM	EL30/144	3.6	29	N/A	55.4	71.1%
Hydrogenics	Belgium, Canada	Alkaline (PEM in dev.)	HyStat60	60	10	99.998	58.2	67.7%
Idroenergy	Italy	Alkaline	Model120	80	5	99.5	62.7	62.8%
ITM Power	UK	PEM (AEM in dev.)	HGas1000	132 (Peak: 462)	19 (Opt. 79)	99.999	N/A	N/A
NEL Hydrogen	Norway	Alkaline	A485	485	Atm.	>99.9	42.5 - 49.3	79.9% - 92.6%
McPhy	France	Alkaline	McLyzer	60	12	>99.5	57.8	68.1%
Proton OnSite	USA	PEM	Hogen C30	30	30	99.9998	65.0	60.6%
Siemens	Germany	PEM	SILYZER200	225	34	99.5	N/A	65% - 70%
Teledyne Energy System	USA	Alkaline	EL-N	500	9	99.999	N/A	N/A
Wasserelektrolyse Hydrotechnik	Germany	Alkaline	EV150	220	Atm.	99.9	59.1	66.6%

Tabla 9 : resumen de los fabricantes de electrolizadores. [25]

Como hemos descrito anteriormente, los electrolizadores más comunes son el alcalino y el electrolizador PEM. El electrolizador óxido sólido todavía está en la fase experimental. Hoy en día, estas tecnologías han llegado a superar los 79% de eficiencia, lo que permitirá su integración con el motivo de cambiar la fuente de producción de hidrógeno al nivel global y dejar de utilizar procesos que tienen un impacto medioambiental negativo, como el reformado de gas o de carbono. El desarrollo positivo que ha tenido esta tecnología ha permitido que los electrolizadores puedan trabajar con alta presión, lo que reduce las pérdidas energéticas que tienen lugar en su proceso de producción. También provocará que su coste global vaya reduciéndose cada vez más. La mayoría de las empresas reconocidas en este campo son europeas, como la empresa francesa McPhy, que tiene productos de hasta 4 MW.

A modo de conclusión, podemos decir que los distintos tipos de electrolizadores presentan ventajas y desventajas según a que condiciones nos enfrentemos. La gran mayoría de electrolizadores comercializados son alcalinos, aunque el electrolizador PEM resulta ser una apuesta prometedora siempre y cuando se mejoren sus materiales de fabricación. Respecto a los principales fabricantes de electrolizadores, podemos decir que la inmensa mayoría se encuentran localizados en Europa. En el siguiente capítulo, se estudiará la tecnología empleada por los módulos fotovoltaicos y sus equipos auxiliares.

5. Estado del arte de los paneles fotovoltaicos

En este capítulo, se ha llevado a cabo un estudio del estado de arte de los módulos fotovoltaicos, las tecnologías empleadas para su fabricación y los parámetros que influyen en el comportamiento de un panel fotovoltaico. También se ha realizado una enumeración de los principales elementos auxiliares que se utilizan en una planta fotovoltaica.

5.1. Tecnología de los paneles fotovoltaicos

Aunque la tecnología de los paneles fotovoltaicos puede parecer bastante nueva, el primer trabajo al respecto se hizo en 1839, cuando Alexandre-Edmund Becquerel observó la aparición de corrientes eléctricas debido a reacciones químicas inducidas por la luz. El mismo fenómeno fue estudiado por varios científicos con el sólido de selenio. [26]

Diversos científicos han hecho trabajos sobre las células fotovoltaicas, como es el caso de Charles Fritts, que en 1885 construyó el primero módulo fotoeléctrico extendiendo una capa de selenio sobre un soporte metálico y recubriéndola de una fina película transparente de oro. En 1902, Einstein consiguió el premio nobel por su teoría fotovoltaica, pero tendríamos que esperar hasta el año 1940 para ver el primer dispositivo fotovoltaico fabricado a base de células de silicio con una eficiencia del 6%, lo que supuso una revolución para la época.

Desde entonces se ha percibido una amplia variedad en el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas. Desde los años 1970 hasta los años 2000, se han establecido los estándares y sistemas de producción para la integración de estas tecnologías en el panorámico energético mundial y para que constituyan una fuente de producción de potencia. No solo se ha mejorado su eficiencia, sino que, si en el año 1975 era de un 10% o menos, ha alcanzado el 40% en el año 2008, con una amplia variedad de tipo de células solares, como se describe en la figura 30. [27]

Eficiencias alcanzadas.

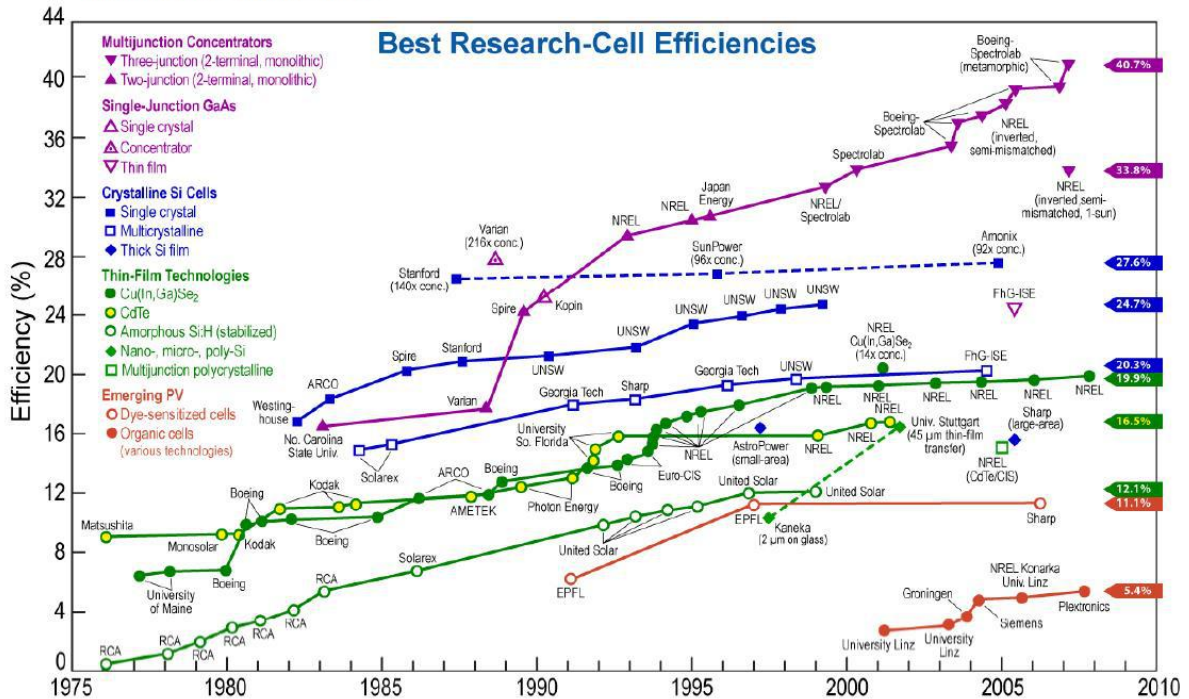


Figura 30 : eficiencia de las celdas solares por tecnología. [27]

Como veremos posteriormente, existen hoy en día tres tipos de células solares, las células de silicio monocristalina, las células de silicio policristalina, una de las más comunes y usadas en la industria y las instalaciones y, por último, las células de silicio amorfo.

5.2. Definición de los paneles fotovoltaicos

Los paneles solares o comúnmente llamados módulos fotovoltaicos, están formados por un conjunto de células interconectadas eléctricamente entre ellas y encapsuladas, montadas sobre una superficie de soporte. Esto forma un dispositivo que se aprovecha de la energía solar para generar electricidad gracias al empuje de los electrones a través de dos capas conectadas. A la hora de recibir una radiación solar se crea una diferencia de potencial entre ambas capas que favorece un intercambio de electrones de la capa “n” a la capa “p”. Para realizar este intercambio se necesita suficiente energía para superar la banda de conducción, esta energía provendrá de la energía de los fotones contenidos en la radiación solar incidente y de esta forma se crea una corriente de electrones entre ambas capas.[28]

Cada célula fotovoltaica puede producir de 4 a 5 W, dando lugar a grandes rangos de potencia según el tipo de panel y el número de células de las que se disponga. Normalmente tienen un rendimiento global que varía del 14% hasta el 21%. Se diferencia según el material de fabricación, la mayoría son de silicio cristalino, pero existen otros tipos de paneles que vamos a ver en el siguiente apartado.[29]

5.3. Tipos de paneles fotovoltaicos

Existen varias maneras de clasificar los módulos o paneles fotovoltaicos según el material utilizado para la fabricación. Este puede ser simple como el silicio, un compuesto binario o un compuesto ternario.

También puede diferenciarse la estructura interna de los módulos. Las monocristalinas tienen un espesor de hasta 10 cm, las multicristalinas, un cristal con un espesor aproximado de entre 1mm-1cm, las policristalinas, de 1um-1mm y además, amorfas y por último, las híbridas son un sustrato de monocristalinos y deposición de películas delgadas que optimizan al máximo el panel solar. La figura 10 nos muestra los diferentes tipos de células solares utilizadas en la fabricación de los módulos fotovoltaicos. [29]

Células solares	Silicio	Cristalino	Monocristalinas (mc-Si)	
			Policristalinas (pc-Si)	
			Policristalina de capa delgada	Células solares de capa delgada
			Otros	
		Amorfas	(a-Si)	Células solares de capa delgada
	Compuesto	Grupo II-VI	CIS, CdTe	Células solares de capa delgada
		Grupo III-V	GaAS, Inp	Células solares de muy alta eficiencia
Otras				

Tabla 10 : clasificación de las células solares. [29]

Existe también una clasificación según la estructura de la celda, con una unión positiva-negativa en un cristal simple llamado Homounión o Heterounión, donde los materiales que permiten esa unión son diferentes. Existe también una unión simple, donde la unión que hay entre el positivo y el negativo puede ser una unión única o múltiple entre las celdas, lo que forma un conjunto de películas delgadas. Cada tipo de semiconductor tiene un ancho de banda de energía característico, los semiconductores se escogen minuciosamente para maximizar la absorción del espectro solar.[30]

En la figura 31 se puede ver el reparto de las tecnologías utilizadas en la fabricación de módulos fotovoltaicos, las células policristalino y monocristalino ocupan la mayoría del mercado con un 54% y 30% respectivamente.

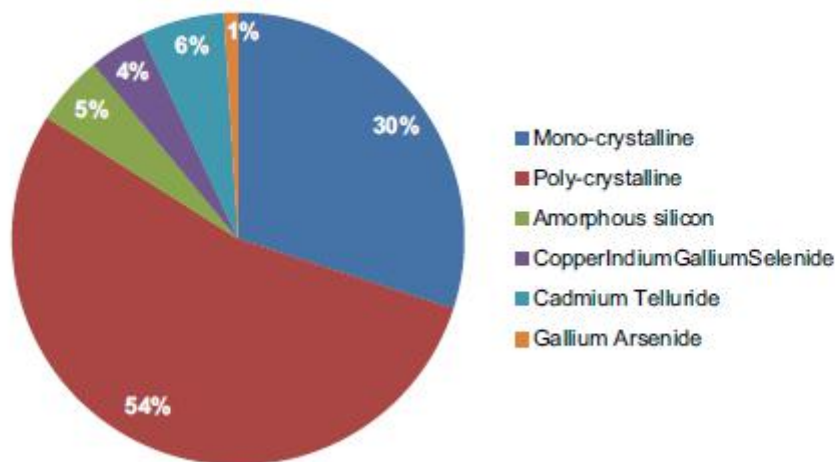


Figura 31 : mercado de las células solares. [30]

5.3.1. Células de silicio monocristalino

Este tipo de células solares representan el 30% del mercado como se describe en la figura 31. La pureza de la célula monocristalina es mucho más alta en comparación con la de la policristalina. Su proceso de producción es complejo, sofisticado y costoso, lo que hace que su precio de venta sea más caro que el de otros tipos de células, concretamente 1,6 \$/W. Se utiliza en superficies donde se tiene que optimizar el espacio. Las células monocristalinas se caracterizan por tener una energía del entrehierro de banda de 1,1eV y un PCE de hasta el 25%, además de un tiempo de retorno de energía de 4 años con una vida útil de 30 años.[29]

Unos de los inconvenientes que presentan estos tipos de células es el coeficiente de temperatura de potencia (P_{max}), que es del 0,5%. A elevadas temperaturas, no funcionan bien y, además, se va reduciendo su potencia de salida (PO). En el caso de que una de sus celdas esta sombreada, se disminuye de manera significativa.[30]

5.3.2. Células de silicio policristalino

Las celdas de policristalina dominan el mercado de la fotovoltaica con un 54% del mercado total. Se debe a que esta parte del mercado está muy desarrollada y ha demostrado su eficiencia y su bajo coste. El proceso de fabricación es mucho más sencillo y barato que en el caso del monocristalino, con un coste de 1,4\$/W. Su energía de entrehierro de banda es similar a la anterior, 1,1eV, pero posee un PCE más bajo del 20%, además de un tiempo de retorno de energía de 3 años y una vida útil de 30 años.

Las células policristalinas han demostrado que funcionan mejor que las células monocristalino en temperaturas altas.[30]

5.3.3. Células de silicio amorfo

Este tipo de célula se fabricó por primera vez en el año 1970, siendo la primera célula fotovoltaica de película delgada. Con un protagonismo de tan solo un 5% del mercado total, es una celda menos popular que las anteriores.

Tienen una energía de entrecruce de banda del orden de 1,7eV, mucho más elevado que las otras celdas, y además son conocidas por absorber mejor y de manera más eficiente la radiación solar. También se ha demostrado mejor rendimiento con área sombreada.

La célula tiene una resistencia muy alta a temperaturas elevadas, lo que permite utilizarla en lugares que se caracterizan por altas temperaturas, ya que tienen un coeficiente de temperatura de potencia a la salida (Pmax) de 0,25%. Pero, aunque a primera vista estos paneles parecen aceptables, no podemos ignorar sus inconvenientes. A la hora de hacer una instalación, debemos tener en cuenta que los paneles de células de silicio amorfo son más frágiles que las demás, así como más pesadas, y necesitan más superficie, así que solo serán apropiadas cuando no existan problemas de espacio y el lugar no sea propenso a experimentar fuertes vientos. Su aplicación se ve limitada también por su baja potencia, el PCE es del 6-13%, muy bajo en comparación con la cristalina, y posee una vida útil de 25 años.[29]




Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocristalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 11 : diferencia entre los paneles según la tecnología de fabricación. [28]

5.4. Curva característica V-I de los paneles fotovoltaicos

En el módulo solar hay tres parámetros que pueden caracterizar la célula solar: la potencia P, el voltaje y la tensión.

La corriente de iluminación (I_l) se genera cuando la radiación solar incide sobre la célula.

La tensión de circuito abierto (V_{oc}) es la tensión máxima que alcanza la célula solar, cuando al panel no está conectado a ninguna carga, es decir, cuando el módulo no está conectado, la diferencia de tensión entre los dos polos del módulo es máxima.

La corriente de cortocircuito (I_{sc}) es el valor de corriente máximo que puede circular por la célula solar. Su valor se da cuando sus terminales cortocircuitan. Como se puede ver en la figura 32, la intensidad del módulo es máxima cuando la tensión está a 0. Este valor se utiliza para definir el máximo número de string que pueden soportar un inversor solar.

Los valores de tensión e intensidad varían cuando una célula está conectada a una carga. Existe una tensión máxima (V_m) y una intensidad máxima (I_m) que siempre serán menores que el V_{oc} y el I_{sc}.

La potencia que puede alcanzar la célula puede calcular a través de la siguiente fórmula:

$$P_m = V_m * I_m$$

Esta ecuación nos permite calcular el factor de forma (FF):

$$FF = (V_m \cdot I_m) / (V_{oc} \cdot I_{sc})$$

En general este factor varía entre 0,7 o 0,8.

La potencia que puede generar una célula solar es muy baja, concretamente de 1 a 2 W, así que es necesario asociar varias células para aumentar la potencia final del módulo fotovoltaico.

En la figura 32 se pueden ver las diferentes curvas que se obtienen del panel solar, la curva Pmax es el resultado que se obtiene multiplicando el voltaje por la intensidad de la corriente.

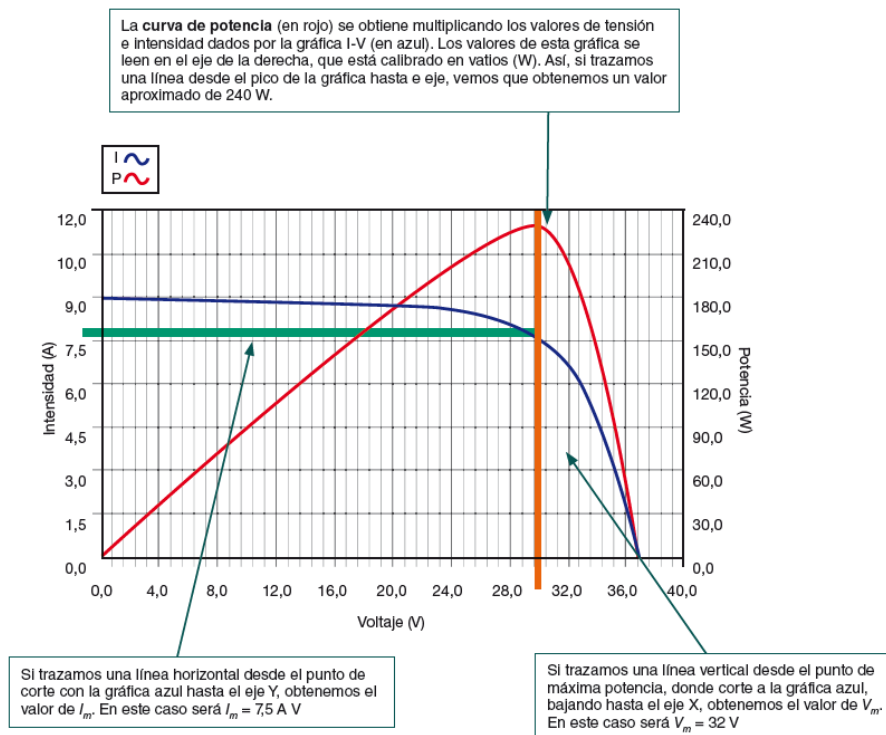


Figura 32 : representación de la ecuación tensión-corriente.[28]

Esta curva de rendimiento o de potencia puede variar a la hora de la instalación del panel fotovoltaico debido a unos parámetros exteriores que pueden afectar de manera significativa a la eficiencia del módulo solar.

5.5. Efecto de la radiación

La radiación solar no es un dato constante, sino que va variando a lo largo del día, afectando a la productividad del panel solar. Si las células reciben menos radiación solar, trabajan a menos corriente, lo que al final baja la potencia de salida del módulo. La figura 33 nos enseña como varía la corriente (A) de un panel a diferentes radiaciones.

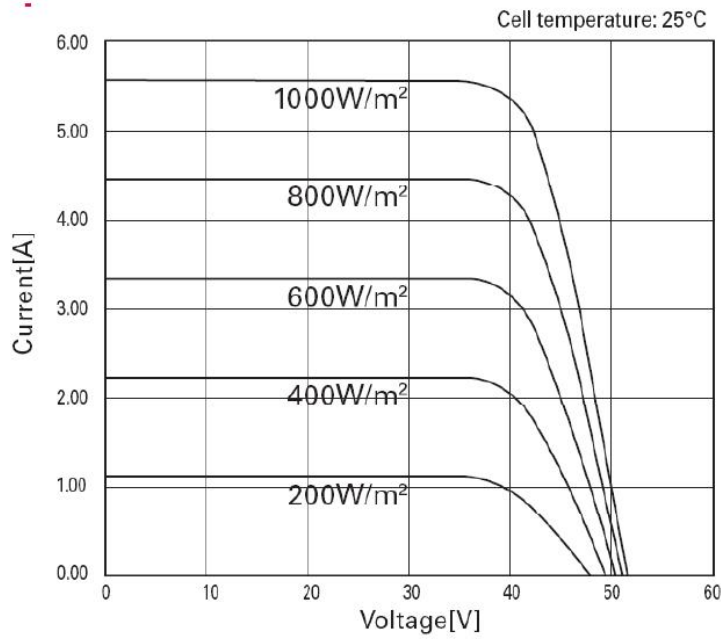


Figura 33 : efecto de la radiación. [27]

Unos de los inconvenientes de los paneles solares es el aumento de la temperatura de las células solares. Solemos pensar que, a mayor radiación, se producirá más potencia, pero hay un fenómeno que afecta a esta producción y la disminuye. Se trata de la temperatura. A medida que la temperatura aumenta, la tensión de la célula disminuye y como lo hemos descrito anteriormente, la potencia de un módulo es el resultado de la intensidad de corriente por su tensión, por lo que, si uno de estos factores disminuye, resulta que la potencia también lo hace.[29]

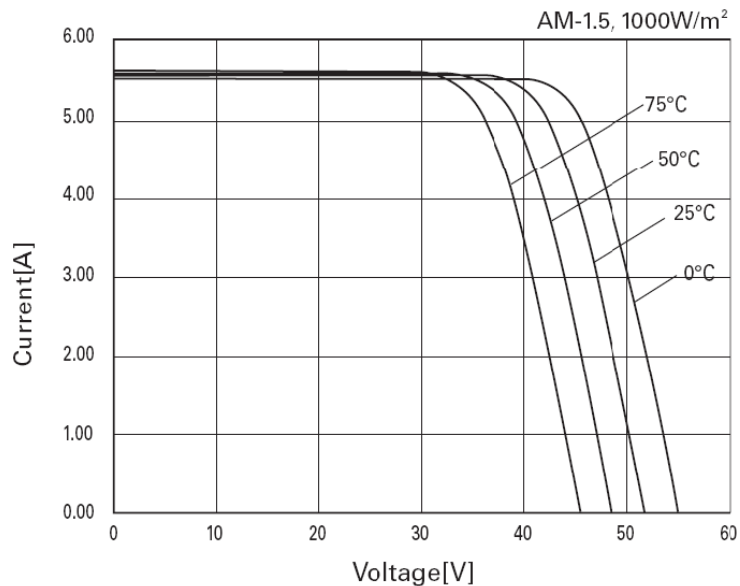


Figura 34 : efecto de la temperatura. [27]

5.6. Asociación de módulos fotovoltaicos

La unión de los módulos fotovoltaicos está limitada por la tensión máxima y de corriente del tipo de inversor que se utiliza. La unión en serie produce que el voltaje sea igual a la suma de los voltajes individuales de cada módulo, manteniéndose constante la intensidad de corriente. La unión en paralelo se caracteriza por una conexión que hace que el voltaje permanezca constante pero que la intensidad de corriente sea la suma de cada módulo.

Cuando se interconectan varios módulos fotovoltaicos, se tiene que cuidar un parámetro importante, las pérdidas por desacoplamiento o también llamadas pérdidas por mismatch. Estas pérdidas pueden ocurrir cuando conectamos módulos con diferentes características o cuando conectamos strings diferentes. Se puede diferenciar entre dos tipos de pérdidas, las mismatch por tensión y las mismatch por corriente.

El mismatch por tensión se produce al realizar una conexión en paralelo. En una conexión de string en paralelo, la corriente es la suma de cada string, Si hay una diferencia entre las string, la tensión resultante será la tensión del string con menor potencial, produciéndose así pérdidas por acoplamiento.

El mismatch por corriente se produce al realizar una interconexión en serie. En este caso, la intensidad resultante será la corriente del módulo más baja, lo que obliga a que los módulos restantes funcionen con esta misma intensidad.[29]

5.6.1. Asociación en paralelo

En una conexión en paralelo la tensión final de salida al circuito abierto de los módulos será la suma de tensiones de cada módulo. Con esta asociación, obtendremos un incremento de la tensión de toda la instalación. Así, aumentará la potencia, pero su valor de corriente se quedará invariable, lo que disminuirá las pérdidas eléctricas de la instalación, como se puede observar en la figura 35.

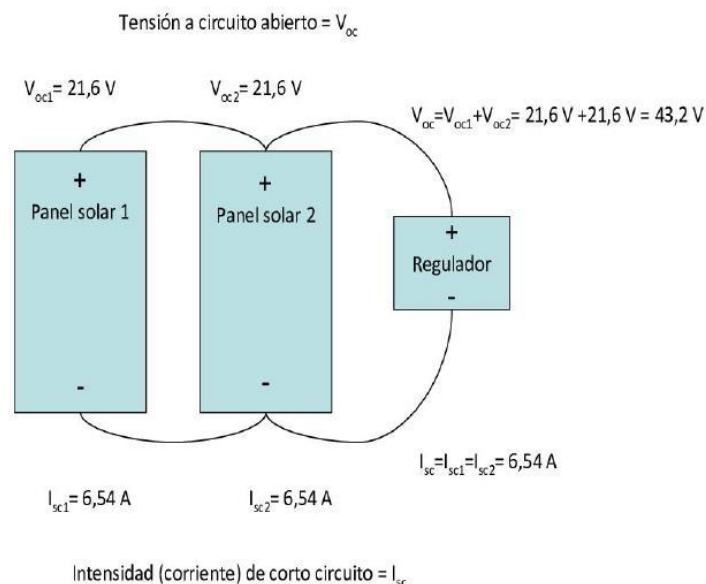


Figura 35 : asociación de módulos en paralelo. [29]

5.6.2. Asociación en serie

En la conexión en serie, la tensión se queda constante, pero aumenta la corriente de la instalación, como se puede ver en la figura 36.

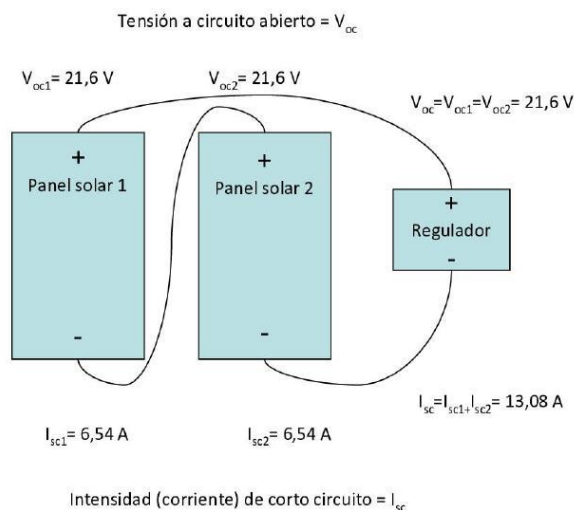


Figura 36 : conexión en serie. [29]

Se trata de la asociación más común cuando se hace una cadena de módulos fotovoltaicos, así que la conexión se hace uniendo el cable negativo con el cable positivo de otro módulo, y se repite hasta tener un conjunto de módulos que formarán un string o cadena. Cuando el fabricante produce un módulo que tiene un cable de más de un metro de longitud, existe una técnica de unión llamada conexión en salto de rana. Esta técnica consiste en conectar el cable negativo con el cable positivo del tercer módulo.

La conexión de salto de rana no es siempre posible, eso depende del constructor del módulo y de las características del módulo, también del tamaño de instalación que se prevé instalar.

Para facilitar la interconexión de los módulos fotovoltaicos, normalmente su terminal de conexión esta accesible en una caja de conexión adosada en la parte posterior del módulo y tendrá como característica ser resistente a las condiciones meteorológica exteriores. Si bien anteriormente se ha dado una explicación teórica de la unión de los módulos, en un sentido más práctico puede decirse que las células de los módulos y los módulos no funcionan bajo las mismas condiciones, ya sea la temperatura o la iluminación. La figura 37 nos enseña cómo se conecta la caja de conexión según el tipo de unión de los módulos.[29]

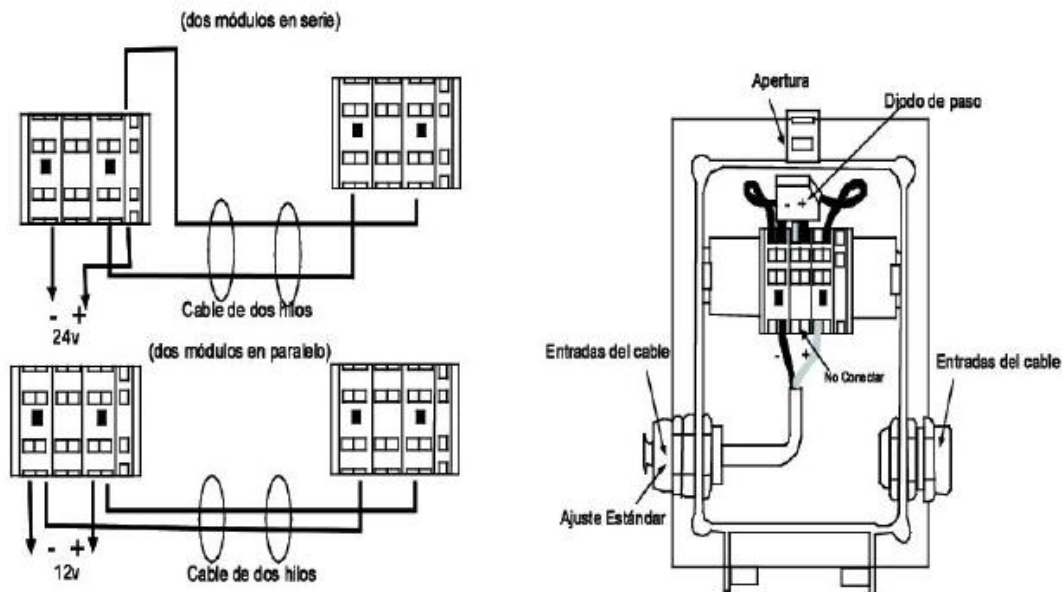


Figura 37 : esquema de conexión a la caja en caso paralelo y serie. [29]

5.7. elementos auxiliares de una instalación fotovoltaica

Los elementos auxiliares que se utilizan en una instalación solar varían según el tipo de instalación y de la potencia instalada. Además del módulo fotovoltaico, podemos distinguir otros componentes importantes para su instalación como, por ejemplo, la estructura metálica que sostiene los módulos y da una orientación para maximizar la potencia producida por los módulos. Además, también tenemos el inversor, que es el componente que convierte la corriente continua producida por el módulo en una corriente alterna, así como los transformadores para regular la energía producida, los cables para interconectar todos estos componentes y en algún caso, el autoconsumo baterías.

5.7.1. Tipos de estructura

Para la colocación de los módulos fotovoltaicos existen dos tipos de estructuras, una estructura fija y una móvil. En una instalación fija, los módulos se quedan en la misma posición durante todo el ciclo de vida de la instalación y además poseen una inclinación definida. En la estructura móvil se puede hacer un movimiento a uno o dos ejes según el tipo de la instalación. Su orientación va variando durante todo el día para maximizar la energía producida.

5.7.1.1. Estructura fija

Como se describe anteriormente, en el caso de una estructura fija el módulo tendrá una posición con una inclinación definitiva, lo que limita la radiación óptima obtenida durante el día. Aunque parece que no son un tipo de estructura con gran potencial, presentan varias ventajas que hacen que se utilicen mucho:

- Se puede adaptar a varios tipos de terrenos.
- Son robustas y flexibles.

- Poseen un bajo coste, tanto al hablar de su material, como al referirnos a su montaje, su transporte y su mantenimiento.

Se pueden distinguir dos tipos de estructuras fijas:

- **Estructura fija para suelos**

Son aquellas estructuras que se instalan en grandes parques fotovoltaicos. Se caracterizan por ser muy resistentes frente a condiciones meteorológicas extremas, como las altas temperaturas o también las cargas de viento fuertes, además de soportar el peso de su propia estructura. En algunos casos se pueden utilizar estructuras reforzadas de acero galvanizado en caliente o perfiles de aluminio de gran muy resistentes a la corrosión.

- **Estructura fija para cubiertas**

Son estructuras similares a las precedentes, a diferencia de que estas estructuras se caracterizan por ser más ligeras, al haber sido construidas a partir de otros materiales. En el caso de las cubiertas donde se puede instalar una estructura fija, se hacen de la misma manera que en el suelo. En las cubiertas que tienen una inclinación determinada, existe la posibilidad de superponer los módulos.



Figura 38 : instalación fotovoltaica fija. [29]

5.7.1.2. Estructura móvil

Las estructuras móviles comúnmente llamadas seguidores solares, son unas instalaciones que disponen de un dispositivo mecánico que les permite seguir la trayectoria del sol para tener un rendimiento óptimo. Son estructuras que tienen un cierto grado de libertad de movimiento, y pueden tener un eje o dos. Aunque este tipo de instalación puede maximizar la energía producida, tiene un coste relevante para el mantenimiento mecánico de las estructuras.

En una estructura con dos ejes, la superficie será siempre perpendicular al sol.

En una estructura con un eje polar, la superficie girará sobre un eje orientado al sur y estará inclinada con un ángulo equivalente a la latitud. La estructura se va ajustando para que la superficie siempre coincida con el meridiano terrestre en el que se ubique el sol.

En una estructura con un eje azimutal, la superficie girará sobre un eje vertical de manera que al ángulo de inclinación sea siempre igual a la latitud.

En una estructura con un eje horizontal, la superficie girará sobre un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajustará para que la normal de la superficie sea perpendicular al sol.

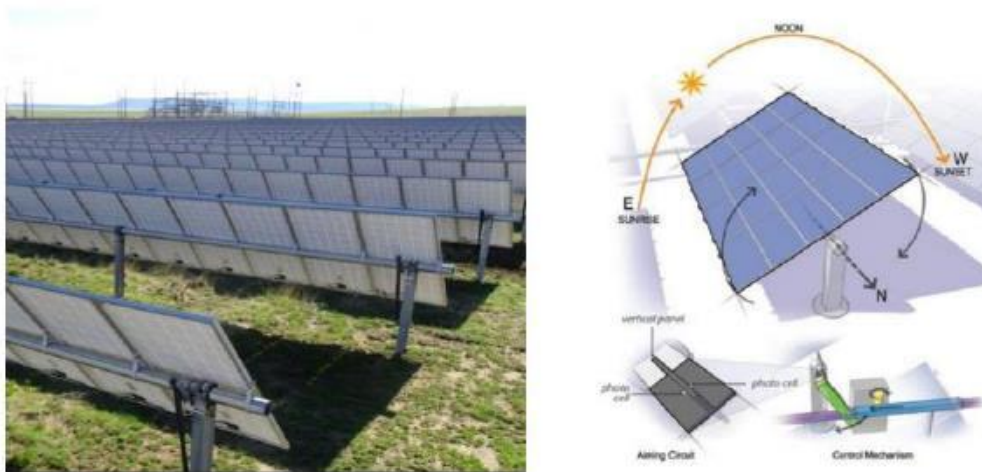


Figura 39 : estructuras móviles. [29]

Las estructuras a dos ejes, aunque pueden maximizar la energía producida, tienen un coste del mantenimiento mecánico mucho más alto en comparación con las instalaciones de un eje. El coste de este tipo de instalaciones puede suponer un incremento del 20% del valor del proyecto, pero el incremento de los beneficios también aumenta, superando el 40%. Normalmente en instalaciones grandes se suelen utilizar seguidores polares o azimutales. Las ventajas de este tipo de estructura son:

- Aumenta la producción, con lo que mejora la rentabilidad de la inversión.
- Se reduce la resistencia de la estructura y la tensión de la máquina en casos de viento.
- Se optimiza el área útil ocupada por la instalación.

Al igual que con las estructuras fijas, se pueden distinguir dos tipos de estructura móviles:

- **Estructuras móviles para suelos**

Son estructuras más eficientes que las fijas, con menor superficie. Se puede conseguir más o menos la misma potencia. Además de que estos generadores pueden seguir el movimiento del sol para sacar el máximo de potencia, también pueden evitar las cargas de viento cuando superan un nivel determinado.

Suelen utilizar aluminio para los elementos de la parrilla, lugar donde se instalan los módulos. Los ejes suelen ser galvanizados para soportar toda la carga de la estructura.

- Estructuras móviles para cubiertas

Son iguales que las estructuras móviles para suelos, la única diferencia es el tipo de material de construcción, ya que en una cubierta la carga que se puede soportar es limitada y la forma de anclaje a la superficie de fijación suele utilizar solo un eje, no siendo rentable la utilización de dos ejes en este caso.

5.7.2. Inversores

El inversor solar, es el siguiente elemento más importante de una instalación fotovoltaica. Es un dispositivo que se conecta al panel fotovoltaico para convertir la corriente directa (DC) en una corriente alterna (AC). Los inversores que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas suelen tener dos etapas para dar forma a la potencia producida por el panel y luego alimentar un terminal (DC). En la primera etapa, se incrementa el voltaje del módulo y se monitoriza el MPPT. En la segunda etapa, se convierte la corriente directa (DC) en una corriente alterna (AC). El inversor viene especificado por su tensión nominal de entrada, su potencia nominal, su eficiencia y el tipo de señal que genera.[28]



Figura 40 : ejemplo de un inversor de la marca power electronic. [29]

De este modo los inversores pueden coger la máxima potencia producida cuando hay suficiente radiación solar. Cuando la radiación no es suficiente, este último detiene su funcionamiento.

A la hora de llevar a cabo una instalación solar, los inversores están integrados dentro de contenedores para su mayor protección y un efectivo aislamiento térmico. Dependiendo del tipo de instalación que queramos hacer, el inversor adaptado será diferente. En los sistemas aislados, se utiliza el “stand-alone PV sistema”, donde el panel fotovoltaico está acoplado con el stack (AC) (DC) a través de una unidad de acondicionamiento de energía (PCU). Es el mejor sistema para instalaciones de autoconsumo. Se utilizan baterías para la mejora de este sistema y así compensar las horas en las que el panel no recibe radiación. (electronics 10...)

La otra opción es el “grid-connected PV invertir”. Como su nombre indica, son inversores que se suelen utilizar cuando se requiere una instalación fotovoltaica de gran tamaño con inyección a la red eléctrica. El

inversor en este caso debe tener las mismas características eléctricas de tensión y frecuencia que la compañía suministradora.

La eficiencia del inversor es un parámetro de gran importancia para saber cómo se comporta el inversor con niveles de tensión variables y distintos a la nominal. La tecnología de fabricación de los inversores está muy avanzada, así que la mayoría de los inversores solares tienen más del 95% de eficiencia.[29]

Podemos distinguir cuatro tipologías de inversores solares, en la figura 41 podemos observar diferentes inversores según el diseño de la planta.

- Inversores por modulo

Son inversores llamados micro-inversor, ya que cada módulo fotovoltaico está conectado a un inversor solar. Se utiliza esta conexión cuando se trata de una instalación de muy baja potencia. Esta conexión entre el panel y el inversor se caracteriza por su rápida respuesta. El inversor se ajusta a la producción de cada módulo, lo que ofrece la posibilidad de tener varias orientaciones de los módulos y regular la máxima potencia de cada uno de ellos. Además, tiene una vida útil de 25 años.[28]

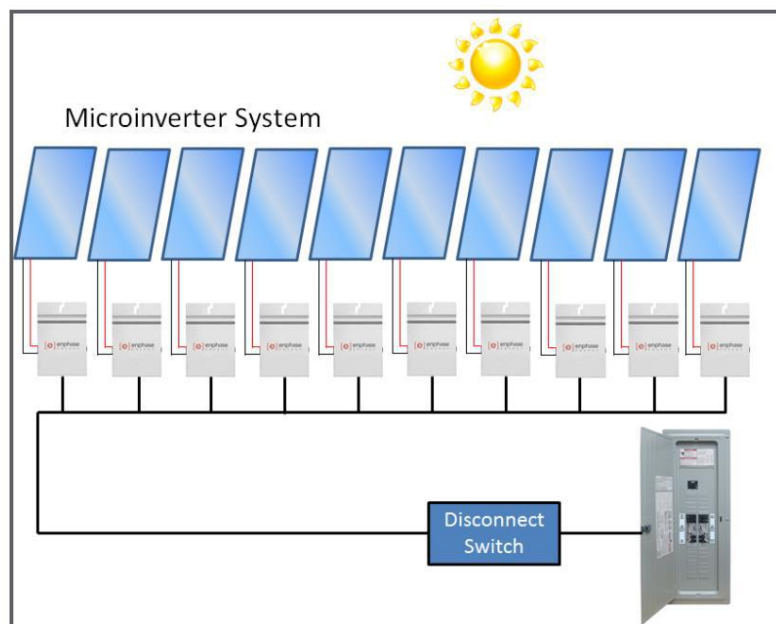


Figura 41 : instalación con micro inversor.[31]

- Inversor por string

Es un inversor que se conecta a un string. Esto quiere decir que es un inversor conectado a un conjunto de módulos fotovoltaicos que tienen una conexión en serie. Estos inversores se utilizan para instalaciones de pequeña y media escala, como pueden ser instalaciones de autoconsumo doméstico. Pueden maximizar la producción de cada string, además ofrecen un ahorro de coste frente al micro-inversor. También ofrecen entre un 1% y 3% más de eficiencia que los inversores centrales y se caracterizan por no tener pérdidas de diodo en el string.[28]

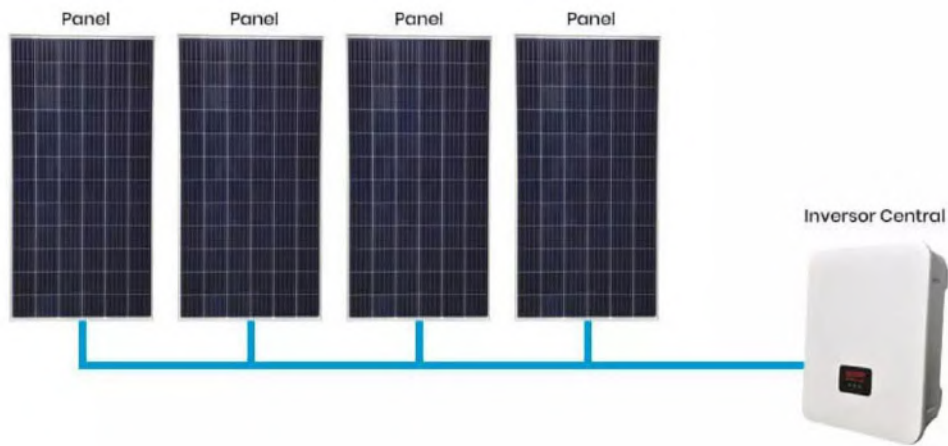


Figura 42 : instalación de inversor con string.[32]

- **Multistring**

En este tipo de inversor, cada entrada puede controlar varios string de forma independiente. Se caracteriza por tener varios puntos de seguimiento de máxima potencia. Además, están adaptados para instalaciones de media potencia, es decir, de aproximadamente 100KW. Son inversores que ofrecen la posibilidad de hacer una expansión de la instalación si se añaden otros string, pero se necesitan IGBT o MOSFET para el cambio de frecuencia.[28]

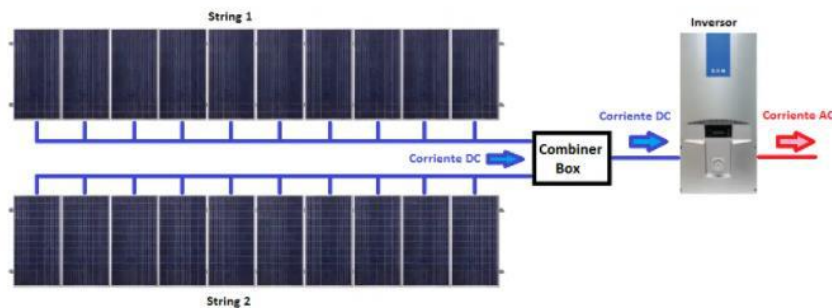


Figura 43 : instalación de inversor multistring.[33]

- **Inversor central**

Para este tipo de inversor solar, podemos hablar de instalaciones de gran potencia. Normalmente tienen solo un punto de máxima potencia, aunque pueden tener más. Ofrecen la ventaja de ser de bajo coste en comparación con la potencia instalada y normalmente se utilizan en instalaciones de generación eléctrica para conexión a la red. Al aumentar la potencia instalada hace que haya más pérdidas y además, que se requiera un voltaje (DC) más alto. Se caracteriza por tener una calidad de potencia nominal mala y una tensión no estable.[28]

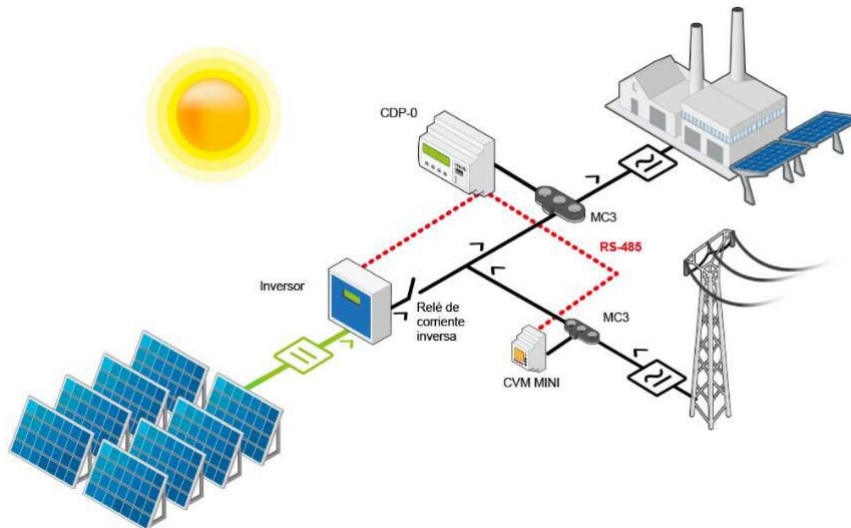


Figura 44 : instalación de inversor central.[34]

5.7.3. Transformadores

El transformador suele venir incluido con el inversor y se utiliza para adecuar la tensión producida por los inversores y conectarla a la red. Además, proporciona también un aislamiento galvánico entre la red y el sistema fotovoltaico y permite elevar el voltaje de baja tensión para una conexión más alta. [35]

En la figura 45 podemos ver donde se coloca el transformador en una instalación fotovoltaica. Su lugar será la salida del inversor, ya que los transformadores funcionan solo con una corriente alterna. En los parques fotovoltaicos normalmente funcionan a media tensión hasta 30 KV, así que, para transportar esta energía producida, se tiene que elevar su tensión para la inyección a la red.

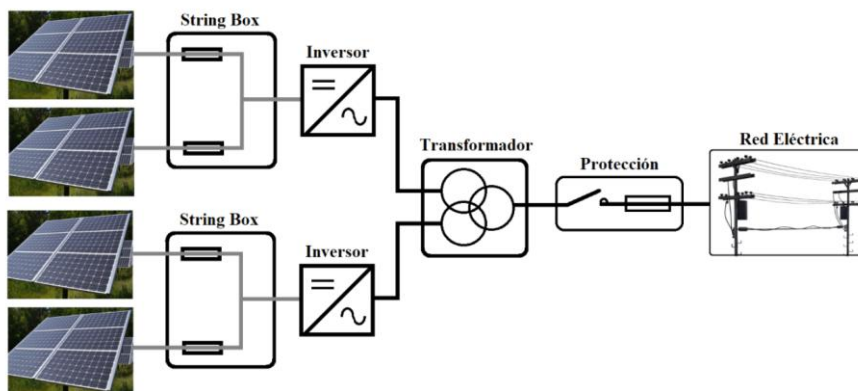


Figura 45 : esquema de instalación de un transformador.[35]

5.8. Principales constructores de módulos fotovoltaicos

El mercado de las energías renovable está en pleno crecimiento y cada vez hay más empresas que se dedican a la fabricación de placas solares. Desde que empezaron a construir plantas fotovoltaicas de gran tamaño, han ido surgiendo varios fabricantes que hoy disponen de cierta notoriedad, tanto por sus productos, como por sus prestaciones, así como la vida útil que tienen aquellos. El hecho de que estas empresas estén

consideradas como las mejores a nivel mundial, es porque siguen unos criterios muy importantes a la hora de fabricar sus productos, algunos de estos serían la calidad de los materiales que se utilizan durante el proceso de fabricación, el respecto del medioambiente, la disminución del impacto negativo sobre este y el continuo desarrollo de innovación.

- **JA Solar**

Es una empresa de origen chino fundada en 2005. Aunque es una empresa reciente, dispone de una alta credibilidad debido a la calidad de su producto. Están presentes en más de 100 países y regiones, tienen una gran variedad de gamas en sus productos y dispone de aproximadamente 25.000 empleados. Su volumen anual de ventas es de 29 millones de euros.[36]

- **SunPower**

Es una empresa fundada en 1985. Sunpower lleva más de 34 años funcionando en el campo de las energías fotovoltaicas. Es una de las empresas más antiguas en el mercado de energía solar. Todos sus productos de módulos fotovoltaicos tienen una garantía de 25 años. Se han utilizado más de 30 millones de paneles solares de esta empresa en instalaciones fotovoltaicas por todo el mundo. Además, también participa en la construcción de proyectos de producción de potencia.[37]

- **LongiSolar**

Es una empresa especializada en la fabricación de módulos fotovoltaicos, creada en el año 2000. Desde su inicio, ha producido el equivalente de 30 GW de módulos fotovoltaicos, más o menos un cuarto de la demanda global. Dispone de unos ingresos de 3,32 mil millones de dólares y su escala de suministro es de 7,1 GW. Esto la sitúa como líder mundial.[38]

A modo de conclusión, podemos decir que el mercado de producción de paneles fotovoltaicos está dominado por las células policristalinas. Entre los factores que pueden afectar a un panel fotovoltaico encontramos la temperatura, las malas conexiones entre módulos o la suciedad. Los elementos auxiliares elegidos dependerán del tamaño de la planta que se desee realizar. En el capítulo siguiente se llevara a cabo un diseño de una planta híbrida.

6. Diseño de la planta híbrida

En este capítulo se ha realizado el diseño de una planta fotovoltaica y un diseño matemático del electrolizador empleado en la instalación híbrida para producción de hidrógeno. Asimismo, se ha realizado un estudio de los diferentes parámetros que influyen en su rendimiento.

6.1. Descripción de la planta de generación

El objetivo de este proyecto es determinar la producción de hidrógeno de un electrolizador PEM acoplado a una instalación fotovoltaica. Así, estudiaremos la producción de potencia generada en tres ciudades diferentes de España, que son Sevilla, Madrid y Barcelona, con una variación de la potencia nominal generada para ver el comportamiento del electrolizador y su producción de hidrógeno a lo largo del tiempo.

La instalación fotovoltaica de este proyecto está diseñada con el objetivo de ver la variación de la producción de hidrógeno, un análisis de su razonabilidad no será llevado a cabo ya que no es la motivación de este proyecto.

Se prevé una instalación de 1259 KW de potencia pico repartida en 2331 módulos de 540W cada uno. El área útil ocupada será de 5958m².

Se ha optado por utilizar estructuras móviles, seguidores a un eje N-S, para maximizar la adquisición de radiación solar.

Los seguidores están formados por 4 cadenas para un total de 84 paneles. Cada cadena es de 21 módulos, de tal manera que el voltaje máximo del conjunto no supera al voltaje del inversor.

En la tabla siguiente se pueden ver las principales características de la planta solar fotovoltaica.

Parametro	Unidad	Valor
Potencia pico	KW	1259
Potencia nominal	KW	1052
Ratio CC/AC	-	1,2
Potencia de los modulos	W	540
Numero de modulos	-	2331
Modulos por string	-	21
Strings	-	111
Seguidor	-	28
Pitch	m	12
Potencia de los inversores	KW	1052

Tabla 12 : ficha técnica de la planta solar diseñada.

Como está descrito anteriormente, el estudio se hace en tres ubicaciones diferentes, que son Sevilla, Madrid, Barcelona. Estas tres ciudades pertenecen a tres zonas de radiación solar diferentes. Barcelona, que pertenece a la zona II, donde la radiación recibida oscila entre 3,8 y 4,2 KWh/m², Sevilla, zona V, la cual recibe una radiación solar de 5 KWh/m² y Madrid, zona IV, que recibe una radiación de 4,6 a 5 KWh/m². Esto nos llevará a obtener tres curvas diferentes de producción de energía.

6.1.1. Módulo fotovoltaico

Los paneles utilizados en nuestra instalación están fabricados con la tecnología de silicio policristalino de tipo bifacial, que pertenecen al fabricante longi solar. El modelo es longi202006. Estos modelos permiten tener un rendimiento del 21,3% mientras que el factor de degradación de los módulos el primer año es de 0,45% durante su tiempo de vida y una degradación de menos de 2% en el primer año [39].

Como se ha descrito más arriba, los módulos fotovoltaicos tienen una potencia pico de 540W bajo una condición estándar de 25°C, así como 1000 W/m² de radiación incidente. Estas condiciones están recogidas en la norma internacional IEC 60904-3. Como resulta evidente, los módulos van a funcionar bajo condiciones diferentes a la estándar, lo que va afectar al rendimiento del panel. Entre algunas de estas causas encontraremos las temperaturas y la variación de la incidencia solar, además de otros tipos de pérdidas como la suciedad acumulada [39].

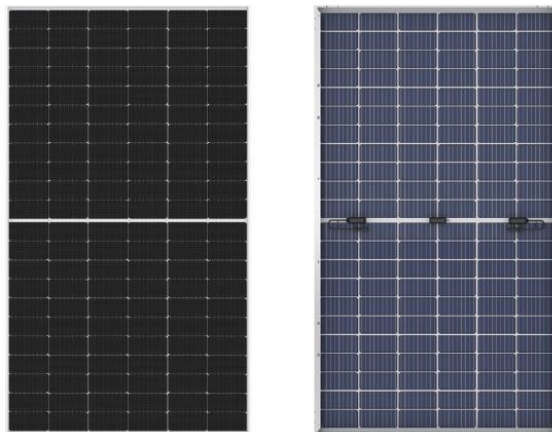


Figura 46 : modulo FV longi solar 540W. [39]

La tabla 13 muestra las características del módulo descrito.

Parámetro	unidad	valor
Potencia pico	Wp	540
voltaje en circuito abierto (Voc/V)	V	49,5
Corriente de corto circuito (Isc/A)	A	13,85
Vmp/V	V	41,65
Imp/A	A	12,97
eficiencia	%	21,1
Peso	Kg	32,6
Dimension	mm	2256 X 1133 X 35
T° min de operacion	°c	-40
T°max de operacion	°c	85

Tabla 13 : ficha técnica del módulo fotovoltaico. [39]

6.1.2. Inversor solar

Los inversores, como ya lo hemos explicado, son el componente responsable de convertir la corriente continua del panel en una corriente alterna. Así que la elección de este componente es esencial a la hora de realizar el diseño

Se ha seleccionado un inversor solar de potencia nominal 1052KW de la marca Ingecon Sun B450IP54H1000, sus características se ajustan a la configuración de nuestra planta fotovoltaica.



Figura 47 : inversores solares INGECON SUN. [40]

En la tabla 14 se pueden observar las características completas del inversor utilizado en nuestra instalación:

parámetros	unidad	valor
valores de entrada (DC)		
rango pot. Capo FV recomendado	KWp	1157-11520
rango de tension MPP	V	654-1300
Tension maxima	V	1500
corriente maxima	A	1870
valores de salida (AC)		
potencia IP54	KVA	1169-1052
Tension nominal	V	450
frecuencia nominal	Hz	50/60
prestación		
eficiencia maxima	%	98,9
Máx consumo servicio aux	W	4700
consumo nocturno	W	90
consumo diario	W	2000

Tabla 14 : ficha técnica del inversor. [40]

6.1.3. Seguidore a un eje

los módulos fotovoltaicos que se han instalado están localizados sobre una estructura de seguidores solares. La utilización de esta estructura sirve para maximizar e incrementar la generación de energía que ofrece un área determinada. Además, la utilización de esta tecnología de estructura supone la sutil reducción de la suciedad de los módulos y la mejora del rendimiento de captación.

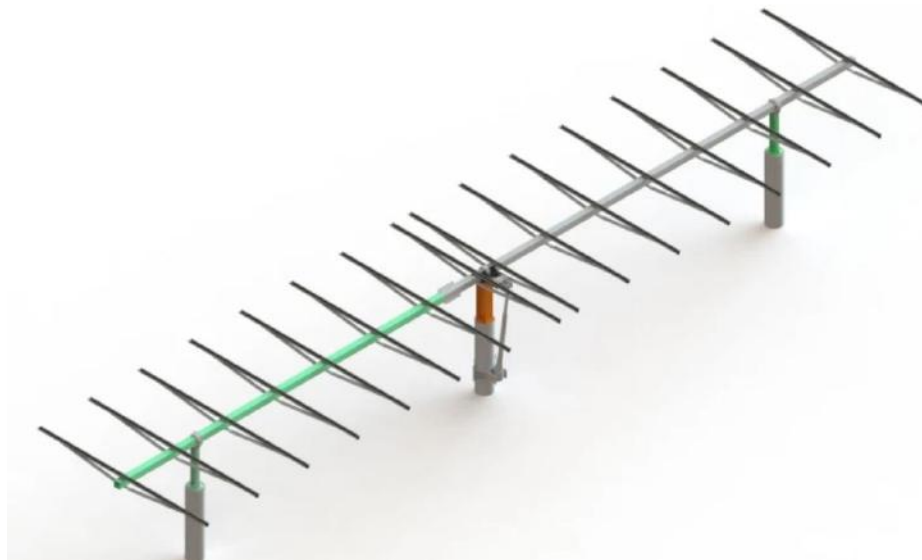


Figura 48 : ejemplo de un seguidor a un eje N-S. [41]

Los seguidores utilizados son de tipo campo de rastreo, eje horizontal N-S, y llevan 84 paneles por seguidor. A continuación, se muestran las características del seguidor utilizado para nuestra instalación fotovoltaica.

Parámetro	valor
Num. de módulos en ancho (X)	2
Num. de módulos en ancho (Y)	42
espacio entre los módulos (m)	0,02
número de seguidores	9
anchura del seguidor (m)	4,53
longitud del seguidor (m)	48,41
pitch (m)	12
Phi min	-55
Phi max	55
GCR (marco)	37,80%

Tabla 15 : características del seguidor fotovoltaico.

6.2. Cálculo de la energía generada

Para estimar la potencia de la planta fotovoltaica instalada, usamos el software PVsyst con la climatología de 1990.

Para obtener los resultados de la simulación se ha tenido en consideración los siguientes parámetros que afectan a la generación de energía. Estos parámetros detallan las pérdidas del campo fotovoltaico aplicado al sistema durante la simulación mediante el software PVsyst.

Pérdidas por suciedad

Son pérdidas que afectan el módulo FV, ya que disminuyen el potencial de captación de la radiación solar. Durante la simulación se ha definido esta pérdida es de un 3%

Pérdidas por temperatura

Como lo hemos explicado en el capítulo anterior, la temperatura afecta a la producción de energía de las células fotovoltaicas. De esta forma, si se encuentran a altas temperaturas, la producción obtenida mediante el software se verá afectada. Por tanto, en el apartado de pérdidas térmicas se ha tenido solo en cuenta el factor de las pérdidas constantes U_c igual a $29 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Pérdidas en los inversores, transformadores

En el circuito CC, las pérdidas están establecidas por defecto, es decir, un valor del 1,5% de la fracción de pérdida en STC y una caída del voltaje a través del diodo en serie de 0,7V.

Pérdidas en el cableado DC y AC

Para las pérdidas CA después del inversor se ha estimado una pérdida de 1% de fracción en STC

Consumo de equipos auxiliares

Hay dos tipos de pérdidas debido a los equipos auxiliares, las pérdidas durante el día, que son las horas de funcionamiento, y las pérdidas nocturnas.

6.3.1. Balance de masa

La figura, nos permite definir los caudales másicos a la entrada y a la salida de la celda. El cálculo de estos caudales está basado en el trabajo de Marangio et al (2009).

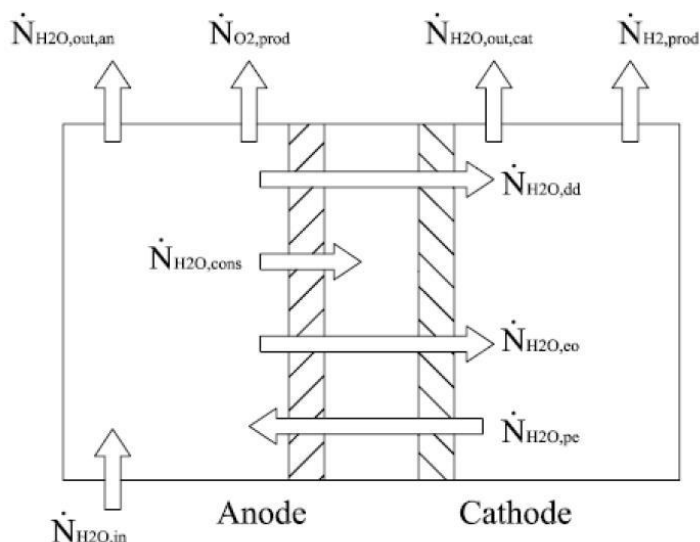


Figura 50 : balance de masa dentro de la celda. [42]

- $\dot{N}_{H_2O,in}$ es el caudal de agua que entra al ánodo.
- $\dot{N}_{H_2O,an,out}$ es el caudal de agua que sale del ánodo.
- $\dot{N}_{H_2O,cat,out}$ es el caudal de agua que sale del cátodo.
- $\dot{N}_{H_2,prod}$ es el caudal de hidrógeno producido en el ánodo.
- $\dot{N}_{O_2,prod}$ es el caudal de oxígeno producido en el cátodo.
- $\dot{N}_{H_2O,cons}$ es el caudal de agua consumida.
- $\dot{N}_{H_2O,dd}$ es el caudal de agua debido a la concentración del gradiente del ánodo al cátodo.
- $\dot{N}_{H_2O,eo}$ es el caudal de agua que va del ánodo al cátodo debido al electro-osmótico drag.
- $\dot{N}_{H_2O,pe}$ es el caudal de agua que va del cátodo al ánodo debido a la diferencia de presión.

En la parte del ánodo tenemos solo una entrada de agua. Tras la oxidación, a la salida del ánodo obtendremos agua y oxígeno.

En el cátodo tiene lugar la producción del hidrógeno. Cuando recibe agua a través de los poros de la membrana y recibe protones de hidrógeno asociado a los electrones de la corriente exterior, tiene lugar la producción del gas de hidrógeno, ya que a la entrada no hay nada.

La ley de Faraday nos permite expresar el caudal de H_2 y O_2 producido y también el caudal H_2O consumido. [42]

$$\dot{N}_{H_2O,cons} = \frac{I}{2F}$$

$$\dot{N}_{H_2,prod} = \frac{I}{2F}$$

$$\dot{N}_{O_2,prod} = \frac{I}{4F}$$

Siendo:

- F la constante de Faraday 96485 [mol^{-1}]
- I la corriente eléctrica en [A]

De este modo podemos definir el caudal neto del agua dentro de la celda.

Ánodo:

$$\dot{N}_{H_2O,out,an} = \dot{N}_{H_2O,in} - \dot{N}_{H_2O,m} - \dot{N}_{H_2O,cons}$$

Cátodo:

$$\dot{N}_{H_2O,out,cat} = \dot{N}_{H_2O,m}$$

Membrana:

$$\dot{N}_{H_2O,m} = \dot{N}_{H_2O,pe} + \dot{N}_{H_2O,eo} + \dot{N}_{H_2O,dd}$$

El caudal de agua que atraviesa de la membrana está causado por tres fenómenos:

$\dot{N}_{H_2O,eo}$ es el caudal de agua del ánodo al cátodo debido al electro-osmótico drag

$$\dot{N}_{H_2O,eo} = n_d \frac{I}{F}$$

n_d es el coeficiente del electro-osmótico drag $\left[\frac{mol_{H_2O}}{mol_{H^+}} \right]$, que podemos calcular de la siguiente manera:

$$n_d = 0,016 * T - 2,89556$$

- T es la temperatura en [K]

$\dot{N}_{H_2O,pe}$ es el caudal de agua que va desde del cátodo al ánodo debido a la diferencia de presión

$$\dot{N}_{H_2O,pe} = K_{darcy} * \frac{A * \rho_{H_2O}}{u_{H_2O} M_{H_2O}}$$

Donde:

- K_{darcy} es la permeabilidad de la membrana, que es de $1,58 * 10^{-18}$ [m^2]
- ρ_{H_2O} es la densidad del agua, 1000 [Kg/m^3]
- A es el área de la celda, que es de 160 [cm^2]
- u_{H_2O} es la viscosidad del agua [Pa. s]
- M_{H_2O} es la masa molar del agua 18 [g/mol]

La viscosidad u_{H_2O} del agua se puede calcular de la siguiente forma:

$$u_{H_2O} = 0,6612(T - 229)^{-1,562}$$

$\dot{N}_{H_2O,dd}$ es el caudal de agua debido a la concentración del gradiente del ánodo al cátodo:

$$\dot{N}_{H_2O,ad} = \frac{A * D_w}{\delta_m} (C_{H_2O,me,cat} - C_{H_2O,me,an})$$

Donde:

- D_w es el coeficiente de difusión de agua dentro de la membrana $1,28 * 10^{-10} \left[\frac{m^2}{s} \right]$
- δ_m es el espesor de la membrana $0,003 [m]$
- $C_{H_2O,me,cat}$, $C_{H_2O,me,an}$ son las concentraciones de agua en los dos lados de la membrana $\left[\frac{mol}{m^3} \right]$

Podemos expresar la concentración de agua en los dos lados de la membrana en función de la concentración de agua en la cámara del electrodo, utilizando la ley de difusión de Fick:

$$\dot{n}_{H_2O,an} = Def_{f,an} \frac{C_{H_2O,ch,an} - C_{H_2O,me,an}}{\delta_{e,an}}$$

$$\dot{n}_{H_2O,cat} = Def_{f,cat} \frac{C_{H_2O,ch,cat} - C_{H_2O,me,cat}}{\delta_{e,cat}}$$

Donde, $Def_{f,cat}$, $Def_{f,an}$ son respectivamente el $\frac{O_2}{H_2O}$, $\frac{H_2}{H_2O}$ coeficiente efectivo binario de difusión, que podemos calcular aplicando el coeficiente de corrección de porosity:

$$PD_{A-B} = a \left(\frac{T}{\sqrt{T_{c,A} T_{c,B}}} \right)^b (P_{c,A} P_{c,B})^{1/3} (T_{c,A} T_{c,B})^{5/12} \left(\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_B} \right)^{1/2}$$

- P es la presión en $[atm]$
- T es la temperatura en $[K]$
- D_{A-B} es el coeficiente de difusión binario del mixto A-B en $[cm^2/s]$
- Los coeficientes a y b son coeficientes empíricos, que son del orden de $3,640 * 10^{-4}$ por a y 2,334 por b
- P_c, T_c son la temperatura y la presión crítica de los gases
- M es el peso molecular $\left[\frac{g}{mol} \right]$

Para el cálculo de la concentración de agua tanto en la cámara del ánodo y como en la del cátodo, consideramos que el agua está presente dentro como líquido.

$$C_{H_2O,ch,an} = \frac{(T_{an}) \rho_{H_2O}}{M_{H_2O}}$$

$$C_{H_2O,ch,cat} = \frac{(T_{cat}) \rho_{H_2O}}{M_{H_2O}}$$

Ahora ya podemos calcular el caudal de agua neto en el ánodo y en el cátodo.

Ánodo

$$\dot{n}_{H_2O} = \frac{\dot{N}_{H_2O,m} + \dot{N}_{H_2O,cons}}{A} = \frac{\dot{N}_{H_2O,in} - \dot{N}_{H_2O,out,an}}{A}$$

Cátodo

$$\dot{n}_{H_2O,cat} = \frac{\dot{N}_{H_2O,m}}{A} = \frac{\dot{N}_{H_2O,out,cat}}{A}$$

El caudal por unidad de área nos permite calcular la fracción molar y la presión parcial en la cámara del electrolito, de este modo, apoyándonos en las ecuaciones de arriba podemos decir que:

$$Y_{H_2,ch} = \frac{\dot{n}_{H_2}}{\dot{n}_{H_2} + \dot{n}_{H_2O,cat}}$$

$$Y_{O_2,ch} = \frac{\dot{n}_{O_2}}{\dot{n}_{O_2} + \dot{n}_{H_2O,an}}$$

$$Y_{H_2O,ch,cat} = \frac{\dot{n}_{H_2O,cat}}{\dot{n}_{H_2} + \dot{n}_{H_2O,cat}}$$

$$Y_{H_2O,ch,an} = \frac{\dot{n}_{H_2O,an}}{\dot{n}_{H_2} + \dot{n}_{H_2O,an}}$$

Una vez conocemos la fracción molar, podemos calcular las concentraciones en la cámara del electrodo:

$$C_{H_2,cat} = \frac{P_{cat} Y_{H_2,ch}}{RT_{cat}}$$

$$C_{O_2,an} = \frac{P_{an} Y_{H_2,an}}{RT_{an}}$$

$$C_{H_2O,me,cat} = \frac{\rho_{H_2O} T_{cat}}{M_{H_2O}}$$

$$C_{H_2O,me,an} = \frac{\rho_{H_2O} T_{an}}{M_{H_2O}}$$

Aplicando la ley de Fick por la interfaz de membrana-electrodo, podemos calcular la concentración del hidrógeno, el oxígeno y del agua en los dos lados de la membrana

$$C_{H_2,me} = C_{H_2,ch} + \frac{\delta_{e,cat}}{D_{eff,cat}} \dot{n}_{H_2}$$

$$C_{O_2,me} = C_{O_2,ch} + \frac{\delta_{e,an}}{D_{eff,an}} \dot{n}_{O_2}$$

$$C_{H_2O,me,cat} = C_{H_2O,ch,cat} + \frac{\delta_{e,cat}}{D_{eff,cat}} \dot{n}_{H_2O,cat}$$

$$C_{H_2O,me,an} = C_{H_2O,ch,an} + \frac{\delta_{e,an}}{D_{eff,an}} \dot{n}_{H_2O,an}$$

Lo que finalmente nos permite calcular las fracciones molares de la interfaz membrana-electrodo

$$Y_{H_2,me} = \frac{RT_{cat}}{P_{cat}} C_{H_2,me}$$

$$Y_{O_2,me} = \frac{RT_{an}}{P_{an}} C_{O_2,me}$$

$$Y_{H_2O,me,cat} = \frac{C_{H_2O,me,cat}}{C_{H_2O,me,cat} + C_{H_2,me}}$$

$$Y_{H_2O,me,an} = \frac{C_{H_2O,me,an}}{C_{H_2O,me,an} + C_{O_2,me}}$$

Gracias a las ecuaciones anteriores se pueden obtener las presiones parciales (Marangio et al., 2009):

$$P_{H_2,me} = Y_{H_2,me} P_{cat}$$

$$P_{O_2,me} = Y_{O_2,me} P_{an}$$

$$P_{H_2O,me} = Y_{H_2O,me} P_{an}$$

A continuación, se hará el modelo eléctrico con las pérdidas que ocurren durante el proceso de funcionamiento del electrolizador para la producción de hidrógeno.

6.3.2. Modelo eléctrico del electrolizador PEM

El comportamiento de un electrolizador durante su funcionamiento está relacionado con las reacciones químicas que ocurren dentro del stack. La energía consumida necesaria para que se produzcan estas reacciones se puede denominar como la energía libre de Gibbs, que es la energía necesaria para que tenga lugar el fenómeno de la electrólisis del agua.

En condiciones normales, a una temperatura de 25°C y una presión de 1 Atm, la energía libre de Gibbs de formación de elementos químicos se determina como referencia. Un cambio en la energía de Gibbs dependerá solamente de la energía de formación de oxígeno e hidrógeno, que dependen a su vez de la temperatura y la presión del proceso.

A la hora del diseño, nuestro modelo ha tomado como referencia el modelo desarrollado por **Marangio et al.**

Durante el proceso de producción de hidrógeno vía electrólisis, se necesita un aporte de energía, ya que esta reacción es una reacción endotérmica. Pero también se tiene que tener en cuenta que hay varias pérdidas debidas a diferentes parámetros durante la reacción, así que para que la reacción ocurra, el voltaje real debe ser mayor que el voltaje. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$E_{cell} = E + V_{act} + V_{ohm} + V_{diff}$$

La figura siguiente nos da un ejemplo de las curvas V-Iy la contribución de cada voltaje en la polarización de la curva final de una celda. Se puede distinguir de manera clara que, en este caso, el voltaje de activación o sobrepotencial de activación y el sobrepotencial óhmico, son dos parámetros muy importantes a la hora de hacer el diseño de un electrolizador, porque tienen una influencia muy significativa sobre la curva final. Con el voltaje de difusión ocurre al contrario, pues en su caso no afecta tanto el voltaje de la celda.

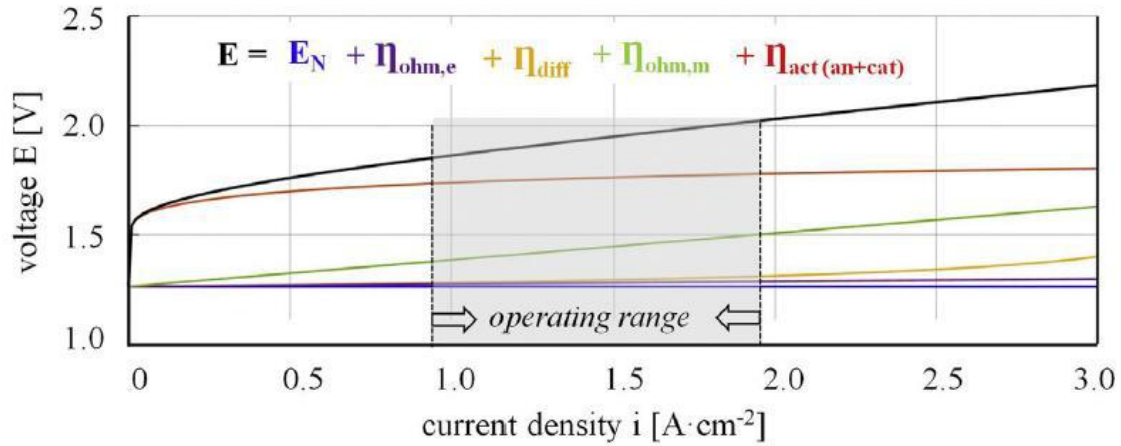


Figura 51 : ejemplo de la curva de progresión V-I con la contribución de cada voltaje, con el rango de operación.[43]

Como se puede ver en la ecuación precedente, el voltaje necesario para la producción del proceso de electrólisis suma el voltaje teórico E más los voltajes que ocurren dividido a pérdidas, como el voltaje de activación V_{act} , el voltaje de concentración V_{diff} y finalmente el voltaje óhmico V_{ohm} .

La suma de todo nos permite tener la curva descrita en la figura 52.

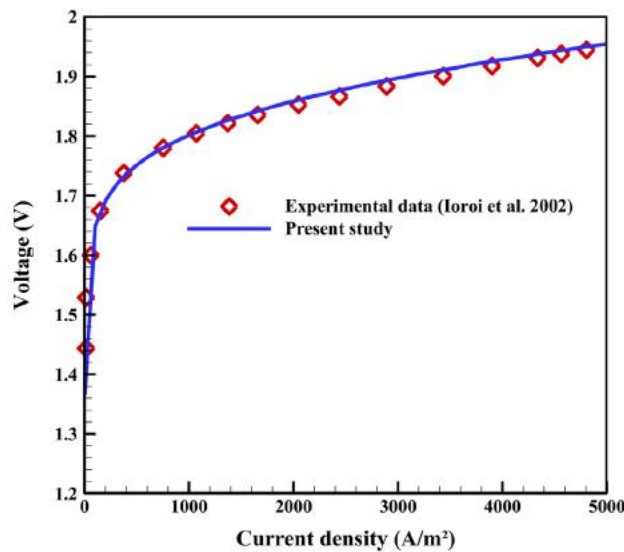


Figura 52 : curva de voltaje V-I de una electrolizador PEM.[44]

Los valores obtenidos pueden ser diferentes a los valores teóricos estudiados debido a un margen de error que normalmente en la literatura puede ser de aproximadamente un 2%. [44]

- Voltaje de circuito abierto

La ecuación del voltaje del circuito abierto se obtiene basándose en la energía de la reacción de Gibbs. Esta energía es el voltaje que se necesita o se debe aportar a la reacción del electrolizador para la producción de hidrógeno sin consideración de pérdidas. Se puede definir esta relación con la ecuación de Nersnt:

$$E = 1,23 - 0,00085 * (T - 298) + 0,0000438 * T * \ln\left(\frac{P_{H_2}^{cat} P_{O_2}^{an0,5}}{P_{H_2O}}\right)$$

T es la temperatura absoluta expresada en kelvin, $P_{H_2}^{cat}$, $P_{O_2}^{an}$, P_{H_2O} son las presiones parciales de vapor, de hidrógeno y de oxígeno en la superficie de los electrodos. Este voltaje es un parámetro muy importante para tener el rendimiento de un electrolizador PEM. Depende especialmente de las fracciones molares de hidrógeno, oxígeno y de vapor de agua. [42]

- Voltaje de activación

El voltaje de activación es una pérdida que ocurre durante el proceso debido a la lentitud de las reacciones electroquímicas que tienen lugar dentro del electrolizador electroquímico. El parámetro fundamental de esta pérdida es el intercambio de electrones, que conduce a la producción de iones de hidrógeno y oxígeno. La separación de las moléculas de agua requiere una energía inicial. La pérdida por activación en este tipo de electrolizadores que funcionan a temperatura relativamente baja es importante.[42]

Una de las formas más típicas de expresar el sobrepotencial de activación es la ecuación de **Butler-Volmer**, que relaciona la densidad de corriente (i) y las pérdidas por activación. Se expresa de la siguiente forma:

$$V_{act} = V_{act}^{cat} + V_{act}^{an}$$

$$V_{act}^{cat} = \frac{RT_{cat}}{F\alpha_{cat}} \operatorname{arsinh} \frac{i}{2i_{0,cat}}$$

$$V_{act}^{an} = \frac{RT_{cat}}{F\alpha_{an}} \operatorname{arsinh} \frac{i}{2i_{0,an}}$$

Donde:

- $\alpha_{cat} = 0,5$ es el coeficiente de transferencia de electrones por el cátodo.
- $\alpha_{an} = 2$ es el coeficiente de transferencia de electrones por ánodo.
- T es la temperatura a la que tiene lugar la reacción en el cátodo y ánodo.
- R es la constante de los gases ideales que es 8,314.
- F es la constante de Faraday

La densidad de corriente de intercambio de electrones se obtiene como lo siguiente:

$$i = \frac{I}{A}$$

Hay varios valores de densidad de corriente disponible para el caso de las pilas de combustible, pero no tanto para los electrolizadores. De manera general, se coge como valor de referencia en la literatura lo siguiente:

$$i_{0,cat} = 10^{-3}$$

$$i_{0,an} = 10^{-7}$$

Se observa que en la curva de polarización las pérdidas por activación dependen linealmente de la densidad de corriente

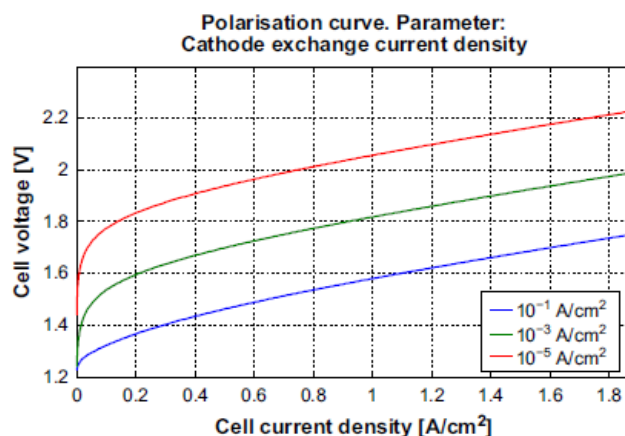


Figura 53 : la influencia de la densidad de corriente en el cátodo sobre la polarización total de una celda.[43]

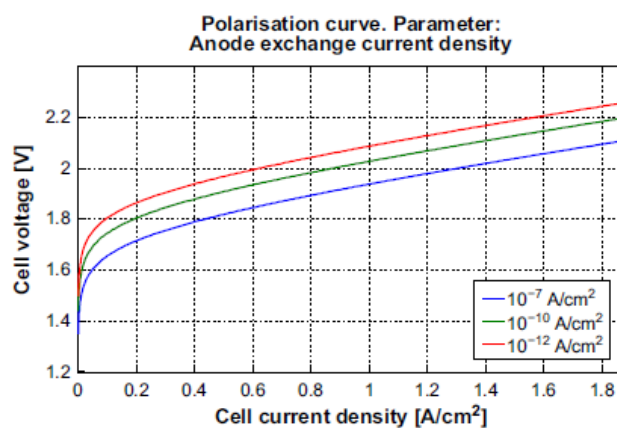


Figura 54 : la influencia de la densidad de corriente en el ánodo sobre la polarización total de una celda.[43]

La variación de la densidad de corriente no es un parámetro que se pueda expresar, pero tiene un impacto muy importante sobre la curva final de V-Idel electrolizador que se encuentra más arriba.

- Voltaje de difusión

El voltaje de difusión, también conocido como el sobrepotencial de concentración, es el resultado del transporte de masa que ocurre a grandes densidades de corrientes. Este proceso de electrólisis necesita de agua para suministrar el agua utilizada durante la reacción para la producción de hidrógeno y oxígeno. Como la reacción tiene lugar en la interfaz de la membrana y del electrodo, todos los flujos tienen que transportarse a través de los poros del electrodo. Durante este proceso, los flujos de masa encuentran una resistencia cuando atraviesan el electrodo. Esta resistencia aumenta cada vez que también lo hace el flujo transportado. Entonces, se puede deducir se pierde energía durante este proceso de transporte de masa, que se puede definir como el sobrepotencial de difusión. [43]

La ley de Fick describe muy bien el fenómeno de difusión de los flujos másicos a través de los poros del electrodo. En la electrólisis del agua tenemos solo dos componentes que son el mixto O_2/H_2O en la parte del ánodo, y el mixto de H_2/H_2O en la parte del cátodo. Así que el mayor desafío de la electrólisis del agua para minimizar las pérdidas del sobrepotencial es poder quitar los gases de hidrógeno y oxígeno de manera muy rápida después de su formación, para que su concentración no aumente y que no bajen las reacciones cinéticas dentro del electrolizador.[42]

Se puede estimar el sobrepotencial de difusión utilizando la ecuación de Nernst:

$$V_{diff} = V_{diff}^{an} + V_{diff}^{cat}$$

$$V_{diff}^{an} = \frac{RT_{an}}{4F} \ln \left(\frac{C_{O_2,me}}{C_{O_2,me,0}} \right)$$

$$V_{diff}^{cat} = \frac{RT_{cat}}{2F} \ln \left(\frac{C_{H_2,me}}{C_{H_2,me,0}} \right)$$

Donde:

- $C_{H_2,me}, C_{O_2,me}$ es la concentración del hidrógeno y oxígeno.
- $C_{H_2,me,0}, C_{O_2,me,0}$ es la concentración en condición estándar $P_0 = 1[atm]$ y $T_0 = 25[^\circ C]$

Como se ha calculado anteriormente, $C_{H_2,me}, C_{O_2,me}$ son las concentraciones de estos gases en la interfaz de la membrana y del electrodo.

- Sobrepotencial óhmico

El sobrepotencial óhmico es la resistencia que existe entre las celdas del electrolizador y la corriente eléctrica, ya que cualquier material superconductor siempre presenta una resistencia, aunque sea mínima, a la corriente eléctrica.

Las celdas dentro del stack están conectadas en serie, así que la resistencia total es la suma de las resistencias de cada celda. Esta resistencia se puede expresar según la ley de Ohm, que relaciona la resistencia eléctrica con el voltaje y la intensidad de la siguiente manera:

$$V_{ohm} = R_{cell} * I$$

Donde R_{cell} es la resistencia óhmica, que es la suma de las resistencias del electrodo, la membrana y de las placas bipolares, que podemos expresar de esta forma:

$$V_{ohm} = (R_{el} + R_{pl} + R_{mem}) * I$$

- R_{el} es la resistencia del electrodo
- R_{pl} es la resistencia de las placas bipolares
- R_{mem} es la resistencia de la membrana

En las celdas del electrolizador, las pérdidas óhmicas son causadas por la resistencia del electrolito cuando las atraviesan los iones de hidrógeno y la resistencia de los electrodos hacia los electrones. En la figura 55 se pueden ver las resistencias óhmicas que se forman durante el proceso de electrólisis.[42]

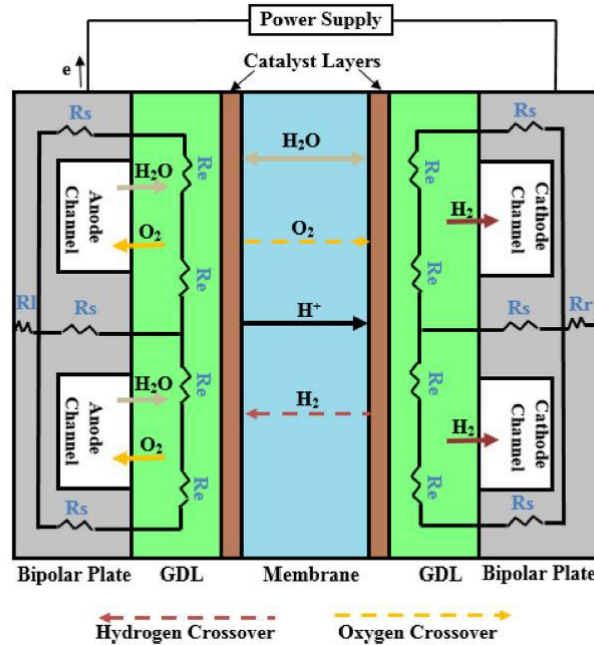


Figura 55 : esquema general de las resistencias en un electrolizador PEM.[44]

Aplicando la ley de ohm podemos obtener la resistencia total del electrodo y de la placa bipolar

- Resistencia del electrodo:

$$R_{el} = \frac{\rho_{eff}}{8L} \left[\frac{(w_c^{an} + w_s^{an})}{n_{ch}^{an} \delta_{el}^{an}} + \frac{(w_c^{cat} + w_s^{cat})}{n_{ch}^{cat} \delta_{el}^{cat}} \right]$$

Donde:

- w_c^{an} es el ancho de la cámara del ánodo, en nuestro caso es del orden de 1 [mm]
- w_s^{an} es el ancho del soporte de la cámara del ánodo, en nuestro caso [mm]
- w_c^{cat} es el ancho de la cámara del cátodo, en nuestro caso [mm]
- w_s^{cat} es el ancho del soporte de la cámara del cátodo, que en nuestro caso [mm]
- n_{ch}^{an} es el número de cámara del ánodo, en nuestro caso 80
- n_{ch}^{cat} es el número de cámara del cátodo, en nuestro caso 80
- δ_{el}^{an} es el espesor del electrodo del ánodo, en nuestro caso 0,04 [mm]
- δ_{el}^{cat} es el espesor del electrodo del cátodo, en nuestro caso 0,04[mm]
- L es la longitud, que en nuestro caso se ha considerado de 640 [mm]

ρ_{eff} es la resistencia efectiva del electrodo que se puede calcular como:

$$\rho_{eff} = \frac{\rho_{el}}{(1 - \varepsilon)^{1,5}}$$

- Resistencia total de la placa bipolar:

$$R_{pl} = (R_s^{an} + R_s^{cat}) + (R_l^{an} + R_r^{cat})$$

Es la resistencia en los dos lados de la placa bipolar, que podemos calcular como:

$$R_r^{cat} = \frac{\rho_p^{cat} h_p^{cat}}{WL}$$

$$R_l^{an} = \frac{\rho_p^{an} h_p^{an}}{wL}$$

Donde:

- ρ_p^{an} es la resistencia específica del ánodo, en nuestro caso $43,1 * 10^{-6} [\Omega cm]$
- ρ_p^{cat} es la resistencia específica del cátodo, en nuestro caso $16 * 10^{-3} [\Omega cm]$
- h_p^{an} es la distancia que hay entre los dos bordes extremos de la superficie de la cámara del ánodo, en nuestro caso $1,5 [mm]$
- h_p^{cat} es la distancia que hay entre los dos bordes extremos de la superficie de la cámara del cátodo, en nuestro caso $1,5 [mm]$
- W es el ancho de la membrana, en nuestro caso $25 [mm]$

La resistencia del soporte de la cámara del cátodo y el ánodo se puede calcular como:

$$R_s^{cat} = \frac{\rho_p^{cat} h_c^{cat}}{n_{ch,cat}^s w_s^{cat} L}$$

$$R_s^{an} = \frac{\rho_p^{an} h_c^{an}}{n_{ch,an}^s w_s^{an} L}$$

Donde

- $n_{ch,cat}^s$ es el número de los soportes de la cámara del ánodo, en nuestro caso 80
- $n_{ch,an}^s$ es el número de los soportes de la cámara del cátodo, en nuestro caso 80

Resistencia de la membrana

$$R_{mem} = \frac{\delta_m}{A \sigma_{mem}}$$

Donde

- δ_m es el espesor de la membrana, que en nuestro caso es $0,003 [m]$
- σ_{mem} es la conductividad de la membrana, que podemos calcular como:

$$\sigma_{mem} = (0,005139 \lambda_m - 0,00326) * \left[1268 * \left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T} \right) \right]$$

Donde λ es el contenido de agua de la membrana que se puede calcular como:

$$\lambda_m = 0,043 + 17,81a - 39,85a^2 + 36a^3$$

$$\lambda_m = \frac{(\lambda_{cat} + \lambda_{an})}{2}$$

$$a_i = Y_{H_2O,i} \frac{P_i}{P_{sat}}$$

Donde

- a_i es el coeficiente de la actividad del vapor de agua
- Y_i, P_i es la fracción molar y la presión parcial del agua en el cátodo y el ánodo
- P_{sat} es la presión de saturación del agua en la membrana [Pa] que depende solamente de la temperatura T [°C]. Se puede calcular como :

$$P_{sat} = -2846,4 + 411,24 * T - 10,554T^2 + 0,016636T^3$$

A modo de conclusión, puede decirse que la producción de energía solar de la planta fotovoltaica se ve afectada por varios parámetros. Estos son pérdida por suciedad, pérdida por temperatura, pérdida en los inversores y transformadores, pérdida en el cableado DCAC y consumo de equipos auxiliares. Del modelo matemático del electrolizador PEM podemos concluir que la producción de hidrógeno está directamente relacionada con la densidad de corriente según la ley de Faraday. No obstante, la temperatura es un parámetro que puede aumentar o disminuir esta producción. El consumo de agua durante la electrólisis no es proporcional a la producción de hidrógeno, ya que el caudal necesario es la suma del caudal de agua consumida y del caudal de agua que se ve absorbida por la membrana. De esta forma, el agua será un elemento fundamental y necesario en grandes cantidades para realizar plantas híbridas de un tamaño considerable.

7. Ensayos y validación del modelo

En el último capítulo de este trabajo, se exponen los resultados de la simulación de nuestra planta fotovoltaica. Se definen los efectos de los parámetros estudiados en el capítulo anterior y la producción de hidrógeno según el tipo de potencia nominal instalada.

7.1. Caracterización de la celda del electrolizador PEM

Previamente a la caracterización de las celdas del electrolizador a diferentes condiciones de operación para las tres ubicaciones geográficas elegidas en el estudio, se ha llevado a cabo una evaluación del electrolizador en condición nominal, denominado ensayo de referencia. Estas condiciones se resumen en una presión de 30 bar y una temperatura de 80°C. En la figura 56 se puede observar la curva de (V-I) la celda del electrolizador PEM.

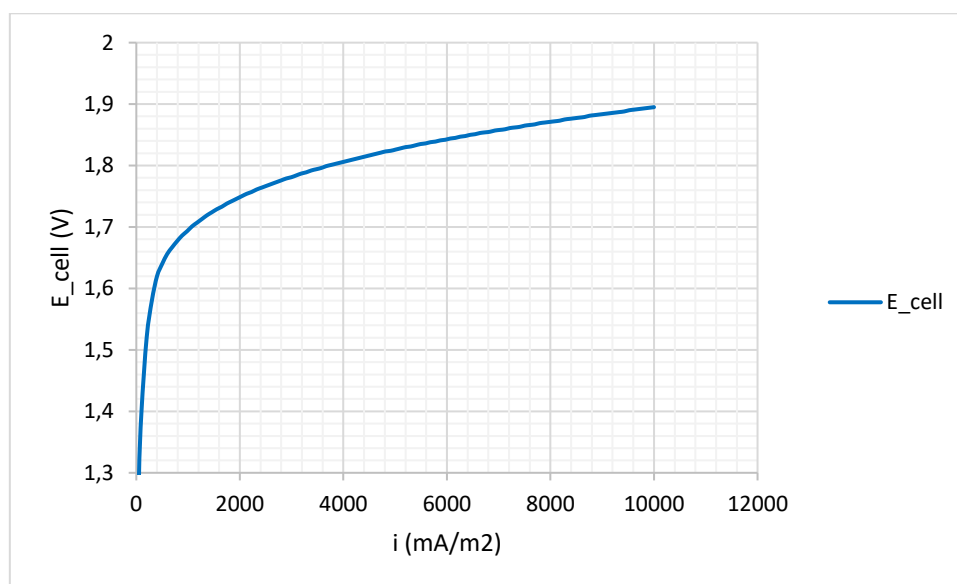


Figura 56 : curva de polarización V-I de la celda del electrolizador.

Como se puede ver en la figura 56, tras la simulación hecha con el software EES, la curva de polarización V-I muestra de manera clara que según la densidad de corriente aumenta, también lo hace el voltaje hasta un valor del 20%, donde la curva se estabiliza. Es decir, a partir de 1,7 V y hasta 2 V, la celda del electrolizador puede operar. En la figura 57 podemos distinguir los diferentes potenciales que caracterizan la celda del electrolizador, de allí se obtiene que el sobrepotencial de activación tiene un impacto mucho más alto sobre la celda que los demás.

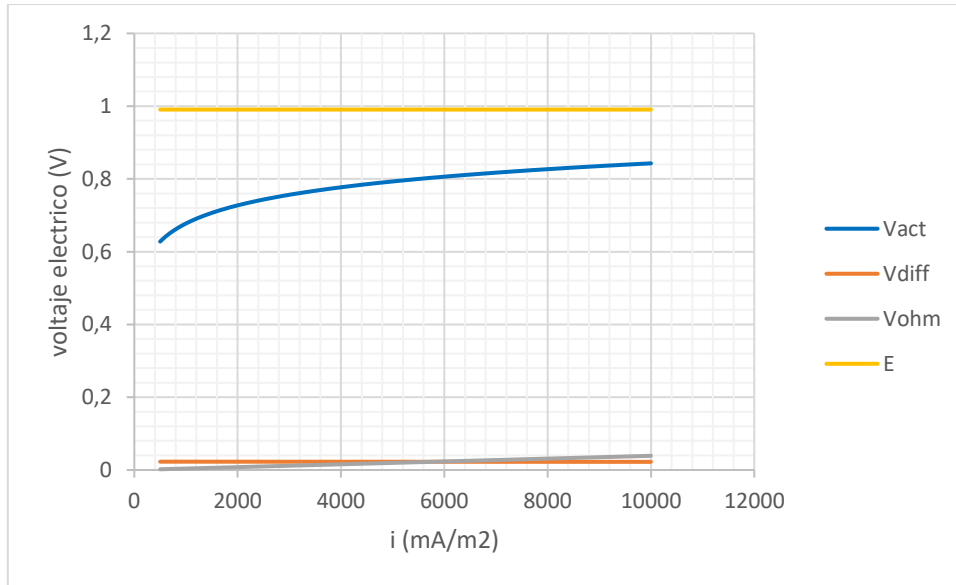


Figura 57 : curva de polarización de los diferentes potenciales que caracterizan a la celda del electrolizador PEM.

7.2. Validación del modelo

7.2.1. Validación de la curva de polarización entre el modelo teórico y el modelo de Debe et al

La curva de polarización V-Idel modelo teórico desarrollado como lo podemos ver en la figura 58 indica un error del 1,07% frente a los resultados de Debe et al. Este margen de error puede ser el resultado de los diferentes parámetros que hemos tomado como inputs de entrada para nuestro modelo.

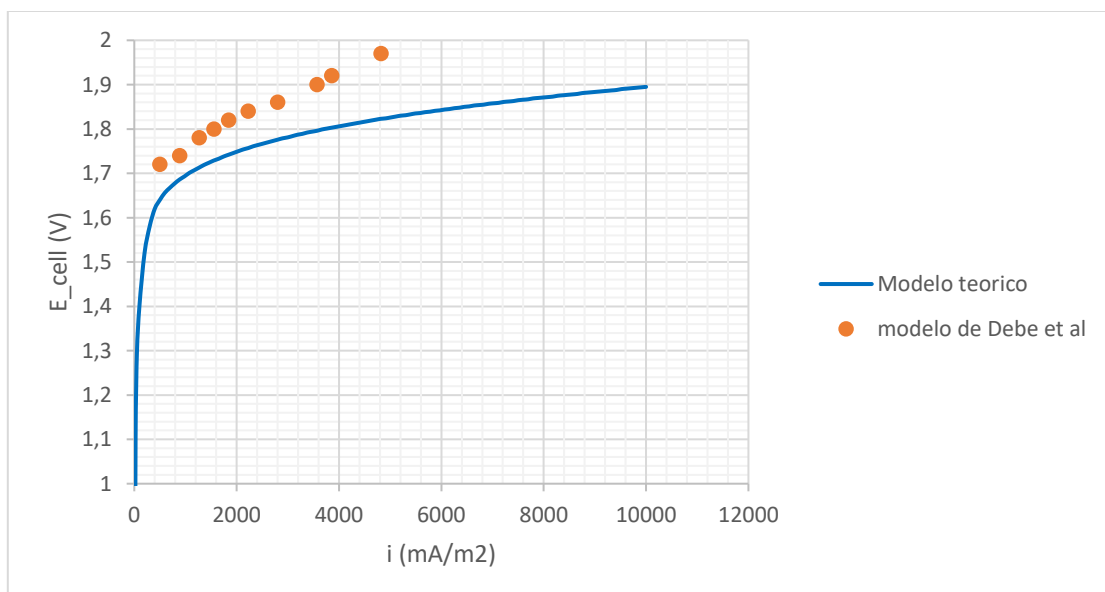


Figura 58 : curva de polarización del modelo teórico y del modelo de Debe et al.

7.2.2. Validación de la curva de rendimiento

La curva de rendimiento de la celda del electrolizador nos enseña que cada vez que trabajamos a intensidad alta, su rendimiento baja, lo que resulta lógico, ya que a altas densidades de corriente el electrolizador trabaja con voltajes más altos debido a que las pérdidas son más importantes.

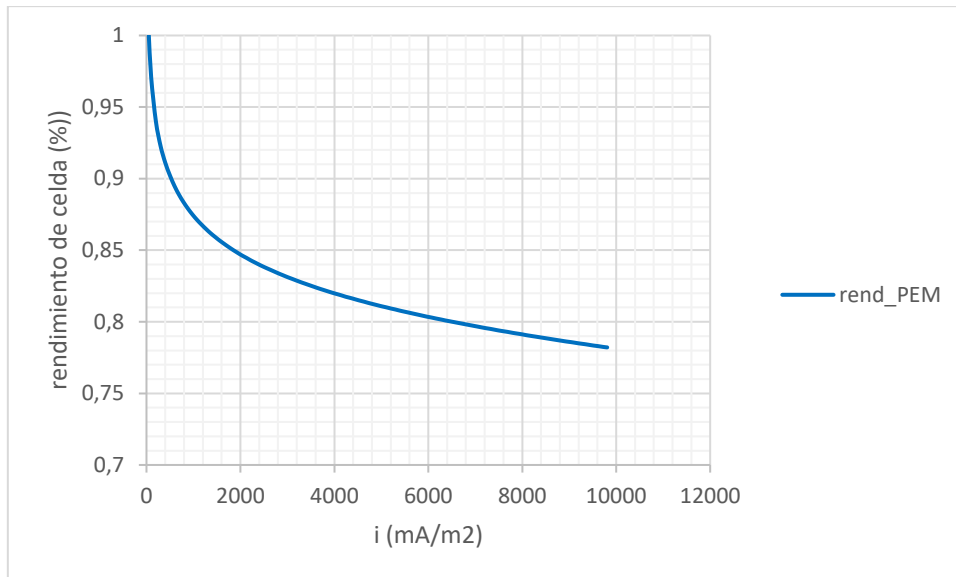


Figura 59 : curva de polarización del rendimiento del electrolizador PEM.

7.2.3. Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno está directamente relacionada con la intensidad de la corriente. Al aumentar la densidad de corriente, la producción de hidrógeno se hace más alta.

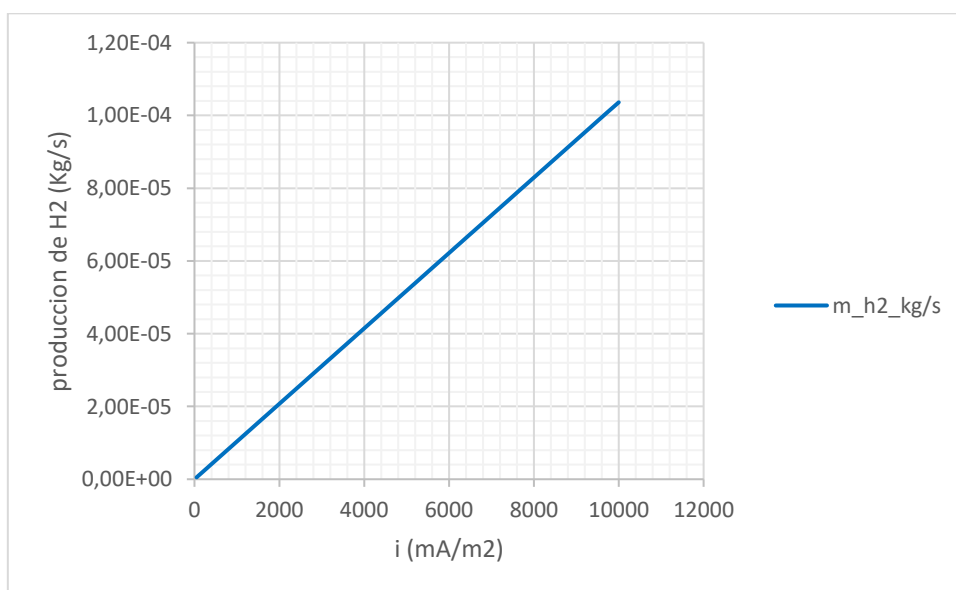


Figura 60 : producción de hidrógeno en función de la intensidad de corriente.

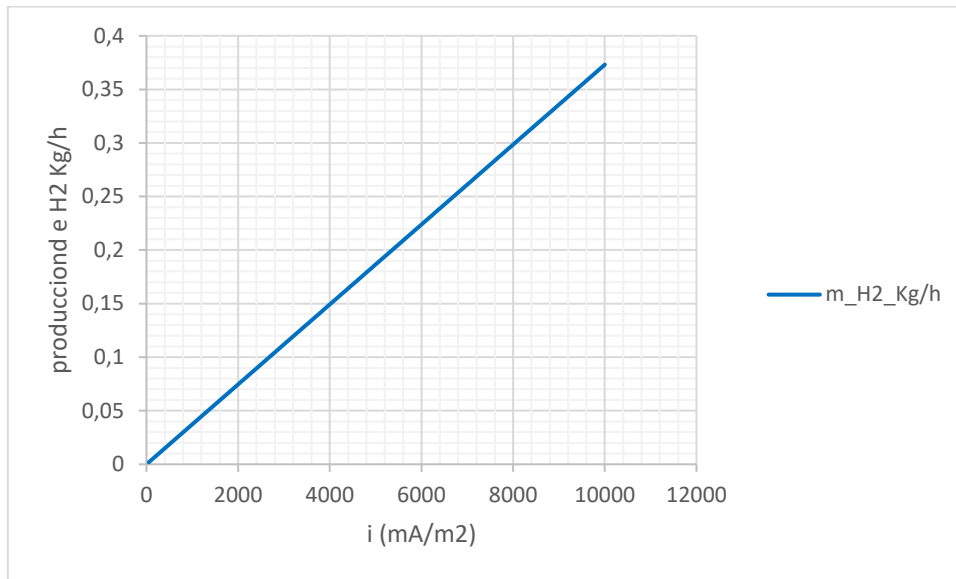


Figura 61 : producción de hidrógeno horaria en función de la intensidad de corriente.

7.2.4. Consumo eléctrico de la celda y del stack

Al producir más hidrógeno, el consumo eléctrico del electrolizador aumenta, como se puede ver en la figura 62.

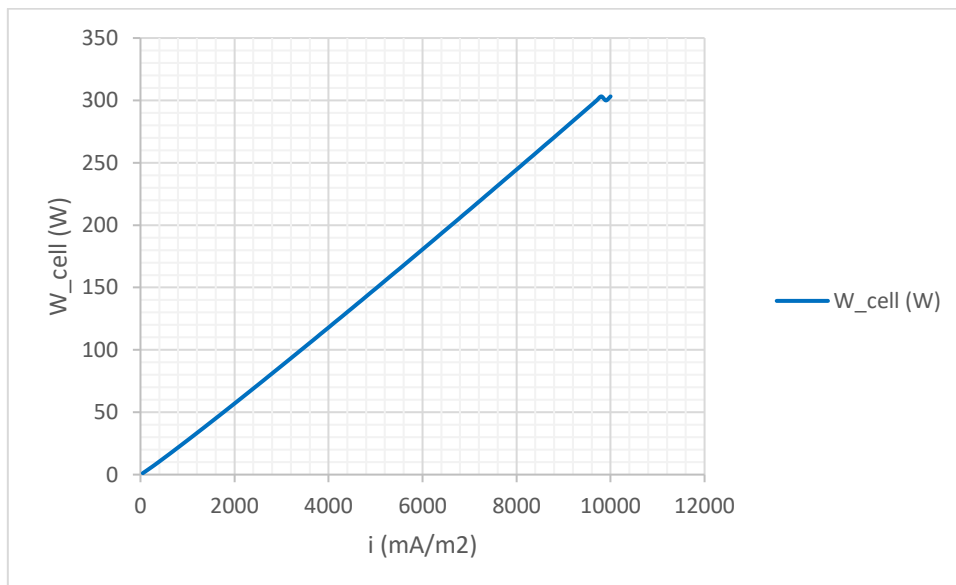


Figura 62 : curva de consumo de energía por una celda durante el proceso de electrólisis.

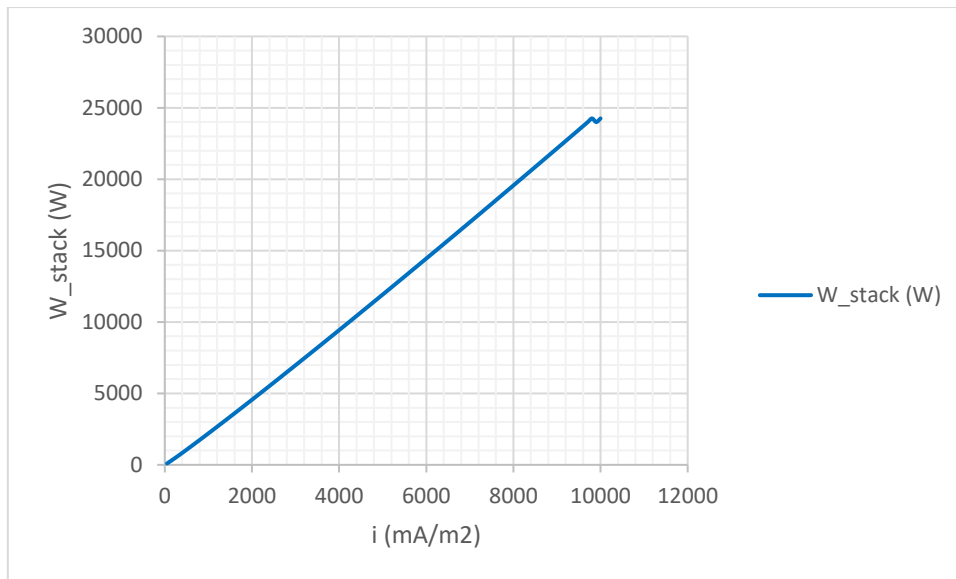


Figura 63 :curva de consumo de energía por el electrolizador durante el proceso de electrólisis.

7.3. Caracterización de la celda del electrolizador frente a diferentes condiciones de operación

A continuación, se ha hecho un estudio del comportamiento de la celda del electrolizador PEM cuando varía la presión y la temperatura de operación. Para ello, se mantiene igual el resto de las condiciones de operación inicialmente establecidas. El objetivo es ver la influencia de la temperatura y de la presión sobre la producción de hidrógeno, del consumo de energía y del rendimiento. Esta simulación se ha hecho con el software de EES.

7.3.1. Efecto de la temperatura

Como está descrito anteriormente, se ha llevado a cabo un estudio del comportamiento de la celda del electrolizador cuando varía la temperatura de operación, manteniendo iguales el resto de las condiciones de operación inicialmente establecidas. La figura 64 representa la curva V-I de polarizaciones en función de la temperatura de operación. Se puede observar de manera muy clara que al aumentar la temperatura de operación, el electrolizador opera a menos voltaje durante el proceso de electrólisis. Esto implica que el proceso consumirá menos energía.

- Curva de polarización

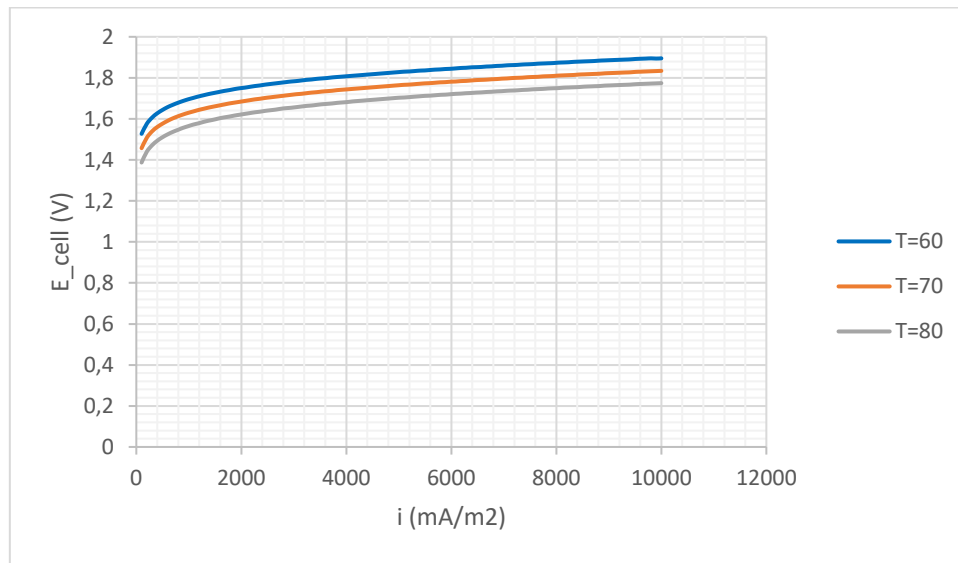


Figura 64 : curva de polarización de la celda del electrolizador en función de la temperatura.

La curva de arriba confirma lo que hemos visto en la literatura, que al aumentar la temperatura de operación, menor es la energía necesaria para la electrólisis. Esto tiene como resultado un menor voltaje eléctrico. Este fenómeno muestra que aumentando la conductividad del electrolito, el voltaje reversible disminuye, es decir, disminuye la energía reversible de Gibbs y favorece la cinética de la reacción de electrólisis. Los rangos de temperatura de operación de los electrolizadores generalmente están entre 60°C y 90°C.

- Rendimiento

De la misma manera que al aumentar la temperatura de operación el electrolizador opera a menos voltaje eléctrico, a mayor temperatura obtenemos un mayor rendimiento, ya que el rendimiento es el voltaje dividido por el voltaje ideal. De esta forma el rendimiento de la celda del electrolizador está directamente relacionado con la temperatura del proceso.

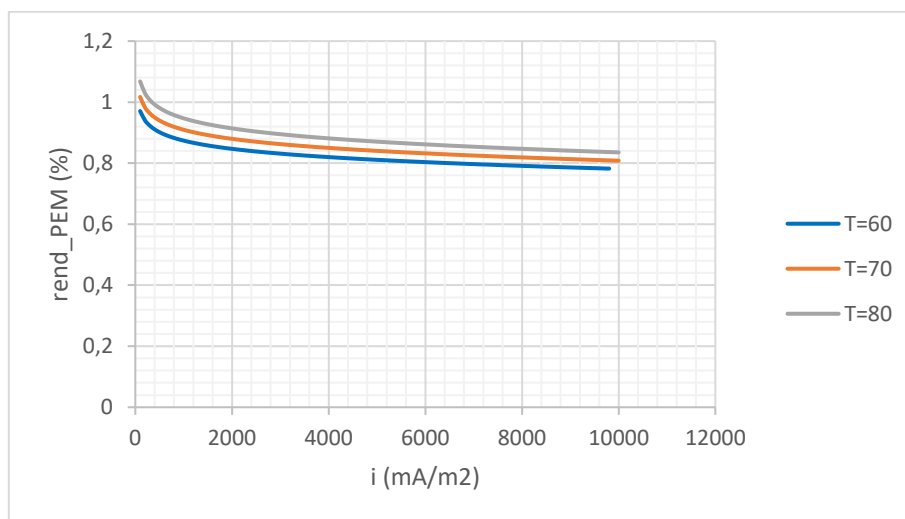


Figura 65 : curva del rendimiento de la celda del electrolizador en función de la temperatura.

- Producción de Hidrógeno

En la figura 66, que representa la producción de hidrógeno en función de la temperatura de operación, se puede observar que, por cada temperatura, tenemos una producción de hidrógeno ligeramente variable para la misma densidad de corriente eléctrica. La producción disminuye al operar con temperaturas más altas, así que se puede concluir que la temperatura tiene un efecto directo sobre la producción de hidrógeno durante el proceso de la electrólisis.

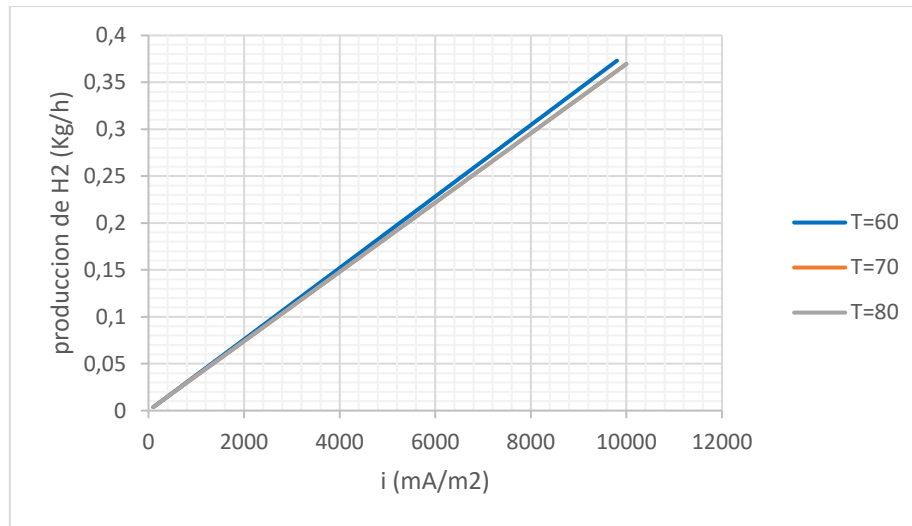


Figura 66 : producción de hidrógeno por la celda del electrolizador en función de la temperatura de operación.

La variación de producción de hidrógeno en función de la temperatura de operación se debe principalmente a una mayor resistencia eléctrica a altas temperaturas, lo que hace que tengamos menor eficiencia de Faraday.

- Consumo eléctrico

El consumo eléctrico, como lo podemos ver en la figura 67, aumenta con la disminución de la temperatura de operación para la misma intensidad de corriente eléctrica. A mayor temperatura de operación, el voltaje eléctrico será menor, por lo que también lo será el consumo eléctrico.

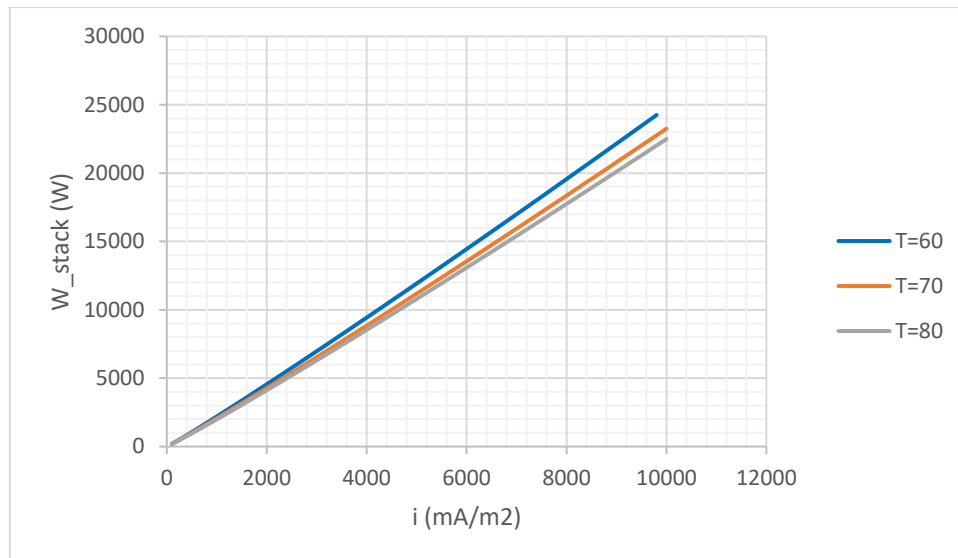


Figura 67 : consumo eléctrico por temperatura de operación.

7.3.2. Efecto de la presión

Se ha hecho un estudio de la influencia de la presión de operación sobre el comportamiento de la celda del electrolizador PEM durante el proceso de la electrólisis. A continuación, podemos ver los resultados obtenidos en la simulación a través del software EES.

- Curva de polarización

Como ocurre con la temperatura, la presión afecta al comportamiento de la celda del electrolizador. Al variar la presión de operación, se ve que cada vez que la presión es más alta el electrolizador consume más, es decir, que opera a un voltaje eléctrico mayor. Esto puede observarse en la figura 68, que representa la curva de polarización V-I en función de la presión.

Como hemos visto anteriormente, los electrolizadores PEM pueden trabajar con presiones de más de 30 bar, al contrario que los electrolizadores alcalinos. El voltaje reversible aumenta con la presión de operación, lo que confirma los resultados obtenidos en nuestra simulación. Además, al aumentar la presión el diámetro de las burbujas de gas disminuye, aumentando su intensidad. De esta forma, las burbujas de gas tendrán una menor fuerza de empuje, pudiendo acumularse sobre la superficie del electrolito y causando el aumento del voltaje eléctrico.

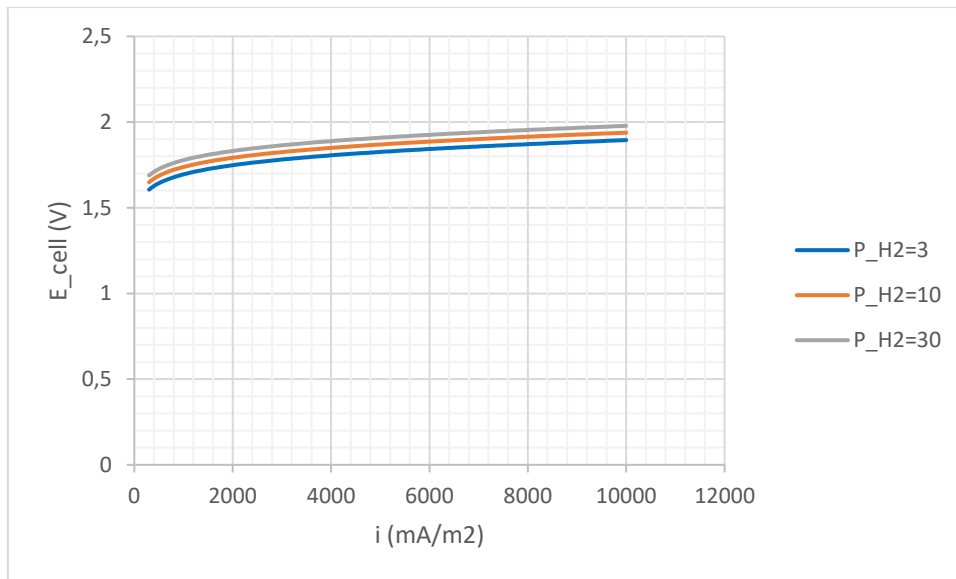


Figura 68 : curva de polarización V-I en función de la presión de operación de la celda del electrolizador PEM.

- **Rendimiento**

El rendimiento eléctrico de la celda del electrolizador está directamente relacionada con la presión de operación. En nuestro caso, al operar a mayor presión, tendremos un menor rendimiento, tal y como se puede ver en la figura 69.

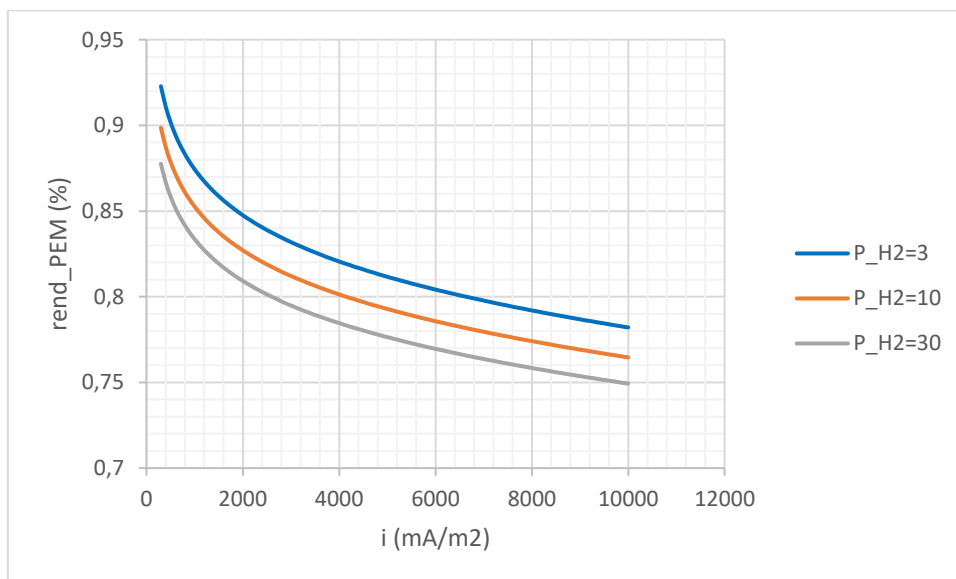


Figura 69 : rendimientos del electrolizador con diferente presión de operación

- Producción de Hidrógeno

En los electrolizadores PEM, la presión de operación no tiene influencia sobre la producción de hidrógeno. En la figura 70 podemos ver que, aunque variemos la presión de operación por la misma densidad de corriente, el caudal de hidrógeno permanece constante, lo que confirma que el caudal de hidrógeno está en función de la temperatura y no de la presión.

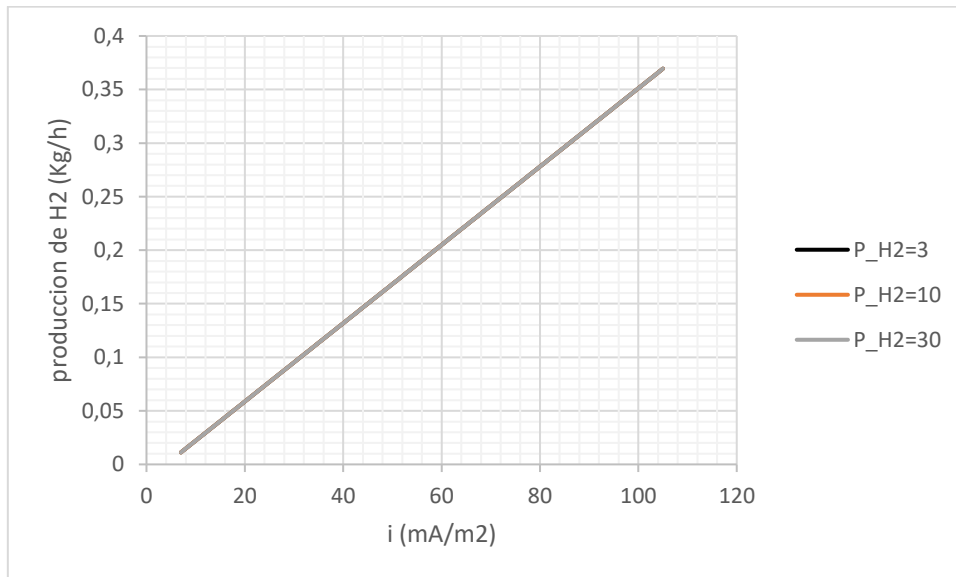


Figura 70 : producción de hidrógeno con varias presiones de operación.

- Consumo eléctrico

El consumo eléctrico, al contrario que la producción de hidrógeno, aumenta cuando también lo hace la presión de operación, de tal manera que el mayor consumo eléctrico se obtiene cuando se opera a una presión de 30 bar.

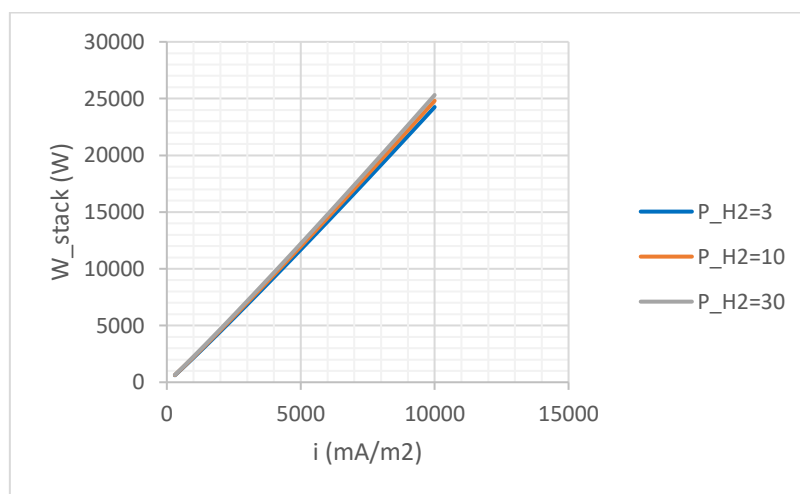


Figura 71 : consumo eléctrico del electrolizador con diferentes presiones de operación.

7.4. Caracterización de la producción de energías y de hidrógeno a diferentes localizaciones

Durante esta simulación hemos llevado a cabo el estudio de la producción de energía solar en 3 sitios diferentes, que son Sevilla, Madrid y Barcelona, para ver cómo afecta la variación de la energía producida en la producción de hidrógeno por electrolizador. También hemos hecho varios escenarios de potencia instalada de 1MWn, 125KWn y 50KWn, con el objetivo de ver el comportamiento del electrolizador.

En esta simulación hemos elegido unas condiciones de proceso de 60° de temperatura y una presión de salida de hidrógeno de 30 bar para una mejor producción de hidrógeno. El intervalo de voltaje de funcionamiento del electrolizador es de 1,7 hasta 2 (V). Cuando tiene lugar una sobreproducción de la energía producida por el sistema fotovoltaico, el electrolizador funciona a carga máxima y se queda con una producción constante.

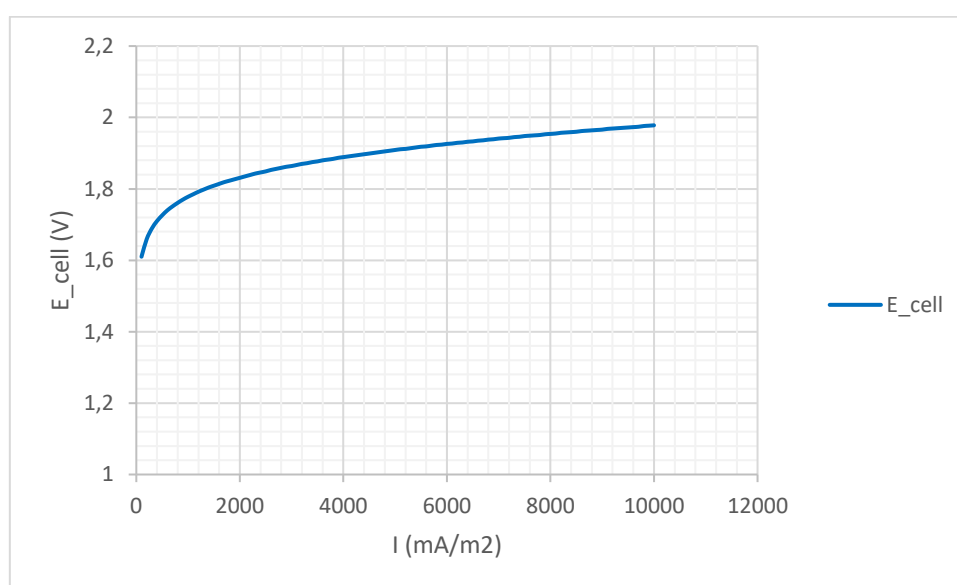


Figura 72 : curva de polarización V-I de la simulación.

Como se puede ver en la figura 72, a partir del voltaje de 1,7 la curva tiene una forma lineal, lo que permite al electrolizador PEM trabajar mejor y tener una producción de hidrógeno mucho más estable, así como un rendimiento alto.

7.4.1. Instalación de 1MWn

Como hemos descrito anteriormente, hemos hecho una simulación de la producción de energía con varios escenarios de potencia instalada. El primero es de 1 MWn, de este modo podemos ver como varía la producción de energía en los tres sitios diferentes elegidos y la variación de su producción de hidrógeno.

- Sevilla

En la figura 73 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Sevilla, la producción

solar se eleva a 2671766,4 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 326605,8 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 12,22% de la energía solar obtenida.

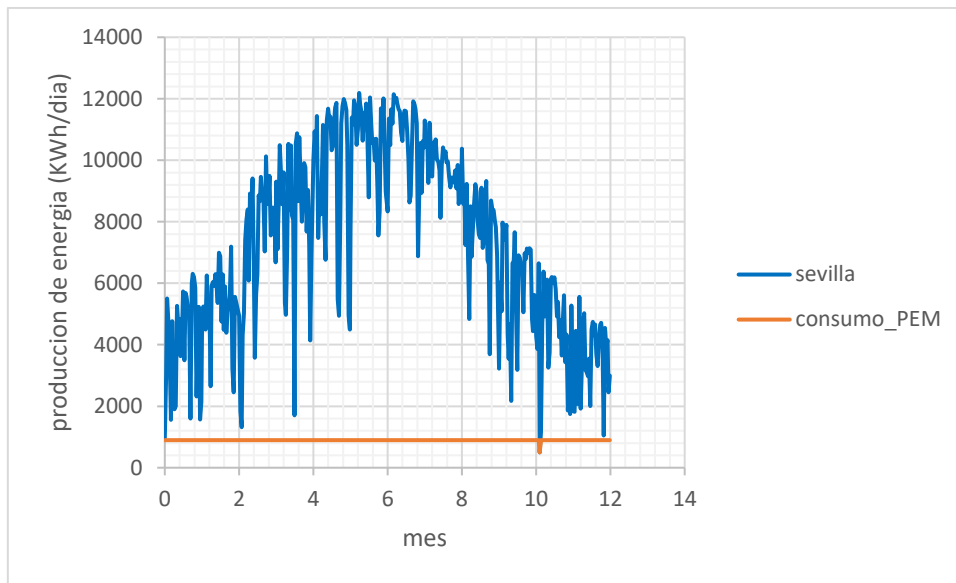


Figura 73 : producción de energía solar en Sevilla y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWn.

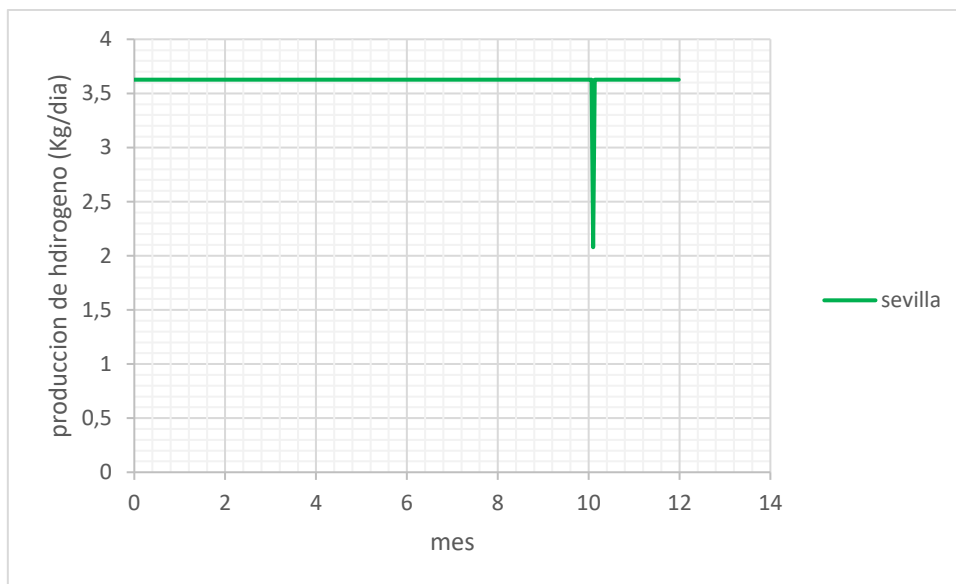


Figura 74 : producción de hidrógeno en Sevilla, potencia instalada 1MWn.

De la figura 74 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Sevilla con la configuración de 1 MWn es de un 1322,307 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 99,88% de su carga máxima.

- **Madrid**

En la figura 75 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Madrid, la producción solar se eleva a 2566125,1 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 326589,8 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 12,72% de la energía solar obtenida.

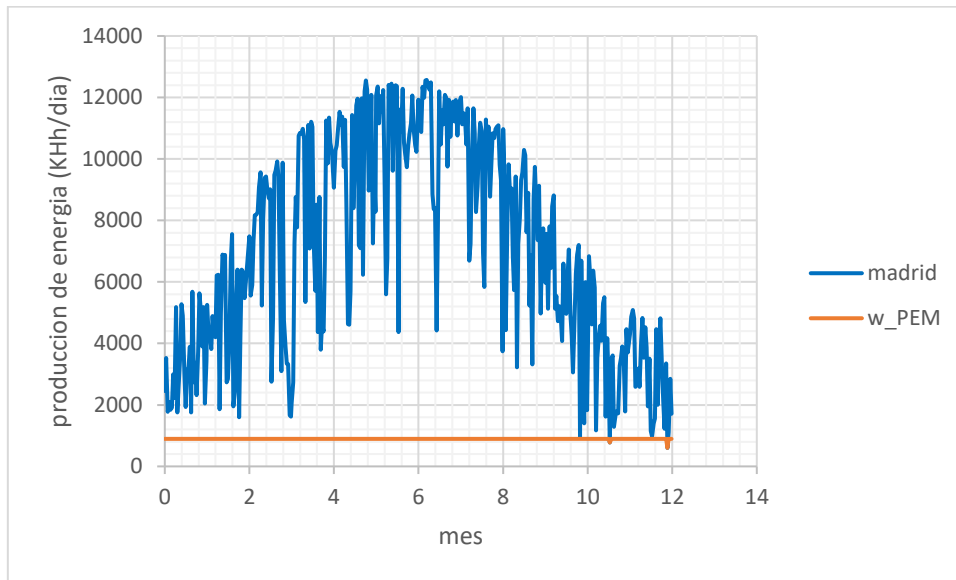


Figura 75 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWn.

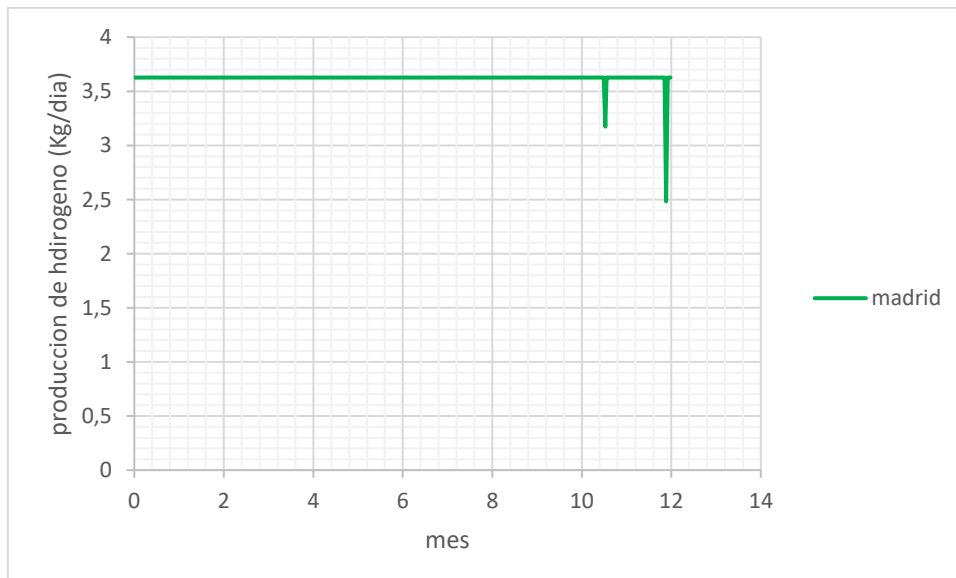


Figura 76 : producción de hidrógeno en Madrid, potencia instalada 1MWn.

De la figura 76 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Madrid con la configuración de 1 MWn es de un 1322,257 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 12,72 % de su carga máxima.

- **Barcelona**

En la figura 77 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Barcelona, la producción solar se eleva a 2380926,1 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 326469,8 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 13,71 % de la energía solar obtenida.

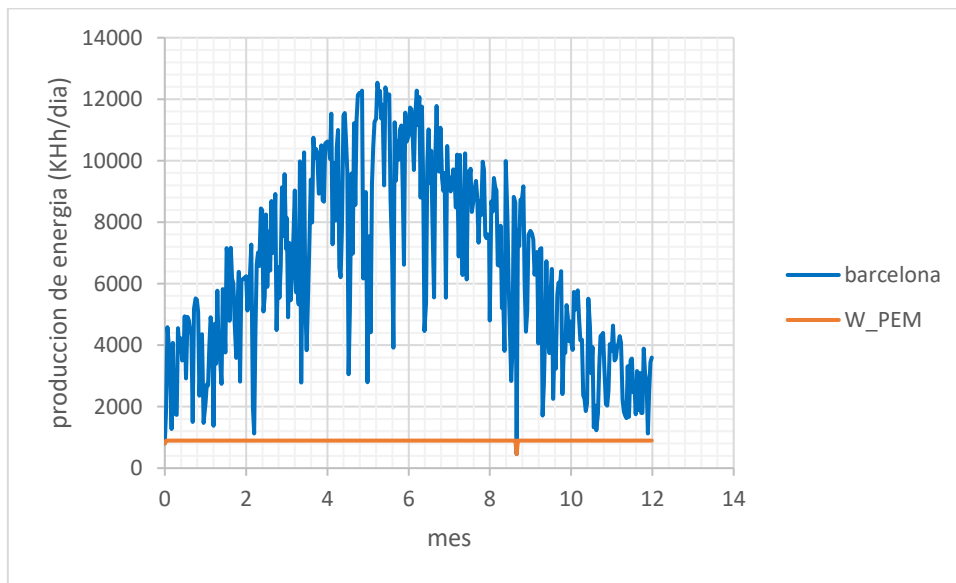


Figura 77 : producción de energía solar en Barcelona y consumo del PEMEC, potencia instalada 1MWn.

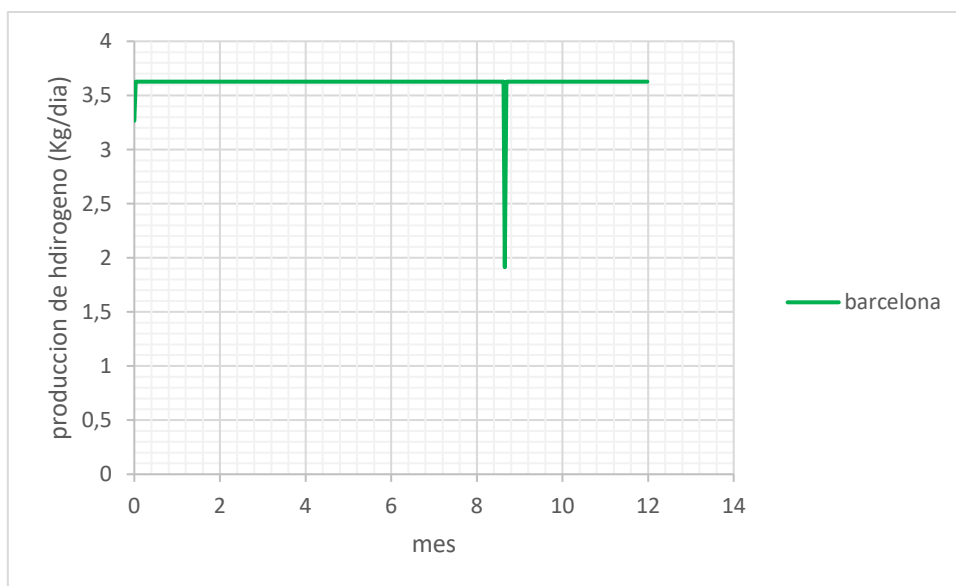


Figura 78 : producción de hidrógeno en Barcelona, potencia instalada 1MWn.

De la figura 78 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Barcelona con la configuración de 1 MWn es de un 1321,779 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 99,84% de su carga máxima.

7.4.2. Instalación de 125KWn

El segundo escenario estudiado muestra una simulación de la producción de energía solar fotovoltaica reduciendo la capacidad de la potencia instalada a 125KWn, lo que permite reducir la sobreproducción de energía y ver como eso afecta el comportamiento del electrolizador en la producción de hidrógeno.

- Sevilla

En la figura 79 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Sevilla, la producción solar se eleva a 334055,4 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 272347,2 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 81,53% de la energía solar obtenida.

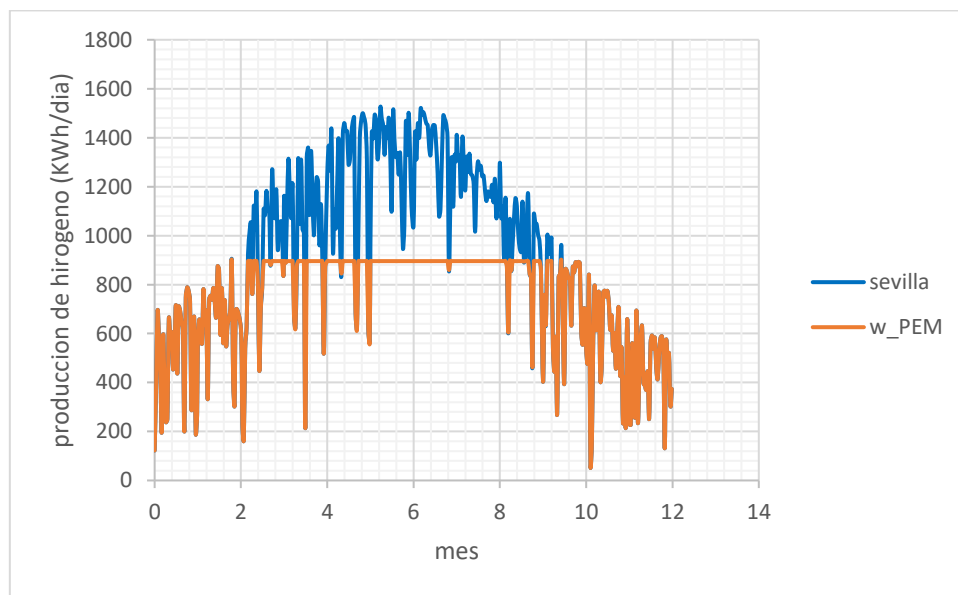


Figura 79 : producción de energía solar en Sevilla y consumo del PEMEC, potencia instalada 125KWn.

De la figura 80 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Sevilla con la configuración de 125 MWn es de un 1110,4596 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 83,88% de su carga máxima.

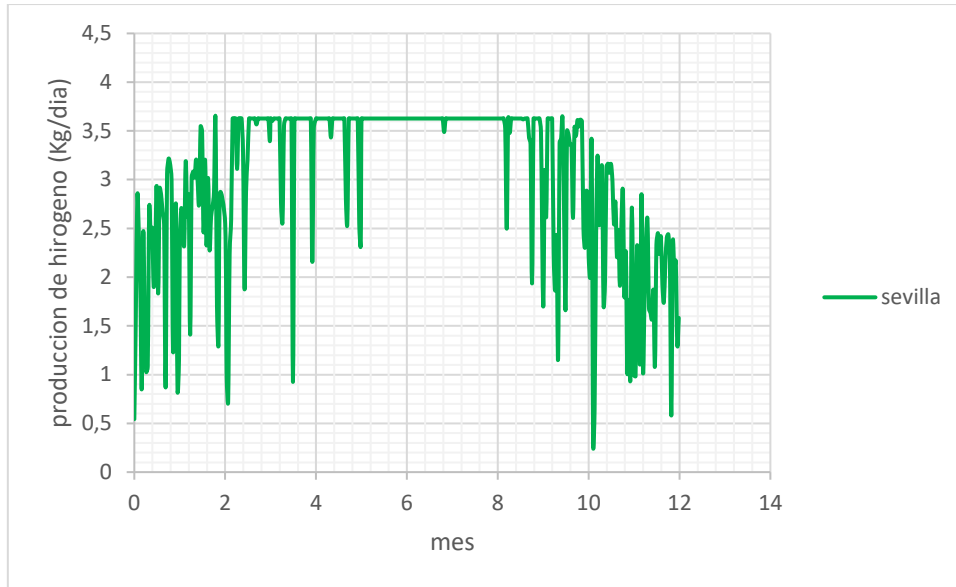


Figura 80 : producción de hidrógeno en Sevilla, potencia instalada 125KWn.

- **Madrid**

En la figura 81 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Madrid, la producción solar se eleva a 320846,65 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 254006,15 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 79,17 de la energía solar obtenida.

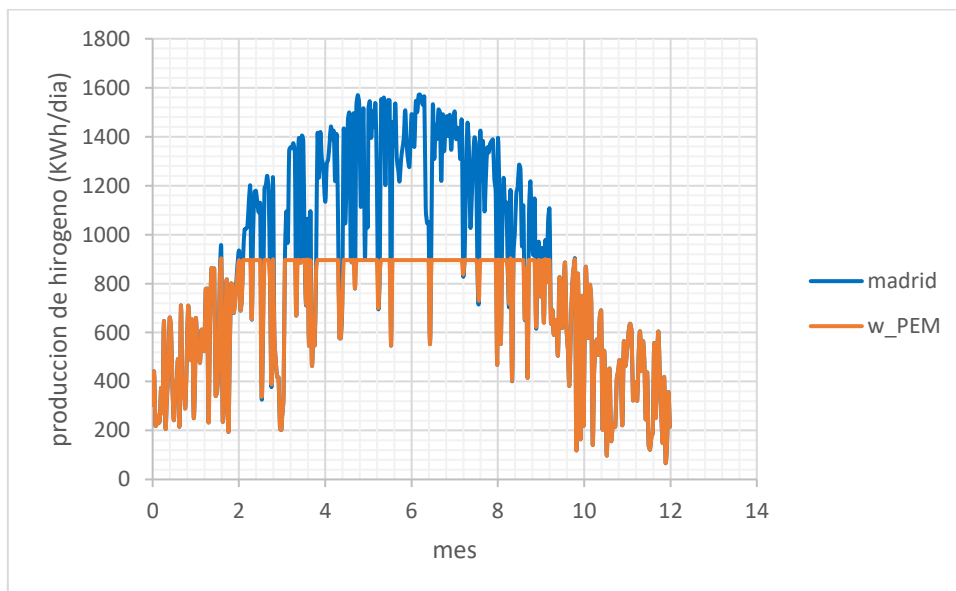


Figura 81 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 125KWn.

De la figura 82 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Madrid con la configuración de 125 MWn es de un 1037,892 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 78,40 % de su carga máxima.

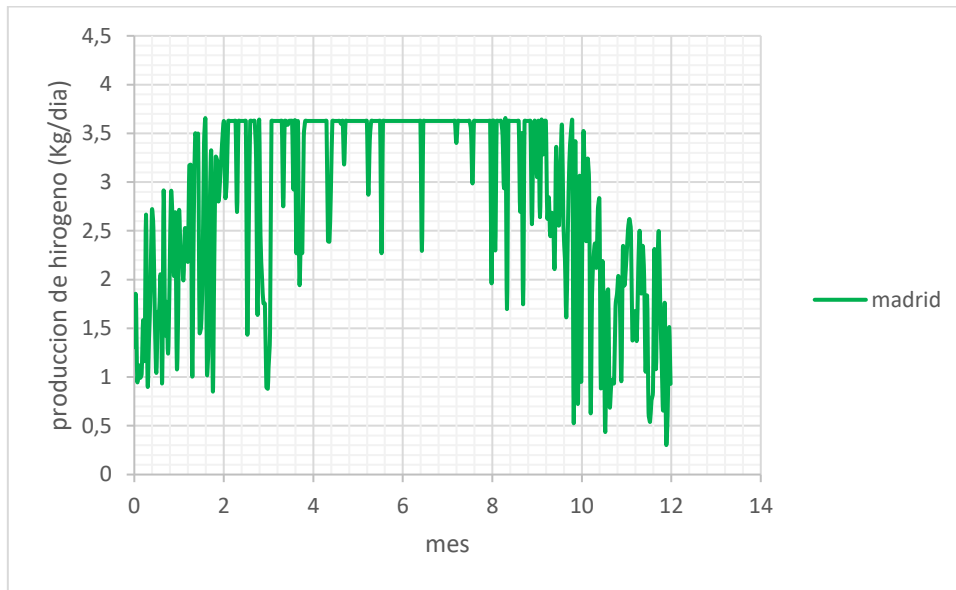


Figura 82 : producción de hidrógeno en Madrid, potencia instalada 125KWn.

- **Barcelona**

En la figura 83 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Barcelona, la producción solar se eleva a 297687,25 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 250565,85 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 84,17 % de la energía solar obtenida.

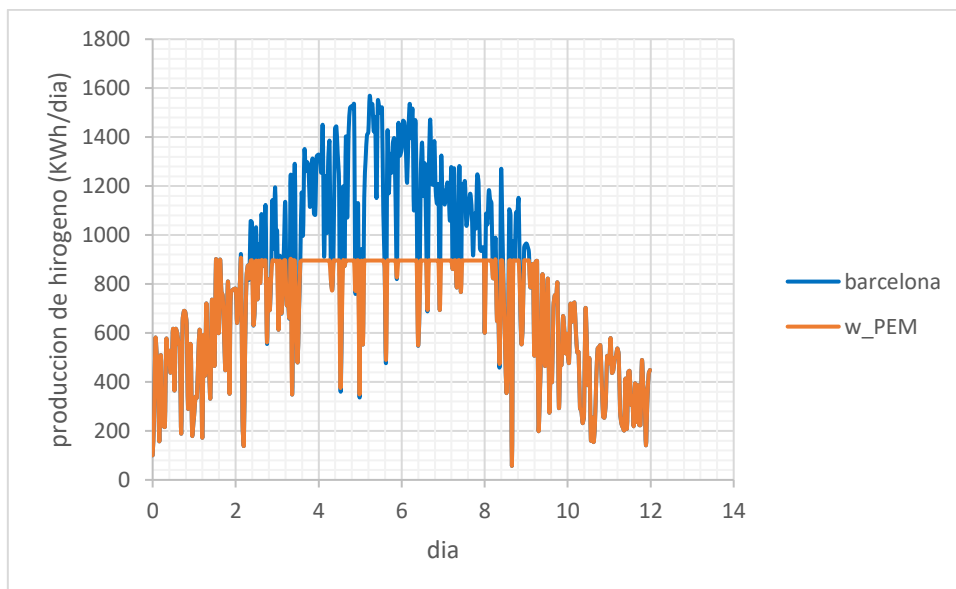


Figura 83 : producción de energía solar en Barcelona y consumo del PEMEC, potencia instalada 125KWn.

De la figura 84 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Barcelona con la configuración de 125 MWn es de un 1024,7612 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 77,41% de su carga máxima.

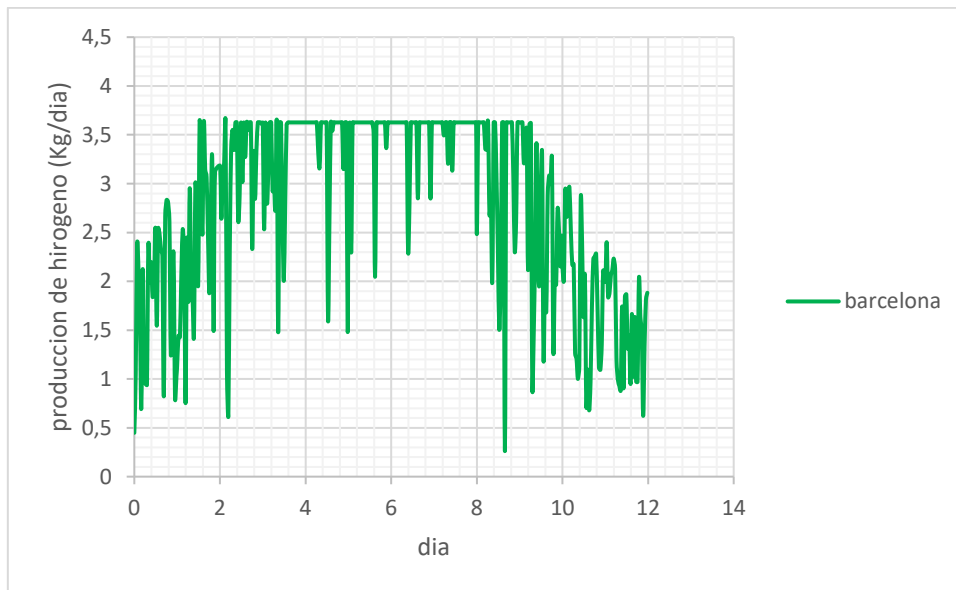


Figura 84 : producción de hidrógeno en Barcelona, potencia instalada 125KWn.

7.4.3. Instalación de 50KWn

El tercer escenario estudiado muestra una simulación de la variación de la energía producida por la planta fotovoltaica bajando su potencia nominal a 50 KWp, con el objetivo de observar la variación de la producción de hidrógeno.

- Sevilla

En la figura 85 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Sevilla, la producción solar se eleva a 133621,82 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 133621,82 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 100% de la energía solar obtenida.

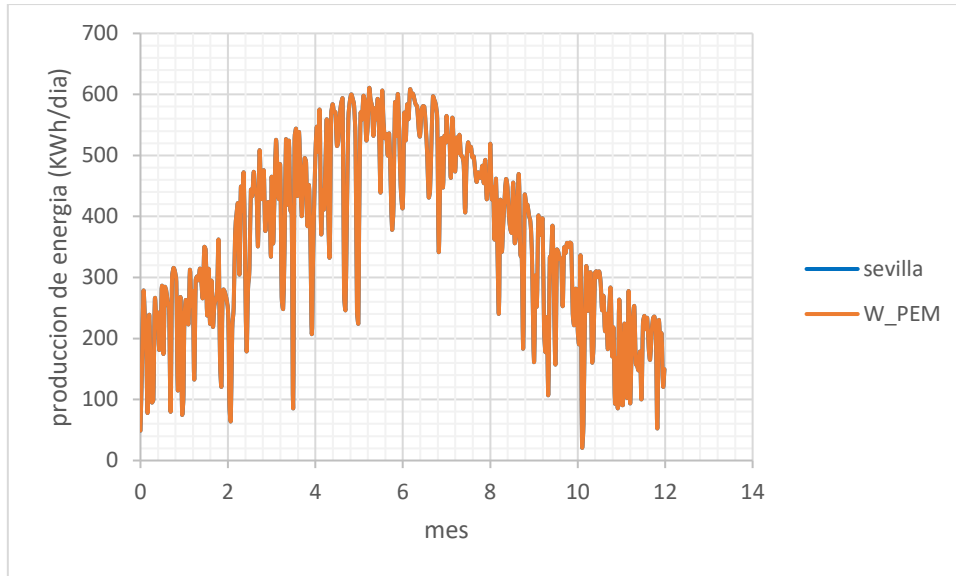


Figura 85 : producción de energía solar en Sevilla y consumo del PEMEC, potencia instalada 50KWn.

De la figura 86 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Sevilla con la configuración de 50 MWn es de un 563,261 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 42,55% de su carga máxima.

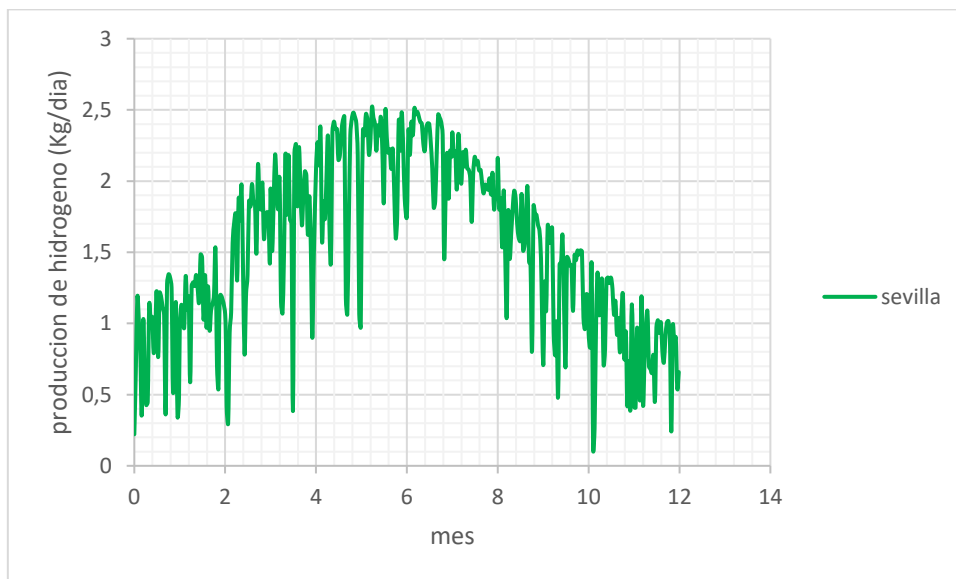


Figura 86 :producción de hidrógeno en Sevilla, potencia instalada 50KWn.

- Madrid

En la figura 87 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Madrid, la producción solar se eleva a 128337,98 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 128337,98 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 100% de la energía solar obtenida.

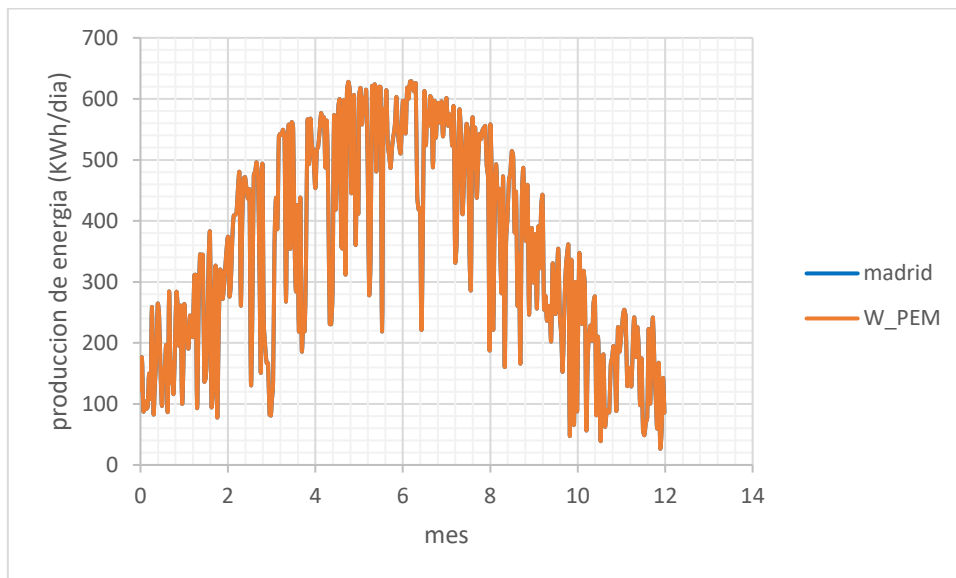


Figura 87 : producción de energía solar en Madrid y consumo del PEMEC, potencia instalada 50KWp.

De la figura 88 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Madrid con la configuración de 50 MWn es de un 540,8486 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 40,85 % de su carga máxima.

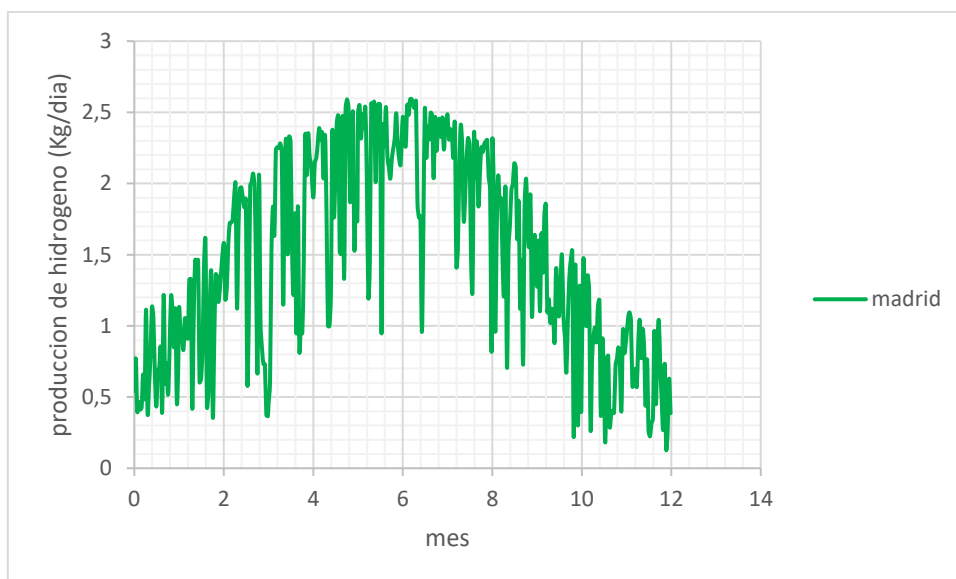


Figura 88 : producción de hidrógeno en Madrid, potencia instalada 50 KWn.

- **Barcelona**

En la figura 89 podemos ver la energía solar fotovoltaica anual producida por el campo solar diseñado y el consumo eléctrico del electrolizador PEM durante su funcionamiento. En la ciudad de Barcelona, la producción solar se eleva a 119074,22 KWh/año. Asimismo, el consumo eléctrico del electrolizador es de 119074,22 KWh/año. Esto implica que hemos consumido solo el 100% de la energía solar obtenida.

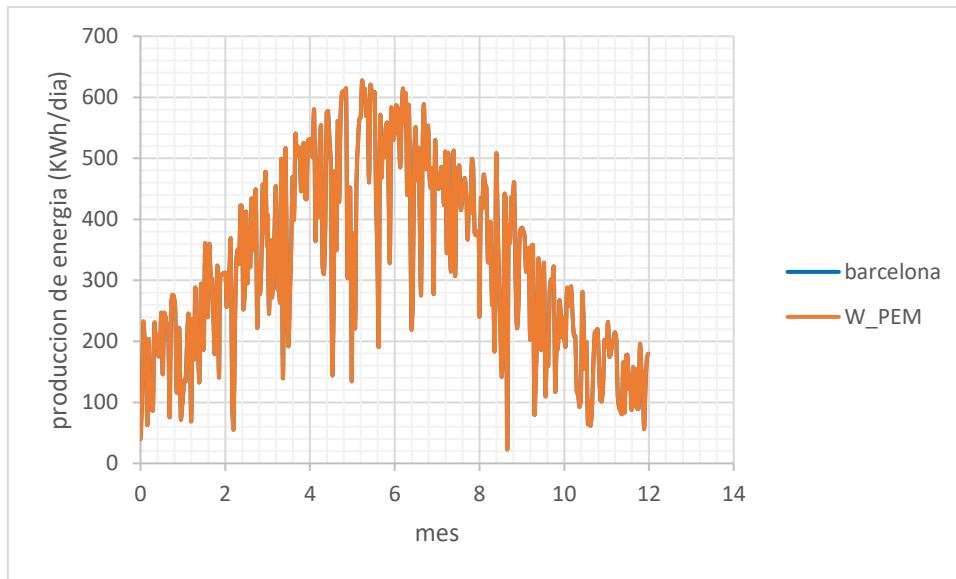


Figura 89 : producción de energía solar en Barcelona y consumo del PEMEC, potencia instalada 50KWn.

De la figura 90 podemos concluir que la producción anual de hidrógeno en la ciudad de Barcelona con la configuración de 50 MWn es de un 503,9134 kg/año. Lo que representa una media de funcionamiento del electrolizador del 38,06 % de su carga máxima.

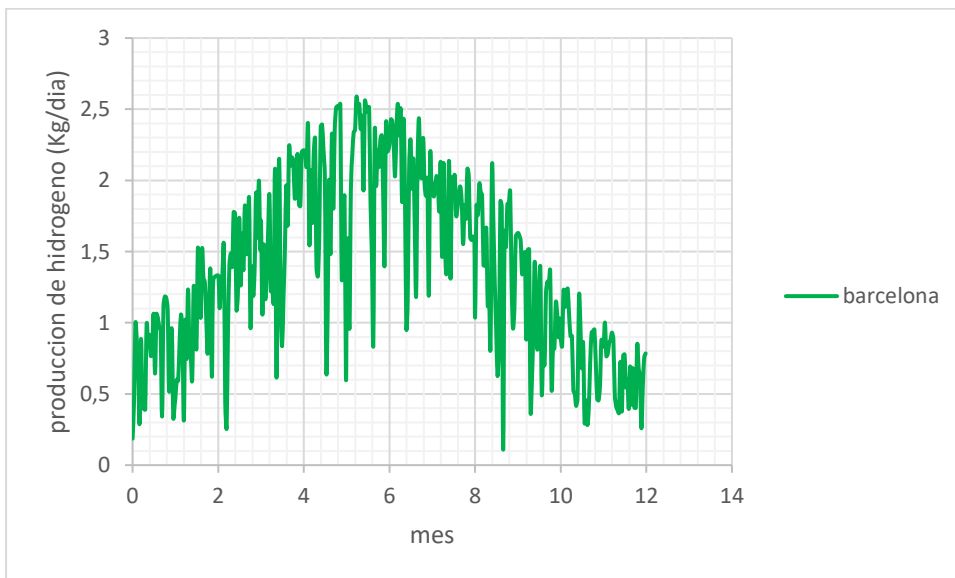


Figura 90 : producción de hidrógeno en Barcelona, potencia instalada 50KWn.

A modo de conclusión, podemos afirmar que la temperatura de operación afecta ligeramente a la producción de hidrógeno, al contrario que la presión. Operar a altas temperaturas provoca que la producción de hidrógeno disminuya y al mismo tiempo, el consumo eléctrico del electrolizador, también baja. A mayor presión, el consumo del electrolizador aumenta, sin embargo, la producción de hidrógeno no varía. En la producción de energía solar fotovoltaica se observa que no existe una gran diferencia a la hora de hablar de las ciudades Sevilla y Madrid. Barcelona se ubica levemente por debajo de estas ciudades en términos de producción. A la hora de llevar a cabo la instalación de una planta híbrida debe estudiarse si el objetivo es que el electrolizador trabaje a máxima carga (como es el caso de una instalación de 1MWn) o si el objetivo es el consumo total de la energía solar producida (como es el caso de una instalación de 50KWn). Esto se definirá tras la realización de un estudio económico.

8. Conclusión

La demanda mundial de energía se encuentra en expansión constante y los combustibles fósiles no son suficientes para responder a esta demanda, además de poseer un impacto negativo sobre el medio ambiente. El hidrógeno parece el mejor candidato para sustituir a estos combustibles fósiles y lograr una revolución en el mercado energético mundial. Su alto potencial y sus diversas formas de producción lo convierten en una llave para la transición energética hacia una economía descarbonizada, siempre y cuando se mejoren sus modos de almacenamiento.

El proyecto llevado a cabo es un estudio preliminar de factibilidad técnica para una instalación híbrida de energía solar fotovoltaica para producción de hidrógeno verde mediante electrolizadores de tipo PEM, con el objetivo de que la totalidad de la producción de energía solar obtenida por el campo fotovoltaico sea destinada a la producción de hidrógeno. Se ha hecho una simulación dinámica del comportamiento del electrolizador con una producción de energía eléctrica de tres ubicaciones diferentes, que supone que pertenecen a tres niveles de radiación solares. Con el modelo conseguido se puede:

- Prever el funcionamiento del electrolizador PEM acoplado a una fuente de energía renovable fotovoltaica.
- Estudiar el funcionamiento del electrolizador a intensidad de corrientes diferentes.
- Observar los efectos de la temperatura y de la presión de operación sobre la producción de hidrógeno y el rendimiento del electrolizador para un mejor diseño de la planta híbrida.
- Obtener la producción de hidrógeno de varias instalaciones con potencial nominal diferente, así como la influencia de la ubicación en la producción de hidrógeno anual.

Para llevar a cabo este estudio, se ha hecho una simulación de producción de energía solar fotovoltaica basada en el software de PVsyst. Para el comportamiento del electrolizador y su producción de hidrógeno, nos hemos basado en los fundamentos termodinámicos y físicos que gobiernan el fenómeno de la electrólisis. El desarrollo se ha basado en el modelo desarrollado por Marangio et al. Se indica que el modelo desarrollado tiene un error del orden de 1,07% a carga máxima. La producción de hidrógeno a carga máxima es de 3,627Kg/día para una intensidad de corriente máxima de 194 mA.

De los resultados obtenidos durante los ensayos podemos afirmar que para alcanzar la máxima producción anual de hidrógeno tenemos que hacer una configuración del campo solar sobredimensionada, de tal manera que la producción de energía durante los meses con baja radiación solar sea lo suficientemente alta para que el electrolizador opere a carga máxima. Esto implica un menor aprovechamiento del electrolizador de esta energía, como es el caso de la configuración de 1 MWn.

Al contrario de lo anteriormente expresado, si el objetivo es el aprovechamiento total de la energía solar producida por el campo fotovoltaico, como es el caso de la configuración de 50 KWn, el electrolizador funcionará con una carga media más baja. De este modo, la mejor configuración que podemos hacer para nuestra instalación híbrida, será la que logre un equilibrio entre el aprovechamiento de la energía solar producida por el campo fotovoltaico y la carga media de operación del electrolizador para la producción de hidrógeno. Este es el caso de la configuración de 125 KWn.

Las conclusiones expresadas anteriormente no tienen en cuenta la viabilidad económica según el diseño de la planta híbrida en la que intervienen procesos adicionales a tener en cuenta como son la compresión y el almacenamiento, con un coste importante adicional.

Referencias

- [1] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [2] I. Dincer and C. Acar, "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 34, pp. 11094–11111, Aug. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.
- [3] G. / Geomaterials and D. Decroocq, "Économies d'énergie et émission de CO₂ dans le traitement-utilisation des hydrocarbures."
- [4] "ESTRATEGIA A LARGO PLAZO PARA UNA ECONOMÍA ESPAÑOLA MODERNA, COMPETITIVA Y CLIMÁTICAMENTE NEUTRA EN 2050."
- [5] BP, "Methodological changes."
- [6] "Analysis - IEA".
- [7] "World Energy Model Documentation," 2021.
- [8] "Understanding WEO Scenarios – World Energy Model – Analysis - IEA".
- [9] "El cambio climático hace estragos en el Sahel".
- [10] J. Ramón, M. Teresa, A. Gotzon, G. J. Guilera, A. Tarancón, and M. Torrell, "35 Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada."
- [11] M. para la Transición and E. el Reto Demográfico, "Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno Renovable."
- [12] C. Fernández-Bolaños Badía, "Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro. 2.4 Propiedades del hidrógeno 2.4.1 Introducción." [Online]. Available: www.unep.or.kr/energy/hydrogen/hyg_intro.htm
- [13] "TFM - MARTINVALINO, JUANCARLOS".
- [14] A. González García-Conde, "Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno."
- [15] R. Aguado Molina, J. L. Casteleiro Roca, E. Jove Pérez, F. Zayas Gato, H. Quintián Pardo, and J. L. Calvo Rolle, *Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica*. Servicio de Publicaciones, 2021. doi: 10.17979/spudc.9788497497985.
- [16] D. Sánchez, "Contenidos 0."
- [17] "ECOLE NATIONALE D'ADMINISTRATION Promotion « Copernic » ____ Séminaire « Energie et société » ____ Groupe n°4."
- [18] E. Zoulias, E. Varkaraki, N. Lymberopoulos, C. N. Christodoulou, and G. N. Karagiorgis, "A REVIEW ON WATER ELECTROLYSIS."
- [19] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12. pp. 4901–4934, Apr. 22, 2013. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.

- [20] "Fase luminosa".
- [21] A. Yilanci, I. Dincer, and H. K. Ozturk, "A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 35, no. 3. pp. 231–244, Jun. 2009. doi: 10.1016/j.pecs.2008.07.004.
- [22] R. A. Meyers, T. E. Lipman, and A. Z. Weber, "Encyclopedia of Sustainability Science and Technology Series Editor-in-Chief: Fuel Cells and Hydrogen Production A Volume in the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology, Second Edition." [Online]. Available: <https://link.springer.com/bookseries/15436>
- [23] A. Ursúa, L. M. Gandía, and P. Sanchis, "Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends," in *Proceedings of the IEEE*, 2012, vol. 100, no. 2, pp. 410–426. doi: 10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [24] A. Ursúa, L. M. Gandía, and P. Sanchis, "Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends," in *Proceedings of the IEEE*, 2012, vol. 100, no. 2, pp. 410–426. doi: 10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [25] N. Gallandat, K. Romanowicz, and A. Züttel, "An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters," *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 05, no. 10, pp. 34–49, 2017, doi: 10.4236/jpee.2017.510003.
- [26] L. el Chaar, L. A. Lamont, and N. el Zein, "Review of photovoltaic technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 5. pp. 2165–2175, Jun. 2011. doi: 10.1016/j.rser.2011.01.004.
- [27] A. Becerra and en Física, "Energía solar: estado del g arte y perspectivas." [Online]. Available: www.fisica.ruwww.fisica.ru
- [28] "componentes de una instalacion solar fotovoltaica".
- [29] "___ Plataforma de Formación ___".
- [30] O. O. Ogbomo, E. H. Amalu, N. N. Ekere, and P. O. Olagbegi, "A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75. Elsevier Ltd, pp. 1225–1238, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.109.
- [31] "Microinversores fotovoltaicos. Cuando usarlos y ventajas - Quetzal Ingeniería".
- [32] "3 Importantes Diferencias Entre Inversor Central Y Microinversor".
- [33] "Microinversores_ Todo lo que tienes que saber _ Nergiza".
- [34] "Guía para la legalización de instalaciones".
- [35] "Transformadores RYMEL para aplicaciones solares".
- [36] "西班牙".
- [37] "por-que-sunpower".
- [38] "LONGi Solar".
- [39] "longie 540 parametros".
- [40] "PRD_4259_Archivo_ingecon-sun-power-serie-b-1500vdc".
- [41] "China Eje único Sistema de Seguimiento Solar Seguidor Solar 1 Eje – Comprar Seguimiento Solar en es.made-in-china.com".

- [42] F. Marangio, M. Santarelli, and M. Cali, "Theoretical model and experimental analysis of a high pressure PEM water electrolyser for hydrogen production," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 1143–1158, Feb. 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.11.083.
- [43] M. Sartory *et al.*, "Theoretical and experimental analysis of an asymmetric high pressure PEM water electrolyser up to 155 bar," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 52, pp. 30493–30508, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.112.
- [44] E. Afshari, S. Khodabakhsh, N. Jahantigh, and S. Toghiani, "Performance assessment of gas crossover phenomenon and water transport mechanism in high pressure PEM electrolyzer," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 19, pp. 11029–11040, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.180.