



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y
ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO IN SITU PARA MOVILIDAD
MEDIANTE ELECTRÓLISIS**

Autor: Pablo Gosálbez Núñez

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Junio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *Análisis de la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno in situ para movilidad mediante electrólisis* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/20 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

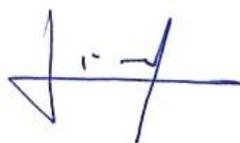


Fdo.: Pablo Gosálbez Núñez

Fecha: 16 / 06 / 2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 16/ 06/2020



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y
ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO IN SITU PARA MOVILIDAD
MEDIANTE ELECTRÓLISIS**

Autor: Pablo Gosálbez Núñez

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Junio de 2020

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO IN SITU PARA LA MOVILIDAD MEDIANTE ELECTRÓLISIS

Autor: Gosálbez Núñez, Pablo.

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO.

Introducción.

La contaminación y el cambio climático son dos grandes problemas de la sociedad y del planeta en la actualidad. Una parte considerable de esta contaminación se debe a los vehículos que utilizan motores de combustión. Estos vehículos, suponen la gran mayoría de los vehículos del planeta.

En los últimos años, el porcentaje de estos vehículos ha ido disminuyendo. Esto se debe en gran parte, al auge de los vehículos con motor eléctrico de baterías. Esta popularización y crecimiento de este tipo de vehículos, está haciendo creer a la sociedad que la electricidad es el único vector energético capaz de ser la base de la movilidad del planeta en el futuro. Sin embargo, hay otro vector energético con la capacidad de ser la base de la movilidad, el hidrógeno, capaz de hacer funcionar a vehículos dotados con motor eléctrico mediante una pila de combustible, que convierta en electricidad el hidrógeno previamente almacenado en el vehículo. En tal conversión el único producto es el vapor de agua, con lo que se trata de vehículos de emisiones locales nulas, como los vehículos eléctricos dotados de batería.

Por lo tanto, en este proyecto se ha estudiado la viabilidad tanto técnica como económica de la utilización del hidrógeno como vector energético para su utilización en vehículos con pila de combustible.

Metodología.

En el proyecto se han estudiado dos tipos de estaciones de repostaje en función de su localización. Una estación urbana y una estación de carretera. En ambas estaciones se ha realizado un estudio técnico y económico en el que surgen dos variantes. Una variante es producir el hidrógeno a través de electricidad de la red y la segunda variante ayudarse de una instalación fotovoltaica para la generación de electricidad. Debido al poco mercado actual de vehículos de pila de combustible, se han supuesto 3 escenarios distintos en los que varía la cantidad de vehículos que repostan diariamente en la estación.

Se ha decidido producir el hidrógeno y almacenarlo a la presión de salida del electrolizador. Cuando sea necesario repostarlo, se comprime hasta los 800 bar y posteriormente se hace pasar por un refrigerador para disminuir su temperatura tras ser comprimido.

Para estudiar la viabilidad económica del proyecto, se ha calculado el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno producido.

Se ha estimado que ambas estaciones reciben 250 vehículos diarios para repostar. Los tres escenarios a estudiar son los siguientes: el escenario 1 en el que un 4% de los vehículos son de pila de combustible, es decir, 10; el escenario 2 en el que un 50% de los vehículos son de pila de combustible, es decir, 125; el escenario 3 en el que un 100% de los vehículos son de pila de combustible, es decir, 250;

Es necesario conocer la cantidad de hidrógeno a producir necesaria en cada repostaje. Se calcula que cada vehículo reposta 5 kilogramos de hidrógeno¹ por depósito.

Una vez se conocen los vehículos esperados diarios y la cantidad de hidrógeno por repostaje, se obtiene la cantidad de electricidad necesaria para producir un kilogramos de hidrógeno a partir del consumo medio del electrolizador, resultando 54,6 kWh/kg de hidrógeno.

A continuación, se calculan los caudales necesarios y la potencia del refrigerador. El caudal del compresor es igual para todas las estaciones y escenarios, y la potencia del refrigerador se calcula a través del salto de temperatura y del caudal del compresor. El

¹ El consumo en rueda de un vehículo medio es de 15 kWh/100km. Asumiendo un rendimiento medio de la pila del 50%, resulta un consumo de hidrógeno de 30kWh/100km. Teniendo en cuenta que el PCI es de 33 kWh/kg, se precisan 0,91 kg para recorrer 100 km. Por lo tanto, con 5 kg se tendría una autonomía de 550 km.

compresor debe tener un caudal mínimo de 672 Nm³/h, pero se ha elegido un compresor con caudal nominal de 3000 Nm³/h para poder abastecer simultáneamente a varios vehículos. En cuanto al refrigerador, se necesita una potencia de 294,5 kW para poder llevar el hidrógeno a temperatura ambiente. Después se calcula el caudal del electrolizador, que es distinto para cada escenario ya que depende de la cantidad de vehículos esperados para repostar. Por último, se elige el surtidor que se instala, siendo este de la marca AirProducts. El coste de adquisición de estos equipos se calcula a través de líneas de tendencia o por catálogo.

Con los equipos ya elegidos, se calcula la energía mensual consumida por estos en cada escenario. Para el electrolizador, se multiplican los kilogramos de hidrógeno producidos por el dato de 54,6 kWh/kg. En el caso del compresor, se calcula el consumo específico, siendo este proporcional al gasto másico. En el caso del refrigerador, se multiplica el consumo mostrado en el catálogo por el tiempo de funcionamiento. Se estima que cada repostaje dura 5 minutos y por lo tanto el refrigerador funciona esos 5 minutos por repostaje. Así pues, conociendo el número de vehículos que entran a repostar, se puede calcular el consumo del refrigerador. Por último, para el surtidor, se estima un consumo de 0,2 kWh/kg, por lo que multiplicándolo por la cantidad de hidrógeno repostado, se calcula su consumo.

Una vez hechos los cálculos necesarios de los equipos de producción de hidrógeno, se calcula la electricidad producida en los paneles solares en el caso de la estación con instalación fotovoltaica. Para ello, se calcula el área que ocupa cada panel. Para evitar sombras entre paneles se ha utilizado un coeficiente del 10% tanto en el largo como en el ancho. A continuación, y teniendo en cuenta el área disponible para colocar paneles, se calcula el número de paneles que se pueden instalar. Por último, se utiliza la herramienta de la Comisión Europea de PVIGS² para calcular la energía producida. En esta herramienta se introducirán los datos de la instalación y su localización, obteniendo la energía anual producida, que se supone igual y constante para todos los meses del año. El coste de adquisición de la instalación fotovoltaica se calcula a través de una línea de tendencia.

Posteriormente se calculan los costes totales de electricidad, inversión y operación y mantenimiento. Para calcular el coste de electricidad, se multiplica la energía total

² https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVP

consumida por un coste medio de electricidad de 0,11€/kWh³. En el caso del coste total de inversión, hay que tener en cuenta que el electrolizador, al estar en funcionamiento constante tiene una vida útil menor que el resto de los equipos. Esto supone que para calcular el coste total de inversión, se sumará el coste de adquisición e instalación de todos los equipos menos el del electrolizador, que se multiplicará por 1,7, al suponer que el 70% de su coste es el stack. Por último, el coste de operación y mantenimiento supone un 2% del coste de adquisición de los equipos.

Una vez calculados los costes totales, se procede a calcular el coste normalizado. Para ello, se estiman los siguientes parámetros:

- Tasa de descuento = 7,5 %
- Tasa nominal de electricidad = 5 %
- Tasa nominal de operación y mantenimiento = 2,5 %
- Vida del proyecto = 20 años

Con estos datos se obtienen los siguientes factores, que serán los utilizados a la hora de calcular el coste normalizado.

- **$f_{\sigma_e} = 15,7659$**
- **$f_{\sigma_{om}} = 12,5921$**
- **$F_a = 0,0981$**

Resultados.

Una vez explicados los pasos a seguir para obtener los resultados, se procede a mostrar los resultados obtenidos en la Tabla 1 y en la Tabla 2.

Se puede observar cómo en ambas estaciones el coste sin instalación fotovoltaica es igual, ya que únicamente depende de la cantidad de hidrógeno producido. Sin embargo, cuando sí que existe una instalación fotovoltaica, al tener mayor área disponible la estación de carretera, hay un mayor ahorro de energía y por lo tanto el coste es menor.

³ Según Foro Nuclear en ENERGÍA 2019. Cuadro 2.24.

	ESTACIÓN URBANA						
	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		
	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	8,332	9,305	9,227	9,305	9,266	€/kg H2
Operación y mantenimiento	1,611	1,776	0,316	0,329	0,220	0,226	€/kg H2
Inversión	9,954	10,819	2,197	2,266	1,593	1,627	€/kg H2
Total	20,870	20,927	11,818	11,822	11,118	11,119	€/kg H2

Tabla 1. Coste normalizado desglosado de una estación urbana.

Fuente: Elaboración propia.

	ESTACIÓN DE CARRETERA						
	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		
	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	5,444	9,305	8,996	9,305	9,150	€/kg H2
Operación y mantenimiento	1,611	2,021	0,316	0,349	0,220	0,236	€/kg H2
Inversión	9,954	12,108	2,197	2,369	1,593	1,679	€/kg H2
Total	20,870	19,573	11,818	11,714	11,118	11,065	€/kg H2

Tabla 2. Coste normalizado desglosado de una estación de carretera.

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente se ha realizado un estudio de evolución del coste normalizado, en función del número de vehículos que fueran a repostar a la estación. Los resultados se pueden observar en la Figura 1.

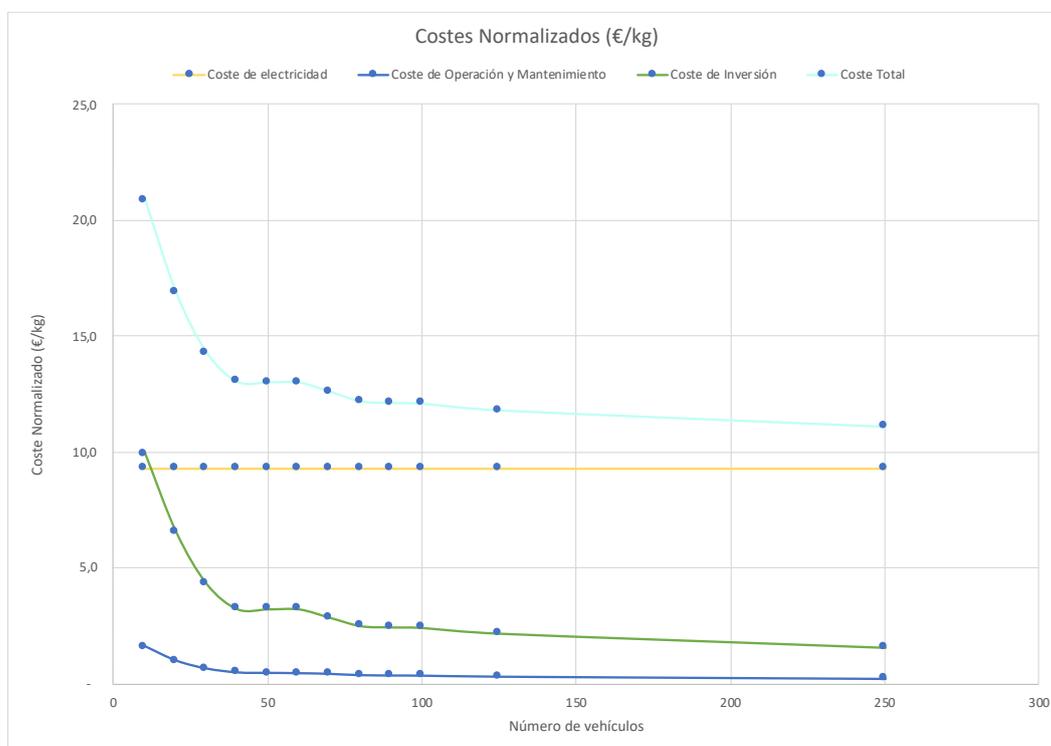


Figura 1. Evolución de los costes normalizados

Fuente: Elaboración propia

Observando la Figura 1, se puede afirmar que es a partir de los 40 vehículos cuando los costes comienzan a estabilizarse.

También, en vista de que el coste de inversión en los equipos es en la actualidad muy elevado, se ha realizado un estudio de sensibilidad, en el que se ha supuesto una futura bajada de los equipos del 30%. Los resultados se pueden observar en la Tabla 3 y en la Tabla 4.

Como puede observarse es principalmente en el escenario 1 dónde se produce una bajada más grande. Esto se debe a que es en ese escenario donde el coste normalizado de inversión supone un mayor porcentaje del coste normalizado total, siendo del orden del 50%. Sin embargo, en los escenarios 2 y 3, al ser el coste de inversión se encuentra entre el 15% y el 20% del total, su bajada es menos pronunciada.

Por último, se realizó un análisis medioambiental para justificar la instalación fotovoltaica en el caso de la estación urbana. Esto se debe a que el coste normalizado total en esta estación en los escenarios 2 y 3, es algo mayor cuando se cuenta con instalación fotovoltaica que si no se cuenta con ella. Para realizar el estudio era necesario conocer el dato en España de la cantidad de CO₂ producido por kWh consumido de la red, siendo este de 0,357 kg CO₂/kWh⁴. Se ha multiplicado ese dato por la cantidad de energía producida mensualmente por el panel en la instalación fotovoltaica, 8691,8 kWh, y se obtiene la cantidad de CO₂ que no se produciría si se utilizara la instalación fotovoltaica. Esta cantidad es de 3102,97 kg de CO₂, que es comparable a las emisiones de CO₂ de un vehículo de combustión a lo largo de un año completo.

⁴ Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Gobierno de España. 14 de enero de 2016. https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

	ESTACIÓN URBANA												
	ESCENARIO 1				ESCENARIO 2				ESCENARIO 3				
	Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		
	Actualidad	E. Sensibilidad											
Coste Normalizado													
Electricidad	9,305	9,305	8,332	8,332	9,305	9,305	9,227	9,227	9,305	9,305	9,266	9,266	€/kg H2
Operación y mantenimiento	1,611	1,134	1,776	1,298	0,316	0,222	0,329	0,235	0,220	0,154	0,226	0,161	€/kg H2
Inversión	9,954	6,998	10,819	7,863	2,197	1,540	2,266	1,609	1,593	1,116	1,627	1,151	€/kg H2
Total	20,870	17,437	20,927	17,493	11,818	11,067	11,822	11,071	11,118	10,575	11,119	10,578	€/kg H2

Tabla 3. Comparación coste normalizado obtenido en el estudio y el obtenido en el estudio de sensibilidad para una estación urbana.
Fuente: Elaboración propia

	ESTACIÓN DE CARRETERA												
	ESCENARIO 1				ESCENARIO 2				ESCENARIO 3				
	Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		
	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	
Coste Normalizado													
Electricidad	9,305	9,305	5,444	5,444	9,305	9,305	8,996	8,996	9,305	9,305	9,150	9,150	€/kg H2
Operación y mantenimiento	1,611	1,134	2,021	1,543	0,316	0,222	0,349	0,255	0,220	0,154	0,236	0,170	€/kg H2
Inversión	9,954	6,998	12,108	9,152	2,197	1,540	2,369	1,712	1,593	1,116	1,679	1,202	€/kg H2
Total	20,870	17,437	19,573	16,139	11,818	11,067	11,714	10,963	11,118	10,575	11,065	10,522	€/kg H2

Tabla 4. Comparación coste normalizado obtenido en el estudio y el obtenido en el estudio de sensibilidad para una estación de carretera.
Fuente: Elaboración propia

Conclusiones.

Una vez realizado el estudio, se pueden apreciar varias cuestiones.

En primer lugar, al realizar el estudio de sensibilidad, como se ha comentado antes, la disminución de los costes totales solo sería muy significativa en el escenario 1, donde hay un mayor porcentaje de coste de inversión. Normalmente la bajada de costes de adquisición en los equipos sucede cuando hay un mayor uso de la tecnología, por lo que al no ser tan significativo el cambio en las estaciones 2 y 3, que es cuando hay un uso extenso de esta tecnología, la bajada de costes no será tan importante.

En segundo lugar, desde un punto de vista económico y sabiendo que el precio de venta del kilogramo de hidrógeno para movilidad es de entre 10 \$ y 15 \$⁵, el escenario 1 debido a su coste de producción no sería rentable.

Una vez analizado la evolución del coste normalizado, se puede observar cómo hay grandes cambios al principio de cada curva, pero se empiezan a estabilizar a partir de los 40 vehículos. Esto supone que es el punto en el que la cantidad de inversión empieza a ser compensada por la cantidad de kilogramos de hidrógeno producidos. Por lo tanto, este proyecto podría empezar a plantearse desde el punto de vista económico a partir de ese punto.

Desde el punto de vista medioambiental, en este proyecto se propone una estación sin el uso de energías renovables y otra con el uso de una instalación fotovoltaica. En el caso de la estación urbana, el uso de la instalación fotovoltaica hace que la producción de hidrógeno sea un poco más elevada. Sin embargo, analizando el análisis medioambiental, compensa, a favor del planeta, el uso de esta instalación debido a la reducción de emisiones de CO₂.

Por último, este proyecto propone el cambio de la movilidad a favor de un vector energético mucho menos contaminante. Además, si se utilizan energías renovables para la obtención de hidrógeno, el proceso sería en su totalidad de cero emisiones. En vista de la producción de energía que es capaz de dar la instalación fotovoltaica, habría que buscar otro tipo de energía renovable capaz de producir una mayor cantidad de energía, ya que la energía necesaria para la producción de hidrógeno es muy elevada.

⁵ SG H2 Energy. <https://www.sgh2energy.com/technology/#hic>

ANALYSIS OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF IN SITU HYDROGEN GENERATION FOR MOBILITY BASED BY ELETROLYSIS

Author: Gosálbez Núñez, Pablo.

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT OF THE PROJECT.

Introduction.

Pollution and climate change are two major problems of society and the planet today. A considerable part of this pollution is due to vehicles that use combustion engines. These vehicles make up the vast majority of the planet's vehicles.

In recent years, the percentage of these vehicles has been decreasing. This is largely due to the boom in battery electric motor vehicles. The popularization and growth of such vehicles is making society believe that electricity is the only energy vector capable of being the basis of the planet's mobility in the future. However, there is another energy vector with the capacity to be the basis of mobility, hydrogen. It is capable of running vehicles equipped with an electric motor by means of a fuel cell, which converts the hydrogen previously stored in the vehicle into electricity. In this conversion, the only product is water vapor, which means that these vehicles have zero local emissions, such as battery-operated electric vehicles.

Therefore, this project has studied the technical and economic feasibility of using hydrogen as an energy vector for fuel cell vehicles.

Methodology.

Two types of refueling stations have been studied in the project, depending on their location. An urban station and a road station. In both, a technical and economic study has been carried out in which two variants arise. The first, would be to produce hydrogen through electricity from the network and the second one to use a photovoltaic installation to generate electricity. Due to the current limited market for fuel cell vehicles, three different scenarios have been assumed in which the number of vehicles refueling daily at the station varies.

It has been decided to produce the hydrogen and store it at the electrolyzer output pressure. When it is necessary to refuel it, it is compressed to 800 bar and then passed through a refrigerator to lower its temperature after being compressed.

To study the economic viability of the project, the standardized cost of each kilogram of hydrogen produced has been calculated.

It has been estimated that both stations receive 250 vehicles per day to refuel. The three scenarios to be studied are as follows: scenario 1 in which 4% of the vehicles are fuel cell vehicles, i.e. 10; scenario 2 in which 50% of the vehicles are fuel cell vehicles, i.e. 125; scenario 3 in which 100% of the vehicles are fuel cell vehicles, i.e. 250;

It is necessary to know the amount of hydrogen to be produced required at each refueling. It is estimated that each vehicle refuels 5 kilograms of hydrogen⁶ per tank.

Once the expected daily vehicles and the amount of hydrogen per refueling are known, the amount of electricity necessary to produce one kilogram of hydrogen is obtained from the average consumption of the electrolyzer, resulting in 54.6 kWh/kg of hydrogen.

The necessary flow rates and the power of the refrigerator are then calculated. The flow rate of the compressor is the same for all seasons and scenarios, and the power of the refrigerator is calculated through the temperature jump and the flow rate of the compressor. The compressor must have a minimum flow rate of 672 Nm³/h, but a compressor with a nominal flow rate of 3000 Nm³/h has been chosen to be able to supply

⁶ The wheel consumption of an average vehicle is 15 kWh/100km. Assuming an average cell efficiency of 50%, this results in a hydrogen consumption of 30kWh/100km. Taking into account that the LCV is 33 kWh/kg, 0.91 kg is required to cover 100 km. Therefore, 5 kg would give a range of 550 km.

several vehicles simultaneously. As for the refrigerator, a power of 294.5 kW is required to bring the hydrogen to room temperature. The flow of the electrolyzer is then calculated, which is different for each scenario as it depends on the number of vehicles expected to be refueled. Finally, the pump to be installed is chosen, this being the AirProducts brand. The acquisition cost of this equipment is calculated through trend lines or by catalogue.

With the equipment already chosen, the monthly energy consumption in each scenario is calculated. For the electrolyzer, the kilograms of hydrogen produced are multiplied by the figure of 54.6 kWh/kg. In the case of the compressor the specific consumption is calculated, which is proportional to the mass expense. In the case of the refrigerator, the consumption appearing in the catalogue is multiplied by the operating time. It is estimated that each refueling lasts 5 minutes and therefore the refrigerator works those 5 minutes. Therefore, knowing the number of vehicles that enter to refuel, the consumption of the refrigerator can be calculated. Finally, for the dispenser, consumption is estimated at 0.2 kWh/kg, so by multiplying it by the amount of hydrogen refueled, its consumption is calculated.

Once the necessary calculations of the hydrogen production equipment have been made, the electricity produced in the solar panels is calculated in the case of the station with photovoltaic installation. To do this, the area occupied by each panel is calculated. To avoid shadows between panels, a 10% security coefficient has been used both in length and width. Next, and considering the area available to place panels, the number of panels that can be installed is calculated. Finally, the PVIGS⁷ European Commission tool is used to calculate the energy produced. In this tool, the data of the installation and its location will be introduced, obtaining the annual energy produced, which is assumed to be equal and constant for all the months of the year. The acquisition cost of the photovoltaic installation is calculated through a trend line.

The total costs for electricity, investment, and operation and maintenance are then calculated. To calculate the cost of electricity the total consumed energy is multiplied by an average electricity cost of 0.11 €/kWh⁸. In the case of the total investment cost it must be considered that the electrolyzer, being in constant operation, has a shorter life than the rest of the equipment. This means that in order to calculate the total investment cost, the

⁷ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVP

⁸ According to Foro Nuclear in ENERGÍA 2019. Table 2.24.

cost of acquisition and installation of all the equipment will be added up, except for the electrolyzer one, which will be multiplied by 1.7, assuming that 70% of its cost is the stack. Finally, the cost of operation and maintenance is 2% of the cost of acquisition of the equipment.

Once the total costs have been calculated, the standardized cost is calculated. To do this, the following parameters are estimated:

- Discount rate = 7.5 %
- Nominal electricity rate = 5 %
- Nominal operation and maintenance rate = 2.5 %
- Project life = 20 years

These data yield the following factors, which will be used in the standard costing.

- $f_{\sigma_e} = 15,7659$
- $f_{\sigma_{om}} = 12,5921$
- $F_a = 0,0981$

Results.

Once the steps to obtain the results have been explained, the results obtained are shown in Table 1 and Table 2.

It can be seen how in both stations the total cost without the photovoltaic installation is the same, as it only depends on the amount of hydrogen produced. However, when a photovoltaic installation does exist, as the road station has a larger area available, there are greater energy savings and therefore the cost is lower.

	URBAN STATION						
	SCENARIO 1		SCENARIO 2		SCENARIO 3		
	Without photovoltaic	With photovoltaic	Without photovoltaic	With photovoltaic	Without photovoltaic	With photovoltaic	
Electricity	9,305	8,332	9,305	9,227	9,305	9,266	€/kg H2
Operation and maintenance	1,611	1,776	0,316	0,329	0,220	0,226	€/kg H2
Investment	9,954	10,819	2,197	2,266	1,593	1,627	€/kg H2
Total	20,870	20,927	11,818	11,822	11,118	11,119	€/kg H2

Table 1. Standardized cost breakdown of an urban station.
Source: Own elaboration.

	ROAD STATION						
	SCENARIO 1		SCENARIO 2		SCENARIO 3		
	Without photovoltaic	With photovoltaic	Without photovoltaic	With photovoltaic	Without photovoltaic	With photovoltaic	
Electricity	9,305	5,444	9,305	8,996	9,305	9,150	€/kg H2
Operation and maintenance	1,611	2,021	0,316	0,349	0,220	0,236	€/kg H2
Investment	9,954	12,108	2,197	2,369	1,593	1,679	€/kg H2
Total	20,870	19,573	11,818	11,714	11,118	11,065	€/kg H2

Table 2. Standardized cost breakdown of a road station.
Source: Own elaboration.

Subsequently, a study of the evolution of the standardized cost was carried out, depending on the number of vehicles that would refuel in the station. The results can be seen in Figure 1.

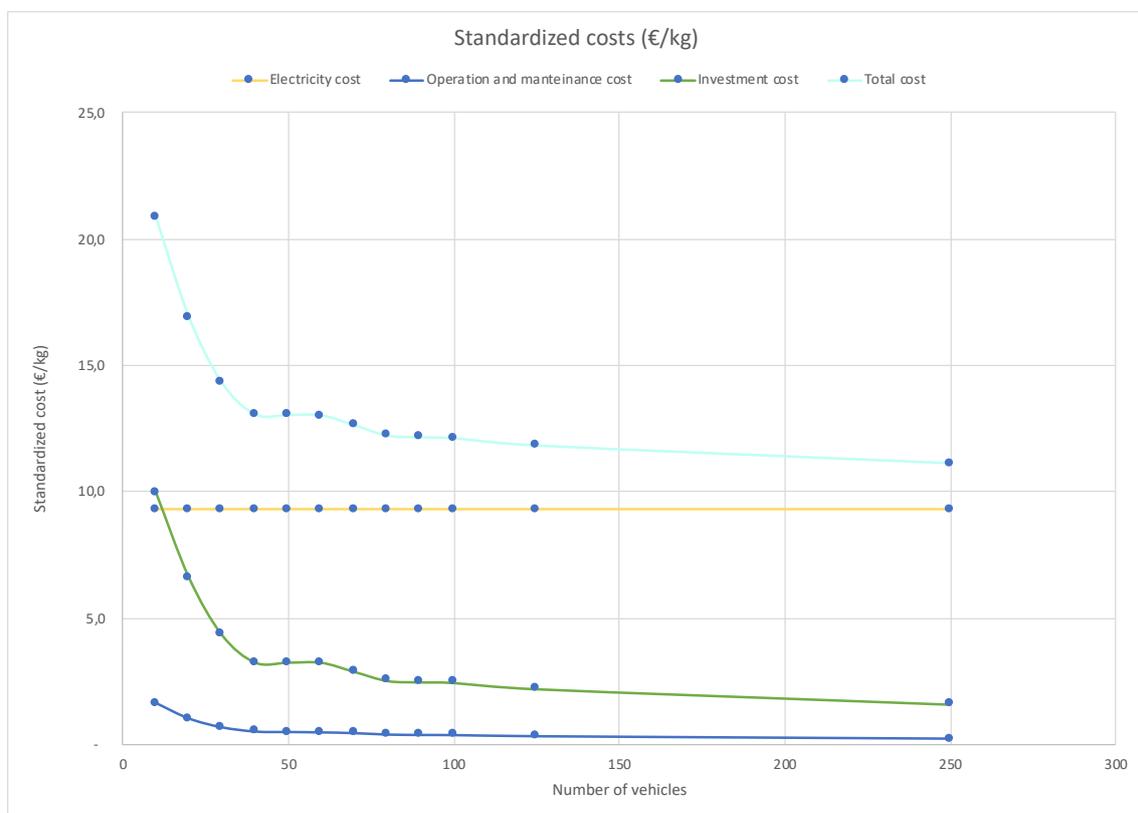


Figure 1. Evolution of standardized costs.
Source: Own elaboration

Looking at Figure 1, it can be said that it is from 40 vehicles onwards that costs begin to stabilize.

Also, since the cost of investment in equipment is currently very high, a sensitivity study has been carried out, in which a future acquisition cost drop in equipment of 30% has been assumed. The results can be seen in Table 3 and Table 4.

As can be seen, it is mainly in scenario 1 that there is a greater cost-drop. It is in this scenario that the standardized cost of investment represents a greater percentage of the total standardized cost, surrounding 50%. However, in scenarios 2 and 3, as the investment cost is between 15% and 20% of the total, the total cost-drop is less pronounced.

Finally, an environmental analysis was carried out to justify the photovoltaic installation in the case of the urban station. This is because the total standardized cost in this station in scenarios 2 and 3, is somewhat higher when the photovoltaic installation is set up than when it is not. To carry out the study it was necessary to know the data in Spain on the amount of CO₂ produced per kWh consumed from the grid, which is 0.357 kg CO₂/kWh. This data has been multiplied by the amount of energy produced monthly by the panel in the photovoltaic installation, 8691.8 kWh. The result is the amount CO₂ spared thanks to the use of the photovoltaic installation, which amounts to 3102.97 kg of CO₂. This is comparable to the CO₂ emissions of a combustion vehicle over a whole year.

	URBAN STATION													
	SCENARIO 1				SCENARIO 2				SCENARIO 3					
	Without photovoltaic		With photovoltaic		Without photovoltaic		With photovoltaic		Without photovoltaic		With photovoltaic			
	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Actualidad	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study		
Standardized Cost														
Electricity	9,305	9,305	8,332	8,332	9,305	9,305	9,227	9,227	9,305	9,305	9,266	9,266	€/kg H2	
Operation and maintenance	1,611	1,134	1,776	1,298	0,316	0,222	0,329	0,235	0,220	0,154	0,226	0,161	€/kg H2	
Investment	9,954	6,998	10,819	7,863	2,197	1,540	2,266	1,609	1,593	1,116	1,627	1,151	€/kg H2	
Total	20,870	17,437	20,927	17,493	11,818	11,067	11,822	11,071	11,118	10,575	11,119	10,578	€/kg H2	

Table 3. Comparison of the standardized cost obtained in the study and the one obtained in the sensitivity study for an urban station
Source: Own elaboration.

	ROAD STATION													
	SCENARIO 1				SCENARIO 2				SCENARIO 3					
	Without photovoltaic		With photovoltaic		Without photovoltaic		With photovoltaic		Without photovoltaic		With photovoltaic			
	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study	Nowadays	Sensitivity study		
Standardized Cost														
Electricity	9,305	9,305	5,444	5,444	9,305	9,305	8,996	8,996	9,305	9,305	9,150	9,150	€/kg H2	
Operation and maintenance	1,611	1,134	2,021	1,543	0,316	0,222	0,349	0,255	0,220	0,154	0,236	0,170	€/kg H2	
Investment	9,954	6,998	12,108	9,152	2,197	1,540	2,369	1,712	1,593	1,116	1,679	1,202	€/kg H2	
Total	20,870	17,437	19,573	16,139	11,818	11,067	11,714	10,963	11,118	10,575	11,065	10,522	€/kg H2	

Table 4. Comparison of the standardized cost obtained in the study and the one obtained in the sensitivity study for a road station
Source: Own elaboration.

Conclusions.

Once the study has been carried out, several issues can be highlighted.

Firstly, when carrying out the sensitivity study, as mentioned above, the decrease in total cost would only be significant in scenario 1, where there is a higher percentage of investment cost. Normally, the cost-drop in equipment happens when there is a greater use of the technology. The total cost drop will not be significant in scenarios 2 and 3, which is where there is extensive use of technology.

Secondly, from an economic point of view and knowing that the selling price of a kilogram of hydrogen for mobility is between \$10 and \$15⁹, scenario 1 would not be profitable due to its production cost.

Once the evolution of the standardized cost has been analyzed, it can be seen how there are great changes at the beginning of each curve, but they begin to stabilize after 40 vehicles. From this point onwards the amount of investment starts to be compensated by the number of kilograms of hydrogen produced. Therefore, this project could start to be considered from an economic point of view.

From the environmental perspective, this project proposes a station without the use of renewable energies and another with the use of a photovoltaic installation. In the case of the urban station, the use of the photovoltaic installation makes the hydrogen production slightly higher. However, reviewing the environmental analysis, such technology offsets in favor of the planet, due to the reduction of CO₂ emissions.

Finally, this project proposes a change in mobility in favor of an energy vector that is much less polluting. Furthermore, if renewable energies are used to obtain hydrogen, the process would be entirely zero emissions. In view of the energy production that the photovoltaic installation can provide, it would be necessary to find a renewable energy capable of producing a greater amount of energy that is needed for hydrogen production.

⁹ SG H2 Energy. <https://www.sgh2energy.com/technology/#hic>

ÍNDICE

1. Introducción.	1
1.1. La contaminación en la actualidad.	1
1.2. Situación actual del hidrógeno.	3
1.3. Vehículos de pila de combustible.	4
1.4. Estaciones de repostaje de hidrógeno.	6
1.5. Objetivo del proyecto.	10
2. Descripción de las tecnologías.	11
2.1. Métodos de producción del hidrógeno.	11
2.1.1. Producción de hidrógeno a partir de energías no renovables.	12
2.1.2. Producción de hidrógeno a partir de energías renovables.	15
2.2. Almacenamiento de hidrógeno.	19
2.2.1. Almacenamiento de hidrógeno comprimido.	19
2.2.2. Almacenamiento de hidrógeno líquido.	21
2.2.3. Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos.	22
2.3. Transporte de hidrógeno.	24
2.3.1. Transporte de hidrógeno gas.	24
2.3.2. Transporte de hidrógeno líquido.	26
2.4. El hidrógeno como combustible.	28
2.5. Pilas de combustible.	31
2.6. Compresores de hidrógeno.	34
2.6.1. Compresor de tipo <i>booster</i> .	34
2.6.2. Compresor de tipo diafragma metálico.	36
2.7. Funcionamiento de una <i>hidrogenera</i> .	38
3. Metodología.	39
3.1. Energía necesaria para producir un kg de hidrógeno.	39
3.2. Cálculo de caudales necesarios.	40
3.3. Cálculo del refrigerador.	41

3.4. Energía consumida por los equipos de hidrógeno.	43
3.5. Energía fotovoltaica producida.	44
3.6. Cálculo del coste de los equipamientos.	45
3.7. Costes de instalación de los equipos.	50
3.8. Coste total de la electricidad.	51
3.9. Coste total de operación y mantenimiento.	52
3.10. Coste total de inversión.	53
3.11. Coste normalizado por cada kilogramo de hidrógeno.	54
3.12. Estaciones a estudiar.	56
4. Resultados.	57
4.1. Estación de repostaje urbana.	62
4.1.1. Escenario 1.	63
4.1.2. Escenario 2.	66
4.1.3. Escenario 3.	70
4.1.4. Resumen estación de repostaje urbana.	73
4.2. Estación de repostaje de carretera.	75
4.2.1. Escenario 1.	76
4.2.2. Escenario 2.	78
4.2.3. Escenario 3.	79
4.2.4. Resumen estación de repostaje de carretera.	81
4.3. Estudio de sensibilidad.	83
4.4. Análisis medioambiental.	89
5. Conclusiones.	91
6. Bibliografía.	95
7. Anexos.	99

ÍNDICE DE FIGURAS:

- Figura 1. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero por tipo de gas.
- Figura 2. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero por sector.
- Figura 3. Fuentes de obtención de hidrógeno en la actualidad.
- Figura 4. Hyundai NEXO.
- Figura 5. Mapa de *hidrogeneras* en Europa.
- Figura 6. Mapa de hidrogeneras en el norte de América.
- Figura 7. Mapa de hidrogeneras en la zona este de Asia.
- Figura 8. Mapa de hidrogeneras en España.
- Figura 9. Fuentes de obtención del hidrógeno
- Figura 10. Proceso de reformado con vapor de agua de gas natural.
- Figura 11. Proceso de gasificación del carbón.
- Figura 12. Esquema electrólisis.
- Figura 13. Posibles configuraciones de electrolizadores alcalinos.
- Figura 14. Funcionamiento de un electrolizador PEM.
- Figura 15. Foelectrólisis.
- Figura 16. Tipos de tanque para hidrógeno presurizado.
- Figura 17. Depósito Toyota Mirai
- Figura 18. Partes de un tanque para hidrógeno en estado líquido.
- Figura 19. Tráiler de transporte de hidrógeno presurizado.
- Figura 20. Longitud de tuberías construidas para el transporte de hidrógeno por país.
- Figura 21. Comparativa del PCI del hidrógeno con los principales combustibles.
- Figura 22. Funcionamiento de una pila de combustible.
- Figura 23. Funcionamiento compresor de tipo booster.
- Figura 24. Funcionamiento compresor bietapa.
- Figura 25. Funcionamiento compresor de doble efecto.
- Figura 26. Funcionamiento compresor diafragma metálico.
- Figura 27. Línea de tendencia del coste de un electrolizador.
- Figura 28. Línea de tendencia del coste de un compresor.
- Figura 29. Línea de tendencia del coste de una instalación fotovoltaica
- Figura 30. Compresor PDC Machines serie 13.
- Figura 31. Surtidor H70/H35 de AirProducts.
- Figura 32. Producción anual de electricidad a través de la instalación fotovoltaica en una estación urbana.
- Figura 33. Producción anual de electricidad a través de la instalación fotovoltaica en una estación de carretera.
- Figura 34. Evolución del coste normalizado total en función del número de vehículos.
- Figura 35. Evolución del coste normalizado de electricidad en función del número de vehículos.
- Figura 36. Evolución del coste normalizado de operación y mantenimiento en función del número de vehículos.
- Figura 37. Evolución del coste normalizado de inversión en función del número de vehículos.
- Figura 38. Evolución de todos los costes normalizados en función del número de vehículos.

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1. Comparación entre los principales combustibles del PCI por unidad de masa.
- Tabla 2. PCI por unidad de volumen de los principales combustibles.
- Tabla 3. Tabla resumen de los distintos tipos de pila de combustible
- Tabla 4. Energía necesaria para producir un kg de hidrógeno.
- Tabla 5. Coste de electrolizadores
- Tabla 6. Coste de compresores.
- Tabla 7. Coste de instalaciones fotovoltaicas.
- Tabla 8. Electrolizadores de la marca NelHydrogen.
- Tabla 9. Costes de equipos y su instalación, estación urbana, escenario 1, sin fotovoltaica.
- Tabla 10. Costes totales estación urbana, escenario 1, sin fotovoltaica.
- Tabla 11. Costes normalizados, estación urbana, escenario 1, sin fotovoltaica.
- Tabla 12. Costes totales, estación urbana, escenario 1, con fotovoltaica.
- Tabla 13. Costes normalizados, estación urbana, escenario 1, con fotovoltaica.
- Tabla 14. Costes de equipos y su instalación, estación urbana, escenario 2, sin fotovoltaica.
- Tabla 15. Costes totales, estación urbana, escenario 2, sin fotovoltaica.
- Tabla 16. Costes normalizados, estación urbana, escenario 2, sin fotovoltaica.
- Tabla 17. Costes totales, estación urbana, escenario 2, con fotovoltaica.
- Tabla 18. Costes normalizados, estación urbana, escenario 2, con fotovoltaica.
- Tabla 19. Costes de equipos y su instalación, estación urbana, escenario 3, sin fotovoltaica.
- Tabla 20. Costes totales, estación urbana, escenario 3, sin fotovoltaica.
- Tabla 21. Costes normalizados, estación urbana, escenario 3, sin fotovoltaica.
- Tabla 22. Costes totales, estación urbana, escenario 3, con fotovoltaica.
- Tabla 23. Costes normalizados, estación urbana, escenario 3, con fotovoltaica.
- Tabla 24. Comparación estación urbana, escenario 1, sin y con fotovoltaica.
- Tabla 25. Comparación estación urbana, escenario 2, sin y con fotovoltaica.
- Tabla 26. Comparación estación urbana, escenario 3, sin y con fotovoltaica.
- Tabla 27. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 1, sin fotovoltaica.
- Tabla 28. Costes totales, estación de carretera, escenario 1, con fotovoltaica.
- Tabla 29. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 1, con fotovoltaica.
- Tabla 30. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 2, sin fotovoltaica.
- Tabla 31. Costes totales, estación de carretera, escenario 2, con fotovoltaica.
- Tabla 32. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 2, con fotovoltaica.
- Tabla 33. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 3, sin fotovoltaica.
- Tabla 34. Costes totales, estación de carretera, escenario 3, con fotovoltaica.
- Tabla 35. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 3, con fotovoltaica.
- Tabla 36. Comparación estación de carretera, escenario 1, sin y con fotovoltaica.
- Tabla 37. Comparación estación de carretera, escenario 2, sin y con fotovoltaica.
- Tabla 38. Comparación estación de carretera, escenario 3, sin y con fotovoltaica.
- Tabla 39. Comparación coste normalizado obtenido en el estudio y el obtenido en el estudio de sensibilidad para una estación urbana.
- Tabla 40. Comparación coste normalizado obtenido en el estudio y el obtenido en el estudio de sensibilidad para una estación de carretera.
- Tabla 41. Costes normalizados en función de los coches esperados.

1. Introducción.

1.1. La contaminación en la actualidad.

La contaminación es uno de los mayores problemas del mundo moderno de cara a la sostenibilidad del planeta. Esta contaminación es principalmente debida a la acción del hombre con la combustión de hidrocarburos.

Se estima que la contaminación ambiental del aire, tanto en las ciudades como en las zonas rurales, fue causa de 4,2 millones de muertes prematuras en todo el mundo por año; esta mortalidad se debe a la exposición a partículas pequeñas de 2,5 μm o menos de diámetro (PM2.5), que pueden causar enfermedades cardiovasculares y respiratorias, e incluso cáncer. [1]

Según datos de la OMS (Organización Mundial de la Salud), nueve de cada diez personas en el mundo respiran aire con un nivel de contaminación muy elevado. Esta contaminación no sólo afecta a los seres humanos, además favorece el deterioro del medio ambiente contribuyendo al efecto invernadero. En la Figura 1 se puede observar las emisiones de gases a la atmósfera.

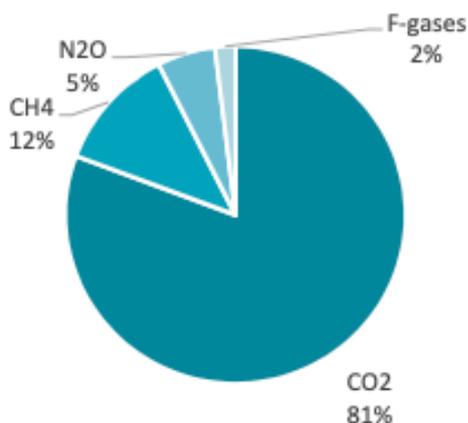


Figura 1. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero por tipo de gas.

Fuente: [2]

Estas emisiones de gases contaminantes son producidas por diferentes sectores. En la Figura 2 se puede observar la distribución por sectores de las emisiones de gases nocivos.

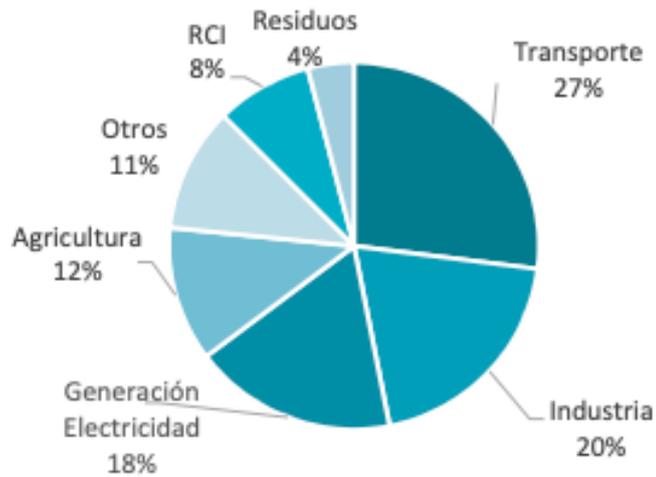


Figura 2. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero por sector.

Fuente: [2].

Según estos datos, el sector en el que se emiten más gases contaminantes es el transporte con un 27%. Esto supone que para ayudar a la sostenibilidad del planeta es necesario reducir en este sector estas emisiones, necesitando así una alternativa capaz de mantenerlo, cumpliendo el objetivo de la reducción de la contaminación.

Según datos de la DGT (2018), en España hay un total de 33 millones de vehículos, resultando una media de 0,722 vehículos por persona. Esto supone un número muy elevado teniendo en cuenta que para este cálculo se ha utilizado el censo total de la población española, incluyendo niños. Los motores actuales de combustión, que suponen la gran mayoría de los motores que utiliza el sector del transporte, producen principalmente dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NO_x). Estos gases son, como se ha visto anteriormente, los principales causantes de la contaminación.

1.2. Situación actual del hidrógeno.

El hidrógeno está presente en el 96% de la materia del universo. Sin embargo, este elemento no se encuentra separado en la Tierra, es decir, siempre está combinado con las moléculas de otros elementos. Esto supone que, para obtenerlo en solitario, se debe utilizar energía.

En la actualidad, la formas de obtener hidrógeno se pueden ver representadas en la Figura 3.

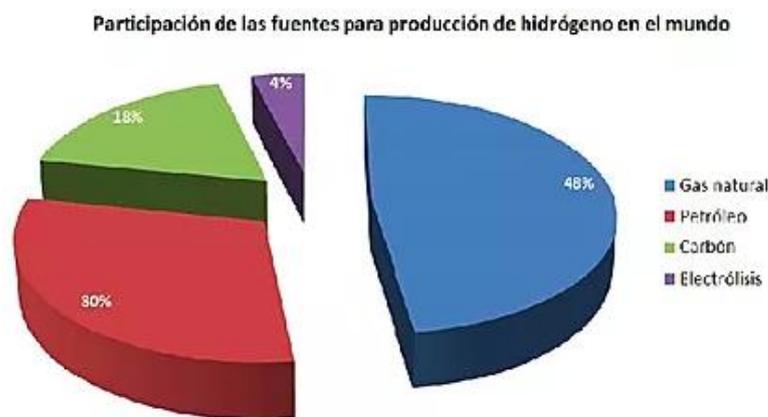


Figura 3. Fuentes de obtención de hidrógeno en la actualidad.
Fuente: [4].

Se puede observar como el 96% de la obtención de hidrógeno es a partir de combustibles fósiles (hidrógeno *azul* o *gris*, dependiendo respectivamente de si se captura o no el CO₂ producido), siendo únicamente un 4% de la producción mundial de hidrógeno a partir de electrólisis (hidrógeno *verde* si se emplean fuentes renovables). El 96% se divide en un 46% procedente de gas natural, un 30% de petróleo y un 18% de carbón. Esto supone que casi la totalidad de la producción de hidrógeno es a partir de energías fósiles, haciendo que el proceso no sea de cero emisiones totales.

En la actualidad el hidrógeno se utiliza para actividades no energéticas como las refinerías, la industria alimenticia o la síntesis del amoníaco. Por otro lado, se está comenzando a utilizar en aplicaciones nuevas como en el transporte. Esta última aplicación es hoy en día un porcentaje menor en comparación con las actividades convencionales, pero se espera que aumente de forma sustancial en los próximos años por las grandes ventajas medioambientales que supone.

1.3. Vehículos de pila de combustible.

Los vehículos eléctricos de pila de combustible son aquellos que, mediante una pila de combustible, convierten el hidrógeno en corriente continua que acciona un motor eléctrico. En este sentido es correcto denominarles como vehículos eléctricos con pila (FCEV), frente a los vehículos eléctricos con baterías (BEV). En los últimos años han ido adquiriendo mayor importancia por disfrutar de similares ventajas medioambientales que los vehículos eléctricos con batería, pero con mayor autonomía.

Seguidamente se comentarán las ventajas de los vehículos que utilizan este tipo de motores.

En primer lugar, tiene similares ventajas de un vehículo con motor eléctrico frente a uno con motor de combustión. Esto supone cero emisiones de gases contaminantes en el punto de utilización.

En segundo lugar, en comparación con los BEV, gracias a la pila de combustible no es necesario dotar a los vehículos de baterías tan grandes y pesadas, que se utilizan en los BEV para almacenar la electricidad encargada de poner en funcionamiento el motor. También aventajan a los BEV en el tiempo de repostaje, que ronda los cinco minutos en los FCEV, consiguiendo una autonomía parecida a la de los vehículos convencionales de motor de combustión.

Actualmente, las principales marcas de vehículos que comercializan en el mundo vehículos de pila de combustible son Toyota con su modelo Mirai, Hyundai con el Nexo y Honda con el Clarity Fuel Cell. Toyota tiene sus principales ventas de este modelo en Asia, y Honda utiliza principalmente este modelo para alquilarlo en la zona de California. El único que se comercializa en la actualidad en España es el Hyundai Nexo (Figura 8). Este vehículo cuenta con un motor de 184 CV, una aceleración de 0 a 100 km/h de 9,2 segundos y una autonomía de 666 km. Su precio asciende hasta los 72.250 €.



Figura 4. Hyundai NEXO.
Fuente: [8]

Otras marcas como Audi, Mercedes-Benz o BMW están actualmente trabajando en este tipo de motorizaciones para comercializar estos vehículos en un futuro cercano.

1.4. Estaciones de repostaje de hidrógeno.

El principal inconveniente que sucede en la actualidad con los vehículos de pila de combustible es la falta de estaciones de repostaje que hay alrededor del mundo. Esto se debe en parte a los Gobiernos no proporcionaban ayudas anteriormente. Sin embargo, muchos países están actualmente ofreciendo ayudas para fomentar el despliegue de estas estaciones.

En la actualidad Europa cuenta con 132 *hidrogeneras* en funcionamiento y 45 en construcción. Se puede observar en la Figura 4 (números en blanco en funcionamiento y números en azul en construcción) cómo la gran mayoría de las estaciones de repostaje de hidrógeno se encuentran en Alemania, que está apostando fuertemente en comparación con el resto de Europa por este vector energético como futuro para el transporte.

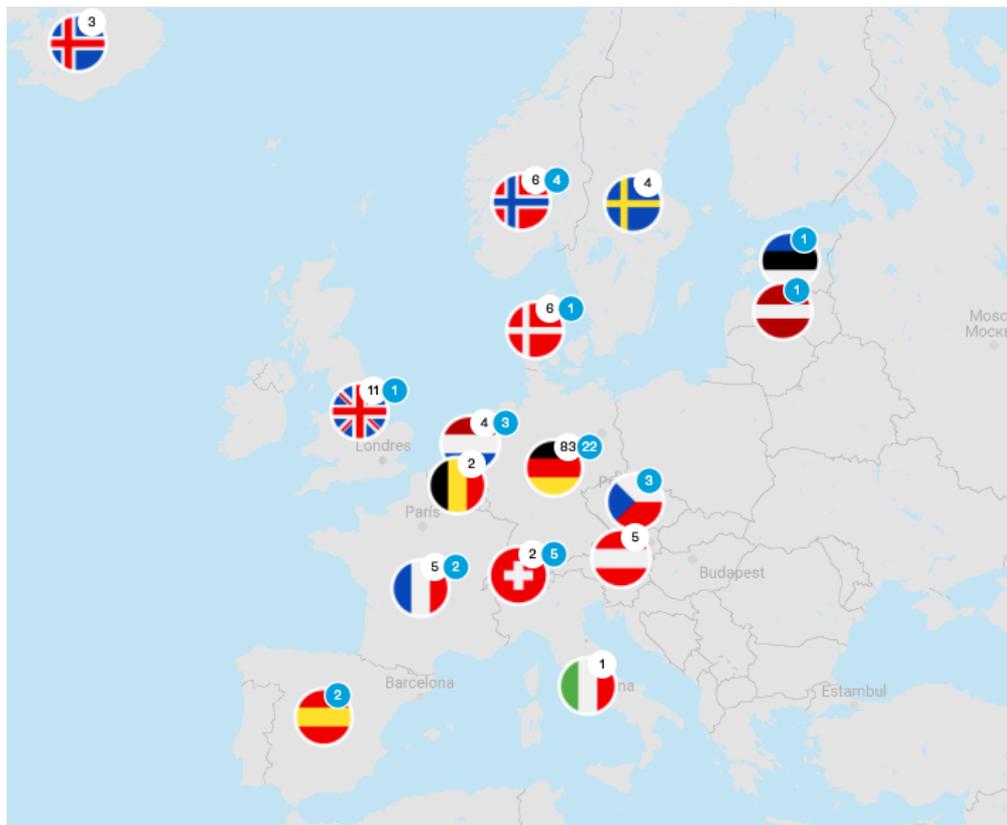


Figura 5. Mapa de *hidrogeneras* en Europa.

Fuente: [5]

En cuanto a la zona de Estados Unidos y Canadá, cuenta con 49 en funcionamiento y 23 en construcción. Como se puede observar en la Figura 5, hay una gran mayoría que se encuentra en el Estado de California. Esto se debe a las ayudas por parte del Gobierno de ese Estado para promover el desplazamiento de este tipo de vehículos. Ayudaron en 2014 con 50 millones de dólares para la construcción de estas estaciones.



Figura 6. Mapa de hidrogenas en el norte de América.

Fuente: [6]

En cuanto a Asia, se encuentran a la cabeza en el numero de hidrogenas del planeta. En la Figura 6 se puede comprobar lo numerosas que son estas estaciones en estos países, principalmente en China y Japón.



Figura 7. Mapa de hidrogeneras en la zona este de Asia.
Fuente: [6]

En cuanto a la situación específica de España, a día de hoy existen 3 estaciones disponibles (Puertollano, Albacete y Huesca), y otras 4 en construcción, (Sevilla, Madrid, Zaragoza y Huesca). En la Figura 7 se puede observar el mapa de España con sus respectivas estaciones de repostaje.



Figura 8. Mapa de hidrogeneras en España.

Fuente: [7]

Como se puede observar en el mapa de España, la infraestructura es casi nula por lo que los vehículos de pila de combustible para ciudades alejadas de estos puntos o viajes entre comunidades son actualmente muy complicados.

1.5. Objetivo del proyecto.

En la actualidad, la gran mayoría de vehículos utilizan motores de combustión. Sin embargo, en los últimos años, debido en gran parte a la lucha contra el cambio climático y persiguiendo el objetivo de la sostenibilidad del planeta, los vehículos con motores eléctricos con batería han experimentado un importante auge, si bien el desarrollo comercial es lento debido a los altos precios y la baja autonomía. Los citados vehículos se basan en el uso de la electricidad como vector energético con capacidad de descarbonizar la economía si ésta se ha producido sin emisiones de CO₂ (renovable, fósil con captura de CO₂ o nuclear). No obstante, existe otro vector energético, el hidrógeno, que permite lo mismo y presenta algunas ventajas. En el terreno de la movilidad, el hidrógeno pasa a ser el vector energético para vehículos eléctricos con pila de combustible.

Con este proyecto se plantea un nuevo escenario en el mundo de la movilidad. Esta nueva alternativa implica una movilidad que no conlleva ninguna contaminación local debido a la nula emisión de gases contaminantes para la atmósfera, al sustituir los motores de combustión por los eléctricos con pila de combustible. Para que el proceso se pueda considerar totalmente limpio, es preciso que el hidrógeno haya sido obtenido sin emisión de CO₂.

Este proyecto tiene como objetivo estudiar la viabilidad tanto técnica como económica de la implantación progresiva en una estación de repostaje de vehículos convencional de puestos de repostaje para vehículos de pila de combustible, que utilizan el hidrógeno como “carburante”. El hidrógeno será producido in situ mediante electrólisis, ya sea con electricidad tomada de la red o con placas fotovoltaicas.

2. Descripción de las tecnologías.

2.1. Métodos de producción del hidrógeno.

En primer lugar, hay que producir el hidrógeno que se utilizará en el proyecto, y para ello hay diferentes maneras de obtenerlo.

El principal inconveniente del hidrógeno es que no se encuentra libremente en la Tierra. Esto supone que sean necesarios distintos procesos químicos, bioquímicos o físicos para su extracción.

Actualmente la mayor parte del hidrógeno producido, es a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural, lo que supone que su producción emite CO₂ producido. Es por ello por lo que hay que buscar métodos de producción que hagan que este vector energético sea completamente limpio.

En la Figura 9 se puede ver un resumen de las fuentes para la obtención de hidrógeno.

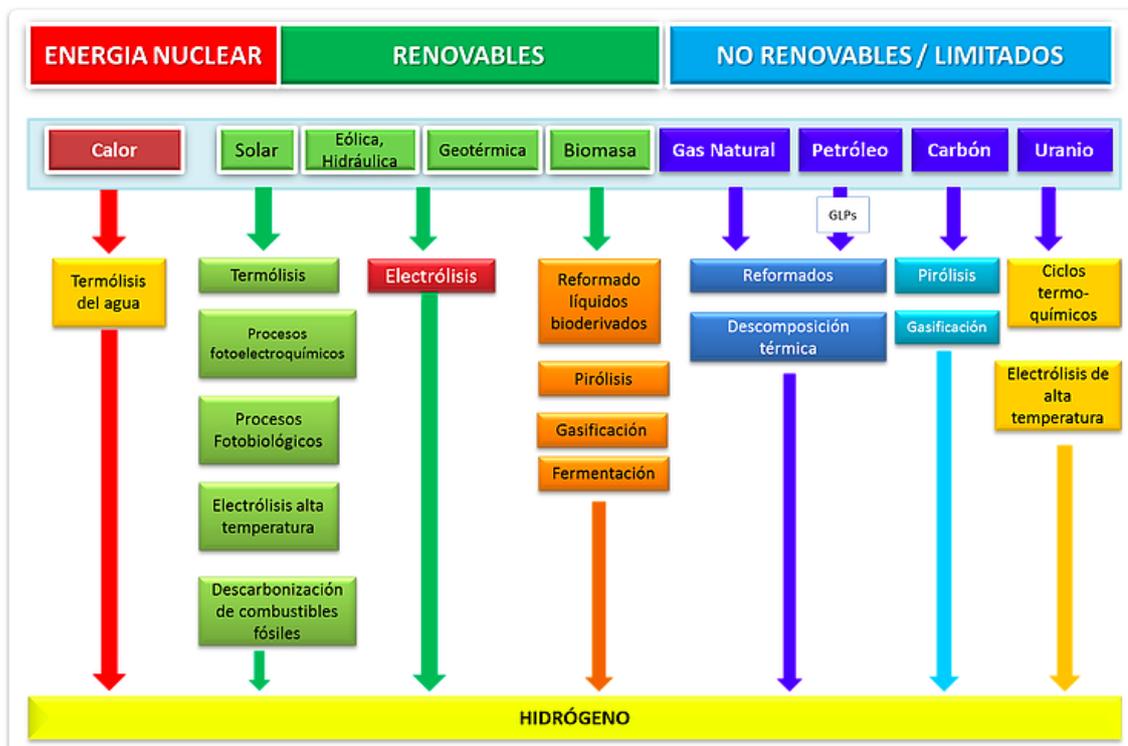


Figura 9. Fuentes de obtención del hidrógeno

Fuente: [4]

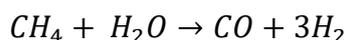
2.1.1. Producción de hidrógeno a partir de energías no renovables.

En este apartado se comentarán las formas de obtener hidrógeno con recursos limitados. Estos métodos suponen en la actualidad alrededor de un 96% de la producción del hidrógeno, un porcentaje mucho mayor de lo ideal si el objetivo es la sostenibilidad del planeta.

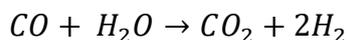
2.1.1.1. Producción por reformado de hidrocarburos y metanol.

El proceso de reformado por gas metano es en la actualidad la mayor fuente de producción de hidrógeno.

En este proceso de reformado del metano (CH_4), se hace reaccionar este mismo con vapor de agua (H_2O), obteniéndose como producto monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2). La reacción principal es la siguiente:



Posteriormente, se añade más vapor de agua (H_2O) para verificar una reacción de desplazamiento del CO al CO_2 , produciendo más hidrógeno. La reacción es la siguiente:



Este proceso requiere altas temperaturas y un purificado al terminar la reacción. Actualmente es el más económico para obtener hidrógeno con una eficiencia entre el 65% y el 75%. Las principales desventajas son la producción de CO_2 y el uso de recursos limitados.

Se puede observar el proceso en la Figura 10:

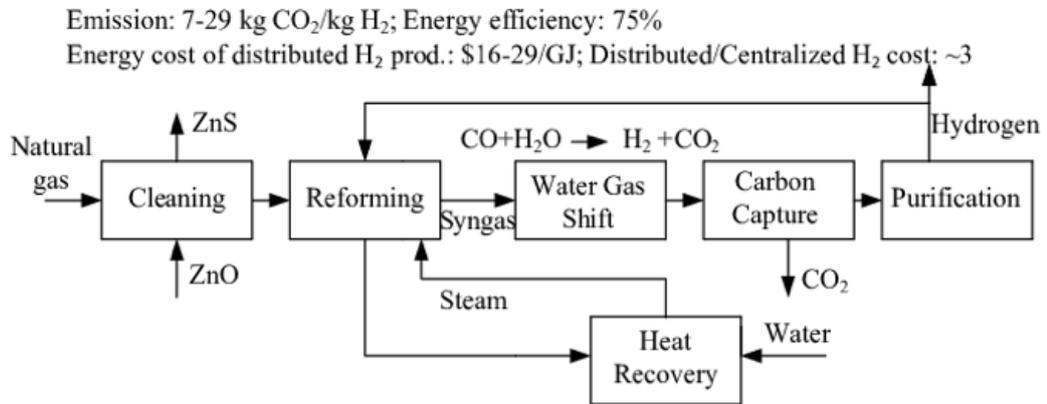
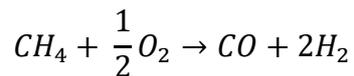


Figura 10. Proceso de reformado con vapor de agua de gas natural.

Fuente: [15]

2.1.1.2. Producción por oxidación parcial del metano.

Este proceso de la oxidación parcial es similar a la combustión total del metano (CH₄). Sin embargo, el oxígeno (O₂), se encuentra en menor cantidad, impidiendo así la combustión completa y por lo tanto generando H₂ y CO, pudiendo incrementar la producción del primero mediante una reacción de desplazamiento con el CO.



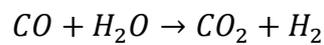
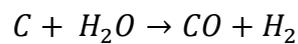
El oxígeno puro (O₂) necesario en la reacción eleva los costes de producción debido a que es necesaria una separación de aire criogénica. Por otra parte, tiene una ventaja con respecto al reformado y es que utiliza aire en vez de vapor de agua. Este proceso tiene una eficiencia del 70% aproximadamente.

2.1.1.3. Producción por gasificación del carbón.

Este proceso se trata del más antiguo en la producción de hidrógeno, inventado en el siglo XVIII y utilizado durante más de cien años.

El proceso trata el carbón sólido, que calentándolo a altas temperaturas se convierte en gas, produciendo así carbono (C). Posteriormente se trata con vapor de agua (H₂O) y el resultado es la formación de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno(H₂).

Las reacciones que se dan son las siguientes:



Las principales desventajas de este proceso de obtención de hidrógeno son la producción de CO₂ y su eficiencia que ronda el 60%.

Se puede observar el proceso completo en la Figura 11:

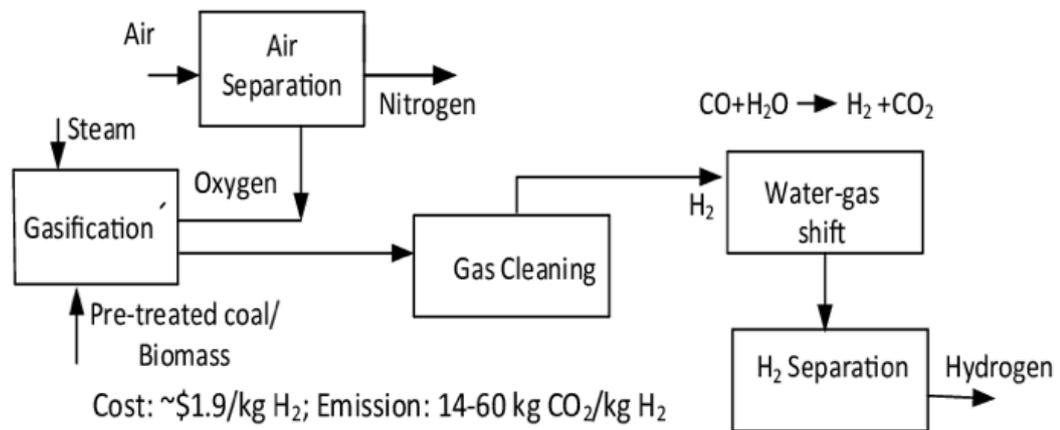


Figura 11. Proceso de gasificación del carbón.

Fuente [15]

2.1.2. Producción de hidrógeno a partir de energías renovables.

En este apartado se comentarán las formas de obtener hidrógeno con recursos renovables. Aunque estos métodos en la actualidad son aún minoritarios, en torno al 4%, son los que en un futuro más se utilizarán debido a su sostenibilidad.

2.1.2.1. Electrólisis.

La electrólisis es el proceso de la descomposición de la molécula de agua (H_2O), en las moléculas de hidrógeno (H_2) y una de oxígeno (O_2) que la constituyen a través de una corriente eléctrica. Este proceso es completamente limpio, es decir, no genera CO_2 , pero la electricidad utilizada para producir la separación de las moléculas si puede conllevar procesos contaminantes. Por lo tanto, es importante que en el uso de este proceso, para que sea 100% no contaminante, se utilicen excedentes de energías renovables y no otro tipo de energías.

El principio de este proceso es utilizar dos electrodos, un cátodo que aporta la carga positiva, y un ánodo que aporta la carga negativa. Ambos electrodos se introducen en el agua y se aplica entre ellos una corriente continua. Tras conectar la corriente se da un proceso de oxidación-reducción. En la Figura 12 se ve representado el proceso esquemáticamente.

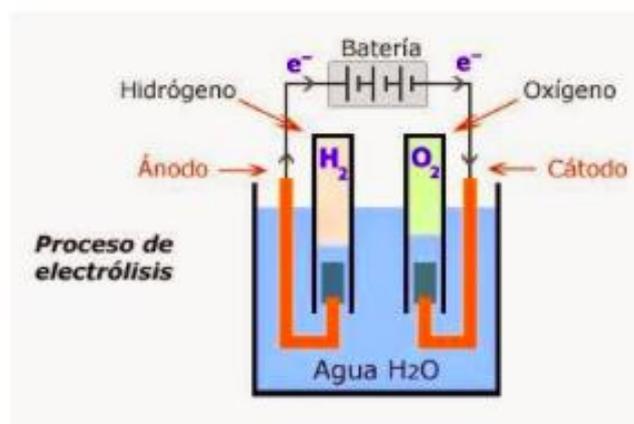
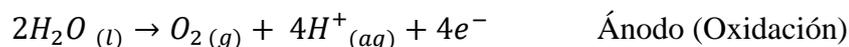


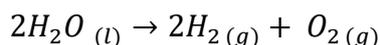
Figura 12. Esquema electrólisis.

Fuente: [17]

Las reacciones químicas que se dan tanto en el ánodo como en el cátodo en agua pura son las siguientes:



Sumando las dos semirreacciones se obtiene la reacción global:



Existen distintos tipos de electrolisis dependiendo del electrolizador utilizado para realizarla: la electrólisis alcalina, la electrólisis realizada mediante una membrana polimérica (PEM) y la que recurre a óxidos sólidos (SO). Estos procedimientos son los más conocidos y los que se detallarán a continuación.

En primer lugar, la electrólisis alcalina tiene lugar cuando se utiliza una disolución alcalina que favorezca la conductividad de las partículas. Es frecuente el uso de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito líquido.

Estos electrolizadores tienen dos tipos de configuraciones, monopolar o bipolar. En la disposición monopolar, las celdas electrolíticas están conectadas en paralelo. Esto supone que todos los ánodos están conectados entre sí, como los cátodos. Sin embargo, están separados físicamente. En cuanto a la configuración bipolar, están eléctricamente conectados en serie. Esto supone que el ánodo de una celda se conecta al cátodo de la contigua. Físicamente el ánodo de una celda está pegado al cátodo de la siguiente, separados por un aislante eléctrico.

En la Figura 13 se puede observar a la izquierda una configuración monopolar y a la derecha una bipolar.

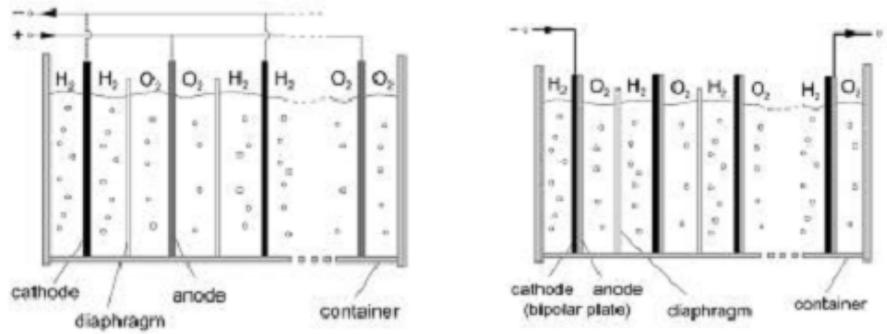


Figura 13. Posibles configuraciones de electrolizadores alcalinos.
Fuente: [16]

En segundo lugar, la electrolisis realizada mediante una membrana polimérica, es una tecnología más moderna que la electrólisis alcalina. Está destinada a ser la tecnología usada en el futuro, pero actualmente su coste es elevado. Es ideal para trabajar con elevadas densidades de corrientes y como sistema de almacenamiento de energía para fuentes renovables. Destaca también por su alta eficiencia consiguiendo un hidrógeno de muy alta pureza. Su funcionamiento se puede ver en la Figura 14.

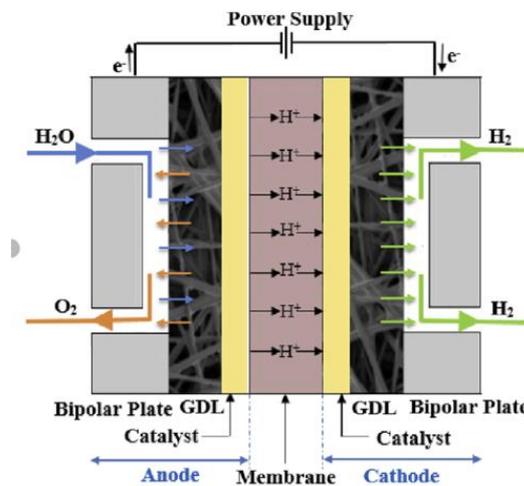


Figura 14. Funcionamiento de un electrolizador PEM.

Fuente: [18]

Entre las técnicas alternativas a la electrólisis basadas en energías renovables, destacan la fotoelectrólisis y la termólisis. En cuanto a la fotoelectrólisis, se trata de la descomposición de las moléculas de agua utilizando la luz solar, sin convertir la energía solar en electricidad. La célula fotoeléctrica se acopla a un catalizador, que cumple con la función del electrolizador, descomponiendo la molécula de agua en la superficie de la

célula. La gran ventaja de este tipo de electrólisis es el ahorro en el electrolizador aumentando así la eficiencia del proceso. Sin embargo, es una tecnología aún en desarrollo. Su funcionamiento se puede ver en la Figura 15.

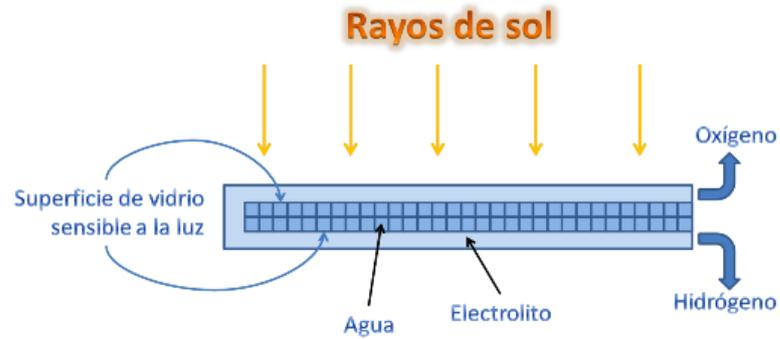


Figura 15. Fotoelectrólisis.

Fuente: [19]

Por último, la termólisis, que aporta la energía necesaria para separar las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno en forma de calor, en lugar de en forma de electricidad. Dicho calor suele provenir de energía solar concentrada de alta temperatura. Sin embargo, esta tecnología es muy costosa y por lo tanto no es comercialmente factible por el momento.

2.2. Almacenamiento de hidrógeno.

El almacenamiento del hidrógeno es uno de los principales problemas de esta tecnología. El hidrógeno tiene una densidad mucho menor que cualquier otra sustancia, lo que supone que, para almacenarlo en recipientes de dimensiones habituales, es necesario comprimirlo. Al ser un gas muy ligero, la compresión consume mucha energía. Por lo tanto, aunque la energía por unidad de masa del hidrógeno es muy elevada, su energía por unidad de volumen es muy pequeña. Dos características del hidrógeno que dificultan también su almacenamiento son su gran difusividad y su gran permeabilidad. Esto supone que el hidrógeno es capaz de fragilizar los materiales utilizados para almacenarlo y difundirse por sólidos, haciendo que se pierda parte del elemento a almacenar.

En cuanto al almacenamiento del hidrógeno enfocado al sector del transporte, tiene las restricciones de tamaño y peso, además de tener que cumplir con una expectativa de autonomía considerable para poder ser comerciable. Por lo tanto, cuando se habla de almacenamiento de hidrógeno dirigido al sector del transporte los requisitos son mucho más exigentes que en otros sectores.

Existen en la actualidad varios métodos de almacenamiento de hidrógeno que se explicarán a continuación.

2.2.1. Almacenamiento de hidrógeno comprimido.

El almacenamiento de hidrógeno presurizado es en la actualidad el más habitual y que cuenta con mayor experiencia. El rango de presiones de almacenamiento varía entre los 200 y los 700 bar. Es por ello y por lo mencionado anteriormente que se necesitan recipientes muy específicos para almacenar el hidrógeno a estas presiones. Se pueden distinguir 4 tipos de tanques dependiendo de su función, que se pueden ver esquematizados en la Figura 16.

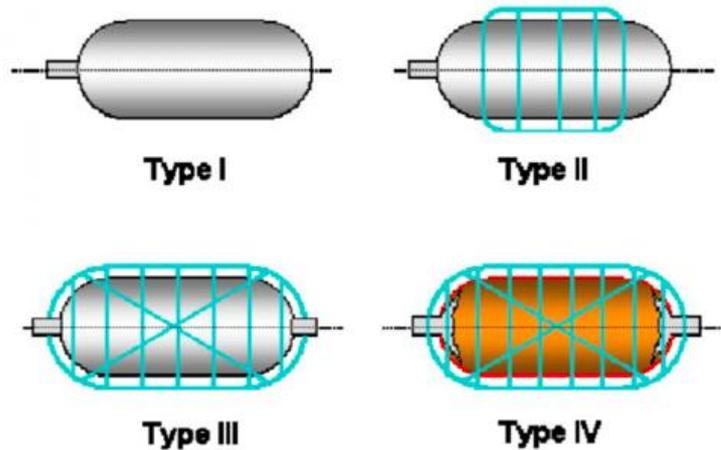


Figura 16. Tipos de tanque para hidrógeno presurizado.
Fuente: [20]

El tipo I de tanque son depósitos fabricados en acero o aluminio sin ningún tipo de costuras. Este tipo de recipientes aguantan presiones de 175 bar si están fabricados de aluminio y 200 bar si están fabricados de acero. Son tanques muy pesados en los que únicamente un 1% del peso es hidrógeno. Se suelen utilizar en aplicaciones de almacenamiento de hidrógeno estacionarias.

El tipo II de tanques, son también metálicos, es decir, acero o aluminio, pero reforzados con fibra de carbono o de vidrio. Estos tanques han sido capaces de soportar presiones de 700 bar, pero siguen siendo muy pesados, por lo que su uso sigue siendo en almacenamiento estacionario de hidrógeno. Debido a las altas presiones que es capaz de soportar, se suelen usar en hidrogeneras.

El tipo III, consta de un forro metálico cuya función es evitar las fugas por difusión del hidrógeno. Esta capa se recubre con un material compuesto apilado en varias direcciones y posteriormente se recubre con el metal, habitualmente aluminio. Son capaces de soportar hasta 700 bar y al reducir las paredes gruesas del material metálico hace que el peso disminuya considerablemente en comparación con los tanques de tipo I y II.

Por último, el tipo IV de recipientes están formados por una primera capa que es un revestimiento de plástico cuya función es aislar el hidrógeno. Después una capa de material compuesto con fibra de carbono cuya función es asegurar la resistencia a la presión y por último otra una capa de material compuesto, pero en esta ocasión con fibra de vidrio cuya función es proteger el depósito. Este tipo de depósitos son más ligeros que

los de tipo I y son los utilizados por Toyota en sus vehículos de pila de combustible para almacenar el hidrógeno, como se puede ver en la Figura 17. Estos depósitos del Toyota Mirai tienen una capacidad de 122 litros.



Figura 17. Depósito Toyota Mirai
Fuente: [22]

2.2.2. Almacenamiento de hidrógeno líquido.

Otra opción de almacenar el hidrógeno es almacenarlo en su estado líquido. Sin embargo, esta opción está condicionada por la temperatura de ebullición del hidrógeno a presión ambiente, que es del orden de -253°C . Esto supone una cantidad de energía considerable para poder llevar el hidrógeno a una temperatura de 20K y poder así condensarlo.

Este método se utiliza para almacenar grandes cantidades de hidrógeno, pero tiene la desventaja de que no puede almacenarse durante periodos de tiempo prolongados debido a la volatilidad del hidrógeno y debido a los costes de mantener el hidrógeno en estas condiciones.

Esto supone que los recipientes de almacenamiento de hidrógeno líquido tengan que ser muy específicos para minimizar las pérdidas del contenido. En la Figura 18 se puede observar las partes del tanque adecuado para este tipo de contenido.

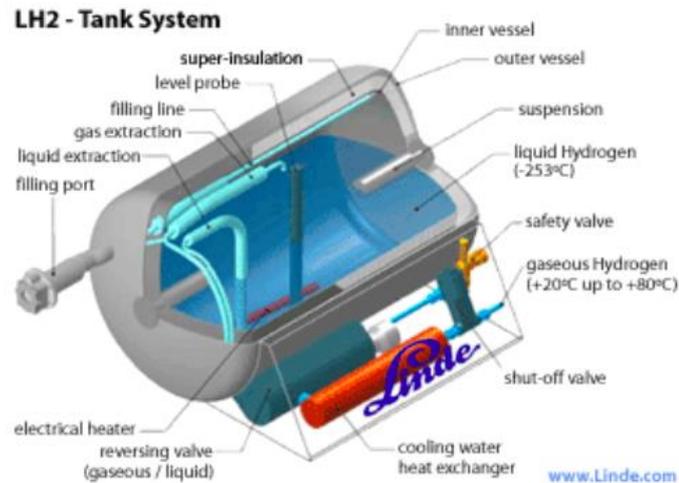


Figura 18. Partes de un tanque para hidrógeno en estado líquido.

Fuente: [23]

2.2.3. Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos.

Esta tercera opción es en la actualidad la menos utilizada debido a su elevado coste, aunque es una en la que más se está investigando.

Este método de almacenamiento se basa en formar hidruros a partir del hidrógeno producido, con metales y aleaciones. Suelen utilizarse metales y aleaciones tales como el titanio, el manganeso, el cromo o el magnesio entre otros. Estos átomos de hidrógeno se empaquetan dentro de la estructura metálica (adsorción), debido a ello se pueden lograr unas mayores densidades de almacenamiento de hidrógeno comprimido [21]. Posteriormente, cuando sea necesario el uso del hidrógeno, se tiene que aplicar calor para poder liberar (desorber) el hidrógeno de los enlaces formados con las aleaciones o metales. Esta liberación no se produce de manera instantánea y dependiendo del metal o aleación utilizada el tiempo de liberación varía.

Existen una serie de requisitos que tiene que cumplir el hidruro para que esta técnica funcione, que son los siguientes:

- El hidruro debe ser fácilmente formado y descompuesto.
- La cinética de las reacciones de adsorción y desorción ha de ser lo suficientemente rápida para satisfacer los requerimientos de carga y descarga del sistema.
- La presión de equilibrio correspondiente a la temperatura de descomposición del hidruro debe ser en todo momento compatible con los requerimientos de seguridad del sistema.
- Debe mantener óptimas condiciones de operación durante el mayor

número posible de ciclos carga/descarga.

- Debe poseer la máxima tolerancia posible a las impurezas gaseosas que aporte el hidrógeno, ya que éstas actúan dificultando las reacciones y disminuyendo la vida útil del sistema [21].

El principal inconveniente de esta tecnología es que, al unir el hidrógeno con los metales o la aleación, su peso aumenta. Esto limita bastante este método de almacenamiento en el caso de querer utilizarlo en aplicaciones móviles. Sin embargo, como ventaja se tiene que la presión de almacenamiento es mucho menor que en los depósitos comprimidos. En aplicaciones estacionarias donde se disponga de una fuente de calor residual para la desorción es una alternativa viable.

2.3. Transporte de hidrógeno.

En un futuro, cuando el uso del hidrógeno como vector energético esté más extendido, será necesaria una gran infraestructura. Se entiende por infraestructura del hidrógeno todos aquellos equipos e instalaciones necesarios para hacer operativos una serie de vehículos de hidrógeno. Sin embargo, en la actualidad se utilizan diferentes métodos de transporte para el hidrógeno, al no existir una infraestructura exclusiva para el mismo.

Al poder almacenar el hidrógeno en diferentes estados, también se puede transportar en estos mismos estados. Seguidamente se tratarán las distintas formas de transporte dependiendo del estado en el que se encuentre el hidrógeno.

2.3.1. Transporte de hidrógeno gas.

Una primera opción a la hora de transportar el hidrógeno es hacerlo en su estado gaseoso. Cuando se obtiene el hidrógeno en este estado, se puede transportar a través de depósitos, botellas presurizadas o a través de gaseoductos.

En primer lugar, se estudiará la opción del transporte del hidrógeno en botellas o depósitos. Para este tipo de transporte, se necesita presurizar el hidrógeno para transportarlo en depósitos como los comentados anteriormente. La densidad del hidrógeno en condiciones normales es de $0,0899 \text{ kg/m}^3$. Esto supone que a presión atmosférica se puede transportar muy poca cantidad de hidrógeno. Sin embargo, si se presuriza a 200 bar su densidad es de $15,6 \text{ kg/m}^3$ y si se aumenta la presión hasta los 500 bar su densidad alcanza el valor de 33 kg/m^3 , aprovechando así mucho más el volumen de los depósitos. Una vez en estas botellas se pueden transportar por carretera, barco o ferrocarril.

Existen camiones cisterna capaces de transportar hidrógeno. Aunque varía en función de las dimensiones y material de la cisterna y de la presión de almacenamiento del hidrógeno, un camión cisterna unitubular puede llevar hasta 500 kg de hidrógeno. Los camiones cisterna más grandes cuentan con un volumen de 26 metros cúbicos, lo que

supone que, si se almacena hidrógeno a 500 bar, sería capaz de almacenar 1100 kilos de hidrógeno.

En segundo lugar, existe la posibilidad de transportar el hidrógeno a través de tuberías o gaseoductos. Esta es la opción más económica si se quieren transportar importantes cantidades de hidrógeno a grandes distancias.



Figura 19. Tráiler de transporte de hidrógeno presurizado.
Fuente: [24]

Una opción algo remota sería construir una red entera de conductos para transportar el hidrógeno exclusivamente. Es una opción irreal debido a que no compensa económicamente la inversión a realizar para la construcción de estos conductos con la poca cantidad de hidrógeno a transportar en la actualidad. Sin embargo, hay varios países que han invertido en construir redes locales de distribución. En la Figura 20 se puede ver los kilómetros de tuberías exclusivas de hidrógeno por país. (Datos de 2016).



Figura 20. Longitud de tuberías construidas para el transporte de hidrógeno por país.
Fuente: [25]

La otra opción para el transporte de hidrógeno canalizado sería combinarlo con el gas natural. Para este tipo de transporte es necesario incluir tecnologías tanto de separación como de purificación para extraer el hidrógeno de la mezcla con gas natural cerca del punto de uso final. Esta tecnología es económicamente mucho más atractiva que las tuberías exclusivas para hidrógeno debido al ahorro de la inversión de las tuberías y su instalación.

Durante el siglo XX, en países como Inglaterra, Estados Unidos o Alemania, el gas que se distribuía contenía un gran porcentaje de hidrógeno y todos los electrodomésticos que se instalaban estaban preparados para este tipo de mezcla. (el denominado gas manufacturado, básicamente un gas de síntesis conteniendo principalmente CO e H₂).

Actualmente varios países están considerando introducir hidrógeno en su infraestructura de gas. Hay diferentes opiniones acerca del porcentaje de hidrógeno a introducir en la red para no dañar ni los equipos ni la infraestructura. Estados Unidos baraja un 15% de hidrógeno en su mezcla de gas, valor que según sus estudios no tendría consecuencias negativas en los usuarios ni en la infraestructura. Sin embargo, Alemania afirma que el valor es de un 10% para que la instalación no sufra ningún daño. En España se plantea un 5%.

En Leeds (Inglaterra), se ha barajado la posibilidad de convertir la red de gas natural existente en la región, la cual se utiliza principalmente para el uso de la calefacción de la ciudad, completamente a hidrógeno.

2.3.2. Transporte de hidrógeno líquido.

El transporte de hidrógeno líquido se puede hacer, al igual que los depósitos presurizados, por carretera, barco o ferrocarril. Sin embargo, la licuación del hidrógeno es muy costosa, por lo que es rentable únicamente si se transportan cantidades muy grandes de hidrógeno.

En comparación con el transporte de hidrógeno presurizado, al tener el hidrógeno una densidad mayor en estado líquido que en estado gaseoso, la cantidad que se puede almacenar en un mismo depósito es mucho mayor. La densidad del hidrógeno en estado líquido es de 70,8 kg/m³, algo más que el doble que el hidrógeno gaseoso a 500 bar. Esto

supone que en un depósito de 50 m³, se pueden llegar a almacenar unos 3500 kilogramos de hidrógeno.

En este tipo de transporte es importante tener en cuenta las pérdidas por evaporación. El hidrógeno en estado líquido tiene una temperatura aproximada de -253°C, siendo muy importante el diseño de los tanques para mantener esa temperatura dentro del mismo. Un aumento de la temperatura produce a su vez un aumento de la presión interior, por lo que es necesario calcular aproximadamente la cantidad de hidrógeno que se espera que se evapore durante el trayecto para ver si este es viable por temas de seguridad. En ocasiones, para mantener la temperatura interior, estos tanque van recubiertos con una cámara de nitrógeno líquido.

2.4. El hidrógeno como combustible.

Es importante conocer cuáles son las propiedades del hidrógeno para comprobar su eficacia como combustible, y compararla con los combustibles que se utilizan en la actualidad.

En primer lugar, hay que destacar el poder calorífico inferior (PCI) por unidad de masa que posee el hidrógeno, con un valor de 120 MJ/kg. Dicho valor es unas tres veces superior al de otros combustibles como la gasolina o el petróleo. En la Tabla 1 se puede observar la comparación con los principales combustibles que se utilizan en la actualidad.

	Poder calorífico inferior por unidad de masa (kWh/kg)
Hidrógeno	33,33
Petróleo bruto	11,82
Gasolina	12,19
Diésel	11,90
Propano	12,83
Butano	12,44
Metano	13,89
Biodiesel	10,25

Tabla 1. Comparación entre los principales combustibles del PCI por unidad de masa.
Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, su poder calorífico inferior por unidad de volumen es muy inferior al del resto de combustibles, lo que dificulta su uso en aplicaciones como la automoción, debido a las limitaciones de espacio que hay en este sector. Su poder calorífico inferior por unidad de volumen es de 10,8 MJ/Nm³, siendo un tercio inferior al del gasóleo. En la Tabla 2 se puede observar la comparación con los principales combustibles que se utilizan en la actualidad.

	Poder calorífico inferior por unidad de volumen (kWh/Nm ³)
Hidrógeno	3,00
Petróleo bruto	8192,5
Gasolina	9010
Diésel	10000
Propano	25,89
Butano	34,39
Metano	9,97
Biodiesel	9170

Tabla 2. PCI por unidad de volumen de los principales combustibles.
Fuente: Elaboración propia

Para una mejor comparación entre los diferentes combustibles se ha realizado el diagrama mostrado en la Figura 21. Nótese que la unidad empleada para los combustibles líquidos es kWh/dm³, con objeto de comprimir la escala 1000 veces.

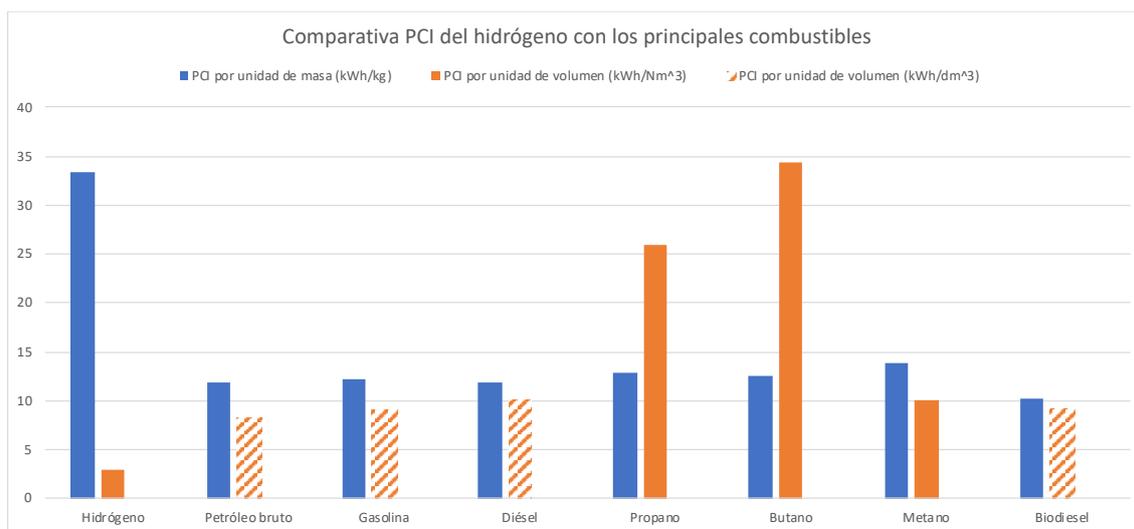


Figura 21. Comparativa del PCI del hidrógeno con los principales combustibles.
Fuente: Elaboración propia.

Otra característica del hidrógeno es la posibilidad de utilizarlo tanto en pilas de combustible como en motores de combustión interna. Sin embargo, tiene un rendimiento energético mucho mayor en las primeras. Mediante su empleo, la eficiencia del propulsor en un FCEV es mucho mejor que en un vehículo con motor de combustión, mientras que la autonomía crece más que en un BEV.

El uso del hidrógeno en un motor de combustión interna, obtiene un rendimiento sobre el poder calorífico inferior similar al alcanzado con los combustibles fósiles. En cambio, si se utiliza el hidrógeno en motores de pila de combustible, se estima que el rendimiento es el doble que si se utiliza en motores de combustión interna [27].

2.5. Pilas de combustible.

La pila de combustible es un dispositivo electroquímico que es capaz de transformar la energía química en energía eléctrica. Se parte de un combustible, en este caso hidrógeno, y de un agente oxidante, generalmente oxígeno, para producir agua. Su funcionamiento es similar al de una batería de litio, pero a la vez muy diferente. Se diferencia en que es capaz de producir electricidad de forma constante a través del combustible, el hidrógeno, y el oxígeno, mientras que la batería posee un almacenamiento de energía limitado. Es decir, una pila de combustible es un conversor de energía, no un medio de almacenamiento, mientras que en una batería la energía eléctrica es previamente almacenada en forma electroquímica.

La pila de combustible está formada por los mismos elementos que un electrolizador, es decir, dos electrodos conectados entre sí y un electrolito, pero realiza la reacción inversa. Al ser una reacción química y no tener que pasar por un proceso de energía térmica o mecánica, las pérdidas son mucho menores y por lo tanto la eficiencia de la pila de combustible es mayor que la de los motores de combustión interna utilizados en la actualidad: está sujeta a las restricciones del Segundo Principio, pero su rendimiento no está limitado por el de Carnot, al no emplear un ciclo termodinámico para convertir calor en energía mecánica

Su funcionamiento es el siguiente. Se suministra el hidrógeno, es decir, el combustible, a uno de los electrodos, específicamente al ánodo, donde se produce la oxidación del combustible. Esta oxidación se produce cuando el hidrógeno penetra en el ánodo y reacciona con un catalizador que acelera la reacción. El hidrógeno se disocia en electrones y en iones positivos, protones. Por el otro lado, se suministra el oxígeno, es decir, el oxidante al otro electrodo, al cátodo, donde se produce la reducción del oxígeno del aire. La reducción se produce cuando el aire penetra en el cátodo y se disocia en electrones. Entre los dos electrodos existe una membrana que los separa que tiene una doble función. En primer lugar, separar el suministro de los dos electrodos para evitar que se produzcan las mismas reacciones en los dos electrodos. En segundo lugar, cumple la función de electrolito, es decir, permitir el flujo de los iones positivos de un electrodo a otro. Por lo tanto, mientras en el cátodo se produce la reducción del oxígeno, los iones positivos del hidrógeno se trasladan de un electrodo a otro mediante el electrolito mientras que los electrones circulan del ánodo al cátodo a través del circuito externo formado por

la conexión entre electrodos. Este flujo de electrones es la corriente eléctrica (continua) que se genera en la pila de combustible y que posteriormente se utiliza para activar los motores. Por último, reaccionan todos los elementos al llegar al cátodo siendo el producto final vapor de agua, que es lo que se expulsa a la atmósfera, siendo un proceso de cero emisiones de gases contaminantes.

Las reacciones que se dan tanto en el ánodo como en el cátodo durante el proceso son las siguientes.



El funcionamiento de la pila de combustible se puede ver claramente en la Figura 22.

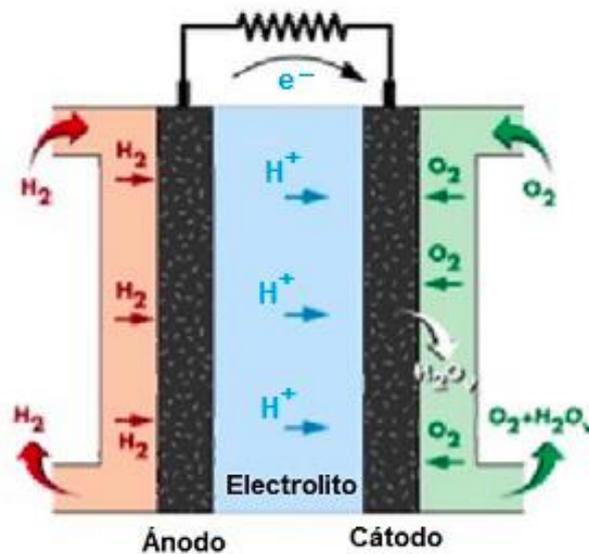


Figura 22. Funcionamiento de una pila de combustible.

Fuente: [29]

En la actualidad existen diferentes tipos de pilas de combustible según el tipo de electrolito que utiliza y que aparecen resumidas en la Tabla 3.

Tipo	Electrolito	Ión de Transporte	Temperatura de Operación (°C)	Eficiencia de la pila	Principales usos
Pila de Membrana polimérica (PEM)	Polímero sólido	H ⁺	60-100	40% (85% si el vapor se usa en cogeneración)	Cogeneración en edificios, portátiles, automoción)
Pila de combustible Alcalina (AFC)	Solución acuosa de KOH	OH ⁻	90-100	55%	Industria aeroespacial, militar
Pila de Ácido fosfórico (PAFC)	H ₃ PO ₄ líquido	H ⁺	175-200	40%	Cogeneración en edificios, portátiles.
Pila de Carbonatos fundidos (MCFC)	Solución líquida LiKCO ₃	CO ₃ ²⁻	600-1000	60%	Alta potencia en centrales eléctricas
Pila de Óxidos sólidos (SOFC)	Y-ZrO ₂	O ²⁻	600-1000	60% (75% con cogeneración)	Generación eléctrica a gran escala

Tabla 3. Tabla resumen de los distintos tipos de pila de combustible

Fuente: [29]

2.6. Compresores de hidrógeno.

Existen diferentes tipos de compresores, que se pueden clasificar en función de diferentes parámetros. El parámetro principal de distinción de los compresores es el principio de funcionamiento de estos. Dentro de esta distinción se pueden encontrar los principales tipos: el compresor de tipo *booster* y el compresor de tipo *diafragma metálico*. Estos dos compresores son los principales en el ámbito comercial.

2.6.1. Compresor de tipo *booster*.

Este tipo de compresor se caracteriza por el movimiento vertical de un pistón, el pistón primario, que comprime el gas de trabajo, en este caso hidrógeno, y que a su vez está conectado a otro pistón por un eje. Este segundo pistón, denominado pistón secundario, es desplazado por otro fluido para generar el movimiento del pistón primario. El fluido utilizado para desplazar el pistón secundario puede ser aire comprimido o aceite, dependiendo de si se trata de un compresor neumático o hidráulico.

Es interesante establecer una relación de tamaño entre el pistón primario y secundario adecuada, ya que de esta manera, con muy poca fuerza en el pistón secundario, se conseguiría una fuerza elevada en el primario. Esto puede ocurrir cuando el pistón primario es menor que el secundario. En la Figura 23 se puede observar el funcionamiento de un compresor *booster* sencillo. En azul se observa el aire comprimido, en naranja el aire de refrigeración y en verde el gas de trabajo, que en este caso se trata del hidrógeno.

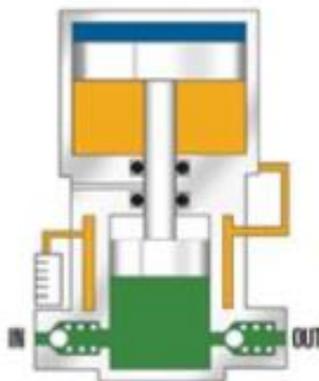


Figura 23. Funcionamiento compresor de tipo booster.
Fuente: [32]

Dentro de los compresores de tipo *booster*, se pueden clasificar siguiendo distintos criterios. Se pueden clasificar en función del número de etapas o en función del número de efectos.

Según el número de etapas, se pueden encontrar compresores monoetapa o compresores bietapa, existiendo dentro de los bietapa compresores con uno o dos pistones primarios.

Se identifica a un compresor monoetapa como aquel en el que el pistón secundario actúa una única vez por ciclo sobre la corriente fluida, mientras que los bietapa, actúa dos veces por cada ciclo, conectando así las cámaras en serie y repartiendo el aumento de presión entre ambas. En la Figura 24 se puede observar el funcionamiento de un compresor bietapa.

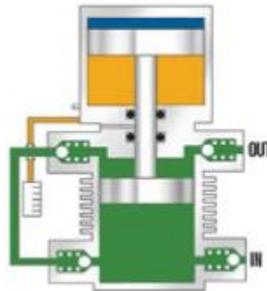


Figura 24. Funcionamiento compresor bietapa.
Fuente: [32]

La principal ventaja de los bietapa sobre los monoetapa, es la reducción de las pérdidas térmicas debidas a las altas presiones, ya que hay un flujo de refrigeración en las dos etapas.

Según el número de efectos, se pueden encontrar compresores de simple o de doble efecto. Al igual que en la clasificación en función del número de etapas, los compresores de doble efecto pueden contar con uno o dos pistones primarios.

Se identifica a un compresor de efecto simple como aquel en el que se impulsa un único flujo por cada ciclo del pistón secundario, mientras que los de doble efecto, se impulsan dos por cada ciclo (conexión en paralelo).

La principal ventaja de impulsar dos flujos por cada ciclo, es el aumento de caudal al doble con el mismo movimiento del pistón. En la Figura 25 se puede observar el funcionamiento de un compresor de doble efecto.

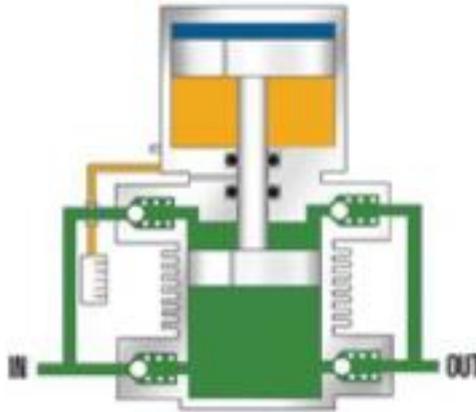


Figura 25. Funcionamiento compresor de doble efecto.
Fuente: [32]

2.6.2. Compresor de tipo diafragma metálico.

El principio de funcionamiento de estos equipos, se basa en un pistón alternativo, que transmite su movimiento a un diafragma flexible, compuesto por tres membranas de diferentes metales, a través de un aceite hidráulico. Debido a la fuerza ejercida por el aceite sobre el diafragma, este se dobla y oscila, aumentando y disminuyendo el volumen de la cámara de compresión y, variando consecuentemente, la presión del gas de trabajo [32]. Su funcionamiento puede observarse en la Figura 26.

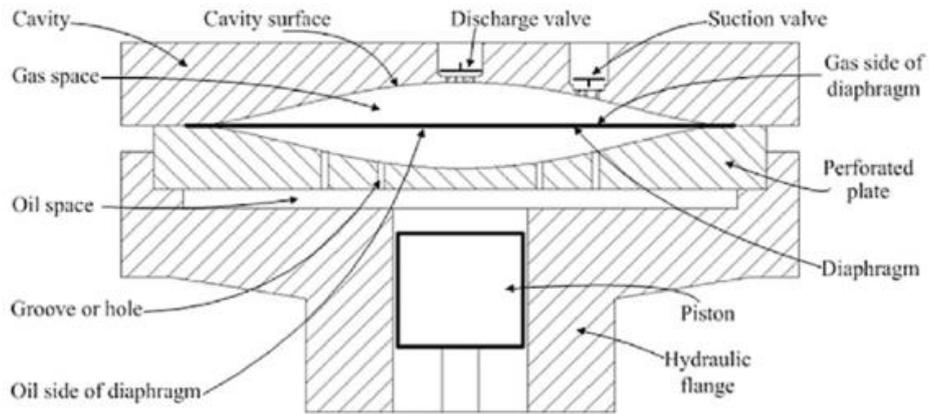


Figura 26. Funcionamiento compresor diafragma metálico.
Fuente: [33]

Este tipo de compresores destacan debido a que, gracias a la membrana, el gas de trabajo no entra en contacto con el fluido del pistón secundario, obteniendo así una compresión del gas con una pureza máxima. Además, este tipo de compresores permiten alcanzar presiones muy elevadas, incluso llegando a alcanzar los 4000 bar.

2.7. Funcionamiento de una hidrogenera.

Las estaciones de repostaje de hidrógeno, las *hidrogeneras*, siguen la gran mayoría de ellas, el mismo proceso de funcionamiento, con algunas pequeñas variantes.

En primer lugar, es necesario producir hidrógeno, para lo cual se necesita un electrolizador. Este electrolizador como se ha explicado anteriormente, requiere agua y electricidad. Esta electricidad puede ser obtenida directamente de la red, o generada in situ a través de energías renovables. En este segundo caso, el proceso completo de producción de hidrógeno y su posterior uso en el vehículo de pila de combustible sería completamente limpio.

Una vez producido el hidrógeno, que sale del electrolizador a unos 30 bar de presión, se almacena hasta que sea requerido su uso por parte del consumidor. En este punto, se abren dos opciones.

La primera opción es la de almacenar el hidrógeno a la presión de salida del electrolizador. Posteriormente, cuando se vaya a repostar el hidrógeno en el vehículo, se comprimiría el hidrógeno hasta los 750 bar, que es la presión de entrada al vehículo.

La segunda opción que se plantea es la de comprimir el hidrógeno según sale del electrolizador, almacenándolo a 750 bar. Por lo tanto, no es necesaria la compresión del hidrógeno a la hora de repostar el vehículo.

Posteriormente a la etapa de compresión en ambas opciones, es necesario hacerlo pasar por un equipo de refrigeración debido al fuerte incremento de la temperatura en la etapa de compresión.

En la primera opción debemos asegurarnos de que el compresor tiene el suficiente caudal para poder abastecer la demanda del tanque del vehículo en un tiempo de repostaje razonable. Esto supone normalmente un caudal mayor al de la segunda opción, cuyo caudal necesario viene limitado por el del electrolizador, que deberán ser similares.

La principal desventaja del almacenamiento a alta presión es que el coste de los tanques es mayor que el de los de baja presión, no compensando el menor volumen debido a que la aplicación es estacionaria.

3. Metodología.

En este apartado se explicarán teóricamente todos los cálculos y procedimientos realizados para poder obtener los resultados necesarios para llevar a cabo con éxito el estudio.

3.1. Energía necesaria para producir un kg de hidrógeno.

En primer lugar, es necesario saber cuál es la energía necesaria para producir un kg de hidrógeno a través de un electrolizador. Los resultados se pueden observar en la Tabla 4.

Energy Efficiency Calculations			Distributed	Basis for Assumptions
			Current	
	H ₂ Outlet Pressure	psi	450	Industry feedback
Stack Electrical Usage				
	Cell voltage	volts/cell	1,75	Based on literature and industry input (assuming 1.5A/cm ² current density).
	Voltage Efficiency	% LHV	70,3%	Equation: 1.23/cell voltage
	Dryer Loss	% of gross H ₂	3%	The 3% Dryer loss comes from industry input ("3-4%").
	Permeation Loss	% of gross H ₂	0,7%	Based on back diffusion model (1.85x10 ⁻⁷ cm ² /s back diffusion coefficient): Industry input is 0.7% at 450psi, model says 0.5% at 450psi for a 3µm thick membrane.
	Total Stack Energy Usage per mass net H₂	kWh_{elec}/kg_{Net H2}	49,23	Based on 33.33 kWh/kg H ₂
BOP Loads				
	Power Inverter Efficiency	%	94%	Based on industry input.
	Inverter Electrical Load	kWh _{elec} /kg _{Net H2}	2,95	
	Dryer Thermal Load	kWh _{them} /kg _{Net H2}	0,34	Based on Hysys Simulation.
	Dryer Efficiency	kWh _{elec} /kWh _{them}	3,67	Based on industry input for the ratio of net electrical energy for the chiller.
	Dryer Electrical Load	kWh _{elec} /kg _{Net H2}	1,25	
	Misc Electrical Load	kWh _{elec} /kg _{Net H2}	1,2	Based on industry input for current.
	Total BOP Electrical Load	kWh_{elec}/kg_{Net H2}	5,40	
Summary				
	Stack Electrical Usage	kWh _{elec} /kg _{H2}	49,23	
	BOP Electrical Usage	kWh _{elec} /kg _{H2}	5,40	
	Total System Electrical Usage per mass net H₂	kWh_{elec}/kg_{Net H2}	54,6	

Tabla 4. Energía necesaria para producir un kg de hidrógeno.

Fuente: [34]

Por lo tanto, se obtiene que la energía necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno es de 54,6 kWh.

3.2. Cálculo de caudales necesarios.

El siguiente parámetro a calcular es el caudal que necesita tanto el compresor como el electrolizador.

En primer lugar, el caudal del compresor vendrá determinado por los kilogramos necesarios para repostar el vehículo y el tiempo deseado de repostaje. El cálculo se puede ver en la siguiente ecuación.

$$V_{compresor} [Nm^3] = kg H_2 \text{ por repostaje} \cdot \frac{1 \text{ kmol } H_2}{2 \text{ kg } H_2} \cdot \frac{22,4 \text{ Nm}^3}{1 \text{ kmol } H_2}$$

$$Q'_{compresor} \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{V_{compresor}}{\text{tiempo de repostaje [min]}} \cdot \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}}$$

Este caudal calculado del compresor, es el requerido en el caso de que repostara un único vehículo. En el caso de que se espere que varios vehículos reposten a la vez, hay que multiplicar el valor de $Q'_{compresor}$ por el número de vehículos esperados, de la siguiente manera.

$$Q_{compresor} \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = n^{\circ} \text{ veh\u00edculos repostaje simult\u00e1neo} \cdot Q'_{compresor}$$

En cuanto al caudal necesario en el electrolizador, es necesario conocer el número de coches esperado en la estación y las horas estipuladas de producción de hidrógeno. Se podría producir a lo largo de las 24 horas del día o únicamente en ciertos intervalos de horas (para aprovechar los precios en discriminación horaria, por ejemplo). La relación se produce de la siguiente manera.

$$V_{electrolizador} \left[\frac{Nm^3}{d\u00eda} \right] = \frac{n^{\circ} \text{ veh\u00edculos}}{d\u00eda} \cdot \frac{kg H_2 \text{ repostaje}}{\text{veh\u00edculo}} \cdot \frac{1 \text{ kmol } H_2}{2 \text{ kg } H_2} \cdot \frac{22,4 \text{ Nm}^3}{1 \text{ kmol } H_2}$$

$$Q_{electrolizador} \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{V_{electrolizador}}{\text{tiempo de producci\u00f3n de } H_2 \left[\frac{h}{d\u00eda} \right]}$$

3.3. Cálculo del refrigerador.

Es necesario calcular la potencia necesaria del refrigerador para que este sea capaz de rebajar la temperatura, ya que tras la compresión del H₂, se eleva demasiado.

La potencia del refrigerador se calcula a través de la siguiente ecuación, siendo \dot{Q} el calor a disipar, \dot{m} el flujo másico de H₂, T_{amb} la temperatura ambiente y T_{comp} la temperatura de salida del compresor.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot (T_{comp} - T_{amb})$$

En primer lugar, se calcula el flujo másico de H₂.

$$\dot{m} = Q_{compr} \frac{Nm^3}{h} \cdot \frac{2 \text{ kg } H_2}{1 \text{ kmol } H_2} \cdot \frac{1 \text{ kmol } H_2}{22,4 Nm^3} \cdot \frac{1h}{3600s}$$

Para calcular la temperatura de salida del compresor es necesario utilizar las condiciones de presión y temperatura de almacenamiento (P_1, T_1) y suponer que sigue una curva politrópica de parámetro $n=1,25$ ¹⁰. El subíndice 2 hace referencia a las condiciones tras pasar por el compresor

$$P \cdot v = R \cdot T \rightarrow v = \frac{R \cdot T}{P}$$

$$P_1 \cdot v_1^n = P_2 \cdot v_2^n \rightarrow P_1 \cdot \left(\frac{R \cdot T_1}{P_1}\right)^n = P_2 \cdot \left(\frac{R \cdot T_2}{P_2}\right)^n$$

$$\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{1-n} = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^n \rightarrow T_2 = \sqrt[n]{\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{1-n}} \cdot T_1^n$$

¹⁰ Coherente con una compresión refrigerada de un gas diatómico.

Una vez obtenida la temperatura de salida del compresor, se calcula el calor específico C_p , obteniendo así todos los datos necesarios para calcular el calor a disipar. Para ello se toma el obtenido al ser un gas perfecto diatómico. En el caso del hidrógeno, los cálculos son los siguientes.

$$\left. \begin{array}{l} C_p = C_v + R \\ \\ \frac{C_p}{C_v} = \gamma \end{array} \right\} C_p \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) = R \rightarrow C_p = \frac{R}{1 - \frac{1}{\gamma}}$$

3.4. Energía consumida por los equipos de hidrógeno.

En este apartado se calculará la energía necesaria mensual por parte de los equipos de producción y entrega de hidrógeno. Para ello se suponen todos los meses iguales y de 30 días.

En primer lugar, se calcula la energía consumida por el compresor. Es necesario también que el compresor a instalar cumpla con los requisitos de caudal calculados en el apartado anterior.

Para ello es necesario conocer los datos técnicos del compresor a instalar. Esto se debe a que para calcular la energía que consume, se calcula el consumo específico. El consumo es proporcional al gasto másico, si se asumen rendimientos constantes.

$$E_{compresor} [kWh] = V_{electrolizador} \left[\frac{Nm^3}{día} \right] \cdot \frac{P_{nominal\ compresor} [kW]}{Q_{nominal\ compresor} \left[\frac{Nm^3}{h} \right]} \cdot \frac{30\ días}{1\ mes}$$

En el caso del electrolizador, al haber obtenido anteriormente la energía necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno en un electrolizador, únicamente se necesita conocer el número de kilogramos necesarios diariamente, multiplicándolo por el número de días de un mes, de la siguiente manera.

$$E_{electrolizador} [kWh] = 54,6 \frac{kWh}{kg\ H_2} \cdot \frac{n^{\circ}\ vehiculos}{día} \cdot \frac{kg\ H_2\ repostaje}{vehículo} \cdot \frac{30\ días}{mes}$$

En el caso del consumo del surtidor, no aparece demasiada información, pero se estima el consumo de este tipo de equipamiento en 0,2 kWh/kg de H₂ según algunas investigaciones [35]. Por lo tanto, su consumo es el siguiente.

$$E_{surtidor} [kWh] = 0,2 \frac{kWh}{kg\ H_2} \cdot \frac{n^{\circ}\ vehiculos}{día} \cdot \frac{kg\ H_2\ repostaje}{vehículo} \cdot \frac{30\ días}{mes}$$

La energía consumida por el refrigerador vendrá determinada según catálogo. Posteriormente, habrá que multiplicarla por el tiempo de funcionamiento del compresor.

3.5. Energía fotovoltaica producida.

El siguiente parámetro a calcular es la energía fotovoltaica producida por los paneles solares instalados, dado que se estudiará su viabilidad para reducir el coste del hidrógeno producido

En primer lugar, es necesario conocer las dimensiones del panel fotovoltaico elegido para la instalación. Una vez conocidas, se calcula el área que ocupa cada panel con un coeficiente de seguridad para evitar que los paneles se den sombra unos a otros. Se aplica un coeficiente de seguridad del 10% tanto en el largo como en el ancho de cada panel para evitarlo. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Área ocupada por cada panel} = (1,1 \cdot \text{ancho}) \cdot (1,1 \cdot \text{largo})$$

En segundo lugar, se calcula el número de paneles que se pueden instalar en el emplazamiento destinado para ello. Se buscará un número entero.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{\text{Área disponible}}{\text{Área ocupada por cada panel}}$$

Una vez calculado el número de paneles a instalar, se calcula la potencia pico de la instalación. Para ello es necesario conocer las características nominales de potencia del panel elegido para instalar.

$$\text{Potencia pico instalación [kW]} = \text{Potencia pico panel [kW]} \cdot n^{\circ} \text{ paneles}$$

Una vez se obtienen estos resultados, la energía generada por la planta se ha obtenido a través de la aplicación PVIGS de la Comisión Europea¹¹. En la aplicación se introducen los datos de localización de la planta fotovoltaica, la tecnología empleada, la potencia pico y las pérdidas del sistema. La aplicación genera un informe en el que se da la producción anual fotovoltaica. En este proyecto se ha calculado la producción media mensual dividiendo ese valor entre 12.

¹¹ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVP

3.6. Cálculo del coste de los equipamientos.

En este apartado se calculará el coste de los equipamientos a utilizar. Estos equipamientos son el electrolizador, el compresor y la instalación fotovoltaica.

Para el cálculo de este tipo de equipamiento, al haber muy poca información disponible en cuanto al coste real, se ha estimado a través de líneas de tendencia, obteniendo los puntos necesarios para formar estas líneas de trabajos de fin de grado o máster y de distintos artículos.

Para calcular del coste del electrolizador se han obtenido los siguientes datos del trabajo: “*Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables*” de Alberto Carlos Moeckel Picchi [36]. Los datos obtenidos están reflejados en la Tabla 5.

Fabricante o Electrolizador	Potencia (kW)	Coste (€)
M100	500	780.000,00
Hystat	480	577.000,00
Proton	85	260.000,00
Teledyne	100	150.000,00

Tabla 5. Coste de electrolizadores
Fuente: [36]

En función de estos datos, se ha obtenido la línea de tendencia que se puede apreciar en la Figura 27, con su correspondiente ecuación.

Por lo tanto, para obtener el coste del electrolizador, se utiliza su potencia nominal, siguiendo la siguiente ecuación.

$$C_{\text{electrolizador}} [\text{€}] = 7.899,2 \cdot (P_{N \text{ electrolizador}} [\text{kW}])^{0,7147}$$

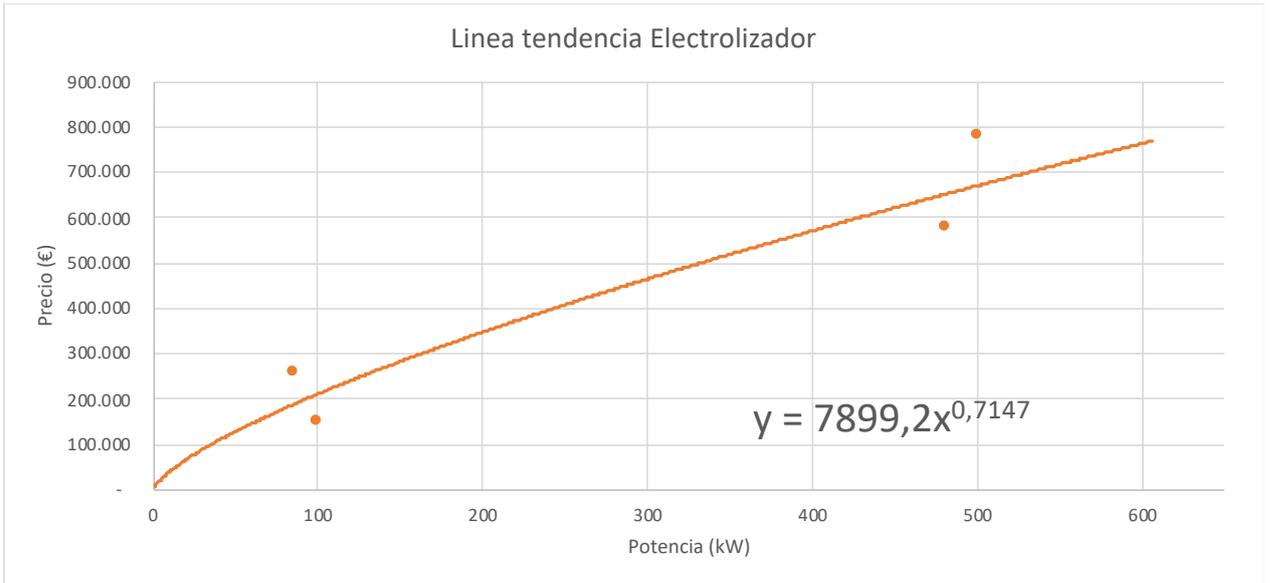


Figura 27. Línea de tendencia del coste de un electrolizador.
Fuente: Elaboración propia

Para calcular el coste del compresor, se sigue el mismo proceso que con el coste del electrolizador.

En este caso los datos del coste de los compresores se han obtenido del artículo “*Costs of Storing and Transporting Hydrogen*” de Wade A. Amos, publicado por NREL en noviembre de 1998.

Sin embargo, al ser tan antiguos estos datos, se han modificado en referencia al CEPCI, un indicador económico que permite actualizar los costes de capital. El CEPCI en 1998 era de 389,5, y el más actual, de 2017, alcanza el valor de 567,5. Por lo tanto, para obtener un valor aproximado actual en función de los costes de 1998, es necesario realizar el siguiente cálculo.

$$\text{Coste actual [€]} = \text{Coste 1998} \cdot \left(\frac{567,5}{389,5} \right)$$

Tras realizar el ajuste con el CEPCI, los costes de compresores obtenidos se recogen en la Tabla 6.

Compresor	Potencia (kW)	Coste (€)
1	75	262.259,31
2	2.700	3.394.801,03
3	3.700	3.555.070,60
4	4.500	4.604.107,83
5	28.300	29.139.922,98

Tabla 6. Coste de compresores.
Fuente: Elaboración propia

En función de estos datos, se ha obtenido la línea de tendencia que se puede apreciar en la Figura 28, con su correspondiente ecuación.

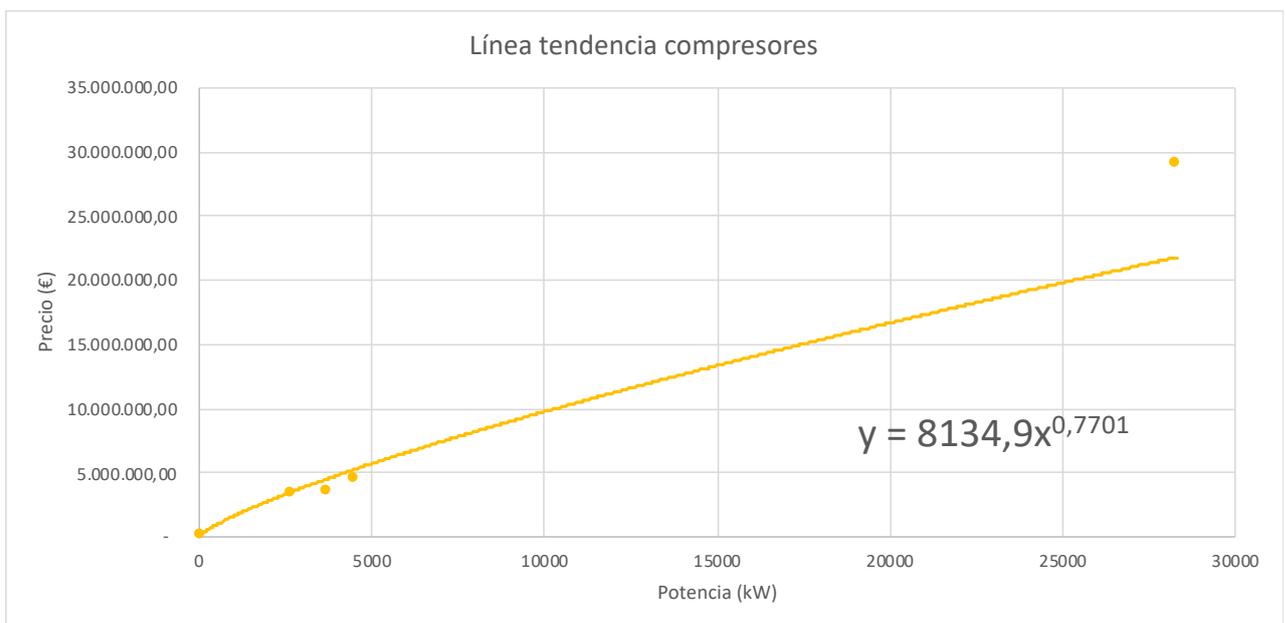


Figura 28. Línea de tendencia del coste de un compresor.
Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, para obtener el coste del compresor, se utiliza su potencia nominal, siguiendo la siguiente ecuación.

$$C_{compresor} [\text{€}] = 8.134,9 \cdot (P_{N \text{ compresor}} [\text{kW}])^{0,7701}$$

Por último, para calcular el coste de la instalación fotovoltaica, se sigue el mismo proceso descrito anteriormente.

En este caso, los datos recogidos para calcular el coste de la instalación y los equipos son de otros trabajos de fin de grado y de fin de máster relacionados con este tema.

Los datos de estos proyectos se han recogido en la Tabla 7.

Placas solares	Potencia pico (kW)	Coste (€)
Proyecto Paula Ruiz	12,20	42.533,00
Proyecto Pedro Juan Pardo	71,44	402.744,00
Proyecto Antonio Aparicio	4.000,00	1.978.120,00
Proyecto Javier Miñarro	2,28	17.260,58
Proyecto Elena Gallego	29,25	69.027,90

Tabla 7. Coste de instalaciones fotovoltaicas.

Fuente: Elaboración propia

En función de estos datos, se ha obtenido la línea de tendencia que se puede apreciar en la Figura 29, con su correspondiente ecuación.

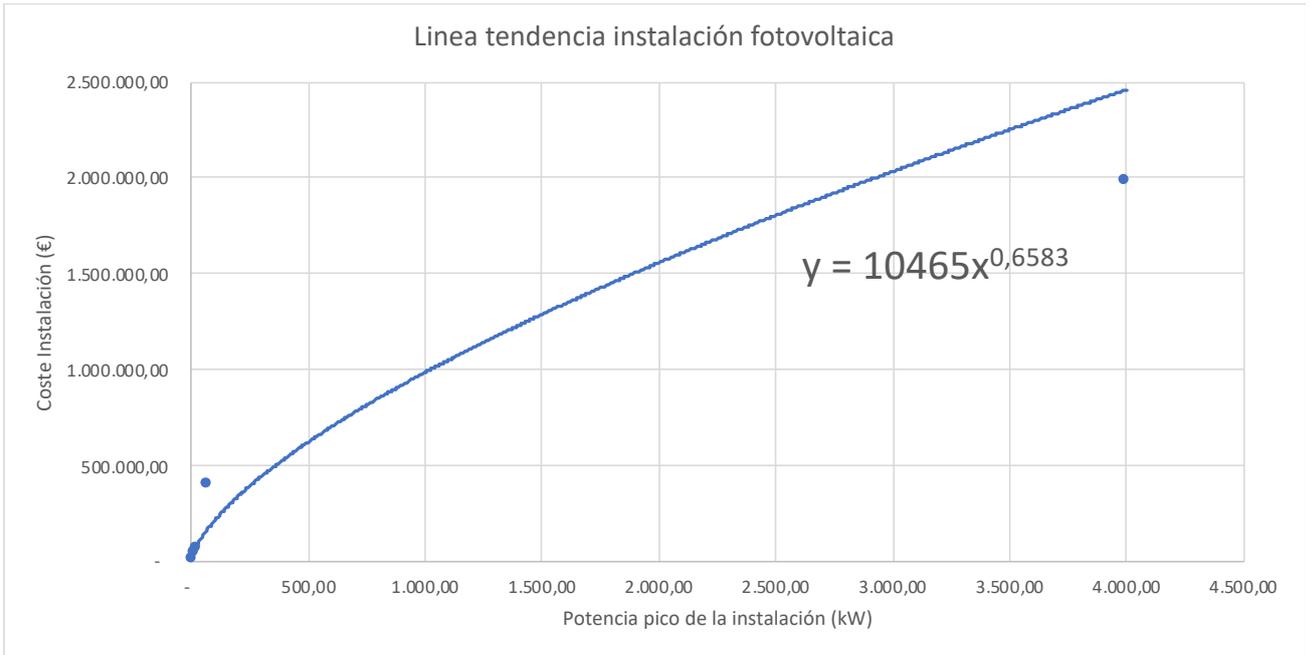


Figura 29. Línea de tendencia del coste de una instalación fotovoltaica
Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, para obtener el coste de la instalación fotovoltaica, se utiliza su potencia nominal pico, siguiendo la siguiente ecuación.

$$C_{fotovoltaica} [\text{€}] = 10.465 \cdot (P_{pico \text{ de la instalación}} [kW])^{0,6583}$$

Además del coste de estos equipos habría que sumar también a la inversión de equipos el coste de los surtidores de hidrógeno, que alcanzan un valor de 350.000 € cada uno, con dos mangueras por surtidor. Dependiendo del escenario que se vaya a estudiar y de la cantidad de coches que se espera que reposten, se instalarán o 1 o 2 surtidores.

3.7. Costes de instalación de los equipos.

En este apartado se comentarán los costes de instalación de los equipos, mencionados en el apartado anterior.

En primer lugar, es necesario comentar que únicamente el electrolizador, el compresor, el surtidor y el refrigerador tienen este tipo de costes, ya que el coste obtenido a partir de la línea de tendencia de la instalación fotovoltaica, ya incluye el coste de instalación de estos equipos.

Este tipo de costes se calculan como un tanto por ciento del coste total de los equipos a instalar, siendo este porcentaje distinto dependiendo de a que parte de la instalación a la que se refieran.

Los costes a tener en cuenta en la instalación son los siguientes [49]:

- Instalación eléctrica, que constituye un 6,5% del coste total de los equipos a instalar
- Instalación mecánica, que constituye un 10% del coste total de los equipos a instalar
- Montaje, que constituye un 5% del coste total de los equipos a instalar
- Ingeniería, que constituye un 4% del coste total de los equipos a instalar
- Seguridad y salud, que constituye un 7% del coste total de los equipos a instalar

Es por lo tanto muy sencillo calcular este tipo de costes, como se puede ver en el ejemplo del cálculo de la instalación eléctrica, mostrada a continuación.

$$C_{instalación\ eléctrica}[\text{€}] = (C_{electrolizador} + C_{compresor} + C_{surtidor} + C_{refr}) \cdot \frac{6,5}{100}$$

Para el resto de casos, lo único que habría que cambiar es el porcentaje por el que se multiplica, dependiendo del coste a calcular.

3.8. Coste total de la electricidad.

En este apartado se calculará el coste de la electricidad total de la estación de repostaje, a la hora de producir y de repostar los vehículos.

En primer lugar, hay que distinguir dos casos. El primero, una estación sin instalación fotovoltaica, que adquiere toda la electricidad necesaria de la red. El segundo, una estación que cuenta con una instalación fotovoltaica de la que obtendrá parte de la energía. El restante lo obtendrá de la red.

Se ha decidido producir el hidrógeno a lo largo de las 24 horas del día. Esto supone habitualmente distintas tarifas dependiendo de la hora del día en el que se consume la electricidad. Para simplificar los cálculos, se tomará un valor medio de 0,11 €/kWh¹² (C_m) de todas las tarifas horarias y se tomará ese valor para todas ellas.

En el primer caso, en el que no existe una instalación fotovoltaica, el cálculo del coste de la electricidad (C_e) es el siguiente.

$$C_e [\text{€}] = (E_{comp}[kWh] + E_{electr}[kWh] + E_{surt}[kWh] + E_{refr}[kWh]) \cdot C_m \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

En el segundo caso, en el que sí existe un instalación fotovoltaica, el cálculo del coste de la electricidad (C_e) es el siguiente.

$$C_e [\text{€}] = (E_{comp} + E_{electr} + E_{surt} + E_{refr} - E_{paneles})[kWh] \cdot C_m \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

En este caso existen dos posibilidades, que la energía requerida sea mayor o menor que la producida por los paneles fotovoltaicos. En el caso que la energía producida por los paneles sea mayor que la requerida, la instalación fotovoltaica necesitará contar obligatoriamente con baterías capaces de almacenar el excedente de energía producida.

¹² Según Foro Nuclear en ENERGÍA 2019. Cuadro 2.24.

3.9. Coste total de operación y mantenimiento.

En este apartado se comentará como calcular los costes de operación y mantenimiento de los equipos instalados.

Este coste se calcula a partir del valor de los equipos instalados sin tener en cuenta el coste de su instalación. Esto supone tener que hacer algún cálculo extra en el escenario en el que se produce hidrógeno con ayuda de la instalación fotovoltaica.

El coste de operación y mantenimiento (C_{OM}) se estima en un 2% anual de la inversión únicamente de los equipos. Al estar realizando el estudio de manera mensual, el resultado obtenido deberá dividirse entre 12.

En el primer escenario, en el que no existe una instalación fotovoltaica, este coste se obtendrá de la siguiente manera.

$$C_{om} [\text{€}] = (C_{electrolizador} + C_{compresor} + C_{surtidor} + C_{refr}) \cdot \frac{2}{100} \cdot \frac{1}{12}$$

En el segundo escenario, en el que sí que existe una instalación fotovoltaica, hay que añadir cálculos. Al haber obtenido el coste de la instalación fotovoltaica completo, es decir, los equipos y la instalación, se tienen que obtener en primer lugar el coste de los equipos exclusivamente. Para ello, y suponiendo los mismos porcentajes para los costes de instalación que el de los equipos de producción de hidrógeno, se realizan los siguientes cálculos.

$$\%_{total\ instalación} = 6,5\% + 10\% + 5\% + 4\% + 7\% = 32,5\%$$

Una vez obtenido este valor el coste de los equipos será:

$$C_{equip\ fotov} [\text{€}] = C_{total\ instalación} [\text{€}] \cdot \frac{100}{132,5}$$

Por lo tanto, el coste de operación y mantenimiento cuando existe la instalación fotovoltaica será el siguiente.

$$C_{om} [\text{€}] = (C_{electrolizador} + C_{compresor} + C_{surtidor} + C_{equip\ fotov}) \cdot \frac{2}{100} \cdot \frac{1}{12}$$

3.10. Coste total de inversión.

En este apartado se explicará cómo calcular los costes de inversión en función de los equipos adquiridos y su coste de instalación.

Para su cálculo hay que incluir tanto el coste de adquisición de los equipos como el coste de instalación de estos.

En primer lugar, hay que puntualizar que no todos los equipos tienen la misma vida útil. Se estima una vida de 20 años para todos los equipos menos para el electrolizador. El electrolizador al estar en funcionamiento continuo, su vida útil se reduciría a la mitad, es decir, 10 años.

En la inversión del electrolizador, suponiendo que a los 10 años hay que reponer el stack¹³ y que un 70% de la inversión del electrolizador es dicho stack, habría que multiplicar la inversión del electrolizador por 1,7. Esto supone que el coste por inversión (C_{inv}), en el escenario en el que no hay instalación fotovoltaica se calcula de la siguiente manera.

$$C_{inv}[\text{€}] = (C_{compr} + C_{surtidor} + C_{instalación} + C_{refr}) + (C_{electr} \cdot 1,7)$$

En el caso en el que sí que existe una instalación fotovoltaica, únicamente habría que añadir el coste de la instalación fotovoltaica completa, lo que supone que el coste de inversión se calcula de la siguiente manera.

$$C_{inv}[\text{€}] = (C_{compr} + C_{surt} + C_{instalación} + C_{refr} + C_{fotovoltaica}) + (C_{electr} \cdot 1,7)$$

¹³ El apilamiento del conjunto de las monoceldas.

3.11. Coste normalizado por cada kilogramo de hidrógeno.

En este apartado se calculará lo que cuesta producir un kilogramo de hidrógeno en función de todos los costes que aparecen en el proceso.

Este método consiste en acumular todos los costes proyectados hacia el futuro durante la vida del proyecto y descontarlos al tiempo presente, obteniendo lo que podría llamarse un coste actual neto. Dicho coste actual posteriormente es anualizado mediante el factor de amortización, con objeto de obtener un coste uniforme a lo largo de todos los años [38].

En primer lugar, el coste normalizado (C_N), se divide en tres costes distintos. El coste normalizado de electricidad (C_{Ne}), el coste normalizado de operación y mantenimiento (C_{Nom}) y por último el coste normalizado de inversión (C_{Ninv}).

En el caso de la inversión, al ser un desembolso realizado en el momento actual, tan solo es preciso anualizarlo, de manera que el coste normalizado de inversión se convierte en la amortización [38].

Para obtener estos valores es necesario previamente definir una serie de parámetros. Se establece que:

- Tasa de descuento = T_d
- Tasa nominal de electricidad = T_e
- Tasa nominal de operación y mantenimiento = T_{om}
- Vida del proyecto = N

Con estos datos debemos calcular los parámetros k , tanto de la electricidad (k_e) como de operación y mantenimiento (k_{om}).

$$k_e = \frac{1 + T_e}{1 + T_d}$$

$$k_{om} = \frac{1 + T_{om}}{1 + T_d}$$

Una vez se calculan los parámetros k , se calcularán los valores de $f\sigma$, tanto de la electricidad ($f\sigma_e$), como de operación y mantenimiento ($f\sigma_{om}$). También se calculará el factor de amortización (F_a). El procedimiento se puede observar a continuación.

$$f\sigma_e = \frac{k_e \cdot (1 - k_e^N)}{1 - k_e}$$

$$f\sigma_{om} = \frac{k_{om} \cdot (1 - k_{om}^N)}{1 - k_{om}}$$

$$F_a = \frac{T_d \cdot (1 - T_d)^N}{(1 - T_d)^N - 1}$$

Una vez se obtienen todos los datos, se procede a calcular el coste normalizado desglosado.

$$C_{N e} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = \frac{C_e \cdot 12 \cdot f\sigma_e \cdot F_a}{n^\circ \text{ coches por día} \cdot \text{kg H}_2 \text{ por repostaje} \cdot 365}$$

$$C_{N om} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = \frac{C_{om} \cdot 12 \cdot f\sigma_{om} \cdot F_a}{n^\circ \text{ coches por día} \cdot \text{kg H}_2 \text{ por repostaje} \cdot 365}$$

$$C_{N inv} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = \frac{C_{inv} \cdot F_a}{n^\circ \text{ coches por día} \cdot \text{kg H}_2 \text{ por repostaje} \cdot 365}$$

Por lo tanto, el coste normalizado (C_N) total, es la suma de los tres costes normalizados calculados anteriormente.

$$C_N \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] = C_{N e} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] + C_{N om} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right] + C_{N inv} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \right]$$

3.12. Estaciones a estudiar.

En este apartado se explicarán las distintas estaciones a estudiar, con cada uno de sus componentes.

En primer lugar, se hará una distinción en función del emplazamiento de la estación de repostaje. Se estudiará en primer lugar una estación urbana y en segundo lugar una estación de carretera. Ambas se diferenciarán en el área disponible para incluir una estación fotovoltaica. Esta instalación fotovoltaica será la segunda distinción, ya que se estudiará la producción de hidrógeno sin la ayuda de la energía producida por la instalación y con ella. Por último, se estudiarán tres escenarios distintos en función de la cantidad de coches que se estima que reposten.

Cada estación de repostaje, en función de la cantidad de coches estimados, tendrá un equipamiento distinto. El compresor y el refrigerador, debido a que no dependen de la cantidad de hidrógeno producida diariamente sino de la velocidad de repostaje, serán iguales para todas las estaciones. En cuanto al electrolizador, variará en función del caudal necesario de hidrógeno para satisfacer la demanda. Por último, dependiendo de la cantidad de coches diarios estimados, habrá que instalar 1 o 2 surtidores. Se ha estimado que, a partir de 70 coches, hay una mayor probabilidad de que coincidan varios coches repostando simultáneamente, por lo que se instalarán dos surtidores de dos mangueras cada uno.

Por lo tanto, las estaciones contarán todas con un electrolizador con capacidad de almacenaje que producirá y almacenará el hidrógeno, un compresor que incrementará la presión del hidrógeno hasta la necesaria para el repostaje, un refrigerador para disminuir la temperatura del hidrógeno a la hora de repostar y por último 1 o 2 surtidores para repostar el hidrógeno. Además, las estaciones podrán contar con una instalación fotovoltaica para ayudar en la producción de energía, que dependiendo de su emplazamiento, será de mayor o menor tamaño.

4. Resultados.

En este apartado se comentarán los resultados obtenidos siguiendo el proceso explicado en el apartado anterior.

Para ello se han planteado dos estaciones de repostaje, una estación de repostaje urbana y otra de carretera. En cada una de las estaciones se plantean 2 posibilidades, la primera posibilidad, la de producir el hidrógeno obteniendo la totalidad de la electricidad de la red y la segunda posibilidad, ayudarse de una instalación fotovoltaica para la producción de electricidad y reducir el consumo de electricidad de la red. Dentro de cada posibilidad se plantean tres distintos escenarios, dependiendo de la flota de vehículos de pila de combustible que se espera que reposten en la estación.

Según el IMD, Intensidad Media Diaria, y la ubicación elegida para las estaciones que se especificará más adelante, se estima que repostan en las estaciones unos 250 vehículos diariamente. Por ello, se plantean tres escenarios. Un primer escenario con un 4% de esos vehículos, es decir, 10 vehículos de pila de combustible. Un segundo escenario con un 50% de esos vehículos, es decir, 125 vehículos de pila de combustible. Por último, un tercer escenario con un 100% de esos vehículos de pila de combustible, es decir, 250.

Si bien es cierto que el segundo y tercer escenario son algo lejanos, es importante realizar esos estudios para observar a partir de qué cantidad de vehículos el proyecto reduce sus costes significativamente.

Antes de comentar los resultados de cada uno de los escenarios, se comentarán los distintos equipos seleccionados que componen la estación.

En primer lugar, se ha elegido un compresor de la marca PDC Machines. El modelo elegido es un compresor de tipo diafragma metálico de la serie 13. Se ha elegido este modelo debido a su gran caudal, capaz de llegar hasta los 3000 Nm³/h, con una potencia de 175kW y capaz de comprimir el hidrógeno en dos etapas hasta los 1000 MPa. Se puede observar el compresor elegido en la Figura 30.

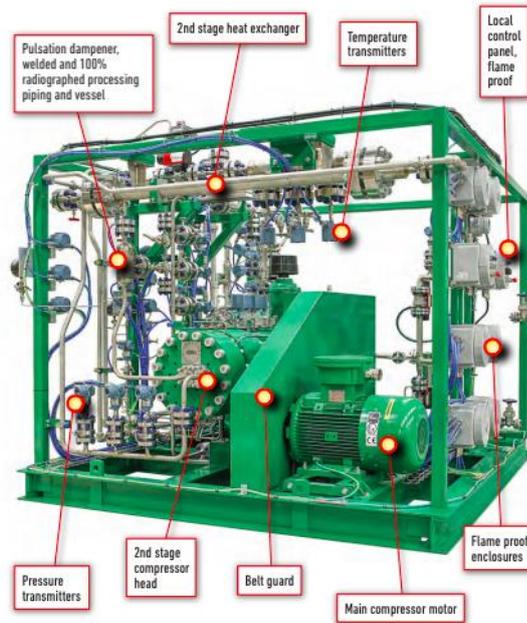


Figura 30. Compresor PDC Machines serie 13.
Fuente: [39]

En cuanto a los electrolizadores, se han elegido los de la marca NelHydrogen, debido a su variedad en cuanto a los caudales capaces de manejar por parte de sus equipos. Los modelos elegidos son los de la serie C y los de la serie MC. Las hojas técnicas de estos electrolizadores están adjuntas como Anexo II al final de la memoria. Los datos principales y necesarios para los cálculos quedan recogidos en la Tabla 8.

Electrolizador	Caudal Nominal (Nm ³ /h)	Potencia Nominal (kW)
C10	10	85
C20	20	160
C30	30	236
MC 100	103	500
MC 200	207	1.000
MC 400	413	2.000

Tabla 8. Electrolizadores de la marca NelHydrogen.

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al surtidor elegido se trata de un dispensador de la marca AirProducts, modelo H70/H35. Es capaz de repostar hidrógeno a 35MPa y a 70MPa, lo que lo hace muy versátil. En el caso del proyecto, debido a que se está con vehículos utilitarios pequeños, el hidrógeno es repostado con una presión de 70MPa. Cuenta con dos mangueras y favorece el autoservicio debido a que tiene la opción de pago en el mismo dispensador. Además, cuenta con todas las medidas de seguridad necesarias para un repostaje seguro.

Dispenser features

1. Valve with gas detection sensors for immediate leak detection
2. Enclosed and shrouded breakaway connectors
3. Reinforced polycarbonate upper door with ergonomic design to provide simple, customer-friendly user interface
4. Energy-efficient display panel with LED backlighting for clear visibility of display in all lighting conditions; all displays equipped with clear, hard-coated sacrificial lenses for increased durability and extended life
5. Debit payment system and 5.7" color LED display with on-screen training instructions for first-time users
6. Durable EPP/TDS keypad
7. Credit card reader
8. Emergency stop button and operating instructions
9. H70 and H35 unit price displays
10. Unique fueling pressure selection buttons with no moving parts for unmatched durability
11. Lower door assembly
12. RFID (radio frequency identification detector) reader for vehicle identification and communications
13. Universal metal nozzle boot—the industry's most durable
14. Protective jackets over hoses

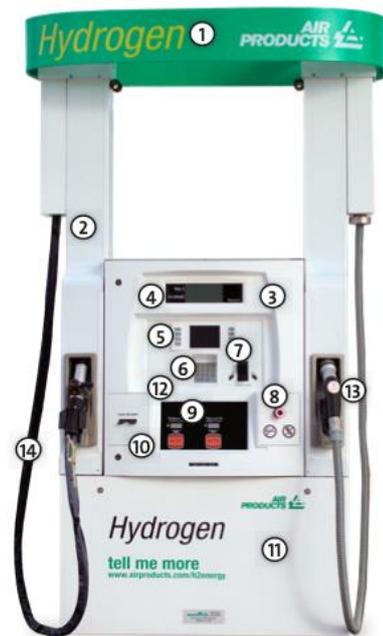


Figura 31. Surtidor H70/H35 de AirProducts.

Fuente: [40]

En cuanto a los paneles solares, se ha decidido colocar el panel AS-6P30 de la marca Amerisolar. Su hoja técnica se adjunta como Anexo III. Sus características relevantes para los cálculos son sus medidas, 992 x 1640 mm², y su potencia pico de 250W.

A continuación, se realizarán todos los cálculos que sean comunes a ambas estaciones y a todos los escenarios.

En primer lugar, se ha calculado el caudal que el compresor debe tener como mínimo. Para ello se ha establecido que la carga de cada vehículo es de 5kg¹⁴ y que el tiempo de repostaje de cada vehículo es de 5 min. Por lo tanto, el caudal mínimo del compresor es de:

$$Q_{min\ compresor} \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = 5\ kg\ H_2 \cdot \frac{1\ mol\ H_2}{2\ kg\ H_2} \cdot \frac{22,4\ Nm^3}{1\ mol\ H_2} \cdot \frac{1}{5\ min} \cdot \frac{60\ min}{1\ h} = 672 \frac{Nm^3}{h}$$

Así, teniendo en cuenta que el caudal máximo del compresor elegido es de 3000 Nm³/h, el compresor sería capaz de abastecer simultáneamente a 4 vehículos.

A continuación, se calcularán los parámetros necesarios para el cálculo del coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno.

En primer lugar, se establecen las tasas y la vida del proyecto.

- Tasa de descuento = 7,5%
- Tasa nominal de electricidad = 5%
- Tasa nominal de operación y mantenimiento = 2,5%
- Vida del proyecto = 20 años

Con estos datos se obtienen los siguientes valores de k.

- $k_e = 0,9767$
- $k_{om} = 0,9535$

Finalmente se obtienen los valores de $f\sigma$ y F_a .

- **$f\sigma_e = 15,7659$**
- **$f\sigma_{om} = 12,5921$**
- **$F_a = 0,0981$**

¹⁴ El consumo en rueda de un vehículo medio es de 15 kWh/100km. Asumiendo un rendimiento medio de la pila del 50%, resulta un consumo de hidrógeno de 30kWh/100km. Teniendo en cuenta que el PCI es de 33 kWh/kg, se precisan 0,91 kg para recorrer 100 km. Por lo tanto, con 5 kg se tendría una autonomía de 550 km.

En cuanto a los costes del equipamiento, el del surtidor alcanza los 350.000 €. En el función de los coches esperados en cada escenario, se instalarán 1 o 2.

El coste del compresor se calcula utilizando la ecuación de la línea de tendencia como se ha explicado en la metodología. Al tener una potencia nominal de 175 kW, su coste asciende a:

$$C_{compresor} [\text{€}] = 8.134,9 \cdot (175 \text{ kW})^{0,7701} = \mathbf{434.226 \text{ €}}$$

En cuanto al refrigerador, en primer lugar, se calcula la potencia a disipar por parte de este. Para calcularlo se utiliza una politrópica de $n=1,25$ y se toma como temperatura ambiente 20°C . Hay que tener en cuenta que aunque el hidrógeno se reposte a 750 bar, el compresor debe aumentar la presión hasta los 800 bar para tener un margen de seguridad. Teniendo en cuenta que el caudal máximo del compresor es de $3000 \text{ Nm}^3/\text{h}$, que el hidrógeno sale del electrolizador a 30 bar y temperatura ambiente y que a la hora de repostar se aumenta la presión de hidrógeno en el compresor hasta los 800 bar, el calor a disipar a la hora de repostar es el siguiente.

$$T_2 = \sqrt[n]{\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{1-n}} \cdot T_1^n = \sqrt[1,25]{\left(\frac{30}{800}\right)^{1-1,25}} \cdot (20^\circ\text{C} + 273)^{1,25} = 565,017 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 3000 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot \frac{2 \text{ kg H}_2}{1 \text{ kmol H}_2} \cdot \frac{1 \text{ kmol H}_2}{22,4 \text{ Nm}^3} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,0744 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$R = \frac{8,314}{2} ; \gamma = 1,4$$

$$C_p \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) = R \rightarrow C_p = \frac{R}{1 - \frac{1}{\gamma}} = 14,55 \frac{\text{KJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$$

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot (T_{comp} - T_{amb}) = 294,5 \text{ kW}$$

Los equipos se escogerán del catálogo de Carrier adjunto como Anexo IV. Se han escogido 3 aerotermos 42AM--633H0M9LR y un 42AM--453H0M9LR, para cumplir con el requisito del calor a disipar. Al trabajar con una presión mayor, se incrementará un 30% el coste del equipo indicado en el catálogo.

El coste de los equipos es de un total de:

$$C_{refr} = (3 \cdot 3.017 + 1769) \cdot \frac{130}{100} = 14.066 \text{ €}$$

4.1. Estación de repostaje urbana.

En este apartado se comentarán los resultados de la producción de hidrógeno en una estación urbana.

Según datos del IMD, circulan por la calle Alberto Aguilera 37.600 vehículos diariamente. Suponiendo que de esos vehículos un 0,6% aproximadamente entra a repostar a la gasolinera, obtenemos el dato de que 250 vehículos aproximadamente entran diariamente a repostar en la estación.

En primer lugar, se calcula el número de paneles fotovoltaicos que se pueden instalar en la estación. Se estima en una estación urbana un área disponible entre el tejado de la estación y el tejado del túnel de lavado de 500 m². Con las dimensiones del panel (992x1640) se obtiene teniendo en cuenta un factor de seguridad del 10% tanto en el largo como en el ancho, un área de ocupación del panel de 1,9685248 m². Teniendo en cuenta el área disponible, se podrá instalar el siguiente número de paneles.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{500 \text{ m}^2}{1,9685248 \text{ m}^2} = 254 \text{ paneles}$$

Con este número de paneles instalados, sabiendo que cada panel tiene una potencia pico de 250W, la instalación alcanza una potencia pico de 63,5 kW. Se introducen estos valores en PVIGS situando la estación en la calle Alberto Aguilera, obteniéndose los datos mostrados en la Figura 32.

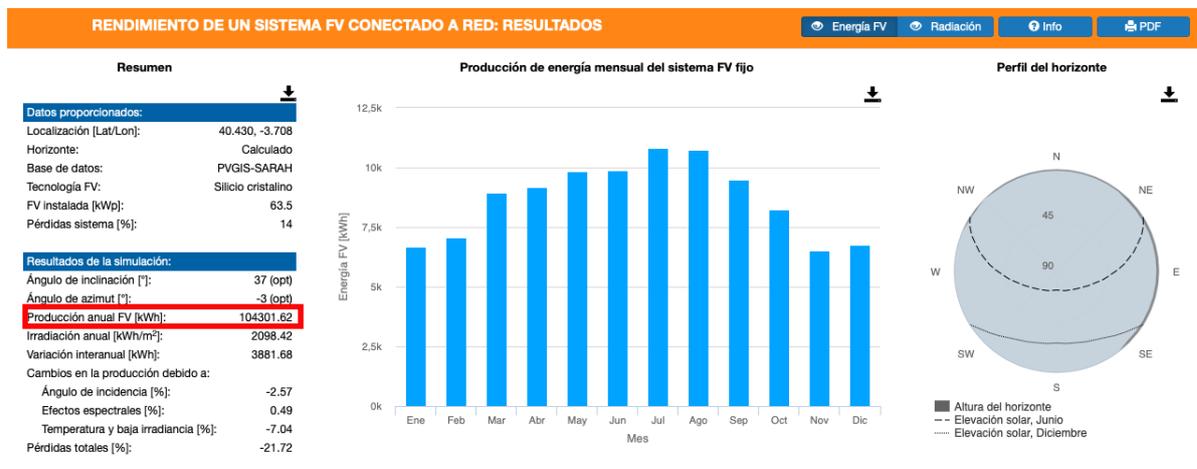


Figura 32. Producción anual de electricidad a través de la instalación fotovoltaica en una estación urbana.

Fuente: [41]

Se ha obtenido una producción anual de 104.301,62 kWh, que para facilitar los cálculos se supone igual y constante durante todo el año, siendo la producción media mensual de electricidad por parte de la instalación de 8.691,80 kWh/mes.

El coste de la instalación fotovoltaica, se calcula a través de la línea de tendencia con la potencia pico de la instalación, siendo el coste calculado:

$$C_{fotovoltaica} [\text{€}] = 10.465 \cdot (63,5 \text{ kW})^{0,6583} = \mathbf{160.880 \text{ €}}$$

4.1.1. Escenario 1.

En el primer escenario se estima que un 4% de los vehículos que entran en la estación diariamente son de pila de combustible. Esto supone que 10 vehículos necesitan 5 kilogramos de hidrógeno diariamente, es decir 50 kilogramos de hidrógeno. Al ser la producción de hidrógeno durante las 24 horas del día, el electrolizador debe tener como mínimo un caudal de:

$$Q_{electrolizador} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{50 \cdot \frac{1}{2} \cdot 22,4}{24} = \mathbf{23,333 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}}$$

Viendo los electrolizadores disponibles en la Tabla 8, se escoge el modelo C30, con un caudal máximo de 30 Nm³/h y potencia nominal de 236 kW. Con el dato de la potencia nominal del electrolizador, se calcula su coste a través de la ecuación de la línea de tendencia, como se puede observar a continuación.

$$C_{electrolizador} [\text{€}] = 7.899,2 \cdot (236 \text{ kW})^{0,7147} = \mathbf{392.196 \text{ €}}$$

A continuación, se calcula la energía necesaria para producir el hidrógeno demandado en este escenario mensualmente.

$$E_{compresor} [\text{kWh}] = 50 \cdot \frac{1}{2} \cdot 22,4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \cdot \frac{175 \text{ kW}}{3.000 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 980 \text{ kWh}$$

$$E_{electrolizador} [\text{kWh}] = 54,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} \cdot 50 \frac{\text{kg H}_2}{\text{día}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} = 81.900 \text{ kWh}$$

$$E_{surtidor} [kWh] = 0,2 \frac{kWh}{kg H_2} \cdot 50 \frac{kg H_2}{día} \cdot \frac{30 días}{mes} = 300 kWh$$

$$E_{refr} [kWh] = (3 \cdot 0,73 + 0,5) \cdot 5 \frac{min}{coche} \cdot 10 coches \cdot \frac{1h}{60 min} = 2,24 kWh$$

Dentro del escenario 1, se comentará primero la primera posibilidad que se ha mencionado anteriormente, la de producir el hidrógeno sin la ayuda de una instalación fotovoltaica.

En esta primera posibilidad de estación, el coste de los equipos y el de su correspondiente instalación se recogen en la Tabla 9.

INVERSIÓN		
Electrolizador (C30)	392.196	€
Compresor	434.226	€
Surtidor	350.000	€
Refrigerador	14.066	
COSTE SOLO EQUIPOS	1.190.488	€
Instalación Eléctrica (6,5%)	77.382	€
Instalación Mecánica (10%)	119.049	€
Montaje (5%)	59.524	€
Ingeniería (4%)	47.620	€
Seguridad y salud (7%)	83.334	€
COSTE EQUIPOS + INSTALACIÓN	1.577.397	€

Tabla 9. Costes de equipos y su instalación, estación urbana, escenario 1, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se calcula el coste de la electricidad utilizada para producir el hidrógeno demandado mensualmente. Se estima un coste medio de la electricidad a lo largo del día de 0,11€/kWh.

$$C_{e1} [€] = (980 kWh + 81.900 kWh + 300 kWh + 2,24 kWh) \cdot 0,11 \left[\frac{€}{kWh} \right]$$

$$C_{e1} [€] = \mathbf{9.150,05 €}$$

Posteriormente se calcula el coste total de operación y mantenimiento y el coste total de inversión. Los tres costes totales quedan recogidos en la Tabla 10.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	9.150,05	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	1.984,15	€/mes
Coste de Inversión	1.851.934,08	€

Tabla 10. Costes totales estación urbana, escenario 1, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 11.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,305	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	1,612	€/kg H ₂
Inversión	9,954	€/kg H ₂
Coste Normalizado	20,871	€/kg H₂

Tabla 11. Costes normalizados, estación urbana, escenario 1, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada la primera posibilidad, se estudia a continuación la segunda posibilidad, en la que existe una instalación fotovoltaica que ayuda a en la producción de electricidad.

Al haberse calculado ya la producción de la instalación fotovoltaica y su coste, se recalculan los costes totales de producción.

$$C_{e2} [\text{€}] = (980 + 81.900 + 300 + 2,24 - 8.691,8)kWh \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

$$C_{e2} [\text{€}] = \mathbf{8.193,95 \text{ €}}$$

Se recalcula el resto de los costes totales que quedan recogidos en la Tabla 12.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	8.193,95	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	2.186,51	€/mes
Coste de Inversión	2.012.814,12	€

Tabla 12. Costes totales, estación urbana, escenario 1, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 13

Coste Normalizado		
Electricidad	8,332	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	1,776	€/kg H ₂
Inversión	10,819	€/kg H ₂
Coste Normalizado	20,927	€/kg H ₂

Tabla 13. Costes normalizados, estación urbana, escenario 1, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es ligeramente superior que sin ella.

4.1.2. Escenario 2.

En el segundo escenario, se estima que un 50% de los vehículos que entran en la estación diariamente son de pila de combustible. Esto supone que 125 vehículos necesitan 5 kilogramos de hidrógeno diariamente, es decir 625 kilogramos de hidrógeno. Al ser la producción de hidrógeno durante las 24 horas del día, el electrolizador debe tener como mínimo un caudal de:

$$Q_{\text{electrolizador}} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{625 \cdot \frac{1}{2} \cdot 22,4}{24} = 291,667 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Viendo los electrolizadores disponibles en la Tabla 8, se escogen los modelos MC100 y MC200, para obtener un caudal de 300 Nm³/h. Con los datos de las potencias

nominales de los electrolizadores, se calcula su coste a través de la ecuación de la línea de tendencia, como se puede observar a continuación.

$$C_{electrolizador} [\text{€}] = 7.899,2 \cdot [(500 \text{ kW})^{0,7147} + (1.000 \text{ kW})^{0,7147}] = \mathbf{1.771.449 \text{ €}}$$

A continuación, se calcula la energía necesaria para producir el hidrógeno demandado en este escenario mensualmente.

$$E_{compresor} [kWh] = 625 \cdot \frac{1}{2} \cdot 22,4 \frac{Nm^3}{\text{día}} \cdot \frac{175 \text{ kW}}{3.000 \frac{Nm^3}{h}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 12.250 \text{ kWh}$$

$$E_{electrolizador} [kWh] = 54,6 \frac{kWh}{kg H_2} \cdot 625 \frac{kg H_2}{\text{día}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} = 1.023.750 \text{ kWh}$$

$$E_{surtidor} [kWh] = 0,2 \frac{kWh}{kg H_2} \cdot 625 \frac{kg H_2}{\text{día}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} = 3.750 \text{ kWh}$$

$$E_{refr} [kWh] = (3 \cdot 0,73 + 0,5) \cdot 5 \frac{\text{min}}{\text{coche}} \cdot 125 \text{ coches} \cdot \frac{1h}{60 \text{ min}} = 28,02 \text{ kWh}$$

Dentro del escenario 2, se estudiará primero la primera posibilidad que se ha comentado anteriormente, la de producir el hidrógeno sin la ayuda de una instalación fotovoltaica. En este escenario, se introduce un surtidor adicional en comparación con el escenario 1, debido al aumento de las posibilidades de que varios vehículos reposten simultáneamente.

En esta primera posibilidad de estación, el coste de los equipos y el de su correspondiente instalación se recogen en la Tabla 14.

INVERSIÓN		
Electrolizadores (MC100 y MC200)	1.771.449	€
Compresor	434.226	€
Surtidor (x2)	700.000	€
Refrigerador	14.066	
COSTE SOLO EQUIPOS		2.919.741 €
Instalación Eléctrica (6,5%)	189.783	€
Instalación Mecánica (10%)	291.974	€
Montaje (5%)	145.987	€
Ingeniería (4%)	116.790	€
Seguridad y salud (7%)	204.382	€
COSTE EQUIPOS + INSTALACIÓN		3.868.657 €

Tabla 14. Costes de equipos y su instalación, estación urbana, escenario 2, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

A continuación, se calcula el coste de la electricidad utilizada para producir el hidrógeno demandado mensualmente. Se estima un coste medio de la electricidad a lo largo del día de 0,11€/kWh.

$$C_{e1} [\text{€}] = (12.250 + 1.023.750 + 3.750 + 28,02)kWh \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

$$C_{e1} = 114.375,58\text{€}$$

Posteriormente se calcula el coste total de operación y mantenimiento y el coste total de inversión. Los tres costes totales quedan recogidos en la Tabla 15.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	114.375,58	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	4.866,24	€/mes
Coste de Inversión	5.108.671,58	€

Tabla 15. Costes totales, estación urbana, escenario 2, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 16.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,305	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,316	€/kg H ₂
Inversión	2,197	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,818	€/kg H₂

Tabla 16. Costes normalizados, estación urbana, escenario 2, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada la primera posibilidad, se estudiará a continuación la segunda posibilidad, en la que existe una instalación fotovoltaica que ayuda a en la producción de electricidad.

Al haberse calculado ya la producción de la instalación fotovoltaica y su coste, se recalculan los costes totales de producción.

$$C_{e2}[\text{€}] = (12.250 + 1.023.750 + 3.750 + 28,02 - 8.691,80)kWh \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

$$C_{e2}[\text{€}] = \mathbf{113.419,48 \text{ €}}$$

Se recalculan los costes totales y se recogen en la Tabla 17.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	113.419,48	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	5.068,60	€/mes
Coste de Inversión	5.269.551,62	€

Tabla 17. Costes totales, estación urbana, escenario 2, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 18

Coste Normalizado		
Electricidad	9,227	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,329	€/kg H ₂
Inversión	2,266	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,822	€/kg H₂

Tabla 18. Costes normalizados, estación urbana, escenario 2, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Se observa como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es ligeramente superior que sin ella. Sin embargo, la diferencia es menor que en escenario 1.

4.1.3. Escenario 3.

En el tercer escenario se estima que un 100% de los vehículos que entran en la estación diariamente son de pila de combustible. Esto supone que 250 vehículos necesitan 5 kilogramos de hidrógeno diariamente, es decir 1250 kilogramos de hidrógeno. Al ser la producción de hidrógeno durante las 24 horas del día, el electrolizador deberá tener como mínimo un caudal de:

$$Q_{\text{electrolizador}} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{1.250 \cdot \frac{1}{2} \cdot 22,4}{24} = 583,33 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Viendo los electrolizadores disponibles en la Tabla 8, se escogen los modelos MC200 y MC400, para obtener un caudal de 600 Nm³/h. Con los datos de las potencias nominales de los electrolizadores, se calcula su coste a través de la ecuación de la línea de tendencia, como se puede observar a continuación.

$$C_{\text{electrolizador}} [\text{€}] = 7899,2 \cdot [(1.000 \text{ kW})^{0,7147} + (2.000 \text{ kW})^{0,7147}] = 2.907.200 \text{ €}$$

A continuación, se calcula la energía necesaria para producir el hidrógeno demandado en este escenario mensualmente.

$$E_{\text{compresor}} [\text{kWh}] = 1.250 \cdot \frac{1}{2} \cdot 22,4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \cdot \frac{175 \text{ kW}}{3.000 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 24.500 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{electrolizador}} [\text{kWh}] = 54,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} \cdot 1.250 \frac{\text{kg H}_2}{\text{día}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} = 2.047.500 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{surtidor}} [\text{kWh}] = 0,2 \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} \cdot 1.250 \frac{\text{kg H}_2}{\text{día}} \cdot \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} = 7.500 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{refr}} [\text{kWh}] = (3 \cdot 0,73 + 0,5) \cdot 5 \frac{\text{min}}{\text{coche}} \cdot 250 \text{ coches} \cdot \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} = 56,04 \text{ kWh}$$

Dentro del escenario 3, se comentará primero la primera posibilidad que se ha comentado anteriormente, la de producir el hidrógeno sin la ayuda de una instalación fotovoltaica.

En esta primera posibilidad de estación, el coste de los equipos y el de su correspondiente instalación se recogen en la Tabla 19.

INVERSIÓN		
Electrolizadores (MC200 y MC400)	2.907.200	€
Compresor	434.226	€
Surtidor (x2)	700.000	€
Refrigerador	14.066	
COSTE SOLO EQUIPOS	4.055.492	€
Instalación Eléctrica (6,5%)	263.607	€
Instalación Mecánica (10%)	405.549	€
Montaje (5%)	202.775	€
Ingeniería (4%)	162.220	€
Seguridad y salud (7%)	283.884	€
COSTE EQUIPOS + INSTALACIÓN	5.373.526	€

Tabla 19. Costes de equipos y su instalación, estación urbana, escenario 3, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se calcula el coste de la electricidad utilizada para producir el hidrógeno demandado mensualmente. Se estima un coste medio de la electricidad a lo largo del día de 0,11€/kWh.

$$C_{e1} [\text{€}] = (24.500 + 2.047.500 + 7.500 + 56,04)kWh \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

$$C_{e1} [\text{€}] = 228.751,16$$

Posteriormente, se calcula el coste total de operación y mantenimiento y el coste total de inversión. Los tres costes totales quedan recogidos en la Tabla 20.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	228.751,16	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	6.759,15	€/mes
Coste de Inversión	7.408.556,05	€

Tabla 20. Costes totales, estación urbana, escenario 3, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 21.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,305	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,220	€/kg H ₂
Inversión	1,593	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,118	€/kg H₂

Tabla 21. Costes normalizados, estación urbana, escenario 3, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada la primera posibilidad, se estudiará a continuación la segunda posibilidad, en la que existe una instalación fotovoltaica que ayuda a en la producción de electricidad.

Al haberse calculado ya la producción de la instalación fotovoltaica y su coste, se recalculan los costes totales de producción.

$$C_{e2}[\text{€}] = (24.500 + 2.047.500 + 7.500 + 56,04 - 8.691,80)kWh \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

$$C_{e2}[\text{€}] = 227.795,07 \text{ €}$$

Se recalculan los costes totales y se recogen en la Tabla 22.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	227.795,07	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	6.961,52	€/mes
Coste de Inversión	7.569.446,08	€

Tabla 22. Costes totales, estación urbana, escenario 3, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 23

Coste Normalizado		
Electricidad	9,266	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,226	€/kg H ₂
Inversión	1,627	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,119	€/kg H₂

Tabla 23. Costes normalizados, estación urbana, escenario 3, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Se observa como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es prácticamente el mismo con fotovoltaica que sin ella.

4.1.4. Resumen estación de repostaje urbana.

Para una mejor comparación de este apartado, se recogerán en tablas los costes normalizados de cada escenario, comparando coste a coste la posibilidad sin fotovoltaica con la posibilidad con fotovoltaica.

En primer lugar, se compara el escenario 1, reflejado en la Tabla 24.

Coste Normalizado, Escenario 1	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	8,332	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	1,612	1,776	€/kg H ₂
Inversión	9,954	10,819	€/kg H ₂
Coste Normalizado	20,871	20,927	€/kg H₂

Tabla 24. Comparación estación urbana, escenario 1, sin y con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

En segundo lugar, se compara el escenario 2, reflejado en la Tabla 25.

Coste Normalizado, Escenario 2	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	9,227	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,316	0,329	€/kg H ₂
Inversión	2,197	2,266	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,818	11,822	€/kg H₂

Tabla 25. Comparación estación urbana, escenario 2, sin y con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Por último, se compara el escenario 3, como puede observarse en la Tabla 26.

Coste Normalizado, Escenario 3	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	9,266	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,220	0,226	€/kg H ₂
Inversión	1,593	1,627	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,118	11,119	€/kg H₂

Tabla 26. Comparación estación urbana, escenario 3, sin y con fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia.

Se observa como lógicamente, en los tres escenarios, el coste de la electricidad disminuye cuando hay instalación fotovoltaica, mientras que la inversión y el coste por operación y mantenimiento aumenta.

La diferencia entre ambos costes normalizados se va reduciendo cuanto más kilogramos de hidrógeno se producen, siendo insignificante en el escenario 3. También se aprecia que hay poca diferencia entre el escenario 2 y 3, es decir, que pasar de 125 a 250 vehículos/día apenas modifica los resultados, mientras que pasar de 10 a 125 reduce el coste a casi la mitad.

4.2. Estación de repostaje de carretera.

En este apartado se comentarán los resultados de la producción de hidrógeno en una estación de carretera.

Situando la estación en la carretera A-6 a la salida de Madrid y siguiendo los datos del IMD, 132.000 vehículos circulan por esa carretera diariamente. Suponiendo un número inferior de vehículos que entran a repostar a una estación urbana, es decir, un 0,2% aproximadamente, se obtiene la cifra de 250 vehículos diarios.

Se seguirá el mismo procedimiento que en la estación urbana del apartado anterior. En primer lugar, se calcula el número de paneles que se pueden instalar en la estación. Se estima en una estación de carretera un área disponible entre el tejado de la estación, el tejado del túnel de lavado y los tejados de los aparcamientos de 2000 m². También podría ser un terreno al lado de la estación. Con las dimensiones del panel (992 x 1.640) se obtiene teniendo en cuenta un factor de seguridad del 10% tanto en el largo como en el ancho, un área de ocupación del panel de 1,9685248 m². Teniendo en cuenta el área disponible, se podrá instalar el siguiente número de paneles.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{2000 \text{ m}^2}{1,9685248 \text{ m}^2} = 1016 \text{ paneles}$$

Este número de paneles instalados, sabiendo que cada panel tiene una potencia pico de 250W, alcanza una potencia pico de instalación de 254 kW. Se introducen en el PVIGS estos valores situando la estación en la carretera A - 6, a la salida de Madrid.

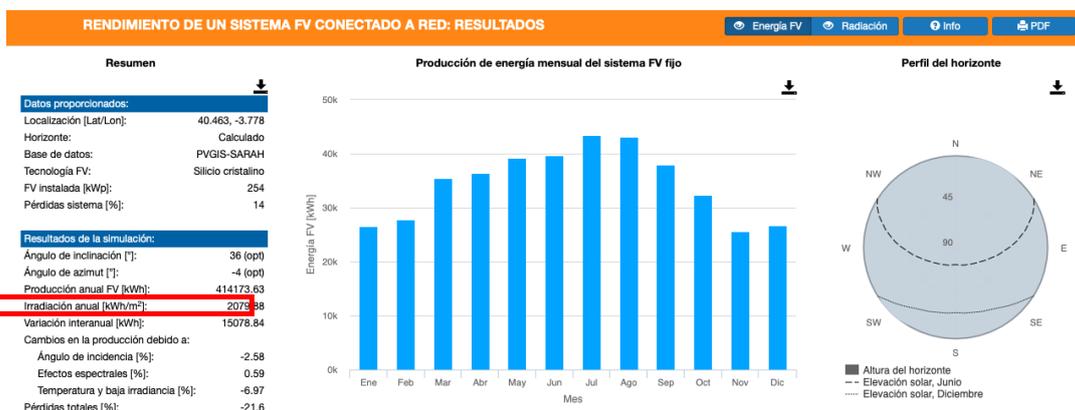


Figura 33. Producción anual de electricidad a través de la instalación fotovoltaica en una estación de carretera.

Fuente: [41]

Se ha obtenido una producción anual de 414.173,63 kWh, que para facilitar los cálculos se supone igual y constante durante todo el año, siendo la producción media mensual de electricidad por parte de la instalación de 34.514,47 kWh/mes.

El coste de la instalación fotovoltaica se calcula a través de la línea de tendencia con la potencia pico de la instalación, siendo el coste calculado:

$$C_{fotovoltaica} [\text{€}] = 10.465 \cdot (254 \text{ kW})^{0,6583} = \mathbf{400.717,43 \text{ €}}$$

En todos los escenarios, el caso de estación sin instalación fotovoltaica es exactamente igual en la estación urbana como en la de carretera. También los equipos elegidos son iguales en cada escenario a los de la estación urbana. Por lo tanto, únicamente se indicará de nuevo al comienzo de cada escenario, a modo de recordatorio, el coste normalizado desglosado.

4.2.1. Escenario 1.

En el primer escenario se estima que un 4% de los vehículos que entran en la estación diariamente son de pila de combustible. Esto supone que 10 vehículos necesitan 5 kilogramos de hidrógeno diariamente, es decir 50 kilogramos de hidrógeno.

Se incluye en la Tabla 27 el coste normalizado de un kilogramo de hidrógeno, siendo este igual que en una estación urbana cuando no cuentan con una instalación fotovoltaica.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,305	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	1,612	€/kg H ₂
Inversión	9,954	€/kg H ₂
Coste Normalizado	20,871	€/kg H₂

Tabla 27. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 1, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada la primera posibilidad, se estudiará a continuación la segunda posibilidad, en la que existe una instalación fotovoltaica que ayuda a en la producción de electricidad.

La energía necesaria para producir la cantidad demandada de hidrógeno es igual que en la estación urbana, pero se recuerdan para facilitar la comprensión de los cálculos.

- $E_{\text{compresor}} = 980 \text{ kWh}$
- $E_{\text{electrolizador}} = 81.900 \text{ kWh}$
- $E_{\text{surtidor}} = 300 \text{ kWh}$
- $E_{\text{refrigerador}} = 2,24 \text{ kWh}$

$$C_{e2} [\text{€}] = (980 + 81.900 + 300 + 2,24 - 34.514,47) \text{ kWh} \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

$$C_{e2} [\text{€}] = \mathbf{5.353,45 \text{ €}}$$

Se calculan los costes totales y se recogen en la Tabla 28.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	5.353,45	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	2.488,19	€/mes
Coste de Inversión	2.252.651,52	€

Tabla 28. Costes totales, estación de carretera, escenario 1, con fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 29.

Coste Normalizado		
Electricidad	5,444	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	2,021	€/kg H ₂
Inversión	12,108	€/kg H ₂
Coste Normalizado	19,572	€/kg H₂

Tabla 29. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 1, con fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es menor que sin ella.

4.2.2. Escenario 2.

En el segundo escenario se estima que un 50% de los vehículos que entran en la estación diariamente son de pila de combustible. Esto supone que 125 vehículos necesitan 5 kilogramos de hidrógeno diariamente, es decir 625 kilogramos de hidrógeno.

Se incluye en la Tabla 30 el coste normalizado de un kilogramo de hidrógeno, siendo este igual que en una estación urbana cuando no cuentan con una instalación fotovoltaica.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,305	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,316	€/kg H ₂
Inversión	2,197	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,818	€/kg H₂

Tabla 30. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 2, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada la primera posibilidad, se estudiará a continuación la segunda posibilidad, en la que existe una instalación fotovoltaica que ayuda a en la producción de electricidad.

La energía necesaria para producir la cantidad demandada de hidrógeno es igual que en la estación urbana, pero se recuerdan para facilitar la comprensión de los cálculos.

- $E_{\text{compresor}} = 12.250 \text{ kWh}$
- $E_{\text{electrolizador}} = 1.023.750 \text{ kWh}$
- $E_{\text{surtidor}} = 3.750 \text{ kWh}$
- $E_{\text{refrigerador}} = 28,02 \text{ kWh}$

$$C_{e2} [\text{€}] = (12.250 + 1.023.750 + 3.750 + 28,02 - 34.514,47) \text{ kWh} \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

$$C_{e2} [\text{€}] = \mathbf{110.578,99 \text{ €}}$$

Se calculan los costes totales y se recogen en la Tabla 31.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	110.578,99	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	5.370,28	€/mes
Coste de Inversión	5.509.389,02	€

Tabla 31. Costes totales, estación de carretera, escenario 2, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 32.

Coste Normalizado		
Electricidad	8,996	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,349	€/kg H ₂
Inversión	2,369	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,714	€/kg H₂

Tabla 32. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 2, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es menor que sin ella, pero la diferencia es menor que en el escenario 1.

4.2.3. Escenario 3.

En el tercer escenario se estima que un 100% de los vehículos que entran en la estación diariamente son de pila de combustible. Esto supone que 250 vehículos necesitan 5 kilogramos de hidrógeno diariamente, es decir 1250 kilogramos de hidrógeno.

Se incluye en la Tabla 33 el coste normalizado de un kilogramo de hidrógeno, siendo este igual que en una estación urbana cuando no cuentan con una instalación fotovoltaica.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,305	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,220	€/kg H ₂
Inversión	1,593	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,118	€/kg H₂

Tabla 33. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 3, sin fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada la primera posibilidad, se estudiará a continuación la segunda posibilidad, en la que existe una instalación fotovoltaica que ayuda a en la producción de electricidad.

La energía necesaria para producir la cantidad demandada de hidrógeno es igual que en la estación urbana, pero se recuerdan para facilitar la comprensión de los cálculos.

- $E_{\text{compresor}} = 24.500 \text{ kWh}$
- $E_{\text{electrolizador}} = 2.047.500 \text{ kWh}$
- $E_{\text{surtidor}} = 7.500 \text{ kWh}$
- $E_{\text{refrigerador}} = 56,04 \text{ kWh}$

$$C_{e2} [\text{€}] = (24.500 + 2.047.500 + 7.500 + 56,04 - 34.514,47) \text{ kWh} \cdot 0,11 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

$$C_{e2} [\text{€}] = \mathbf{224.954,57 \text{ €}}$$

Se calculan los costes totales y se recogen en la Tabla 34.

COSTES TOTALES		
Coste de Electricidad	224.954,57	€/mes
Coste de Operación y Mantenimiento	7.263,20	€/mes
Coste de Inversión	7.809.283,48	€

Tabla 34. Costes totales, estación de carretera, escenario 3, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

Por último, se calcula el coste normalizado de cada kilogramo de hidrógeno. Los resultados quedan recogidos en la Tabla 35.

Coste Normalizado		
Electricidad	9,150	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,236	€/kg H ₂
Inversión	1,679	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,065	€/kg H₂

Tabla 35. Costes normalizados, estación de carretera, escenario 3, con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es menor que sin ella, pero la diferencia es menor aún que la del escenario 2.

4.2.4. Resumen estación de repostaje de carretera.

Para una mejor comparación en este apartado se recogerán en tablas los costes normalizados de cada escenario, comparando coste a coste la posibilidad sin fotovoltaica con la posibilidad con fotovoltaica.

En primer lugar, se compara el escenario 1, como puede observarse en la Tabla 36.

Coste Normalizado, Escenario 1	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	5,444	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	1,612	2,021	€/kg H ₂
Inversión	9,954	12,108	€/kg H ₂
Coste Normalizado	20,871	19,573	€/kg H₂

Tabla 36. Comparación estación de carretera, escenario 1, sin y con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

En segundo lugar, se compara el escenario 2, como puede observarse en la Tabla 37.

Coste Normalizado, Escenario 2	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,305	8,996	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,316	0,349	€/kg H ₂
Inversión	2,197	2,369	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,818	11,714	€/kg H₂

Tabla 37. Comparación estación de carretera, escenario 2, sin y con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Por último, se compara el escenario 3, como puede observarse en la Tabla 38.

Coste Normalizado, Escenario 3	Sin fotovoltaica	Con fotovoltaica	
Electricidad	9,304	9,150	€/kg H ₂
Operación y mantenimiento	0,220	0,236	€/kg H ₂
Inversión	1,593	1,679	€/kg H ₂
Coste Normalizado	11,117	11,065	€/kg H₂

Tabla 38. Comparación estación de carretera, escenario 3, sin y con fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Se observa como lógicamente, en los tres escenarios, el coste de la electricidad disminuye cuando hay instalación fotovoltaica, mientras que la inversión y el coste por operación y mantenimiento aumenta.

La diferencia entre ambos costes normalizados se va reduciendo cuantos más kilogramos de hidrógeno se producen, siendo insignificante en el escenario 3.

En todos los casos se puede observar como el coste normalizado con instalación fotovoltaica es menor que sin ella, ahora que el área disponible para ella ha aumentado. Pese a ello, la reducción se mueve entre el 0,5 y el 6,2 %. Nuevamente, la caída en el coste es significativa al pasar de 10 a 125 vehículos, siendo poco significativa al pasar de 125 a 250.

4.3. Estudio de sensibilidad.

Debido a que se trata de una tecnología que en la actualidad no se utiliza demasiado, el coste de los equipos destinados a convertir el hidrógeno como un vector energético para la movilidad es muy elevada.

Por ello, y suponiendo una disminución en el coste de los equipos en un futuro, se ha realizado un estudio de sensibilidad. En él se ha supuesto una disminución del 30% del coste de los equipos relacionados con la producción y repostaje de hidrógeno, es decir, el electrolizador, el compresor y el dispensador.

A continuación, se comparará el coste obtenido en la actualidad con el obtenido en el estudio sensibilidad. Se mostrará en la Tabla 39 la comparación de los 3 escenarios en la estación urbana y en la Tabla 40 la comparación de los 3 escenarios en la estación de carretera.

Se puede observar cómo en ambas estaciones, es en el escenario 1 donde más se percibe esta bajada de los costes de los equipos. Esto se debe a que es en este escenario, donde el coste de inversión es mucho más elevado en proporción. Sin embargo, en los escenarios 2 y 3, donde esta disminución del coste de los equipos no es tan notable, ya que el subcoste normalizado más elevado es el de la electricidad.

Por lo tanto, para poder disminuir el coste normalizado de la electricidad, sería necesario reducir la cantidad de electricidad que se utiliza de la red. Esto se podría conseguir aumentando las dimensiones de la instalación fotovoltaica o buscando otro tipo de energía renovable capaz de producir una cantidad de energía muy superior a la producida por parte de los paneles fotovoltaicos. Una alternativa podría ser la energía eólica.

	ESTACIÓN URBANA												
	ESCENARIO 1				ESCENARIO 2				ESCENARIO 3				
	Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		
Coste Normalizado	Actualidad	E. Sensibilidad											
Electricidad	9,305	9,305	8,332	8,332	9,305	9,305	9,227	9,227	9,305	9,305	9,266	9,266	€/kg H2
Operación y mantenimiento	1,611	1,134	1,776	1,298	0,316	0,222	0,329	0,235	0,220	0,154	0,226	0,161	€/kg H2
Inversión	9,954	6,998	10,819	7,863	2,197	1,540	2,266	1,609	1,593	1,116	1,627	1,151	€/kg H2
Total	20,870	17,437	20,927	17,493	11,818	11,067	11,822	11,071	11,118	10,575	11,119	10,578	€/kg H2

Tabla 39. Comparación coste normalizado obtenido en el estudio y el obtenido en el estudio de sensibilidad para una estación urbana.
Fuente: Elaboración propia.

	ESTACIÓN DE CARRETERA												
	ESCENARIO 1				ESCENARIO 2				ESCENARIO 3				
	Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		Sin fotovoltaica		Con fotovoltaica		
Coste Normalizado	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	Actualidad	E. Sensibilidad	
Electricidad	9,305	9,305	5,444	5,444	9,305	9,305	8,996	8,996	9,305	9,305	9,150	9,150	€/kg H2
Operación y mantenimiento	1,611	1,134	2,021	1,543	0,316	0,222	0,349	0,255	0,220	0,154	0,236	0,170	€/kg H2
Inversión	9,954	6,998	12,108	9,152	2,197	1,540	2,369	1,712	1,593	1,116	1,679	1,202	€/kg H2
Total	20,870	17,437	19,573	16,139	11,818	11,067	11,714	10,963	11,118	10,575	11,065	10,522	€/kg H2

Tabla 40. Comparación coste normalizado obtenido en el estudio y el obtenido en el estudio de sensibilidad para una estación de carretera.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez estudiada una posible disminución futura en el coste de los equipos relacionados con la producción y entrega de hidrógeno, se ha calculado la evolución del coste normalizado del kilogramo de hidrógeno en una estación sin instalación fotovoltaica. Para ello, se ha estudiado el coste normalizado modificando el escenario de 10 en 10 coches, recogiendo la evolución en la Figura 34.

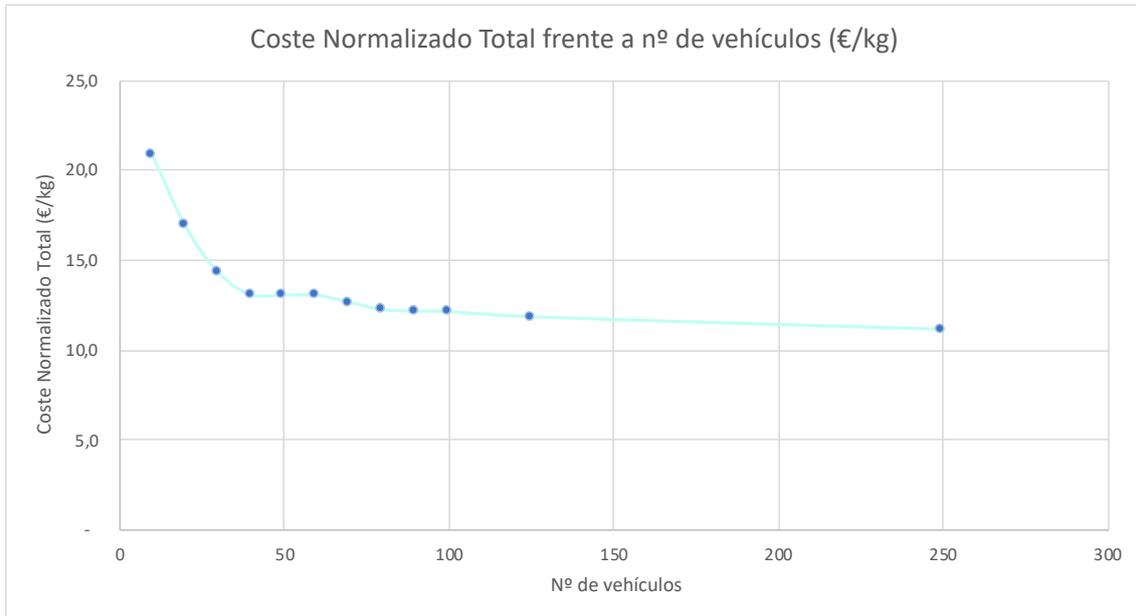


Figura 34. Evolución del coste normalizado total en función del número de vehículos.
Fuente: Elaboración propia.

También se ha estudiado el coste normalizado desglosado, cuya evolución queda recogida en las Figuras 35, 36 y 37, como se puede ver a continuación.

La Figura 35 muestra un coste constante de electricidad, mientras que la Figura 36 ilustra una reducción del coste de mantenimiento, que tiende a ser asintótica a partir de los 40 vehículos. La Figura 37 evidencia un comportamiento similar para el coste de inversión, si bien las escalas son muy diferentes: el coste de mantenimiento es mucho más bajo que el de inversión. Como consecuencia, el comportamiento mostrado en la Figura 34 por el coste normalizado total está condicionado por la caída del coste de inversión, que es muy pequeño a partir de los 40 vehículos, y la constancia del coste de la electricidad, que es quien fija el valor asintótico del coste total a partir de los 40 vehículos. La Figura 38 resume estos comportamientos.

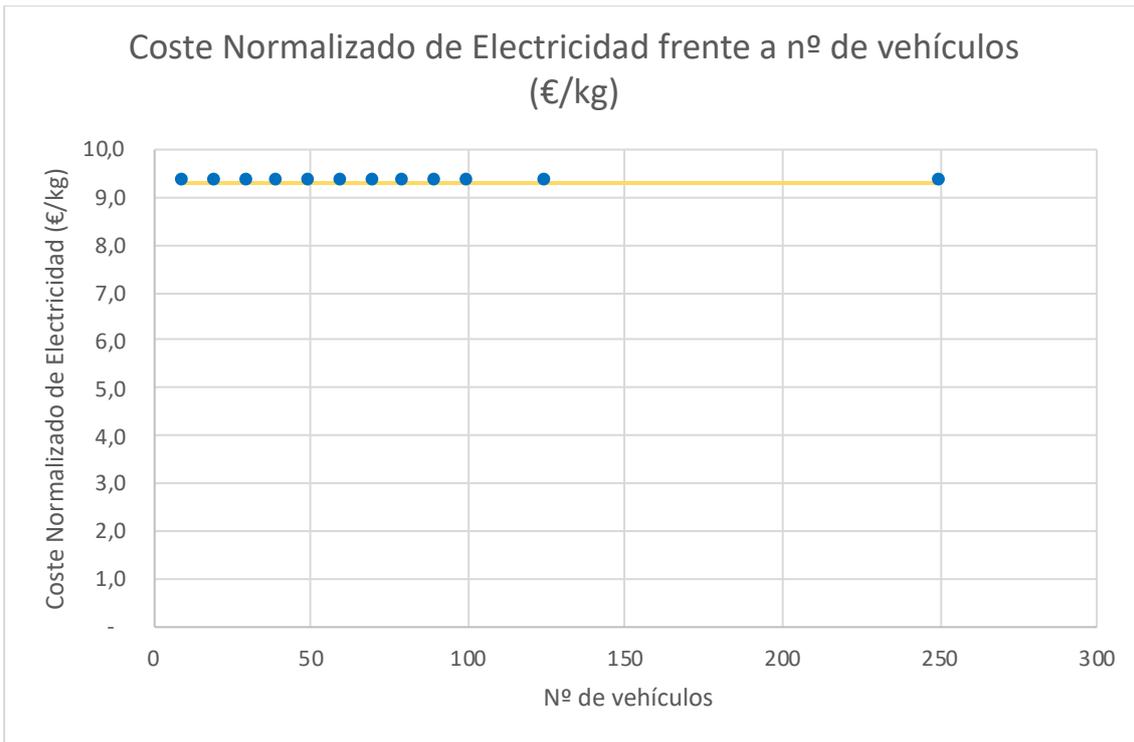


Figura 35. Evolución del coste normalizado de electricidad en función del número de vehículos.
Fuente: Elaboración propia.

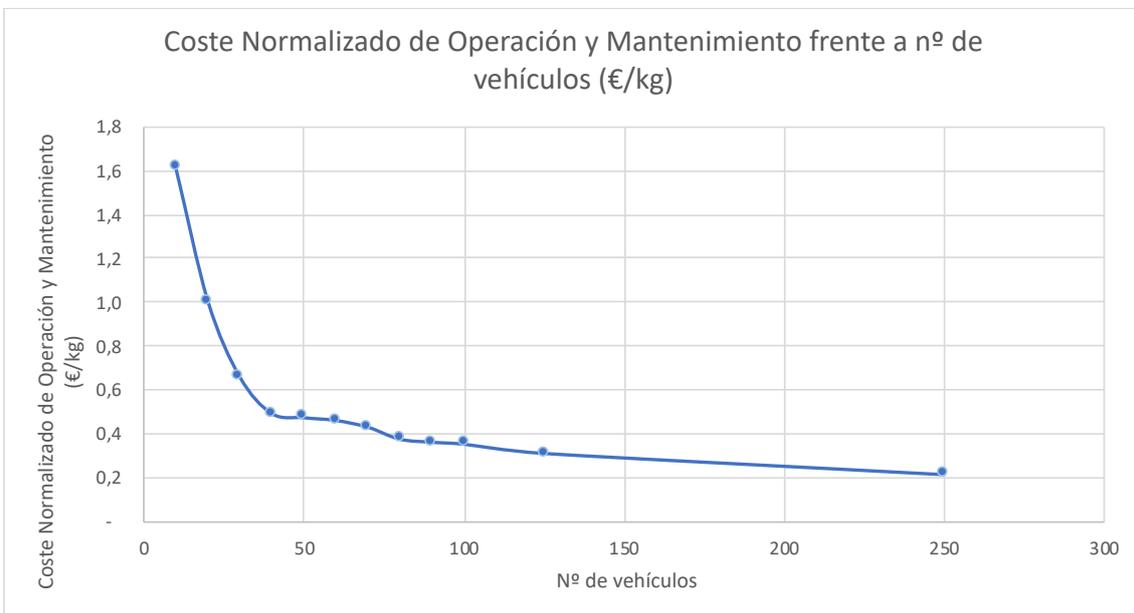


Figura 36. Evolución del coste normalizado de operación y mantenimiento en función del número de vehículos.
Fuente: Elaboración propia.

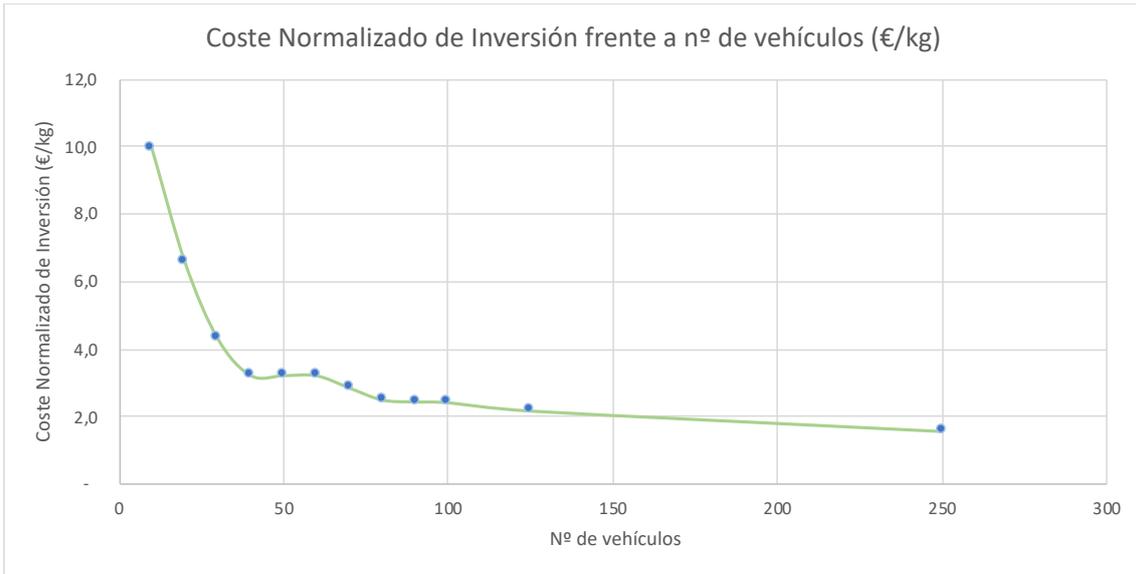


Figura 37. Evolución del coste normalizado de inversión en función del número de vehículos.

Fuente: Elaboración propia.

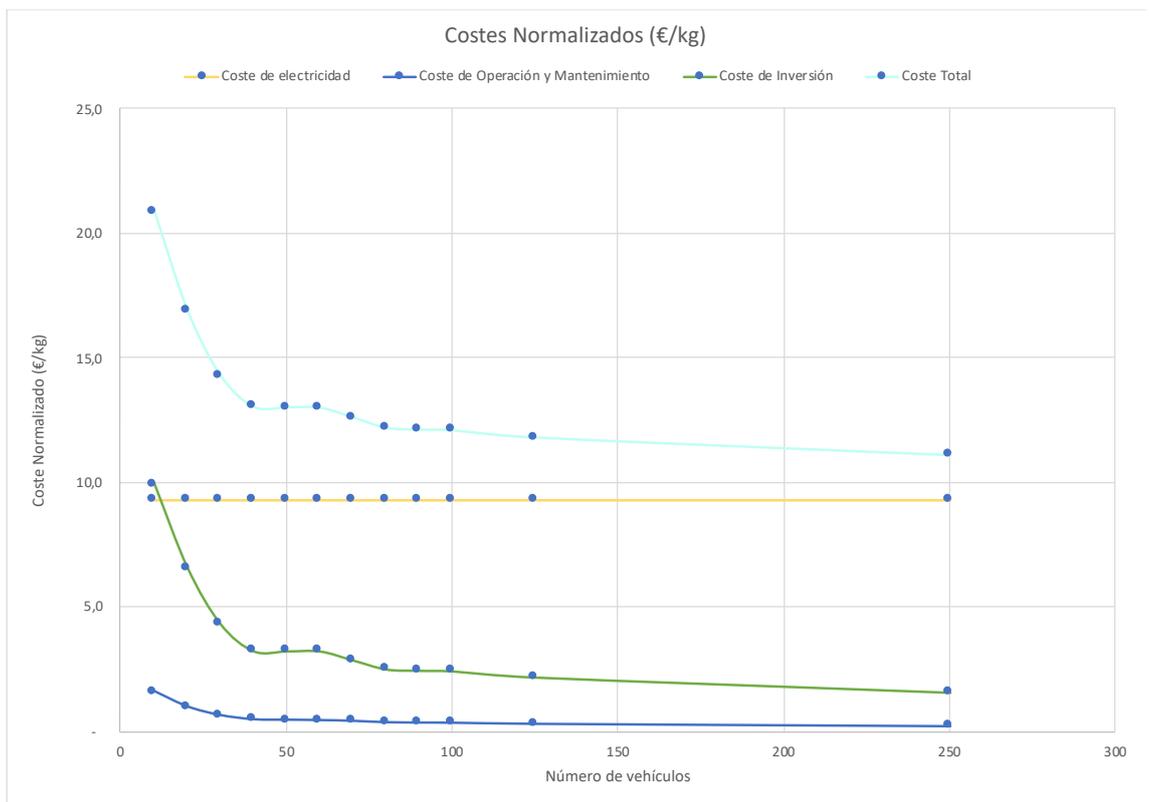


Figura 38. Evolución de todos los costes normalizados en función del número de vehículos.

Fuente: Elaboración propia.

Los costes exactos quedan recogidos en la Tabla 41.

Nº de coches	Coste electricidad	Coste Operación y Mantenimiento	Coste de inversión	Coste Normalizado Total	
10	9,305	1,611	9,954	20,870	€/kg
20	9,305	1,007	6,594	16,905	€/kg
30	9,305	0,663	4,328	14,296	€/kg
40	9,305	0,497	3,246	13,048	€/kg
50	9,305	0,478	3,244	13,026	€/kg
60	9,305	0,465	3,242	13,012	€/kg
70	9,305	0,435	2,880	12,619	€/kg
80	9,305	0,381	2,520	12,205	€/kg
90	9,305	0,367	2,468	12,140	€/kg
100	9,305	0,358	2,443	12,105	€/kg
125	9,305	0,316	2,197	11,817	€/kg
250	9,305	0,220	1,593	11,117	€/kg

Tabla 41. Costes normalizados en función de los coches esperados.

Fuente: Elaboración propia.

4.4. Análisis medioambiental.

En este apartado se estudiará la cantidad de CO₂ producida en la estación urbana a la hora de producir el hidrógeno sin ayuda de una instalación fotovoltaica. Se estudia la cantidad en esta estación debido a que es la estación en la que el coste de producción de cada kilogramo de hidrógeno contando con una instalación fotovoltaica es algo mayor que sin ella. Por lo tanto, se intentará justificar que, aun teniendo un coste de producción más elevado, en pro del planeta y del medioambiente, es mejor contar con la instalación fotovoltaica.

Para calcular la cantidad, se ha obtenido el valor de los kilogramos de CO₂ producidos por cada kWh utilizado. Este valor es de 0,357 kg CO₂/kWh [47]. Con este valor y la producción mensual de energía por parte de la instalación fotovoltaica, se calcula la cantidad de CO₂ que se produciría de más en el caso de no contar con esta instalación.

$$kg CO_2 = 8.691,8 \frac{kWh}{mes} \cdot 0,357 \frac{kg CO_2}{kWh} = 3.102,97 kg CO_2$$

Por lo tanto, en el caso de no contar con la instalación fotovoltaica, se estarían produciendo 3.102,97 kg de dióxido de carbono más. Siendo la producción de un litro de gasolina entre 2,3kg de CO₂ [48], esto supone:

$$litros de gasolina = \frac{3102,97 kg CO_2}{2,3 \frac{kg CO_2}{litro gasolina}} = 1.349,12 litros de gasolina.$$

Suponiendo un vehículo de un depósito de 50 litros, esta cantidad de CO₂ equivaldría a 27 depósitos completos de este vehículo, que podría aproximarse al uso de un vehículo de combustión a lo largo de un año completo.

Por lo tanto, el uso de una instalación fotovoltaica equivaldría a reducir mensualmente la contaminación de un vehículo con motor de combustión a lo largo de un año completo.

5. Conclusiones.

Una vez obtenidos los resultados, es posible sacar diferentes conclusiones de ellos, las cuales se comentarán a continuación.

En primer lugar, se puede observar cómo en la estación urbana, el coste normalizado es siempre mayor cuando se cuenta con una instalación fotovoltaica que sin ella. Eso supone que el incremento en el coste de la inversión no se ve compensado por la disminución del coste de la electricidad. Esto se puede observar claramente en la Tabla 24, donde se compara el coste normalizado en una estación urbana, suponiendo el escenario 1, sin y con instalación fotovoltaica. En esta tabla se observa como el coste normalizado de la electricidad disminuye en casi 1 €, mientras que los costes normalizados de mantenimiento y de inversión aumentan en una mayor cantidad. A medida que hay una mayor producción de hidrógeno, es necesaria mayor cantidad de electricidad, por lo que la diferencia del coste normalizado de la electricidad entre la estación con instalación fotovoltaica y sin ella, es menor, siendo también menor la diferencia en los costes de operación y de inversión. Esta diferencia disminuye al aumentar la cantidad de kilogramos de hidrógeno producidos, siendo en el escenario 3 mínima, como puede verse en la Tabla 26.

Sin embargo, en la estación de carretera, sucede totalmente lo contrario. En todos los escenarios la estación con instalación fotovoltaica produce hidrógeno a un menor coste que sin instalación. Esto se debe a que al aumentar el área disponible, y por lo tanto la potencia pico de instalación, aunque haya una inversión mayor, el ahorro en el coste de la electricidad es mucho mayor que el aumento de los costes de mantenimiento y de inversión. Esto se puede ver claramente en Tabla 36, donde se compara el coste normalizado en una estación de carretera, suponiendo el escenario 1, sin y con instalación fotovoltaica. Al igual que en la estación urbana, al producir una mayor cantidad de hidrógeno, el coste normalizado total de la estación con instalación fotovoltaica y sin ella tiene una menor diferencia, aunque ligeramente mayor que la diferencia en la estación urbana.

Por lo tanto, tras realizar el estudio de sensibilidad, hay que destacar la disminución del coste normalizado en los tres escenarios. Como se puede observar en las Tablas 39 y 40, es en el escenario 1 donde hay una mayor disminución del coste normalizado. Esto se debe a que el coste normalizado por inversión constituye un 48% en

la estación sin instalación fotovoltaica, un 51% en la urbana con fotovoltaica y un 62% en la de carretera con fotovoltaica. En los escenarios 2 y 3, la disminución del coste es cada vez más pequeña, debido a que estos porcentajes disminuyen siendo aproximadamente del 15% en el escenario 3 en todas las estaciones. En estos escenarios, 2 y 3, es donde el coste por electricidad tiene un mayor peso, adquiriendo un porcentaje de en torno al 80% del coste total en todas las estaciones. Analizando estos resultados, como se ha comentado anteriormente, la energía fotovoltaica no genera la cantidad necesaria de energía para reducir el coste de la electricidad, por lo que sería conveniente el estudio de otro tipo de energía renovable, como la minieólica, capaz de producir una cantidad mucho más grande de energía, sobre todo cuando las cantidades de hidrógeno a producir son más elevadas.

En segundo lugar, y sabiendo que el precio de venta del kilogramo de hidrógeno para movilidad es de entre 10 \$ y 15 \$¹⁵, en términos de viabilidad económica del proyecto, se puede descartar el escenario 1. El coste normalizado en este escenario es mucho mayor que el precio de venta. Esto se debe en parte, como se puede ver en el coste normalizado desglosado, a que el coste de inversión es muy elevado debido al gran coste de los equipos necesarios en la producción de hidrógeno y que la cantidad de producción no es elevada. En comparación con los escenarios 2 y 3, siendo la inversión mayor, la cantidad de producto aumenta mucho, lo que hace que el coste de inversión disminuya.

Analizando la evolución de los costes normalizados según el número de vehículos estimados diarios, como se ha mencionado anteriormente, es a partir de los 40 vehículos cuando el coste se empieza a estabilizar. El coste normalizado total en ese punto es de 13,048 €/kg, siendo el último gran salto en el coste. Es en ese punto donde se empieza a producir la suficiente cantidad de hidrógeno para que la inversión comience a ser un porcentaje razonable del coste normalizado total. Por lo tanto, es conveniente empezar a plantearse este proyecto en el momento que se estime una entrada de 40 vehículos diarios en la estación.

¹⁵ SG H2 Energy. <https://www.sgh2energy.com/technology/#hic>

El objetivo principal de la industria en temas ambientales es llegar a ser una ecología industrial. Esta ecología industrial es la que se define como circular, es decir que no genera residuos y que se aprovechan los recursos naturales de forma ecológica y responsable. Para que esto suceda es necesario hacer uso de una instalación fotovoltaica u otro tipo de energía renovable capaz de producir una cantidad de energía razonable para la disminución de energía tomada de la red. Observando el análisis medioambiental realizado, la reducción es bastante considerable cuando se utiliza el apoyo de la instalación fotovoltaica, reduciendo las emisiones en grandes cantidades, lo que supone un ejercicio de responsabilidad incluir la instalación, aunque el coste de producción del hidrógeno fuese algo más caro en el caso de la estación urbana. Como se ha mencionado anteriormente, en busca de esta reducción del uso de energías no renovables y por lo tanto reducir el uso de energía tomada de la red, habría que buscar otro tipo de energía renovable capaz de generar una mayor cantidad de energía, ya que para producir hidrógeno es necesaria una gran cantidad como se ha podido observar en el proyecto.

Para terminar, en este proyecto se ha visto que actualmente, debido al pequeño número de vehículos de pila de combustible, no es económicamente viable. Sin embargo, los recursos técnicos que se tienen en la actualidad son capaces de cumplir con el escenario en el que todos los vehículos en circulación fueran de pila de combustible. Es necesario que los gobiernos generen ayudas y fomenten el uso de energías renovables para poder cumplir con el objetivo final de este proyecto, la generación de una energía limpia. Además, se debería ayudar también tanto a los usuarios de los vehículos como a las estaciones de repostaje para fomentar este tipo de movilidad.

6. Bibliografía.

- [1] Calidad del aire y salud. Online: [https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/ambient-\(outdoor\)-air-quality-and-health](https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/ambient-(outdoor)-air-quality-and-health) (Consultado 12/04/2020).
- [2] Gobierno de España, Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Online: <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/Inventario-GEI.aspx> (Consultado 12/04/2020).
- [3] DGT, Tablas estadísticas acerca del parque de vehículos de España en 2018. Online: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/2018/> (Consultado 15/04/2020).
- [4] Hidrógeno 18, Procesos de producción de hidrógeno. Online: <https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/blank-cjg9> (Consultado 13/04/2020).
- [5] H2 Mobility. Online: <https://h2.live/en/tankstellen> (Consultado 14/04/2020).
- [6] H2 stations, Mapa de hidrogenas del mundo. Online: <https://www.h2stations.org/stations-map/?lat=49.139384&lng=11.190114&zoom=2> (Consultado 17/04/2020).
- [7] Centro Nacional del Hidrógeno, Mapa de Hidrogenas. Online: <http://auto.cnh2.es/mapa-hidrogenas/> (Consultado 17/04/2020).
- [8] Hyundai, Hyundai Nexo. Online: <https://hyundai.es/nexo> (Consultado 20/04/2020)
- [9] Motor Pasión, Plan California hidrogenas. <https://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/california-lanza-un-programa-para-tener-operativas-50-hidrogenas-en-2017> (Consultado 14/04/2020)
- [10] Autopista.es, Coches de hidrógeno. Online: <https://www.autopista.es/moove/articulo/coches-electricos-hidrogeno-que-son-como-funcionan-y-todas-sus-ventajas> (Consultado 15/04/2020)
- [11] Autobild.es, Coches de hidrógeno. Online: <https://www.autobild.es/listas/todos-coches-hidrogeno-venden-espana-422951> (Consultado 16/04/2020)
- [12] Fundación General CSIC, El hidrógeno: metodologías de producción. Online: http://www.fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion (Consultado 15/04/2020)
- [13] Generación de Energía a partir de Hidrógeno. Online: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/hidrog/tecnologias.htm> (Consultado 16/04/2020)
- [14] Clara Fernández-Bolaños Badía. (2005). Energética del hidrógeno: Contexto, estado actual y perspectiva de futuro.

- [15] Matzen, Michael & Alhajji, Mahdi & Demirel, Yasar. (2015). Technoeconomics and Sustainability of Renewable Methanol and Ammonia Productions Using Wind Power-based Hydrogen. *Journal of Advanced Chemical Engineering*. 5. 10.4172/2090-4568.1000128.
- [16] Ingeniería química, Producción de hidrógeno mediante electrolizadores. Online: <https://www.ingenieriaquimica.net/articulos/302-produccion-de-hidrogeno-mediante-electrolizadores-estado-del-arte-de-la-tecnologia-electrolizadore> (Consultado 19/04/2020)
- [17] Electrólisis del agua. Online: <http://gabrielaalbarran.blogspot.com/2014/09/reporte-de-practica-7-en-el-laboratorio.html> (Consultado 19/04/2020)
- [18] Toghyani, Somayeh & Sheikh Fakhradini, Soheil & Afshari, Ebrahim & Baniyadi, Ehsan & Jamalabadi, Mohammad & Shadloo, M. S. (2019). Optimization of operating parameters of a polymer exchange membrane electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*. 10.1016/j.ijhydene.2019.01.186.
- [19] INCYT, El hidrógeno y su producción. Online: <http://incyt.org/web/el-hidrogeno-y-su-produccion/> (Consultado 19/04/2020)
- [20] Apilados, Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques. Online: <http://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/> (Consultado 19/04/2020)
- [21] Apilados, 3 métodos para el almacenamiento de hidrógeno. Online: <http://apilados.com/blog/3-metodos-almacenamiento-hidrogeno/> (Consultado 18/04/2020)
- [22] Gabriel Brindusescu. Toyota FCV Hydrogen Tanks are Bulletproof. Online: <https://www.autoevolution.com/news/toyota-fcv-hydrogen-tanks-are-bulletproof-74977.html> (Consultado 19/04/2020)
- [23] Hydrogen Cars Now, Hydrogen Fuel Tanks. Online: <https://www.hydrogencarsnow.com/index.php/hydrogen-fuel-tanks/> (Consultado 20/04/2020)
- [24] Hygear, Hygear expands its hydrogen trailer fleet in Europe. Online: <https://hygear.com/news/hygear-expands-its-hydrogen-trailer-fleet-in-europe/> (Consultado 21/04/2020)
- [25] Hydrogen Europe, Hydrogen transport and distribution. Online: <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-transport-distribution#Compressed> (Consultado 21/04/2020)

- [26] Ingemecánica, Tablas de Poderes Caloríficos. Online: https://ingemecanica.com/tutoriales/poder_calorifico.html (Consultado 21/04/2020)
- [27] Fernando Hernández Sobrino , Carlos Rodríguez Monroy. 2010. La alternativa factible a los combustibles fósiles en España: El hidrógeno.
- [28] Pablo Reina Peral. 2016. Integración técnica y económica de energías renovables, en un sistema eléctrico liberalizado, a partir de vectores energéticos.
- [29] Ingemecánica, Pilas de combustible. Online: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn115.html> (Consultado 22/04/2020)
- [30] Appice, Pilas de combustible. Online: <https://appice.es/pilas-de-combustible/> (Consultado 22/04/2020)
- [31] Apilados, Tipos de pilas de combustible. Online: <http://apilados.com/blog/tipos-de-pilas-de-combustible-su-clasificacion/> (Consultado 22/04/2020)
- [32] Emilio Maillo García. 2015. Estado del Arte de Sistemas de Compresión de Hidrógeno a Alta Presión.
- [33] Jia, Xiaohan & Zhao, Ying & Chen, Jiahao & Peng, Xueyuan. (2016). Research on the flowrate and diaphragm movement in a diaphragm compressor for a hydrogen refueling station. International Journal of Hydrogen Energy. 41. 14842-14851. 10.1016/j.ijhydene.2016.05.274.
- [34] H2A: Hydrogen Analysis Production Case Studies. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Current Distributed Hydrogen Production from Grid PEM Electrolysis. Genieve Saur. 30 Sept 2013. (Consultado 26/04/2020)
- [35] Changzhi Liu. 2017. System integration of wind powered hydrogen refueling station.
- [36] Alberto Carlos Moeckel Picchi. 2018. Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables.
- [37] Wade A. Amos. 1998. Costs of Storing and Transporting Hydrogen. NREL
- [38] Viabilidad económica. Universidad Pontificia de Comillas, ICAI.
- [39] PDC Machines. Diaphragm Compressors Brochure. Online: https://www.pdcmachines.com/wp-content/uploads/2018/11/2018_compressors9Q_no_crops_SM.pdf (Consultado 01/06/2020)

- [40] AirProducts. SmartFuel H70/H35 retail hydrogen dispenser. Online: <http://www.airproducts.com/~media/downloads/r/retail-hydrogen-dispenser/data-sheets/en-hydrogen-energy-smartfuel-h70-h35-retail-hydrogen-dispenser.pdf> (Consultado 01/06/2020)
- [41] Comisión Europea. PV Performance Tool. Photovoltaic Geographical Information System. Online: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVP (Consultado 01/06/2020)
- [42] Paula Ruiz Hernández. 2019. Instalación y optimización de un sistema de placas solares fotovoltaicas en una estación de carga de vehículos eléctricos. Repositorio ICAI
- [43] Pedro Juan Pardo Posadas. 2019. Instalación de placas solares fotovoltaicas y térmicas para ahorro de consumos en un centro comercial. Repositorio ICAI.
- [44] Antonio Aparicio Sáez-Bravo. 2018. Ingeniería de detalle de una planta solar fotovoltaica de 4 MW. Repositorio ICAI.
- [45] Javier Miñarro Mena. 2019. Desarrollo de un punto de reciclado de residuos plásticos autoabastecido energía solar fotovoltaica para fomentar la inclusión ciudadana privada en el reciclado. Repositorio ICAI.
- [46] Elena Gallego Monge. 2018. Viabilidad de la implantación de un sistema solar fotovoltaico para suministro de una base militar en zona de conflicto. Repositorio ICAI
- [47] Gobierno de España, Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. 14 de enero de 2016. https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf (Consultado 05/06/2020)
- [48] Nacho Palou. ¿Qué es la emisión de CO₂ por kilómetro recorrido? (g CO₂/km). Microsiervos. 2008. Online: <https://www.microsiervos.com/archivo/ecologia/que-es-emision-co2-kilometro-recorrido.html> Consultado (10/06/2020)
- [49] Juan Thovar Puebla. 2018. Modelo de una hidrogenera sostenible para el abastecimiento de una flota de autobuses en la Isla del Hierro. Repositorio ICAI.

7. Anexos.

**ANEXO I:
ALINEACIÓN DEL PROYECTO
CON LOS OBJETIVOS DE
DESARROLLO SOSTENIBLE DE
NACIONES UNIDAS.**

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) de las Naciones Unidas son 17 retos con el objetivo de eliminar la pobreza, proteger el planeta y que todas las personas del mundo tengan paz y prosperidad. Estos 17 objetivos, se distinguen por lo tanto en tres grandes categorías: economía, sociedad y biosfera.

En este anexo se relacionarán los principales objetivos del proyecto con los ODS, identificando al menos un ODS de cada categoría.

En primer lugar, el objetivo principal con el que se relaciona el proyecto es el **ODS número 7: Energía asequible y no contaminante**. Este objetivo se encuentra en la categoría de sociedad. En este proyecto se plantea un vector energético para la movilidad capaz de sustituir con garantías a los vehículos con motor de combustión. Estos vehículos suponen una gran parte de la contaminación actual en nuestro planeta, por lo que el crecimiento del uso de hidrógeno para la movilidad supondría la reducción de emisiones contaminantes durante su uso. Para que este ODS se cumpliera por completo, en la obtención de hidrógeno no se debería generar contaminación. Debido a que la electricidad de la red es generalmente obtenida a través de procesos contaminantes, se debería utilizar energías renovables por completo para que este proceso de producción de hidrógeno y posterior uso en vehículos sea completamente limpio.

Dentro de la categoría de sociedad, este proyecto ayudaría también a cumplir el **objetivo número 3: Salud y Bienestar**. Al eliminar los gases contaminantes de los vehículos de combustión por las cero emisiones de los vehículos de pila de combustible, el aire a respirar por parte del ser humano mejoraría su calidad enormemente. Este efecto se notaría en mayor medida en las grandes ciudades, donde la acumulación de vehículos es mucho mayor que en ciudades de periferia.

En cuanto a la categoría de biosfera, el principal objetivo que este proyecto ayuda a cumplir sería el **número 13: Acción por el Clima**. Siguiendo la misma línea de explicación anterior, al utilizar los vehículos de pila de combustible como sustitutivo de los vehículos con motor de combustión, hay una clara reducción en la emisión de CO₂ y de otros gases contaminantes, que son responsables entre otros del efecto invernadero y el cambio climático. Como se ha comentado en la memoria, el transporte es causante del 27% de la emisión de gases de efecto invernadero, por lo que esta reducción supondría una gran lucha contra el clima. Además, al incluir el uso de energías renovables en la generación de electricidad, que supone un 25% de la emisión de gases de efecto

invernadero, se reducirían también dichas emisiones ayudando a desacelerar el cambio climático. Como se ha podido ver en el estudio ambiental, una estación de repostaje urbana que cuente con una instalación fotovoltaica, es capaz de generar a partir de la energía solar 8.692 kWh cada mes, lo que supone 3.103 kg de CO₂ menos que se generarían si se produjera de manera convencional. Esto supone el uso de un vehículo de motor de combustión durante un año. En el caso de una estación de carretera con una mayor área para la instalación de paneles fotovoltaicos, se generan mensualmente 34.514,5 kWh, lo que supone una disminución de 5.347 kg de CO₂ en la producción de energía. Esta cantidad de CO₂ supone el uso de unos cuatro vehículos de motor de combustión a lo largo de un año. Por lo tanto, este proyecto es de gran ayuda en la lucha contra el cambio climático.

Por último, en la categoría de economía, este proyecto podría ayudar a conseguir el **objetivo 12**: Producción y consumo responsables. Este proyecto busca el uso eficiente de recursos y de la energía entre otras cosas. En el caso de poder obtener la totalidad de la energía necesaria para la producción de hidrógeno a través de energías renovables, este proyecto sería un claro ejemplo de ecología industrial y de un proceso circular, en el que no hay residuos. La energía necesaria sería producida a través de energías renovables, que no generan ningún residuo. Una vez producido el hidrógeno y repostado en un vehículo de pila de combustible, el residuo que genera este tipo de motor es también nulo. Esto por lo tanto confirma el uso eficiente de la energía y de los recursos disponibles, creando este bucle cerrado ecológico.

En el caso específico de este proyecto, donde no se puede generar toda la energía necesaria, es importante que se haga uso de la instalación fotovoltaica para la producción de hidrógeno, ya que sería el comienzo para llegar al objetivo de una total generación de energía a través de energías renovables.

**ANEXO II:
ELECTROLIZADORES
NELHYDROGEN.**



C Series

Hydrogen Generation Systems

PROTON® PEM



MODEL	C10	C20	C30
Description	On-site hydrogen generator in two integrated, automated, site-ready enclosures Dual-mode Operation (Selectable): <ul style="list-style-type: none"> • Load Following mode automatically adjusts output 0-100% to match demand • Tank Filling mode operates with power-conservation mode during standby Full differential pressure, H ₂ over O ₂		
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic-Free		
HYDROGEN PRODUCTION			
Nominal Production Rate Nm ³ /h @ 0°C, 1 bar SCF/h @ 70°F, 1 atm SLPM @ 70°F, 1 atm kg/24 h	10 Nm ³ /h 380 SCF/h 179 SLPM 21.6 kg/24 h	20 Nm ³ /h 760 SCF/h 359 SLPM 43.3 kg/24 h	30 Nm ³ /h 1,140 SCF/h 538 SLPM 65.0 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	30 barg (435 psig)		
Power Consumption by System per Volume of H ₂ Gas Produced ¹	6.2 kWh/Nm ³ (16.3 kWh/100 ft ³)	6.0 kWh/Nm ³ (15.8 kWh/100 ft ³)	5.8 kWh/Nm ³ (15.2 kWh/100 ft ³)
Power Consumed per Mass of H ₂ Gas Produced ¹	68.9 kWh/kg	66.7 kWh/kg	64.5 kWh/kg
Purity (Concentration of Impurities)	ISO 14687-1 Type 1 grade C ISO 14687-2 Type 1 grade D 99.9998% [H ₂ O < 2 ppm, -72°C (-98°F) Dew Point, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]		
Turndown Range	0-100% net product delivery (automatic)		
Upgradeability	Field upgradeable to a maximum of 30 Nm ³ /h (1,140 SCF/h)		N/A
DI WATER REQUIREMENT			
Consumption Rate at Maximum Production	9 L/h (2.4 gal/h)	17.9 L/h (4.7 gal/h)	26.9 L/h (7.1 gal/h)
Temperature	5-40°C (41-104°F)		
Pressure	1.0-4.1 barg (10-60 psig)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1 μS/cm (> 1 MΩ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 μS/cm (> 10 MΩ-cm)		
HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENT			
Coolant ²	Liquid cooled; non-freezing, non-fouling; 5-35°C (41-95°F)		
Maximum Heat Load (Cooling Requirement)	32 kW (109,189-BTU/h) (9.1 tons refrigeration)	64 kW (218,377 BTU/h) (18.2 tons refrigeration)	96 kW (327,566 BTU/h) (27.3 tons refrigeration)
Coolant Flowrate	Up to 92 L/min (24.3 gal/min)	Up to 144 L/min (38 gal/min)	Up to 200 L/min (52.8 gal/min)
Pressure Drop (at Full Flow)	Up to ~1.1 barg (~14.5 psig)	Up to ~1.1 barg (~14.5 psig)	Up to ~1.1 barg (~14.5 psig)
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Maximum Power Required within Expected System Life	85 kVA	160 kVA	236 kVA
Electrical Requirements	380,400,415 VAC, three phase, 50 Hz (+/- 10% from nominal voltage) 480 VAC, three phase, 60 Hz (+/- 10% from nominal voltage)		

MODEL	C10	C20	C30
INTERFACE CONNECTIONS – CONSULT MECHANICAL INTERFACE DIAGRAM DRAWING PD-9900-0039 FOR DETAILS			
H ₂ Product Port	3/8" Parker CPI™ compression tube fitting, SS		
H ₂ Vent Port	1" Parker CPI™ compression tube fitting, SS		
O ₂ Vent Port	1" Parker CPI™ compression tube fitting, SS		
DI Water Port	1/2" FNPT, SS		
Coolant Supply and Return Ports	Electrolyzer Enclosure: 1 1/2" MNPT, brass (Cell Stack); 1/2" FNPT, brass (Hydrogen Dryer) Power Supply Enclosure: 1 1/2" MNPT, brass (Power Supply Cooling)		
Drain Port	1/2" FNPT, brass		
Electrical	Electrical terminals at fused disconnect inside power supply enclosure		
Communications	Ethernet		
CONTROL SYSTEMS			
Standard Features	<ul style="list-style-type: none"> Fully automated, push button start/stop Automatic fault detection and system depressurization E-stop 		<ul style="list-style-type: none"> Remote start/stop On-board H₂ leak detection
Remote Alarm	Form C relay, 5 A, 250 V, 150 W Maximum rated switching		
Remote Shutdown	Safety circuit trip		
PHYSICAL CHARACTERISTICS			
Dimensions W x D x H	Product Est. Shipping	Electrolyzer Enclosure: 252 cm x 116 cm x 201 cm (99" x 46" x 79") Power Supply Enclosure: 169 cm x 103 cm x 201 cm (67" x 41" x 79") Electrolyzer Enclosure: 269 cm x 122 cm x 225 cm (106" x 48" x 89") Power Supply Enclosure: 269 cm x 122 cm x 225 cm (106" x 48" x 89")	
Weight	Product Est. Shipping	2,734 kg (6,026 lbs) 2,876 kg (6,340 lbs)	2,924 kg (6,446 lbs) 3,089 kg (6,810 lbs)
IP Rating	Overall unit rating of IP56		
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE			
Standard Siting Location	Indoor/sheltered; level ±1°, 0-100% RH non-condensing, non-hazardous/non-classified environment		
Storage/Transport Temperature	5-60°C (41-140°F)		
Ambient Temperature Range	5-40°C (41-104°F)		
Altitude Range – Sea Level	2,000 m (6,562 ft)		
Ventilation	Proper ventilation must be provided from a non-hazardous area, at a rate in accordance with IEC60079-10, Zone 2 NE		
SAFETY AND REGULATORY CONFORMITY			
Maximum On-board H ₂ Inventory at Full Production	0.13 Nm ³ 4.9 SCF 0.011 kg	0.17 Nm ³ 6.4 SCF 0.015 kg	0.18 Nm ³ 7 SCF 0.016 kg
Cabinet Ventilation with Environment	Vent fan draws fresh air up to 8.5 Nm ³ /min (300 ft ³ /min)		
Noise dB(A) at 1 Meter	< 75		
Conformity	cTUVus (UL and CSA equivalent), CE (PED, Mach. Dir., EMC), ISO22734-1		
OPTIONS			
<ul style="list-style-type: none"> Factory matched RO/DI water system Factory matched cooler/chiller 	<ul style="list-style-type: none"> Low ambient temperature package (-10°C to 40°C) 	<ul style="list-style-type: none"> High ambient temperature package (5°C to 50°C) 	<ul style="list-style-type: none"> Dew point monitoring Equipment orientation



Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

- Dependent on configuration and operating conditions.
- Consult Nel Hydrogen Applications Engineering Department for specific requirements and cooling water temperatures other than 35°C.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

MADE IN USA

© 2019 Nel ASA. All Rights Reserved. Nel, number one by nature, Proton, and the Nel and Proton logos are trademarks of Nel ASA or its subsidiaries.



PD-0600-0068 Rev G



PROTON® PEM

M Series Containerized

Hydrogen Generation Systems



MODEL	MC100	MC200	MC400
Class	0.5 MW	1.0 MW	2.0 MW
Description	Fully-automated MW-class on-site hydrogen generator utilizing a modular skid-based design Tri-mode operation (selectable): <ul style="list-style-type: none"> • Command-following mode allows operation based on available input power • Load following mode automatically adjusts output 0-100% to match demand • Tank filling mode operates with power-conservation mode during standby 		
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic-Free		
HYDROGEN PRODUCTION			
Net Production Rate Nm ³ /h @ 0°C, 1 bar SCF/h @ 70°F, 1 atm SLPM @ 70°F, 1 atm kg/24 h	103 Nm ³ /h 3,909 SCF/h 1,845 SLPM 222 kg/24 h	207 Nm ³ /h 7,857 SCF/h 3,708 SLPM 446 kg/24 h	413 Nm ³ /h 15,714 SCF/h 7,416 SLPM 892 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	30 barg (435 psig); full differential pressure H ₂ over O ₂		
Average Power Consumption at Stack per Volume of H ₂ Gas Produced ¹	4.53 kWh/Nm ³		
Average Power Consumed at Stack per Mass of H ₂ Gas ¹	50.33 kWh/kg		
Purity (Concentration of Impurities)	99.9% [H ₂ O < 500 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]		
Purity (Concentration of Impurities with Optional High Purity Dryer)	ISO 14687-1:1999 Type 1 Grade C / ISO 14687-2:2012 Type 1 Grade D 99.9998% [H ₂ O < 2 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]		
Start-Up Time (from Off State)	<5 min		
Ramp-Up Time (Minimum to Full Load)	<10 Sec		
Ramp Rate (% of Full-Scale)	≥ 15% per sec (Power Input Mode)		
Turndown Range	10-100% (Input Power Mode); 0-100% (H ₂ Demand Mode)		
DI WATER REQUIREMENT			
Consumption Rate at Maximum Production	93 L/h (25 gal/h)	187 L/h (49 gal/h)	373 L/h (99 gal/h)
Temperature	5°C to 40°C (41°F to 104°F)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1 μS/cm (> 1 MΩ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 μS/cm (> 10 MΩ-cm)		

MODEL	MC100	MC200	MC400
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Electrical Requirements	Typical installation: 10 kV and 20 kV, three phase + Neutral, 50Hz/60Hz; for lower voltage connection, consult Nel Hydrogen Applications Engineering Department for specific requirements and options Ancillary equipment powered by customer or optionally powered by Nel Hydrogen		
Power Quality	Designed to German TAB specification		
PHYSICAL CHARACTERISTICS			
Rectifier Transformer Area ² W x D x H	3.5 m x 3 m x 3 m (11.5' x 9.8' x 9.8')	3.5 m x 3 m x 3 m (11.5' x 9.8' x 9.8')	4 m x 3.5 m x 3.5 m (13.2' x 11.5' x 11.25')
Electrolyser Container Dimensions ³ W x D x H	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40' x 8' x 9.9')	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40' x 8' x 9.9')	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40' x 8' x 9.9')
Power Supply Container Dimensions ³ W x D x H	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40' x 8' x 9.9')	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40' x 8' x 9.9')	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40' x 8' x 9.9')
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE			
Standard Siting Location	Outdoor, cover required for high dust or snow load areas Flatness 35/25 per ACI-117-10 Bottom access for AC and DC electrical connections		
Storage/Transport Temperature	5°C to 60°C (41°F to 140°F)		
Ambient Temperature Range	10°C to 40°C (50°F to 104°F)		
Altitude Range-Sea Level	1,000 m (3,281 ft)		
OPTIONS			
<ul style="list-style-type: none"> • Factory matched RO/DI water system • Factory matched thermal control unit • Dew point monitoring (requires dryer option) 		<ul style="list-style-type: none"> • High purity hydrogen dryer • Air compressor • Low ambient temperature package (-20°C) 	



Representative views of MC400 – installation may vary.



Specifications are subject to change based on siting and configuration. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

- ¹ Dependent on configuration and operating conditions.
- ² Requires access restriction and cover – site and configuration specific.
- ³ Plus vent and rooftop equipment, site specific – add 5 m (16.5') to height.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

MADE IN USA

© 2019 Nel ASA. All Rights Reserved. Nel, number one by nature, Proton, and the Nel and Proton logos are trademarks of Nel ASA or its subsidiaries.



PD-0600-0136 Rev A

**ANEXO III:
PANEL SOLAR AS-6P30
AMERISOLAR.**

AS-6P30

POLYCRYSTALLINE MODULE



ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 17.52% by using high efficient solar cells and advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, CE, CQC, CGC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), Kemco(South Korea), KS(South Korea), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.

Passionately

committed to

delivering innovative

energy solution



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power (P_{max})	250W	255W	260W	265W	270W	275W	280W	285W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V	38.6V	38.7V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.09A	9.20A	9.31A	9.42A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V	31.5V	31.7V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A	8.89A	9.00A
Module Efficiency (%)	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90	17.21	17.52
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703)/Class C (IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power (P_{max})	184W	188W	191W	195W	199W	202W	206W	210W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V	35.6V	35.7V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.36A	7.45A	7.54A	7.63A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V	28.7V	28.9V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A	7.18A	7.27A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

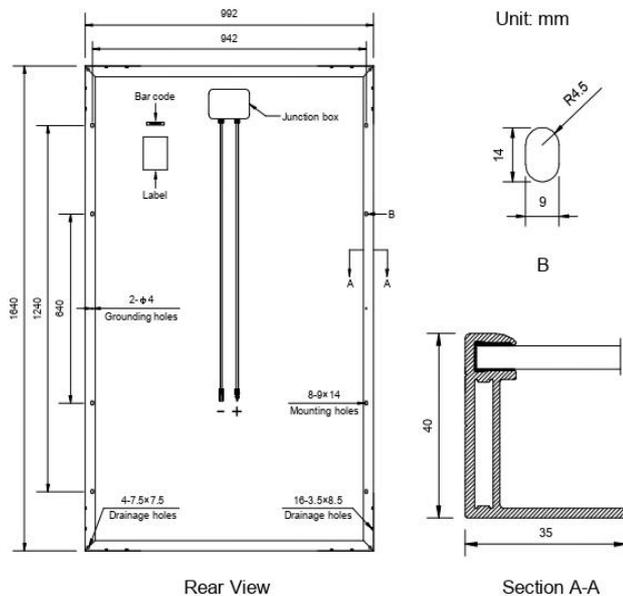
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

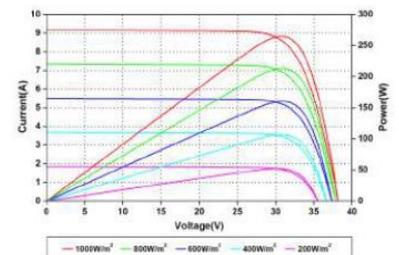
PACKAGING

Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312pcs
Module quantity per 40' container	728pcs(GP)/784pcs(HQ)

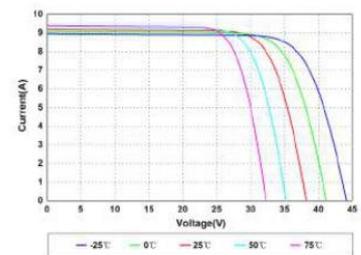
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

**ANEXO IV:
AEROTERMOS
42AM/42AMA.
CARRIER.**

AEROTERMOS Y DESESTRATIFICADORES

42AM/42AMA

Capacidad de refrigeración: 5-24 kW

Capacidad de calefacción: 9-82 kW

- Gran alcance del aire para combatir con eficacia la estratificación
- Ahorro de energía de hasta un 30%



AEROTERMOS Y DESESTRATIFICADORES CON MOTOR AC (Múltiples velocidades)

42AM MONOFÁSICO CALEFACCIÓN		351	352	353	401	402	403	451	452
Potencia calorífica*	kW	9,5	16,3	19,8	13,8	24,4	30,7	18,9	32
Caudal de aire	m³/h	2600	2400	2075	4200	3800	3450	5200	4700
Velocidad del aire	m/s	3,92	3,62	3,13	4,57	4,13	3,75	4,2	3,8
Alcance (mural)	m	22	20	15	26	23	23	27	21
Alcance (suspendido)	m	6	5	2,5	8,5	7	7	8,5	4,5
Presión acústica	dB(A)	48	49	50	54	55	56	56	58
Intensidad nominal	A	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Potencia absorbida	W	70	70	70	110	110	110	140	140
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	460 x 646 x 387		480 x 646 x 387	555 x 700 x 428	555 x 700 x 428	555 x 700 x 428	618 x 813 x 428	618 x 813 x 428
		453	501	502	503	631	632		
Potencia calorífica*	kW	41,9	25	42,9	57,1	36,4	64,3		
Caudal de aire	m³/h	4550	7100	6600	6200	10450	9610		
Velocidad del aire	m/s	3,68	4,22	3,92	3,69	4,19	3,86		
Alcance (mural)	m	18	28	26	24	28	24		
Alcance (suspendido)	m	3,5	9	7	6,5	10,5	8,5		
Presión acústica	dB(A)	59	56	57	58	54	55		
Intensidad nominal	A	0,6	1	1	1	1,3	1,3		
Potencia absorbida	W	140	230	230	230	250	250		
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	618 x 813 x 428		714 x 918 x 478	714 x 918 x 478	874 x 1050 x 478	874 x 1050 x 478		

42AM TRIFÁSICO CALEFACCIÓN		351	352	353	401	402	403	451	452
Potencia calorífica*	kW	9,5	16,5	20,3	13,6	24,4	30,5	19,2	33,9
Caudal de aire	m³/h	2600	2480	2165	4200	3800	3400	5400	5300
Velocidad del aire	m/s	3,92	3,74	3,26	4,35	4,13	3,7	4,36	4,28
Alcance (mural)	m	22	20	18	25	23	22	28	25
Alcance (suspendido)	m	6	5	4,5	8	7	6,5	9	8
Presión acústica	dB(A)	48	49	50	55	55	56	56	57
Intensidad nominal	A	0,35	0,35	0,35	0,5	0,5	0,5	1,13	1,13
Potencia absorbida	W	110	110	110	260	260	260	550	550
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	460 x 646 x 387		480 x 646 x 387	555 x 700 x 428	555 x 700 x 428	555 x 700 x 428	618 x 813 x 428	618 x 813 x 428
		453	501	502	503	631	632		
Potencia calorífica*	kW	44,1	25,5	43,9	58,7	37,2	67,1		
Caudal de aire	m³/h	5000	7500	6900	6500	11140	10510		
Velocidad del aire	m/s	4,04	4,46	4,1	3,86	4,47	4,22		
Alcance (mural)	m	24	30	28	26	29	26		
Alcance (suspendido)	m	7,5	10	9	8,5	11,5	10,5		
Presión acústica	dB(A)	59	56	57	58	55	56		
Intensidad nominal	A	1,13	1,51	1,51	1,51	1,3	1,3		
Potencia absorbida	W	550	770	770	770	590	590		
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	618 x 813 x 428		714 x 918 x 478	714 x 918 x 478	874 x 1050 x 478			

42AM MONOFÁSICO CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN		353	403	453	503
Potencia calorífica*	kW	17,2	23,2	33,8	44,3
Potencia frigorífica total**	kW	5,4	7,4	11,2	15,2
Potencia frigorífica sensible	kW	5	6,7	9,8	13,3
Caudal de aire	m³/h	1640	2160	3025	4060
Velocidad del aire	m/s	2,47	2,35	2,44	2,41
Alcance (mural)	m	23	26	24	23
Presión acústica	dB(A)	30	48	45	54
Intensidad nominal	A	0,7	1,3	2,01	2,78
Potencia absorbida	W	150	300	480	630
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	480 x 646 x 387		555 x 700 x 428	618 x 813 x 428

* Modo calefacción: temperatura del aire de entrada = 18°C; temperatura del agua entrada = 80/60°C

** Modo de refrigeración: temperatura del aire de entrada = 27°C bs/50% HR; temperatura del agua entrada/salida = 7/12°C

Garantía Total: 2 años en piezas, mano de obra y desplazamiento.



AEROTERMOS Y DESESTRATIFICADORES CON MOTOR LEC (Motor EC con velocidad variable)

42AM MONOFÁSICO CALEFACCIÓN		302	351	352	353	401	402	403	451
Potencia calorífica*	kW	13,9	9,62	17,1	20,8	13,9	25,7	32,3	19
Caudal de aire	m³/h	1420	2600	2400	2075	4200	3800	3450	5200
Velocidad del aire	m/s	3,16	3,92	3,62	3,13	4,57	4,13	3,75	4,2
Alcance (mural)	m	15	22	20	15	26	23	23	27
Alcance (suspendido)	m	3	6	5	2,5	8,5	7	7	8,5
Presión acústica	dB(A)	45	48	49	50	54	55	56	56
Intensidad nominal	A	0,65	1,35	1,35	1,35	2,2	2,2	2,2	2,2
Potencia absorbida	W	72	65	165	165	500	500	500	500
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	395 x 600 x 401 460 x 646 x 412 460 x 646 x 412 460 x 646 x 412 557 x 700 x 429 557 x 700 x 429 557 x 700 x 429 620 x 813 x 429							
		452	453	501	502	503	631	632	633
Potencia calorífica*	kW	33,7	43,8	25,1	45,2	59,8	36,7	68	85,4
Caudal de aire	m³/h	4700	4550	7100	6600	6200	10450	9610	8280
Velocidad del aire	m/s	3,8	3,68	4,22	3,92	3,69	4,19	3,86	3,32
Alcance (mural)	m	21	18	28	26	24	28	24	21
Alcance (suspendido)	m	4,5	3,5	9	7	6,5	10,5	8,5	6,5
Presión acústica	dB(A)	58	59	56	57	58	54	55	56
Intensidad nominal	A	2,2	2,2	3,25	3,25	3,25	3,2	3,2	3,2
Potencia absorbida	W	500	500	740	740	740	730	730	730
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	620 x 813 x 429 620 x 813 x 429 716 x 918 x 524 716 x 918 x 524 716 x 918 x 524 876 x 1050 x 536 876 x 1050 x 536 876 x 1050 x 536							
42AM MONOFÁSICO CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN		302	353	403	453	503	633		
Potencia calorífica*	kW	13,9	17,2	23,2	32,8	44,3	66,4		
Potencia frigorífica total**	kW	4,59	5,6	7,64	11,6	15,7	24,4		
Potencia frigorífica sensible	kW	3,55	5,17	6,98	10,2	13,7	20,8		
Caudal de aire	m³/h	1200	1640	2160	3025	4060	5960		
Velocidad del aire	m/s	2,67	2,47	2,35	2,44	2,41	2,39		
Alcance (mural)	m	12	23	26	24	23	21		
Presión acústica	dB(A)	43	30	48	45	54	53		
Intensidad nominal	A	0,65	0,65	2,2	2,2	1,1	1,1		
Potencia absorbida	W	72	73	500	500	250	250		
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	mm	395 x 600 x 401 460 x 646 x 412 557 x 700 x 429 620 x 813 x 429 716 x 918 x 524 876 x 1050 x 536							

* Modo calefacción: temperatura del aire de entrada = 18°C; temperatura del agua entrada = 80/60°C
 ** Modo de refrigeración: temperatura del aire de entrada = 27°C bs/50% HR; temperatura del agua entrada/salida = 7/12°C

PVP €

AEROTERMOS Y DESESTRATIFICADORES CON MOTOR AC (Múltiples velocidades)

€

Código	Aplicación	Diámetro Ventilador	Filas batería	Fluido	Tensión	Montaje	Conexiones	PVP
42AM--351HOMOLR		35	1		230-1-50			803
42AM--351HOTOLR		35	1		400-3-50			803
42AM--352HOMOLR		35	2		230-1-50			883
42AM--352HOTOLR		35	2		400-3-50			883
42AM--353HOMOLR		35	3		230-1-50			963
42AM--353HOTOLR		35	3		400-3-50			963
42AM--401HOMOLR		40	1		230-1-50			984
42AM--401HOTOLR		40	1		400-3-50			975
42AM--402HOMOLR		40	2		230-1-50			1.061
42AM--402HOTOLR		40	2		400-3-50			1.052
42AM--403HOMOLR		40	3		230-1-50			1.147
42AM--403HOTOLR		40	3		400-3-50			1.138
42AM--451HOMOLR		45	1		230-1-50			1.119
42AM--451HOTOLR		45	1	Agua caliente (H)	400-3-50	Pared y Techo	Derecha e Izquierda	1.095
42AM--452HOMOLR		45	2		230-1-50			1.229
42AM--452HOTOLR		45	2		400-3-50			1.205
42AM--453HOMOLR		45	3		230-1-50			1.326
42AM--453HOTOLR		45	3		400-3-50			1.302
42AM--501HOMOLR	Aerotermino	50	1		230-1-50			1.352
42AM--501HOTOLR		50	1		400-3-50			1.339
42AM--502HOMOLR		50	2		230-1-50			1.504
42AM--502HOTOLR		50	2		400-3-50			1.491
42AM--503HOMOLR		50	3		230-1-50			1.638
42AM--503HOTOLR		50	3		400-3-50			1.625
42AM--631HOMOLR		63	1		230-1-50			1.785
42AM--631HOTOLR		63	1		400-3-50			1.700
42AM--632HOMOLR		63	2		230-1-50			1.960
42AM--632HOTOLR		63	2		400-3-50			1.875
42AM--633HOMOLR		63	3		230-1-50			2.117
42AM--633HOTOLR		63	3		400-3-50			2.032
42AMS-631HOTOLE (*)	Aerotermino (Aplicaciones logísticas)	63	1	Agua Caliente (H)	400-3-50	Pared y Techo	Derecha e Izquierda	1.408
42AM--353COMOLE		35	3				Izquierda	984
42AM--353COMORI		35	3				Derecha	984
42AM--403COMOLE		40	3	Agua Fria y Caliente (C)	230-1-50	Sólo pared	Izquierda	1.234
42AM--403COMORI		40	3				Derecha	1.234
42AM--453COMOLE		45	3				Izquierda	1.436
42AM--453COMORI		45	3				Derecha	1.436
42AM--503COMOLE	Aerotermino	50	3				Izquierda	1.807
42AM--503COMORI		50	3				Derecha	1.807
42AMA-40---M0--		40	-		230-1-50		---	677
42AMA-40---T0--		40	-		400-3-50		---	668
42AMA-45---M0--		45	-		230-1-50		---	773
42AMA-45---T0--		45	-	Sólo ventilación (-)	400-3-50	Pared y Techo	---	749
42AMA-50---M0--		50	-		230-1-50		---	886
42AMA-50---T0--		50	-		400-3-50		---	874
42AMA-63---M0--	Desestratificador	63	-		230-1-50		---	1.092
42AMA-63---T0--		63	-		400-3-50		---	1.009

(*) Especialmente diseñado para aplicaciones logísticas



ACCESORIOS

€

Descripción	Disponible en:	35	40	45	50	63
Montaje						
Soporte mural	H, C, S			86		
Kit montaje para viga IPN	H, C, S	89	89	89	95	95
Soporte techo	H, S			73		
Caja con filtro G1	H, C, S	173	193	214	255	308
Caja de mezcla de 2 compuertas con filtro G1 incorporado	H, C	740	883	1.039	1.170	1.433
Difusor para puerta	H, C, S	441	483	541	650	802
Difusor para techo alto	H, S	---	231	238	278	380
Compuerta anticongelación	H, C	220	258	279	322	375
Termostatos						
33TA_AC01. Termostato Frío/Calor con conmutador manual (Monofásico)	H, C, A			66		
Termostato Frío/Calor 1 etapa (Trifásico)	H, S, A			168		
Termostato Frío/Calor 2 etapas (Trifásico)	H, S, A			257		
Selección de la velocidad						
Autotransformador para 5 Velocidades + OFF (Monofásico)	H, C, A			190		
Conmutador Alta/Baja velocidad (Trifásico)	H, S, A			123		
Eléctricos y de Seguridad						
Interruptor de proximidad bloqueable de 3 polos	H, C, A			47		
Interruptor de proximidad bloqueable de 6 polos	H, S, A			63		
Interruptor magnetotérmico (Monofásico)	H, A			97		
Interruptor magnetotérmico (Monofásico)	C, A			97		
Interruptor magnetotérmico (Trifásico)	H, C, A			97		

H: Agua caliente / C: Agua caliente y fría / S: Agua caliente, Logística / A: Sólo ventilación

Sobre el precio de venta se aplicará el IVA correspondiente. Modelos, datos y precios sujetos a revisión sin previo aviso.

PVP €



AEROTERMOS Y DESESTRATIFICADORES CON MOTOR LEC (Motor EC con velocidad variable) €

Código	Aplicación	Diámetro Ventilador	Filas batería	Fluido	Tensión	Montaje	Conexiones	PVP				
42AM--302HOM9LR		30	2					975				
42AM--351HOM9LR		35	1					1.135				
42AM--352HOM9LR		35	2					1.214				
42AM--353HOM9LR		35	3					1.295				
42AM--401HOM9LR		40	1					1.444				
42AM--402HOM9LR	 Aerotermino	40	2		230-1-50	Pared y Techo	Derecha e Izquierda	1.521				
42AM--403HOM9LR		40	3	Agua				1.607				
42AM--451HOM9LR		45	1	caliente (H)				1.563				
42AM--452HOM9LR		45	2					1.673				
42AM--453HOM9LR		45	3					1.769				
42AM--501HOM9LR		50	1					2.281				
42AM--502HOM9LR		50	2					2.434				
42AM--503HOM9LR		50	3					2.568				
42AM--631HOM9LR		63	1					2.686				
42AM--632HOM9LR		63	2					2.860				
42AM--633HOM9LR	63	3		3.017								
<hr/>												
42AM--302C0M9LE		30	2				Izquierda	1.077				
42AM--302C0M9RI		30	2				Derecha	1.077				
42AM--353C0M9LE		35	3				Izquierda	1.259				
42AM--353C0M9RI		35	3				Derecha	1.259				
42AM--403C0M9LE	 Aerotermino	40	3	Agua	230-1-50	Sólo pared	Derecha e Izquierda	1.693				
42AM--403C0M9RI		40	3	Fría y				1.693				
42AM--453C0M9LE		45	3	Caliente				1.823				
42AM--453C0M9RI		45	3	(C)				1.823				
42AM--503C0M9LE		50	3					2.253				
42AM--503C0M9RI		50	3					2.253				
42AM--633C0M9RI		60	3					2.740				
42AM--633C0M9RI		60	3					2.740				
<hr/>												
42AMA-40--M9--		 Desestratificador	40	-				Sólo	230-1-50	Pared y Techo	---	1.146
42AMA-45--M9--	45		-	ventilación	1.257							
42AMA-50--M9--	50		-	(-)	1.766							
42AMA-63--M9--	63		-		1.908							



ACCESORIOS



Descripción	Disponible en:	30	35	40	45	50	63
Montaje							
Soporte mural	H, C				86		
Kit montaje para viga IPN	H, C	89	89	89	89	95	95
Soporte techo	H				73		
Caja con filtro G1	H, C	164	173	193	214	255	308
Caja de mezcla de 2 compuertas con filtro G1 incorporado	H, C	715	740	883	1.039	1.170	1.433
Difusor para puerta	H, C	437	441	483	541	650	802
Difusor para techo alto	H	---	---	231	238	278	380
Compuerta anticongelación	H, C	204	220	258	279	322	375
Termostatos							
33TC_EC01. Frío/Calor con conmutador manual (Monofásico)	H, C, A				78		
Eléctricos y de Seguridad							
Interruptor de proximidad bloqueable de 3 polos	H, C, A				47		
Interruptor magnetotérmico (Monofásico)	H, A				95		
Interruptor magnetotérmico (Monofásico)	C, A				95		
Control varias unidades							
Caja de control con Display (1)	H, C, A				1.538		
Tarjeta Jbus	H, C, A				287		
Tarjeta Bacnet IP	H, C, A				791		
Kit aire de ventilación	H, C, A				697		
Kit válvula 1/2". KVS 1.6	H, C	462	---	---	---	---	---
Kit válvula 3/4". KVS 2.5	H, C	---	512	512	512	---	---
Kit válvula 3/4". KVS 4	H, C	---	---	533	533	533	---
Kit válvula 1 1/2". KVS 6.3	H, C	---	---	---	615	615	615
Kit válvula 1 1/2". KVS 10	H, C	---	---	---	---	---	618
Termostato con changeover	H, C				39		
Sonda suplementaria (15m longitud)	H, C				86		

(1) Control de (6 x 42AM) ó (6 x 42AMA) ó (3 x 42AM + 3 x 42AMA)
H: Agua caliente / C: Agua caliente y fría / A: Solo ventilación

Sobre el precio de venta se aplicará el IVA correspondiente. Modelos, datos y precios sujetos a revisión sin previo aviso.

