

8-Anexos

Índice de anexos

1- Tecnologías del hidrógeno y su uso en vehículos de pila de combustible.....	1
1.1- Producción de hidrógeno.....	1
1.2- Producción de hidrógeno mediante electrólisis.....	4
1.2.1- Principio de funcionamiento	5
1.2.2- Termodinámica de la electrólisis del agua	6
1.2.3- Potencial de celda y rendimiento	7
1.2.4- Electrolizadores.....	8
1.2.5- Impacto ambiental	12
1.2.6- Costes de generación.....	13
1.2.7- Electrólisis a partir de energía fotovoltaica.....	16
1.3- Almacenamiento de hidrógeno	18
1.3.1- Almacenamiento como gas comprimido.....	18
1.3.2- Almacenamiento como líquido criogénico	20
1.3.3- Almacenamiento en forma sólida.....	22
1.3.4- Comparación de los sistemas de almacenamiento	23
1.3.5- Almacenamiento energético de hidrógeno vs baterías	24
1.4- Vehículos eléctricos	26
1.4.1- Tipos de vehículos eléctricos	27
1.4.2- Vehículos con pila de combustible.....	29
1.4.3- Comparativa entre el FCEV y el BEV	31

2- Pilas de combustible.....	37
2.1- Pilas de combustible de membrana polimérica.....	38
2.1.1- Funcionamiento.....	39
2.1.2- Componentes.....	40
2.1.3- Formación de un stack.....	41
2.2- Límites teóricos de las PEMFC.....	43
2.2.1- Entalpía del hidrógeno.....	43
2.2.2- Trabajo eléctrico teórico.....	44
2.2.3- Potencial teórico.....	44
2.2.4- Límite de eficiencia teórico.....	45
2.2.5- El mito de la eficiencia de Carnot.....	45
2.2.6- Efecto de la temperatura y la presión.....	46
2.3- Eficiencia y pérdidas.....	47
2.3.1- Pérdidas por activación.....	47
2.3.2- Pérdidas por corrientes internas y cruce de gases.....	48
2.3.3- Pérdidas óhmicas.....	49
2.3.4- Pérdidas por concentración o transporte de masa.....	50
2.4- Potencial de la celda y curva de polarización.....	50
2.5- Sensibilidad de los parámetros en la curva de polarización.....	52
2.5.1- Influencia de la temperatura.....	52
2.5.2- Influencia de la presión.....	53
2.5.3- Influencia de la estequiometría.....	53
2.5.4- Influencia del tipo de reactantes.....	53
2.5.5- Influencia de la geometría de flujo.....	55
2.5.6- Influencia de la fuerza de cierre.....	58
2.5.7- Vida útil.....	62
2.6- Eficiencia de una pila de combustible.....	63
3- Diseño y montaje de una hidrogenera en una instalación aislada.....	65
3.1- Descripción y características de la instalación aislada.....	65
3.1.1- Modalidades de generación eléctrica renovable.....	66
3.1.2- Ubicación.....	67
3.1.3- Recursos renovables.....	68
3.1.4- Dimensionado de la instalación.....	70

3.1.5- Diseño de la instalación fotovoltaica	72
3.2- Instalación de generación y almacenamiento de hidrógeno.....	74
3.2.1- Dimensionado de la instalación	76
3.2.2- Diseño de la hidrogenera.....	76
3.2.3- Equipos.....	80
3.2.4- Sistema de control y seguridad	85
3.2.5- Esquemas.....	87
4- Diseño y montaje de un vehículo eléctrico con pila PEM	91
4.1- Descripción del vehículo.....	91
4.1.1- Baterías del vehículo eléctrico	92
4.2- PEMFC del vehículo	93
4.2.1- Curvas de polarización	95
4.2.2- Instrucciones de operación	97
4.2.3- Ensayos experimentales de la pila.....	98
4.3- Implementación del sistema de pila de combustible en el vehículo	101
4.3.1- Diseño del alojamiento para los diferentes sistemas.....	101
4.3.2- Diseño del sistema de almacenamiento, recarga y alimentación	105
4.3.3- Sistema electrónico de potencia	110
4.3.4- Máquinas de estado de la pila	111
4.3.5- Sistema de control electrónico	112
5- Cálculos y simulaciones	115
5.1- Vehículo	115
5.1.1- Recarga del vehículo	115
5.1.2- Consumo eléctrico del vehículo	118
5.2- Hidrogenera.....	120
5.2.1- Generación de hidrógeno	120
5.2.2- Compresión	120
5.2.3- Rack de bombonas	121
6- Bibliografía	123

Índice de figuras

Figura 1.1: Procesos de producción de hidrógeno.....	1
Figura 1.2: Origen del hidrógeno producido en la actualidad.	2
Figura 1.3: Tendencia futura de producción de hidrógeno.....	4
Figura 1.4: Esquema del funcionamiento de una celda electrolítica.	5
Figura 1.5: Balance de energía de la electrólisis.	6
Figura 1.6: Variación de la demanda energética en función de la temperatura.....	7
Figura 1.7: Esquema del funcionamiento de un electrolizador alcalino.	10
Figura 1.8: Esquema de funcionamiento del electrolizador de intercambio protónico. .	11
Figura 1.9: GWP de las tecnologías de producción de hidrógeno mediante electrólisis.	12
Figura 1.10: AP de las tecnologías de producción de hidrógeno mediante electrólisis.	13
Figura 1.11: Costes de generación en función de la capacidad.	13
Figura 1.12: Costes de generación a diferentes ratios de utilización.....	14
Figura 1.13: Costes de generación al 100 % de capacidad de utilización para un electrolizador alcalino.....	15
Figura 1.14: Comparativa de los precios de energía.	16
Figura 1.15: Eficiencia de un sistema de producción fotovoltaico.....	17
Figura 1.16: Volumen ocupado por 1 kg de hidrógeno en función de la presión.	18
Figura 1.17: Esquema de los cuatro tipos de depósitos de almacenamiento de hidrógeno a presión.....	19

Figura 1.18: Tanque de hidrógeno líquido.	21
Figura 1.19: Almacenamiento de hidrógeno sólido: adsorción, hidruros metálicos e hidruros químicos.	23
Figura 1.20: Comparativa de los distintos métodos de almacenamiento en función de su capacidad gravimétrica y volumétrica.	23
Figura 1.21: Gráfica Ragone de distintos métodos de almacenamiento de energía.	25
Figura 1.22: Energía específica de baterías comparada con sistemas de almacenamiento de hidrógeno.	32
Figura 1.23: Densidad energética de baterías comparada con sistemas de almacenamiento de hidrógeno.	33
Figura 1.24: Masa del FCEV y BEV en función de la autonomía.	33
Figura 1.25: Volumen del sistema de almacenamiento del FCEV y BEV en función de la autonomía.	34
Figura 1.26: Ratio entre las características del BEV y el FCEV para una autonomía de 320 km y 480 km.	35
Figura 1.27: Reducción de emisiones y consumo de petróleo para 4 escenarios.	36
Figura 2.1: Esquema simplificado del funcionamiento de una pila de combustible.	37
Figura 2.2: Esquema del funcionamiento y componentes de una PEMFC.	39
Figura 2.3: Formación de un stack.	42
Figura 2.4: Eficiencia teórica del motor de Carnot y de una PEMFC en función de la temperatura.	46
Figura 2.5: Pérdidas por activación en función de la densidad de corriente.	48
Figura 2.6: Pérdidas de voltaje en la pila de combustible.	50
Figura 2.7: Curva de polarización y de potencia de una PEMFC.	51
Figura 2.8: Pérdidas de voltaje y la resultante curva de polarización.	51
Figura 2.9: Influencia de la temperatura sobre la curva de polarización.	52
Figura 2.10: Curva de polarización hidrógeno vs vapor reformado.	54
Figura 2.11: Comportamiento de la pila aire vs oxígeno.	54
Figura 2.12: Diferentes configuraciones geométricas de campos de flujo: a) canales tipo serpentin; b) canales rectos; c) canales interdigitados.	56
Figura 2.13: Configuraciones de flujo: a) tipo malla; b) en cascada.	57
Figura 2.14: Diferentes configuraciones en la dirección de los flujos: a) flujo en contracorriente; b) flujo cruzado; c) flujo en concordancia.	58
Figura 2.15: Modulaci3n de una se1al en el dominio temporal.	59

Figura 2.16: Diagrama de Nyquist.	60
Figura 2.17: Diagrama de Bode.....	60
Figura 2.18: Circuito equivalente de una pila de combustible.	61
Figura 2.19: Diagrama de Nyquist de una pila de combustible.....	61
Figura 2.20: Optimización de la fuerza de cierre empleando espectroscopia de impedancia compleja para una pila de 1 kW.	62
Figura 2.21: Disminución del voltaje a lo largo de la vida útil.	63
Figura 3.1: Ubicación de Viñas del Vero.	67
Figura 3.2: Balsa de riego y EDAR.....	68
Figura 3.3: Velocidad media del viento mensual medida in situ.....	69
Figura 3.4: Irradiación a lo largo del año.	69
Figura 3.5: Irradiación media diaria mensual medida in situ.	70
Figura 3.6: Sistema de paneles fotovoltaicos flotantes.....	72
Figura 3.7: Esquema del sistema de flotadores con la balsa llena y a media capacidad.	73
Figura 3.8: Baterías.	74
Figura 3.9: Esquema general del sistema de generación de hidrógeno.	75
Figura 3.10: Exterior de la caseta.	77
Figura 3.11: Interior de la caseta.	77
Figura 3.12: Distribución de los elementos de la hidrogenera.	78
Figura 3.13: Conexiones traseras del electrolizador.....	79
Figura 3.14: Panel de distribución de hidrógeno.	79
Figura 3.15: Alzado de la hidrogenera.	80
Figura 3.16: ECOMATIC.....	81
Figura 3.17: Equema hidráulico del ECOMATIC.....	82
Figura 3.18: Electrolizador.	83
Figura 3.19: Compresor de hidrógeno.	84
Figura 3.20: Rack de bombonas y sistemas de suministro.	85
Figura 3.21: Pantalla táctil para el control de la instalación.....	86
Figura 3.22: Imagen del programa de control.	86
Figura 3.23: Esquema general de la planta de generación de hidrógeno.	88
Figura 3.24: Esquema eléctrico de la hidrogenera.	89

Figura 4.1: Vehículo comercial eléctrico ePath 7000.....	91
Figura 4.2: Volquete trasero del vehículo desmontado.	92
Figura 4.3: Baterías del vehículo.....	93
Figura 4.4: Pila H-3000.	94
Figura 4.5: Curva de voltaje-intensidad de la H-3000.....	95
Figura 4.6: Consumo de hidrógeno en función de la potencia de la H-3000.	95
Figura 4.7: Curva de potencia-intensidad de la H-3000.....	96
Figura 4.8: Banco de ensayos del LIFTEC.....	99
Figura 4.9: Curva de polarización experimental de la H-3000.....	100
Figura 4.10: Temperatura del stack y consumo de los ventiladores en función de la corriente generada.....	101
Figura 4.11: Esquema de la distribución del espacio en el volquete (I).....	102
Figura 4.12: Esquema de la distribución del espacio en el volquete (II).....	103
Figura 4.13: Esquema de la distribución del espacio en el volquete (III).	103
Figura 4.14: Planta del volquete trasero del vehículo.	104
Figura 4.15: Volquete trasero del vehículo abierto durante la fase de pruebas.....	104
Figura 4.16: Volquete trasero del vehículo cerrado, con todos los sistemas y dispositivos instalados.	105
Figura 4.17: Esquema del sistema de distribución de gases del vehículo.	107
Figura 4.18: Geometría del Venturi.....	108
Figura 4.19: Dimensionado del sistema de recirculación.....	109
Figura 4.20: Imagen de la prueba de verificación del sistema de suministro de gases.	109
Figura 4.21: Esquema eléctrico del vehículo híbrido.....	110
Figura 4.22: Esquema de la máquina de estados de la pila.	111
Figura 4.23: Unidad de control electrónico NI-RoboRIO mostrando los distintos puertos.	113
Figura 5.1: Cálculo del coeficiente de pérdida de presión.	116
Figura 5.2: Porcentaje de hidrógeno en el rack.	117
Figura 5.3: Evolución de las presiones.....	117
Figura 5.4: Caudal de llenado.....	118
Figura 5.5: Porcentaje de energía eléctrica útil acumulada.	119

Índice de tablas

Tabla 2.1: Eficiencia y coste de distintas tecnologías de producción de hidrógeno	3
Tabla 2.2: Estado actual de varias tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.....	24
Tabla 2.3: Estado del arte de las baterías.....	26
Tabla 2.4: Ventajas e inconvenientes de los distintos sistemas de propulsión.....	28
Tabla 2.5: Comparación de las especificaciones de los vehículos desde la perspectiva del cliente.....	29
Tabla 2.6: Comparativa del sistema de almacenamiento en vehículos.	29
Tabla 2.7: Pilas de combustible comerciales para el sector del transporte.....	30
Tabla 3.1: Tipos de pilas de combustible y sus características principales.	38
Tabla 4.1: Velocidades medias anuales a diferentes alturas.....	68
Tabla 4.2: Producción fotovoltaica mensual	73
Tabla 5.1: Datos de la H-3000 proporcionados por el fabricante.....	97
Tabla 5.2: Entradas y salidas de la NI-RoboRIO empleadas en el sistema de control.	114

1-Tecnologías del hidrógeno y su uso en vehículos de pila de combustible

1.1-Producción de hidrógeno

El hidrógeno puede ser producido a partir de cualquier sustancia que contenga hidrógeno en su composición, ya sea agua, hidrocarburos o materia orgánica de origen animal o vegetal. La extracción del hidrógeno conlleva un importante aporte de energía, que es menor cuanto mayor es el estado energético del compuesto. Entre las técnicas empleadas se encuentra el reformado de hidrocarburos por vapor que produce emisiones de CO₂ directas, aunque también puede aplicarse a productos de biomasa. Otra técnica consiste en la electrólisis del agua, en la que se producen emisiones indirectas, aunque cabe la posibilidad de emplear electricidad producida mediante energías renovables. Finalmente, existen otros procesos que se encuentran en fase de investigación, como la descomposición termoquímica del agua, la fotoconversión, o procesos fotobiológicos.

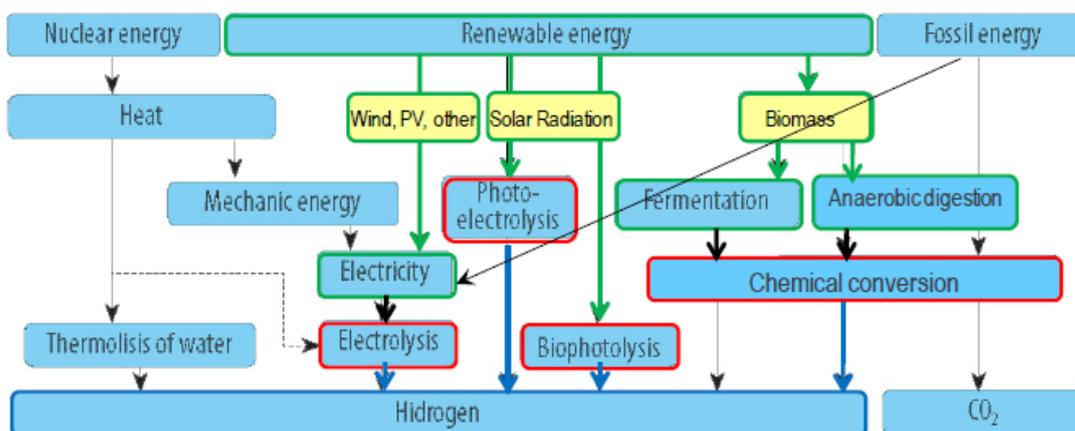


Figura 1.1: Procesos de producción de hidrógeno.

La producción mundial de hidrógeno se sitúa en torno a los 500 billones Nm³ anuales [1], que equivale al 2% del suministro mundial de energía primaria. De esta cantidad, el 48% proviene del gas natural, el 30% del petróleo, el 18% del carbón, y el 4% de la electrolisis [2].

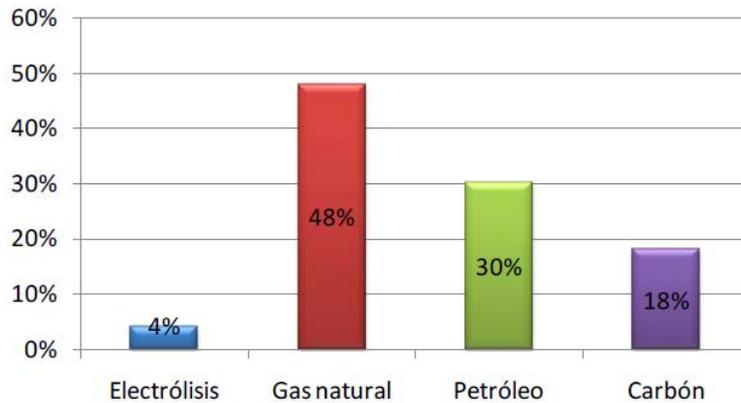


Figura 1.2: Origen del hidrógeno producido en la actualidad.

Por lo tanto, prácticamente el 96% del hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles, emitiendo CO₂, siendo la técnica de reformado de gas natural por vapor la principal forma de producirlo [3].

La producción puede llevarse a cabo en una planta centralizada o de forma descentralizada. En una planta centralizada, el coste del hidrógeno producido no es muy elevado, sin embargo, debido a su baja densidad energética, los costes de almacenamiento y transporte son elevados. Se espera que las primeras plantas de producción de hidrógeno sean descentralizadas, ya que la demanda inicial no sería suficiente como para afrontar la inversión de una gran planta centralizada. El incremento del coste de la producción distribuida se compensa en cierta medida con la disminución del coste en transporte y distribución.

PROCESO	EFICIENCIA (%)	DISPONIBILIDAD	CENTRALIZADA/DESCENTRALIZADA	EMISIONES CO ₂ (g CO ₂ / kWh H ₂)	PRECIO (€/kWh H ₂)
Gas Natural (SMR sin CCS)	70-75	Ya disponible	Ambas	288-292	0.07-0.1
Gas Natural (SMR con CCS)	60	Medio Plazo	Centralizada	42.7	0.09-0.15
Gasificación Carbón (sin CCS)	50-60	Ya disponible	Centralizada	659	0.07
Gasificación Carbón (con CCS)	40-50	Medio Plazo	Centralizada	20.3	0.08
Gasificación Biomasa	56	Medio Plazo	Descentralizada (cerca del recurso)	0	0.07-0.08
Electrólisis (con Eólica)	65-70	Corto Plazo	Ambas	0	0.11-0.15
Electrólisis (con Red Eléctrica)	30	Ya disponible	Descentralizada	440	0.2
Ciclos Termoquímicos (Energía Solar)	30	Largo Plazo	Centralizada	0	0.18
Ciclos Termoquímicos (Energía Nuclear)	30	Largo Plazo	Centralizada	0	0.06

SMR: Steam Methane Reforming (Reformado con vapor de agua). CCS: Carbon Dioxide Capture and Storage (Captura y almacenamiento de CO₂ y almacenamiento).

Tabla 1.1: Eficiencia y coste de distintas tecnologías de producción de hidrógeno [4].

El reformado por vapor y la electrólisis para la producción de hidrógeno son procesos que ya están disponibles comercialmente y gracias a ello pueden desempeñar un papel clave a la hora de satisfacer la demanda energética de hidrógeno a corto y medio plazo. La cantidad de hidrógeno producida en la actualidad facilita la opción de introducirlo como combustible alternativo, aunque la mayoría se utiliza con fines industriales y no energéticos. Por lo tanto, para abastecer una demanda masiva sería necesario incrementar enormemente la producción actual.

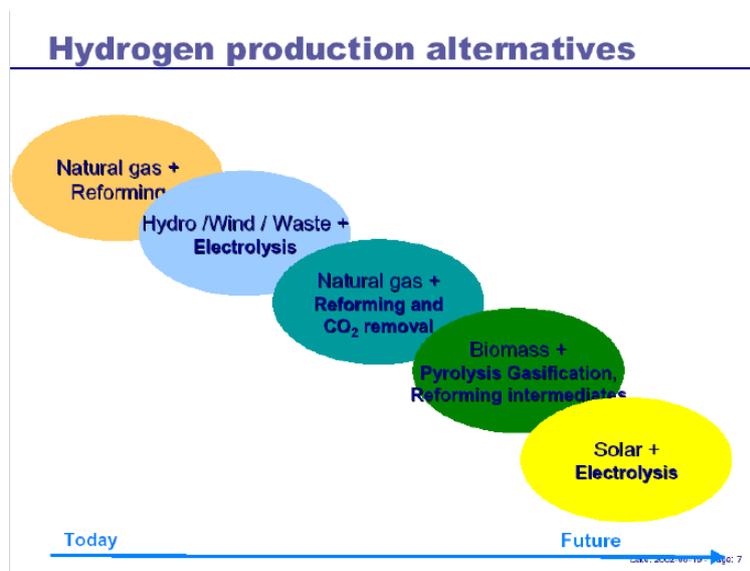


Figura 1.3: Tendencia futura de producción de hidrógeno.

Actualmente, el hidrógeno es más caro que los combustibles convencionales, pero en un futuro se espera que se pueda producir en Europa con costes por kilómetro de forma competitiva. Además de los ahorros en lo que a aspectos tecnológicos se refiere, ya sea en la producción, almacenamiento, o en las pilas de combustible, las políticas fiscales también pueden contribuir a hacer del hidrógeno un combustible competitivo.

1.2-Producción de hidrógeno mediante electrólisis

Como se ha discutido anteriormente, existen numerosos métodos para producir hidrógeno. Este trabajo se va a centrar principalmente en la producción mediante electrólisis, en especial cuando es alimentada mediante placas fotovoltaicas, ya que es la tecnología de la instalación objeto del proyecto.

La electrólisis consiste en la ruptura de la molécula de agua por acción de una corriente eléctrica, dando como productos hidrógeno y oxígeno. Dentro de los procesos de producción viables actualmente, es el único independiente del uso de combustibles fósiles. Entre las ventajas de este proceso se distingue la alta pureza del hidrógeno generado o la posibilidad de aplicarlo tanto a gran escala como a pequeña escala. Por contra, a causa de necesitar energía de alta calidad, su coste es muy alto en comparación con la producción a partir de combustibles fósiles, aunque existe un gran potencial de aplicación de forma barata, a partir del exceso de energía en centrales eólicas, hidráulicas, nucleares y fotovoltaicas.

El hidrógeno producido mediante electrólisis puede tratarse como una forma de almacenamiento de energía eléctrica en forma de gas, el cual puede volver a transformarse en energía eléctrica cuando sea preciso, solucionando la problemática que

acarrea el almacenamiento de grandes cantidades de electricidad en baterías. Por ello, se podría aplicar en el aprovechamiento de los excedentes de producción de energía eléctrica, en especial en el caso de las renovables debido a su intermitencia.

1.2.1-Principio de funcionamiento

Las reacciones redox que no ocurren espontáneamente pueden inducirse utilizando una diferencia de potencial por medio de una fuente externa y dos conductores introducidos en una solución. La electrólisis consiste en la descomposición de una sustancia en disolución, llamada electrolito, mediante el paso de la corriente eléctrica. Los equipos en los que tiene lugar este proceso se denominan electrolizadores, los cuales están formados por un grupo de celdas electrolíticas formando un stack, distinguiéndose en cada una de ellas un electrodo positivo o ánodo, y un electrodo negativo o cátodo. Estos electrodos se encuentran sumergidos en una solución acuosa, y el electrolito permite el movimiento de iones de la disolución de un electrodo a otro, pero no de electrones, ya que es dieléctrico.

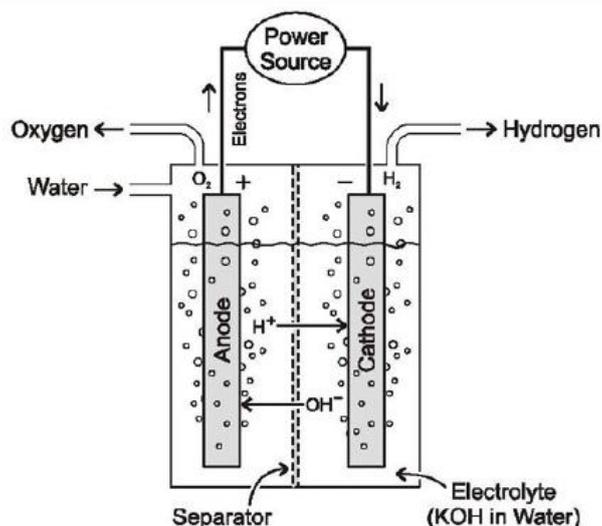
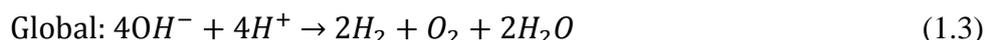


Figura 1.4: Esquema del funcionamiento de una celda electrolítica [5].

Los aniones van hacia el ánodo donde ceden sus electrones y se produce oxidación, mientras que los cationes van hacia el cátodo donde recogen electrones y tiene lugar la reducción.

La cantidad de hidrógeno obtenido está relacionada con la densidad de corriente, que se expresa como la corriente dividida por el área del electrodo. En general, cuanto mayor sea la densidad de corriente, mayor será el voltaje necesario y el coste de la electricidad por unidad de producto. Sin embargo, un elevado voltaje disminuye el tamaño del equipo, y por tanto el coste del mismo. Los últimos electrolizadores disponibles en el mercado son fiables y alcanzan una eficiencia energética entre el 65 y el 80% [6].

El agua pura no puede ser un electrolito debido a su baja conductividad, por lo que se utilizan soluciones acuosas de hidróxidos, o cloruros de sodio y potasio. Dependiendo del electrolito y del material de los electrodos, la reacción en el ánodo puede dar lugar a otros productos. Las reacciones que tienen lugar son las siguientes:



1.2.2-Termodinámica de la electrólisis del agua

La variación de entalpía representa la energía necesaria para que la electrólisis tenga lugar. En la figura 3.5 se muestra un esquema del proceso:

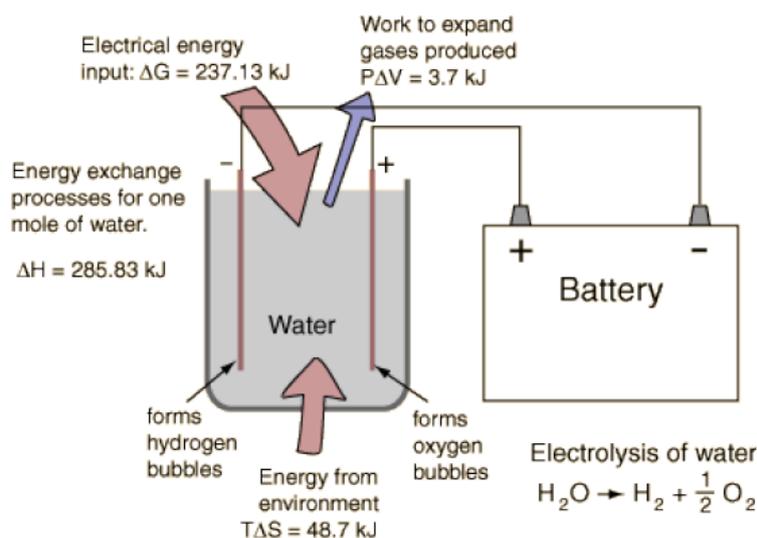
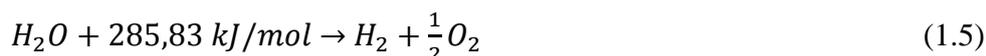


Figura 1.5: Balance de energía de la electrólisis.



$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (1.6)$$

La energía eléctrica necesaria viene dada por el cambio en la energía libre de Gibbs, obteniéndose como resultado 237,13 kJ/mol. Ésta definición significa que en condiciones ideales, es decir, un proceso reversible sin ningún tipo de pérdidas, a partir de 1 mol de agua se obtiene 1 mol de hidrógeno realizando un aporte energético de 237,13 kJ.

La demanda eléctrica se va reduciendo a medida que aumenta la temperatura a la que tiene lugar el proceso, siendo la reducción mucho más significativa cuando el proceso ocurre con vapor de agua en lugar de agua líquida. Esta demanda eléctrica se reduce principalmente porque aumenta la demanda térmica, que a 1000°C representa un 29,8% de la energía contenida en el hidrógeno producido [6].

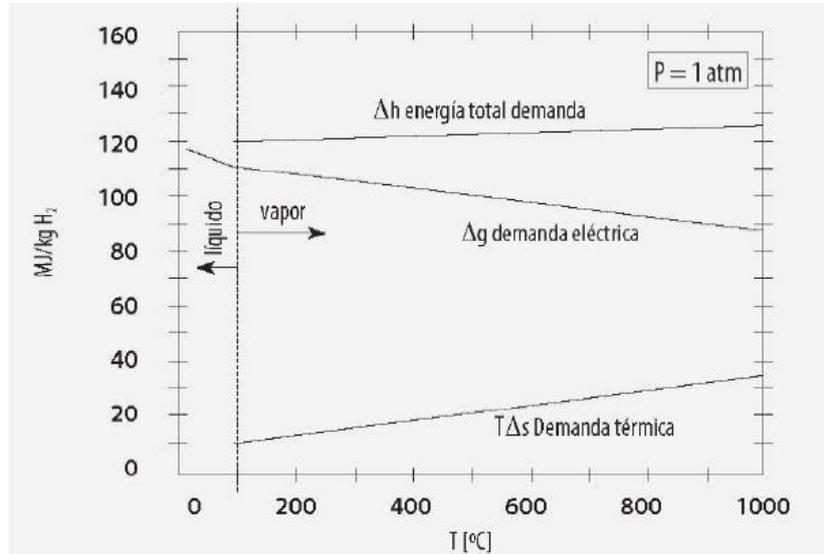


Figura 1.6: Variación de la demanda energética en función de la temperatura.

1.2.3-Potencial de celda y rendimiento

El voltaje necesario para descomponer la molécula del agua está relacionado con la energía libre de Gibbs mediante la siguiente expresión:

$$W_{el} = \Delta G = nFE_{rev} \quad (1.7)$$

Donde F es la constante de Faraday, y E es el potencial de descomposición ideal, que en condiciones estándar resulta:

$$E_{rev} = \frac{-\Delta G}{nF} = 1,228V \quad (1.8)$$

En la realidad el proceso que ocurre en los electrodos es irreversible, y el electrolito tiene resistencia eléctrica, lo que implica que el potencial de descomposición real es superior al valor ideal. En el caso real, la operación de la celda requiere una cantidad de energía igual a la energía libre y la adición de calor.

$$E_Q = \frac{T\Delta S}{nF} = 0,252V \quad (1.9)$$

Si hay que suministrar ambos términos mediante energía eléctrica, el mínimo potencial en condiciones estándar resulta 1,48 V.

La influencia de la presión en el proceso viene dada por la expresión:

$$\Delta E_P = \Delta E^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left[\frac{P_{H_2}}{P^0} \left[\frac{P_{O_2}}{P^0} \right]^{\frac{1}{2}} \right] \quad (1.10)$$

Que para el caso del agua, y a una temperatura de 298 K, la expresión se reduce a:

$$\Delta E_P = \Delta E^0_{P=P_0} + 0,0189 \ln \left[\frac{P}{P^0} \right] \quad (1.11)$$

Un incremento de las condiciones estándar en un electrolizador que opere a 10 bar supondría un aumento en el potencial de 0,0435 V, por lo que se puede ver que su influencia es muy baja en el proceso, no así su implicación en el proceso completo de electrólisis, en cuya salida existiría un ahorro energético mucho mayor en la etapa de compresión para su almacenamiento, ya que comprimir un líquido es menos costoso que comprimir un gas.

Otro factor que influye en el potencial de la celda son las sobretensiones en el ánodo y cátodo debidas a la interfase entre el electrodo y el electrolito, las cuales se pueden minimizar mediante una elección adecuada de los materiales de los electrodos y con el acabado superficial adecuado.

Por último, existe una caída de tensión debida a la resistencia eléctrica del electrolito, que depende de diversos factores como la conductividad de dicho electrolito, la permeabilidad de los diafragmas de las celdas, la distancia entre electrodos y la densidad de corriente.

El rendimiento del electrolizador se puede calcular como el potencial mínimo en las condiciones estándar dividido por el potencial real de la celda, U, que resulta de la suma del potencial teórico, las sobretensiones en ánodo y cátodo, y la caída de tensión en el electrolito.

$$\eta = \frac{1,48}{U} \quad (1.12)$$

1.2.4-Electrolizadores

Al igual que las pilas de hidrógeno, las celdas electrolíticas se agrupan en serie para elevar la tensión de trabajo, formando una pila electrolítica o stack. Además de las uniones electrodo-electrolito, cuentan con placas bipolares que actúan como distribuidores de flujo y colectores de corriente. Así mismo, el stack se ensambla mediante dos placas terminales unidas por barras de ajuste.

El stack es el núcleo en el que tienen lugar las reacciones electroquímicas pero los electrolizadores incluyen otros elementos como el sistema de control de potencia, control de flujo de reactivos y productos, y elementos de seguridad.

La eficiencia de un electrolizador viene dada por la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de volumen de hidrógeno, expresado normalmente en kWh/Nm³ o kWh/kg de hidrógeno. Por tanto, la eficiencia máxima de un electrolizador corresponderá al contenido energético del hidrógeno, 3,45 kWh/Nm³ o 39 kWh/kg sobre el PCS, y 3 kWh/Nm³ o 33 kWh/kg sobre el PCI. Los electrolizadores industriales trabajan con eficiencias de 4,2 hasta 6 kWh/Nm³ lo que supone un 50-70% del PCI.

Los electrolizadores se pueden clasificar según su temperatura de operación y por su tipo de electrolito. Los electrolizadores de baja temperatura son los que funcionan por debajo de 150 °C. Se utilizan para la producción in situ en pequeñas cantidades y en ausencia de otro tipo de suministros, siendo muy adecuados para la integración con las energías renovables más desarrolladas como la eólica. Por otro lado, los de alta temperatura operan en el rango de 700-1000 °C. Gracias a la elevada temperatura, el electrolizador puede funcionar a voltajes más bajos, además del aumento del rendimiento de la reacción de electrólisis. Sin embargo, para llevar a cabo la electrólisis a alta temperatura es necesario disponer de vapor de agua y de una fuente térmica de alta temperatura, como la energía solar de concentración o la energía nuclear.

Respecto a los tipos de electrolito, los electrolizadores se pueden clasificar como:

- **Alcalinos**

Los electrolizadores alcalinos son los más habituales y es una tecnología madura que se comercializa desde hace años. Sus celdas están constituidas por los electrodos, un separador microscópico y un electrolito consistente en una disolución acuosa de un 30% de hidróxido potásico (KOH) o sódico (NaOH). El cátodo suele ser de níquel recubierto de catalizador, comúnmente platino, mientras que el ánodo es de níquel o de cobre revestido de óxido metálico de manganeso, tungsteno o rutenio.

Durante la reacción de electrólisis no se consume electrolito, aunque debido a otras pérdidas del sistema, generalmente durante la extracción del hidrógeno del electrolizador, tiene que rellenarse periódicamente.

La densidad de corriente típica es de 100-300 mA/cm² y se alcanzan eficiencias del 50-60 % sobre el PCI. Las capacidades de producción pueden alcanzar los 60 Nm³/h.

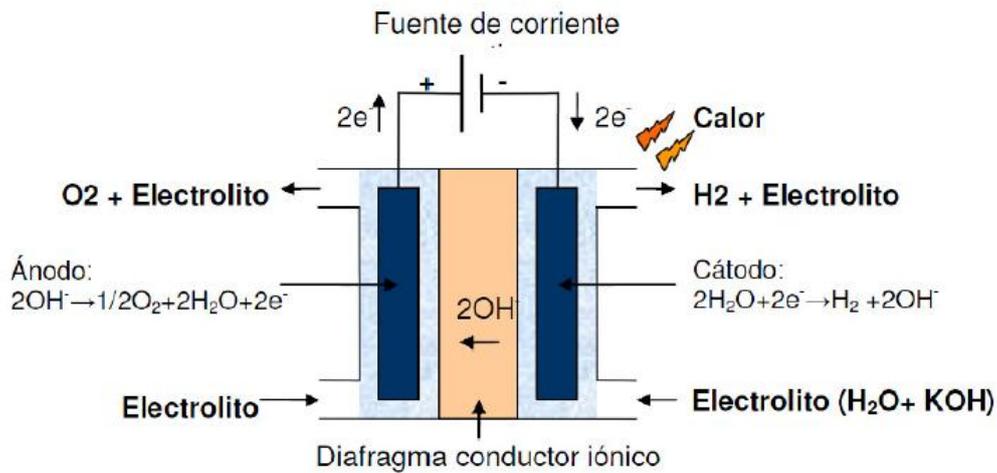


Figura 1.7: Esquema del funcionamiento de un electrolizador alcalino.

En una celda alcalina el agua se introduce en el cátodo donde se descompone en H_2 y OH^- . El ión OH^- viaja a través del electrolito hasta el ánodo donde se forma O_2 . El hidrógeno se queda en la disolución alcalina, debiendo separarse fuera del electrolizador.

- **De intercambio protónico**

Su principal característica es que el electrolito es un polímero sólido conductor de iones y constituye un medio ácido, en lugar de básico como en los alcalinos, para conducir protones H^+ . El electrolito es una membrana polimérica, normalmente un polímero basado en ácidos sulfónicos perfluorados como es el caso del Nafion®. Estos polímeros son conductores de cationes pero impermeables a los electrones y a los gases. Por tanto, esta membrana cumple también la función de separar los electrodos, los cuales suelen estar fabricados en carbono o grafito recubiertos por un catalizador de platino con iridio, rutenio o rodio.

Este tipo de electrolizadores tienen bajas resistencias iónicas y por lo tanto pueden alcanzarse densidades de corriente por encima de los 1600 mA/cm^2 , manteniendo eficiencias del 55-70 %. Además, pueden ser sometidos a presiones diferenciales, lo cual permite una mayor presión y pureza en el hidrógeno generado. Esta tecnología es relativamente reciente y se encuentra aún en fase de investigación, aunque ya existen dispositivos comerciales basados en ella.

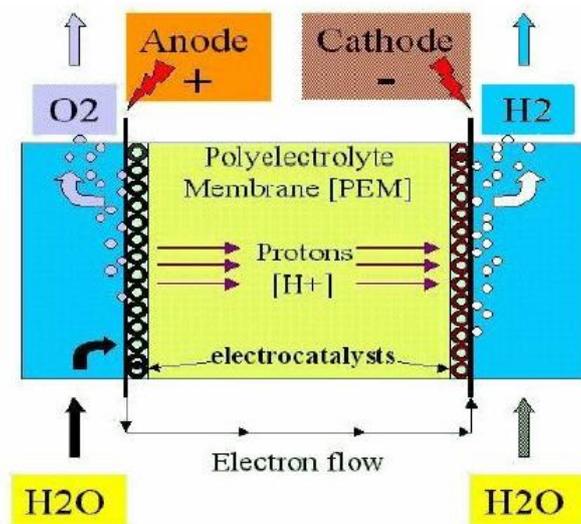


Figura 1.8: Esquema de funcionamiento del electrolizador de intercambio protónico.

En ellos, el agua se introduce en el ánodo donde se separa en protones y oxígeno. Los protones atraviesan la membrana en dirección al cátodo donde se combinan con los electrones del circuito externo para formar hidrógeno, mientras que el O_2 permanece en el agua que no ha reaccionado. En este tipo de electrolizadores no se precisa de una unidad de separación del gas del electrolito, aunque sí de una unidad de secado para eliminar la humedad.

Los electrolizadores de intercambio protónico han despertado un gran interés para su aplicación con renovables debido a que pueden trabajar en regímenes de alimentación de hasta sólo un 5 % de su capacidad nominal, lo que para fuentes variables como es el caso de la mayoría de renovables es una gran ventaja. Sin embargo, el uso de metales nobles basados principalmente en el platino, y el hecho de tratarse de una tecnología con unos procesos de fabricación todavía inmaduros, hacen de su precio actual sea muy elevado. Además, los dispositivos comerciales actuales alcanzan niveles de producción menores que los alcalinos, con unas capacidades máximas de $10 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

- **De óxido sólido**

Son electrolizadores de alta temperatura, por lo que consumen menos energía eléctrica, pero necesitan acceso a fuentes de energía térmica de alta temperatura. El electrolito es un material cerámico sólido, normalmente óxidos metálicos no porosos de circonio e itrio conductores de iones oxígeno a temperaturas de $750\text{-}1000 \text{ }^\circ\text{C}$. Sus costes son elevados pero se evitan los problemas de corrosión derivados de las altas temperaturas.

Opera de la misma forma que un electrolizador alcalino, ya que el oxígeno viaja a través del electrolito mientras que el hidrógeno permanece en la corriente sin reaccionar. Su eficiencia depende de la temperatura y de la fuente de calor. Si sólo se tiene en cuenta el

consumo eléctrico, pueden alcanzar eficiencias del 85-90 %, pero si se incorpora el consumo térmico, la eficiencia cae significativamente, hasta valores cercanos al 60 %. El uso de energía solar de concentración puede proporcionar mayores eficiencias.

1.2.5-Impacto ambiental

La producción de hidrógeno se puede clasificar en tres fases: la construcción e instalación de la planta de producción, operación del proceso y el almacenamiento del gas producido. El principal problema medioambiental de la electrólisis para la producción de hidrógeno se encuentra en la fase de operación de la planta, debido a que la electricidad de la red para operar el electrolizador proviene mayormente de combustibles fósiles. Este impacto se puede minimizar utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables. La contribución al potencial de calentamiento global (GWP) del electrolizador es relativamente pequeño, en torno al 4 %, mientras que la operación del mismo copa el 78%, mientras que el 18 % restante se debe a la compresión y almacenamiento del hidrógeno [7].

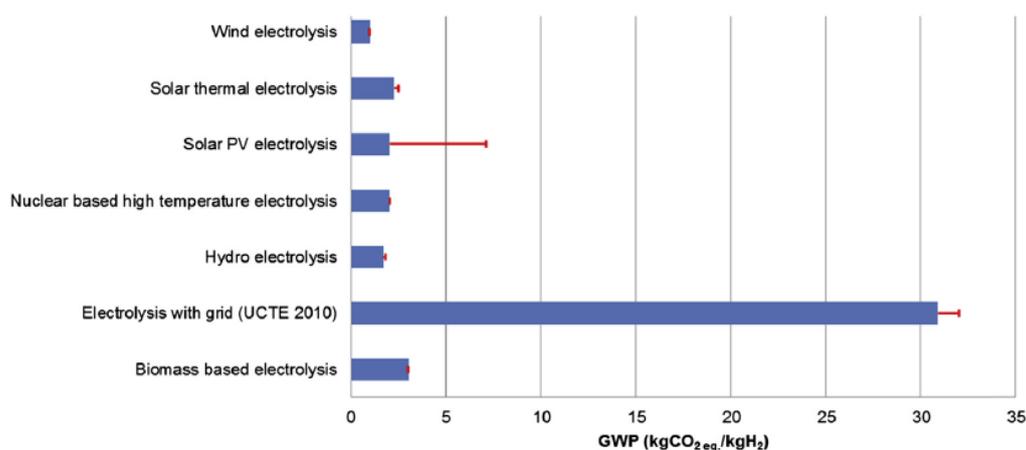


Figura 1.9: GWP de las tecnologías de producción de hidrógeno mediante electrólisis.

Desde la perspectiva medioambiental, se puede concluir que la electrólisis a partir de energías renovables tales como la energía eólica o solar fotovoltaica tiene muchas más ventajas que aquellos electrolizadores alimentados a partir de la red eléctrica convencional debido al mix de la producción.

Respecto al potencial de acidificación (AP) de las diferentes tecnologías, en contraste al GWP, la generación fotovoltaica tiene un gran valor debido al proceso de fabricación de las placas. Así mismo, el proceso mediante biomasa es aún más alto a causa de la producción de ésta, sobre todo por el uso de fertilizantes.

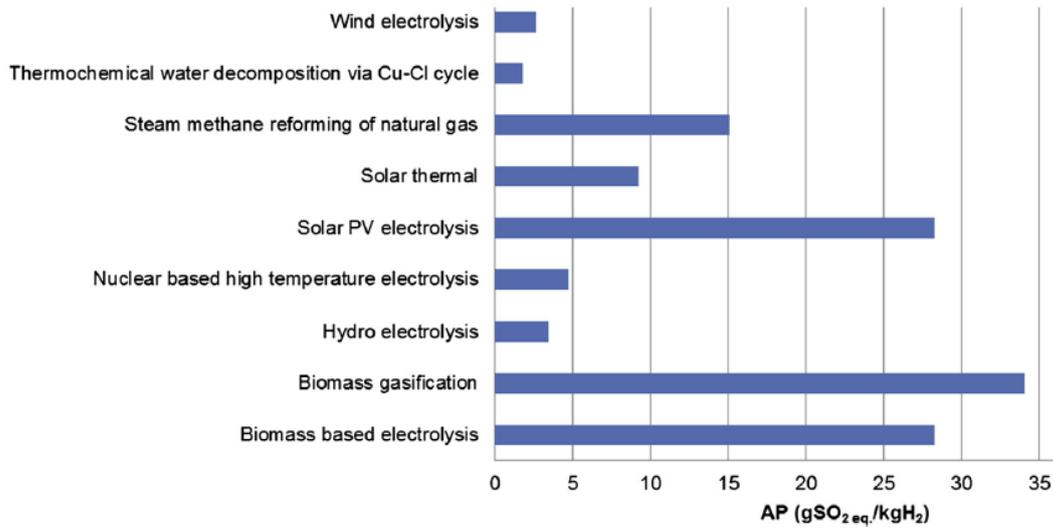


Figura 1.10: AP de las tecnologías de producción de hidrógeno mediante electrólisis.

1.2.6-Costes de generación

La mayoría del hidrógeno producido actualmente procede de grandes centrales de reformado por vapor, con un precio comprendido entre 1-3 \$/kg de hidrógeno, dependiendo fuertemente del precio del gas natural y de la capacidad de la planta, que está influenciada por la economía de escala [8]. Por ello, las plantas descentralizadas alcanzan costes de producción entorno a 6 \$/kg [9]. Lo mismo ocurre para los sistemas de generación mediante electrólisis.

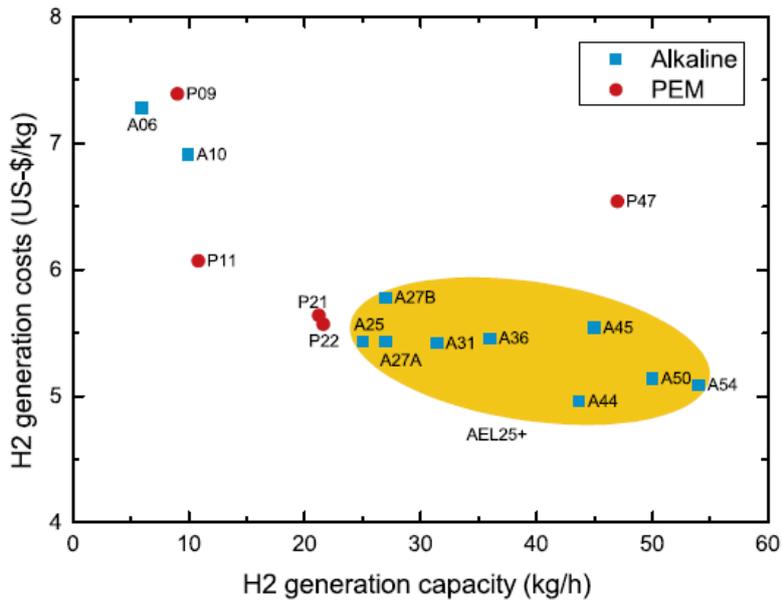


Figura 1.11: Costes de generación en función de la capacidad.

Actualmente existen dos tipos de diseño disponibles en el mercado: una solución en formato de contenedor para exteriores sobre una solera, que tiene bajos costes de instalación, y otra de interior que ofrece la posibilidad de ajustar el sistema a las exigencias del cliente a expensas del mayor coste de instalación. Respecto a las dos tecnologías comerciales actuales, la eficiencia al comienzo de la vida útil sobre el PCI de los electrolizadores alcalinos está entre el 52-62 % y entre el 57-64 % para los de tipo PEM. A pesar de la mayor eficiencia inicial, los electrolizadores PEM tienden a tener mayores tasas de degradación a lo largo de su vida útil, por lo que la eficiencia de ambos sistemas queda balanceada para un ciclo de vida de 15 años [10].

El incremento del precio del gas natural y la bajada del precio de la electricidad podría desembocar en una producción descentralizada más rentable mediante grandes electrolizadores, los cuales se encuentran actualmente en desarrollo [10], sobre todo en un futuro dominado por fuentes de energía renovable intermitente. Actualmente, la baja producción de los electrolizadores requiere una gran inversión, por lo que la capacidad de utilización del sistema tiene un gran impacto en la rentabilidad del mismo. Por lo tanto, aplicaciones que demanden una producción continua de hidrógeno, como podría ser el caso de una flota de vehículos propulsados con pila de combustible, ofrecerían un menor esfuerzo en la inversión inicial, como se puede observar en la siguiente figura, donde CAPEX representa la inversión inicial, y O&M a operación y mantenimiento, para varios electrolizadores comerciales.

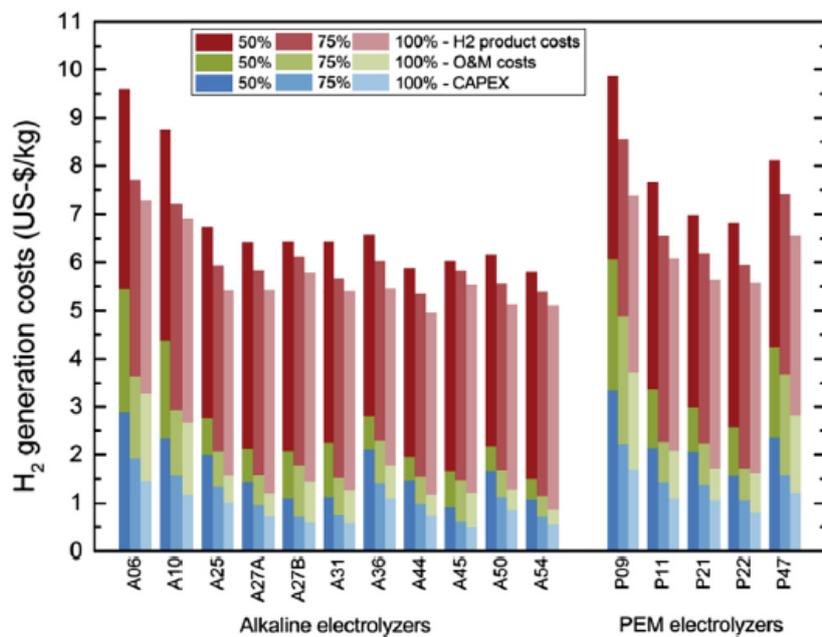


Figura 1.12: Costes de generación a diferentes ratios de utilización.

Esta disminución en el precio de la generación de hidrógeno es más pronunciada en pequeños sistemas, de hasta un 34 % por kg de hidrógeno producido, debido a que su inversión y mantenimiento tienen mayor peso. Por otra parte, en grandes sistemas la reducción del precio no es tan significativa, en torno a un 9 %, haciendo atractiva su aplicación para aplicaciones con reducido tiempo de trabajo a plena carga, como es el caso de la integración de energías renovables.

Finalmente, en la figura 1.13 se desglosan los costes de generación de un electrolizador alcalino al 100 % de su capacidad. El coste más importante es el suministro de electricidad, que acapara el 75 % del total, lo que muestra la sensibilidad del precio del hidrógeno respecto al coste de la electricidad.

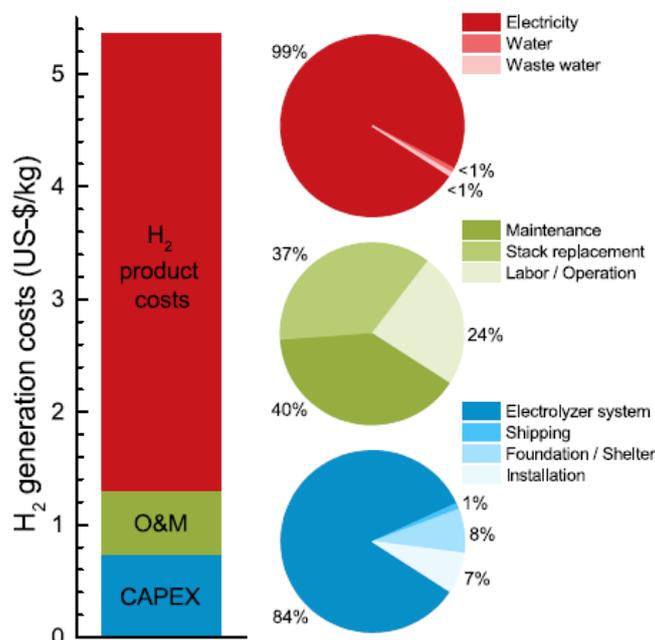


Figura 1.13: Costes de generación al 100 % de capacidad de utilización para un electrolizador alcalino.

Si se toma como referencia el valor de 6 \$/kg de hidrógeno producido, equivalente a 18 \$-ct/kWh, estimando un cambio de 1 \$=0,8 €, el coste en euros sería de 0,144 €/kWh. En comparación con otras fuentes de energía, es un 10 % más caro que la electricidad, y un 44 % más que el gasoil. Esta diferencia de precio puede verse reducida dependiendo de la eficiencia del sistema final de transformación energética, principalmente con el gasoil.

PRECIO POR KWH SEGÚN EL TIPO DE ENERGÍA

Tipo de energía	Precio kWh
 Gas natural	0,05 €/kWh
 Electricidad	0,13 €/kWh
 Gas propano	0,08 - 0,14 €/kWh
 Gas butano	0,08 €/kWh
 Gasóil	0,10 €/kWh

Figura 1.14: Comparativa de los precios de energía [11].

1.2.7-Electrólisis a partir de energía fotovoltaica

El efecto fotovoltaico permite la obtención directa de electricidad a partir de la radiación solar. Los materiales utilizados son de tipo semiconductor, concretamente silicio, que mediante la acción de la radiación son capaces de generar una corriente eléctrica.

Para la generación, se pueden distinguir tres tipos de paneles fotovoltaicos: el silicio monocristalino, policristalino y amorfo, con unas eficiencias medias del 15 %, 12 % y 6 % respectivamente. Una vez generada la electricidad, esta debe pasar por un sistema de acondicionamiento de potencia para adecuarla a la demanda de las aplicaciones, ya sea mediante convertidores DC/DC o inversores DC/AC. Otro subsistema necesario es el de acumulación de energía, para almacenar la energía eléctrica generada durante las horas de radiación para su posterior utilización. La fiabilidad de la instalación depende de este sistema, que puede realizarse mediante baterías o con generación de hidrógeno. Finalmente también es necesario un sistema de regulación de la energía procedente del campo de captación para proteger los equipos, en concreto las baterías.

Una característica importante para el dimensionamiento de estos sistemas de generación es si es de tipo aislada, es decir, la producción se encuentra en el punto de consumo y no se comunica con la red de distribución por lo que deberá sobredimensionarse, o si está conectada a red.

Para la generación de hidrógeno el tipo de electrolizador comúnmente usado es de membrana de polímero o alcalino, en concreto con disoluciones de KOH. Este tipo de electrolizadores pueden conectarse de forma directa a las barra del banco de baterías, si

bien la conexión a través de un convertidor DC/DC permite optimizar la transferencia de potencia.

La electrólisis es especialmente adecuada en su uso en conjunto con placas solares fotovoltaicas, ya que sus curvas de polarización son similares. La eficiencia de los colectores solares disminuye con el aumento de la temperatura, mientras que la eficiencia del electrolizador aumenta con la temperatura y disminuye con el aumento de la corriente de operación.

La experiencia sobre estos sistemas ha demostrado que se pueden conectar directamente, evitando el uso de sistemas electrónicos de control, con una eficiencia muy alta, en torno al 93% de eficiencia de acoplo. La electricidad producida a partir de placas fotovoltaicas es cara, y esto hace que el hidrógeno producido a partir de ellas sea aun más caro. Sin embargo, se espera que la aplicación a gran escala de esta tecnología disminuya los costes.

La eficiencia de producción puede aumentarse colocando un convertidor DC/DC que genere siempre el voltaje óptimo para el electrolizador, aunque hay casos en los que debido a la pérdida de energía en el convertidor su uso no tiene sentido.

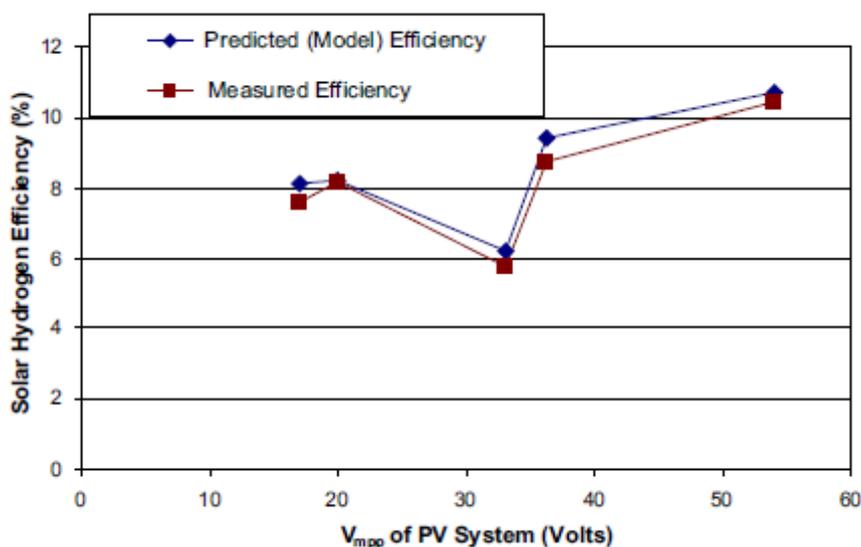


Figura 1.15: Eficiencia de un sistema de producción fotovoltaico [12].

Otros métodos de producción a partir de fuentes renovables han sido estudiados, pero sus rendimientos son menores que la producción de hidrógeno a partir de electricidad. En caso de que la energía primaria sea térmica, el rendimiento alcanzado se sitúa en el 50%, mientras que la tecnología fotónica tiene unos rendimientos muy bajos, del 2% [13].

1.3-Almacenamiento de hidrógeno

En función del peso, el hidrógeno tiene casi tres veces el contenido energético de la gasolina. Sin embargo, si se considera en función del volumen, la situación se invierte, ya que 1 Nm³ de hidrógeno equivale a 0,34 litros de gasolina. La consecuencia directa es que se necesita mucho espacio para almacenar una cantidad de hidrógeno equivalente a la misma cantidad de hidrocarburo.

El almacenamiento de hidrógeno es un punto clave para su introducción en el mercado. El objetivo de un sistema de almacenamiento es aumentar la densidad del gas, de forma que se almacene la máxima cantidad posible de masa en el menor volumen. Como soluciones se encuentra la compresión del gas a altas presiones, su licuefacción en forma criogénica, o almacenar el hidrógeno dentro de un compuesto sólido mediante adsorción, que es la atracción de moléculas de una sustancia en la superficie de otra, o mediante absorción, que consiste en la atracción de moléculas de una sustancia en el interior de otra.

1.3.1-Almacenamiento como gas comprimido

El hidrógeno en forma de gas se almacena a presión en botellas convencionales de acero o aluminio, o en tanques ligeros de fibra de carbono que disminuyen el peso del sistema, aumentan la presión de trabajo y evitan los problemas de fragilización del acero, aunque su coste es 5 veces mayor. Generalmente, estos recipientes operan a una presión de 350 bar para su distribución, aunque para el caso de la automoción se requieren presiones más elevadas para reducir el volumen total del sistema de almacenamiento, teniendo como objetivo los 700 bar.

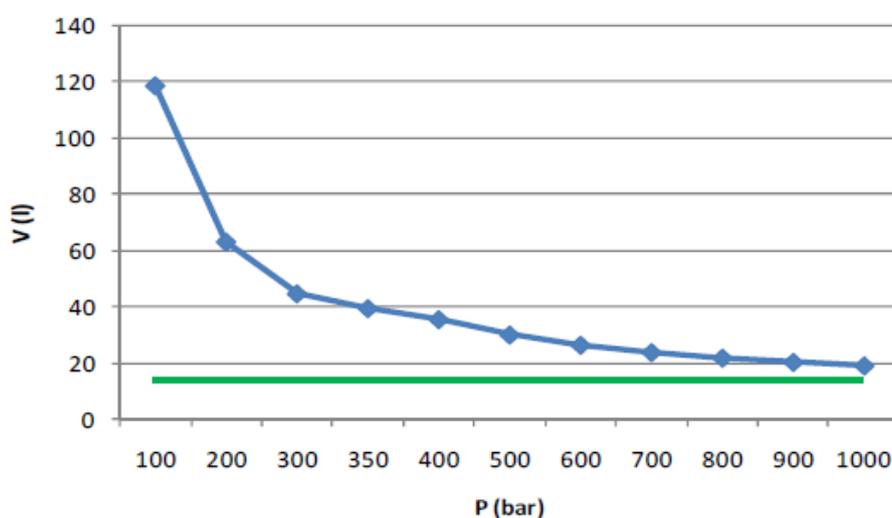


Figura 1.16: Volumen ocupado por 1 kg de hidrógeno en función de la presión.

Se trata de la forma más extendida de almacenamiento, por lo que se trata de una tecnología madura y relativamente barata. La densidad energética del almacenamiento a 700 bar es comparable a la del hidrógeno líquido, pero sigue siendo inferior al de la gasolina y el gasóleo. La principal ventaja es el tiempo de recarga, aunque debido a la compresión del gas pueden darse problemas de temperatura.

Para comprimir un gas se necesita energía, que depende del proceso termodinámico de compresión. El menor trabajo se realiza a través de un proceso isoterma, pero esto no se puede llevar a cabo en la realidad. El proceso que más se ajusta a la realidad es el adiabático que da lugar a sobrecalentamientos, por lo que para aproximarlos al proceso isoterma, se puede realizar la compresión por etapas con refrigeración intermedia, lo que puede llegar a suponer un ahorro energético del 25 % [6].

Especialmente costoso es la compresión del gas hidrógeno, que a una presión de 200 bar consume el 12 % de su PCI, incrementándose hasta el 19 % al comprimirlo a 800 bar. Para realizar este proceso se utilizan distintos tipos de compresores. Los de desplazamiento positivo alcanzan los mayores ratios de compresión, aunque son los que menos caudal pueden procesar y su eficiencia adiabática es menor. En el otro extremo se encuentran los de tipo axial, que poseen un bajo ratio de compresión pero pueden soportar altos caudales y su eficiencia adiabática es elevada. Entre ambos tipos se encuentran los compresores centrífugos, que poseen propiedades intermedias. Además, estos compresores no deben contaminar el hidrógeno, por lo que el dispositivo se encarece.

Las botellas de almacenamiento a presión pueden clasificarse en 4 tipos [14]:

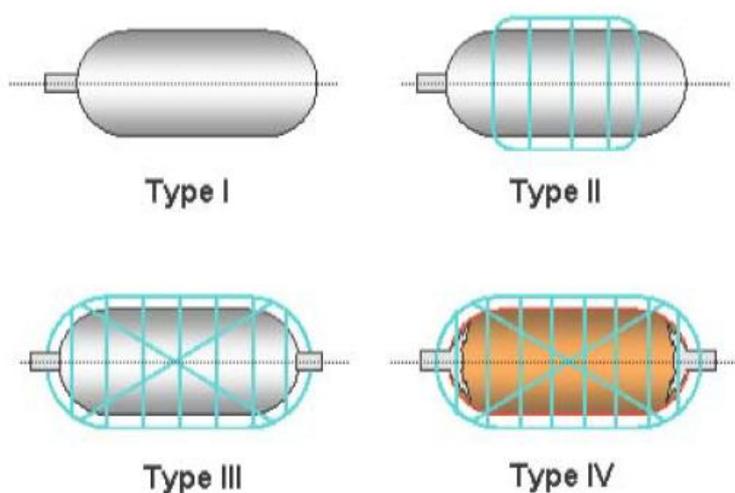


Figura 1.17: Esquema de los cuatro tipos de depósitos de almacenamiento de hidrógeno a presión.

El tipo 1 consiste en un depósito convencional de acero a 200 bar y una densidad entre 1-1,5 kg/l. El tipo 2 trata de disminuir el peso del sistema, el cual está formado por depósitos de aluminio u otro material metálico inoxidable embobinado circunferencialmente con fibra de carbono para soportar presiones de 350 bar y una densidad entre 0,65-1,3 kg/l. El tipo 3 busca disminuir los problemas de corrosión y fugas, su composición es similar al tipo 2, sólo que el embobinado en fibra de carbono es completo, lo que reduce la cantidad de metal necesaria logrando densidades de 0,3-0,45 kg/l. Finalmente, el tipo 4 aumenta la seguridad, el número de ciclos de carga y disminuye el coste, al estar constituido por polímeros totalmente embobinados con fibra de carbono, lo que permite elevar la presión hasta 700 bar y una densidad de 0,3-0,45 kg/l.

Una alternativa para aplicaciones de automoción consiste en el almacenamiento en microesferas de vidrio, en el cual se aprovecha la permeabilidad del hidrógeno a alta presión, insertándose en los huecos de microesferas de vidrio a 300 °C. Una vez cargado el sistema, éste se enfría de forma que el gas queda retenido dentro de las esferas [15].

El coste actual de un prototipo para 5 kg de hidrógeno a 700 bar ronda los 15.000 €, aunque se estima que con un sistema de alta producción, es decir mediante la economía de escala, se podría producir a 2.000 €. Sin embargo, el objetivo establecido por el DOE en el año 2010 fue de 600 € [16], que sigue estando por encima del precio actual de un depósito de gasolina estándar, 110 €.

El desarrollo futuro de este tipo de dispositivos pasa por una disminución del peso total del sistema, aumentando la eficiencia en volumen. También sería útil obtener formas adaptables para mejorar la integración en los vehículos, así como la disminución del coste de producción. Por último, aunque los depósitos poseen un sistema de seguridad bueno, es necesaria su evolución y mejora, debido a que el hidrógeno fuga rápidamente a 700 bar.

1.3.2-Almacenamiento como líquido criogénico

El hidrógeno puede almacenarse en forma criogénica a -253 °C, es decir 20 K, que tiene como ventaja su mayor densidad energética respecto al almacenamiento gaseoso, 8,495 MJ/l, aunque sigue siendo inferior a la densidad energética de los combustibles fósiles líquidos.

Para llevar a cabo el proceso de licuefacción, se comprime el gas a temperatura ambiente, se enfría en un intercambiador de calor, y pasa por una válvula de estrangulación donde se expande a entalpía constante, generando hidrógeno líquido que se extrae del proceso y se recircula el gas. Este proceso se conoce como ciclo Linde o de expansión Joule-Thomson. En el proceso de licuefacción se consume aproximadamente entre el 30-40 % del PCI del hidrógeno, muy superior al 5-20 % necesario para comprimir hidrógeno a 700 bar. Según el DOE [16], estos requerimientos energéticos

no deberían superar el 4 % para el almacenamiento en forma de gas y el 10 % para el almacenamiento criogénico.

Una vez generado, para almacenar hidrógeno líquido se debe minimizar la transferencia de calor del depósito, mediante capas de aislamiento de fibra de vidrio o polímeros intercaladas con cámaras de vacío o incluso con nitrógeno líquido, lo que incrementa el peso y volumen del almacenamiento.

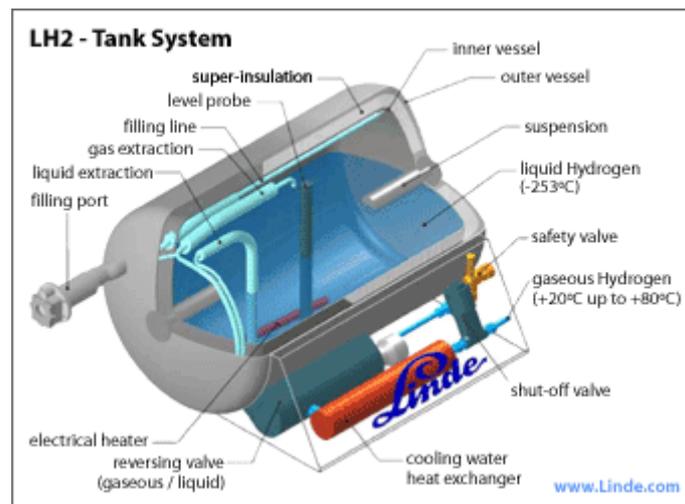


Figura 1.18: Tanque de hidrógeno líquido.

Esta tecnología es relativamente madura, aunque muy compleja. Un problema de este tipo de almacenamiento es el efecto boil-off, por el que parte del hidrógeno líquido se evapora y se transforma en gas, lo que supone unas pérdidas del 2-5 %. Además, el mantenimiento del hidrógeno en el depósito supone un aporte del 1-2 % diario de la energía almacenada. Por ello, su aplicación sólo tiene sentido en grandes plantas estacionarias de generación y en transporte, gracias a que los depósitos pueden llegar a adaptarse a otras formas.

Actualmente se está estudiando el concepto de depósito híbrido combinando el almacenamiento como gas a alta presión y el almacenamiento criogénico. Estos recipientes son más ligeros que los hidruros y más compactos que los depósitos a alta presión y a temperatura ambiente. Esto se debe a que las temperaturas necesarias no son tan bajas como las necesarias para disponer de hidrógeno líquido, además se requiere menos energía para el proceso de licuefacción y existen menos pérdidas por el efecto de evaporación del líquido [17]. A diferencia del almacenamiento criogénico, una vez almacenado en forma líquida se deja que el hidrógeno se caliente elevándose la presión hasta 350 bar. Esta tecnología presenta interesantes ventajas en cuanto a costes respecto al resto de tecnologías de almacenamiento, además de lograrse autonomías en vehículos superiores a 1000 km, con un precio de 0,12 \$/milla incluido el precio del combustible, bastante cercano al coste de los de gasolina convencionales que está entre 0,05 y 0,07 \$/milla [18].

1.3.3-Almacenamiento en forma sólida

El almacenamiento de hidrógeno en forma sólida, es decir, mediante procesos de adsorción o absorción en la que la molécula de hidrógeno pasa a formar parte de otra sustancia, se encuentra hoy en día en fase de desarrollo. Comparado con los otros tipos de almacenamiento, es capaz de almacenar la misma cantidad de hidrógeno en un menor volumen a menores presiones y con un consumo menor de energía. El hidrógeno almacenado en fase sólida es potencialmente seguro y eficiente tanto para aplicaciones estacionarias como para el transporte. Existen varios tipos de almacenamiento de hidrógeno en fase sólida:

- **Materiales basados en carbono**

Estructuras con base de carbono son capaces de adsorber hidrógeno, entre las que se encuentran los nanotubos y nanofibras de grafito. Esta tecnología permite una elevada densidad de almacenamiento de hidrógeno, además de ser tecnologías muy ligeras. Pueden resultar baratas en función de su producción, estando actualmente en fase de investigación y desarrollo.

- **Hidruros metálicos**

Los hidruros metálicos se basan en aleaciones metálicas que absorben hidrógeno gaseoso. A través de una reacción química se forman compuestos sólidos metálicos liberando calor. De modo inverso, el hidrógeno se libera cuando se aplica calor. Actualmente comienza a estar disponible el almacenamiento de hidrógeno mediante esta tecnología. Tiene las ventajas de que se trata de un sistema muy seguro ya que el hidrógeno se almacena sobre el sólido y su forma se puede adaptar a las necesidades de cada aplicación. Por contra, el peso del sistema es elevado, los metales pueden degradarse con el tiempo, se trata de una tecnología muy cara, y el llenado de depósitos requiere sistemas auxiliares de refrigeración debido a la reacción de absorción. Se pueden distinguir los hidruros metálicos convencionales como el LaNi_5 y el TiFe , y los hidruros metálicos ligeros como el Mg .

- **Hidruros químicos**

Existen reacciones de formación de hidruros mediante absorción reversibles como el NaAlH_4 o el NaBH_4 . Son sistemas compactos de reducido tamaño, pero plantean problemas de manipulación de residuos e infraestructura necesaria.

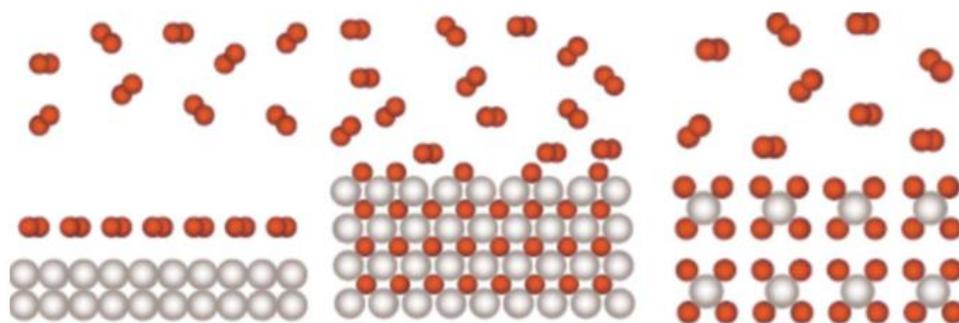


Figura 1.19: Almacenamiento de hidrógeno sólido: adsorción, hidruros metálicos e hidruros químicos.

1.3.4-Comparación de los sistemas de almacenamiento

El hidrógeno en forma de gas comprimido es la tecnología más desarrollada y de menor coste, pero posee una baja densidad energética y precisa de altas presiones de almacenamiento. El hidrógeno líquido tiene una alta densidad energética, pero debido a las bajas temperaturas de trabajo son necesarios materiales caros, además del alto coste energético para obtenerlo. El hidrógeno en forma sólida es una tecnología prometedora que se encuentra en desarrollo. Puede almacenar grandes cantidades de hidrógeno a bajas presiones, a costa del aumento del peso del sistema.

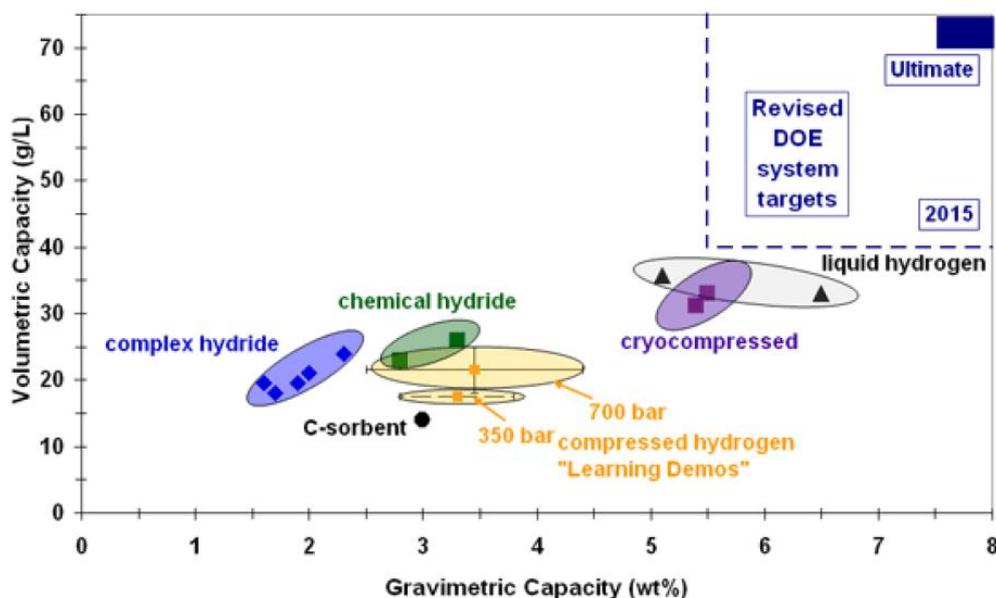


Figura 1.20: Comparativa de los distintos métodos de almacenamiento en función de su capacidad gravimétrica y volumétrica [17].

En la figura anterior se observa la comparativa de los distintos métodos de almacenamiento de hidrógeno en función de su capacidad gravimétrica y volumétrica. Como se puede apreciar, el almacenamiento criogénico tiene las mejores cifras, aunque aquí no se ha tenido en cuenta aspectos como la seguridad o el coste del almacenamiento. El objetivo establecido por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) para aplicaciones de automoción es almacenar 5 kg de hidrógeno, que equivale a una autonomía de 500 km en un vehículo de pila de hidrógeno, con una densidad de almacenamiento de 60 g/l.

Tecnologías de almacenamiento	Peso (kWh/kg)	Volumen (kWh/l)	Coste (\$/kWh)
Hidruros químicos	1,6	1,4	8
Hidruros metálicos	0,8	0,6	16
Hidrógeno líquido	2,0	1,6	6
Hidrógeno comprimido (70 MPa)	1,9	1,3	16
Objetivos DOE (2015)	3,0	2,7	2

Tabla 1.2: Estado actual de varias tecnologías de almacenamiento de hidrógeno [16].

En la tabla anterior se muestra el estado actual de varias tecnologías de almacenamiento en cuanto a peso, volumen y coste. Como se puede observar, se deben llevar a cabo mejoras sustanciales para alcanzar los objetivos de rendimiento y seguridad establecidos, además de continuar con la disminución de peso, volumen y coste de estos sistemas, en especial para su aplicación en la automoción.

1.3.5-Almacenamiento energético de hidrógeno vs baterías

De gran interés resulta la comparación de diferentes tecnologías en términos de almacenamiento de energía y capacidad de manejo de potencia, como se muestra en la gráfica Ragone [19]. Las líneas continuas muestran el estado actual de las tecnologías y la discontinua el desarrollo futuro. Las líneas inclinadas indican la proporción entre la densidad de potencia y la densidad de energía, que permite informar sobre sus tiempos relativos de carga/descarga.

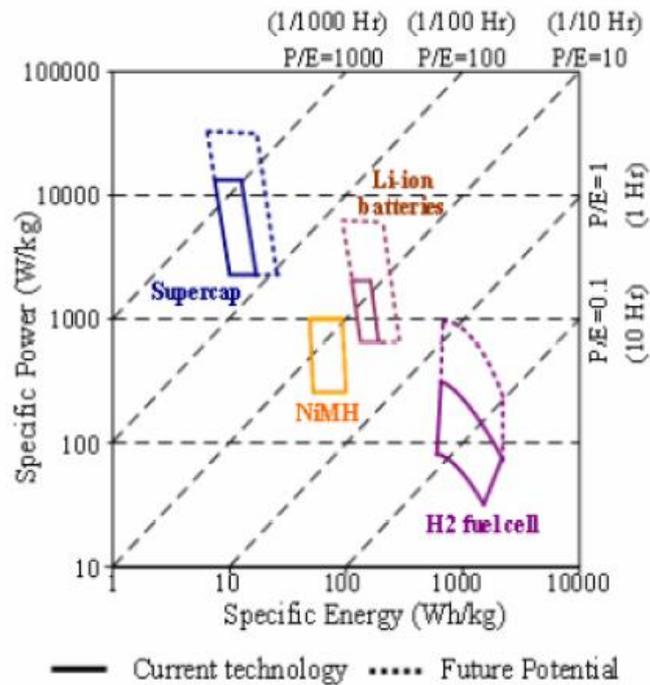


Figura 1.21: Gráfica Ragone de distintos métodos de almacenamiento de energía.

Los condensadores de alta capacidad o supercondensadores pueden dar mucha potencia y cargarse en pocos segundos, pero tienen una capacidad limitada de almacenamiento de energía. Por otro lado, las baterías de litio pueden almacenar 10-30 kWh con ciclos de carga y descarga de 10-20 minutos, pudiendo proporcionar mucha potencia en pocos segundos como los condensadores pero con mayores pérdidas.

Las pilas de combustible que emplean hidrógeno tienen una elevada densidad de energía, debido a las características del gas y puede generar una elevada potencia durante largos periodos de tiempo, pero tiene una respuesta dinámica pobre debido a la velocidad de las reacciones electroquímicas internas. Por lo tanto ninguna de estas tecnologías cumple por sí sola las necesidades de los vehículos de propulsión eléctrica. Teniendo en cuenta la necesidad de gran autonomía, repostaje rápido y la capacidad de hacer frente a los cambios rápidos en la demanda de potencia, y la capacidad de aprovechar la energía del frenado, la combinación de pilas de combustible y supercondensadores/baterías obtiene ventaja frente a otras tecnologías y consiguen mejores rendimientos que los que tienen los sistemas con motores de combustión interna.

A continuación, se muestra una tabla que resume el estado del arte del almacenamiento energético en baterías [20]:

	Pb-ácido	Ni-MH	Ni-Cd	Li-Po	Li-Fe
Energía específica (Wh/kg)	34	63,5	40	140	100
Densidad energética (Wh/l)	92	223	95	243	171
Potencia específica (W/kg)	1720	161	123	1950	3000
Rendimiento (%)	80	70	75	99	90
Ciclo de vida (nº de ciclos)	300	1500	500	1500	2500
Coste (€/kWh)	150	325	300	300	450

Tabla 1.3: Estado del arte de las baterías.

En términos de almacenamiento energético, el hidrógeno es capaz de alcanzar una energía específica hasta 20 veces mayor, una densidad energética 7,5 veces mayor con un coste 33 veces menor comparado con el almacenamiento en baterías. Si bien el rendimiento de licuefacción del hidrógeno se sitúa en 60-70 %, el hidrógeno comprimido a 700 bar tiene un rendimiento del 81-88 %, superior a la eficiencia de la mayoría de las baterías.

La comparación anterior se limita únicamente al estado de almacenamiento energético. Si se tiene en cuenta el coste y rendimiento del proceso de generación de hidrógeno y su posterior transformación en electricidad mediante una pila de combustible, el rendimiento del proceso puede caer hasta el 35 % y el coste aumentaría proporcionalmente, debido a que para obtener un kWh eléctrico final habría que generar el triple de energía en forma de hidrógeno.

Por tanto, la elección de un sistema u otro para el almacenamiento energético depende de su aplicación, especialmente de la cantidad de energía que se necesite almacenar. Las baterías son más adecuadas para menores cantidades de energía, mientras que almacenar energía en forma de hidrógeno lo será para almacenar grandes cantidades de energía.

1.4-Vehículos eléctricos

Para lograr el objetivo de reducir en un 80 % los gases de efecto invernadero por debajo de los niveles de 1990, y eliminar la dependencia energética, la mayor parte de los vehículos deben convertirse a la propulsión eléctrica. La propulsión eléctrica se puede lograr por medio de baterías, o mediante una combinación de baterías (o supercondensadores) y pilas de combustible. Una característica común en los vehículos eléctricos es el aprovechamiento de la energía de frenada, que se utiliza para cargar las baterías, haciendo más eficiente el vehículo, especialmente al conducir por ciudad.

1.4.1-Tipos de vehículos eléctricos

El primer paso hacia una flota de propulsión eléctrica ya se está llevando a cabo mediante los vehículos eléctricos híbridos (HEVs), que combinan un motor eléctrico y un motor de combustión interna convencional. En función de su principio de funcionamiento pueden ser híbridos en serie, híbridos en paralelo, o de configuración combinada. Los híbridos en serie no tienen conexión mecánica directa entre el motor alternativo de combustión interna (MACI) y las ruedas, ya que éste acciona un generador eléctrico que alimenta el motor eléctrico de tracción. Las baterías actúan como acumuladores de exceso de energía, y cuando están completamente cargadas permiten la desconexión del MACI. En la configuración en paralelo tanto el motor de combustión como el eléctrico impulsan el vehículo, y en la configuración combinada el MACI contribuye tanto a la carga de las baterías como a la propulsión del vehículo.

Una variante de los anteriores son los vehículos híbridos enchufables (PHEVs), los cuales están adaptados además para la recarga de las baterías a través de la red eléctrica, permitiendo un funcionamiento más prolongado en modo eléctrico.

Los vehículos eléctricos puros con baterías (BEVs) utilizan un motor eléctrico alimentado por un conjunto de baterías, en lugar de un motor de combustión interna alimentado por un combustible. Debido a la baja densidad de energía específica de las baterías, la autonomía de este tipo de vehículos es limitada, en torno a 100 km por recarga. No obstante, los últimos desarrollos de las baterías Li-Ion están relanzando el concepto de los vehículos eléctricos de batería, en concreto la marca Tesla ha logrado crear coches de más de 300 km de autonomía, y está tratando de eliminar la desventaja del tiempo de recarga mediante estaciones de cambio de baterías [21].

Por último están los vehículos de pila de combustible (FCEVs). El hidrógeno como combustible puede aplicarse de dos formas totalmente distintas: para generar electricidad mediante una pila de combustible, o quemarse en motores de combustión interna para generar energía mecánica. En ambas aplicaciones, el hidrógeno se combina con el oxígeno del aire para generar agua, lo que supone grandes beneficios medioambientales.

En los vehículos de pila de combustible se genera electricidad mediante la combinación electroquímica del hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno puede ir almacenado en un depósito, o puede ser generado in situ mediante un reformador a bordo a partir de otro combustible. Sin embargo, hoy en día los costes de esta tecnología son prohibitivos, aunque se espera que con el desarrollo de la misma pueda imponerse frente a los motores de combustión interna alimentados con hidrógeno gracias a su mayor eficiencia.

Los motores de combustión interna alimentados con hidrógeno son más eficientes que los motores de gasolina convencionales, y puede servir como puente de unión entre la tecnología actual y los futuros FCEVs, ya que mediante una tecnología sobradamente

desarrollada como son los MACI, se podría establecer una elevada demanda de hidrógeno, que junto al desarrollo de la infraestructura para su suministro, permitiría implantar a largo plazo los vehículos de pila de hidrógeno.

Nuevos sistemas de propulsión	Ventajas (+) e inconvenientes (-)
Sistemas convencionales (motores de combustión interna)	<ul style="list-style-type: none"> + Coste muy competitivo + Desarrollo tecnológico muy elevado: alta fiabilidad + Amplia red de suministro + Autonomía y prestaciones - Necesidad de modificaciones para utilizar combustibles alternativos - Menor eficiencia que otros sistemas de propulsión (como híbridos, eléctricos, pila de combustible...)
Vehículos híbridos	<ul style="list-style-type: none"> + Reducción del consumo, de las emisiones contaminantes y de las emisiones de CO₂ + Recuperación de energía en retenciones y frenadas + Mayor autonomía que un vehículo eléctrico simple + Mejor funcionamiento en recorridos cortos que un vehículo convencional. Consumo muy inferior en recorridos cortos + El motor térmico tiene una potencia más ajustada al uso habitual del vehículo - Mayor peso que un coche convencional - Mayor complejidad - Escasa oferta de fabricantes - Precio de adquisición elevado
Vehículos eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> + Emisiones locales nulas + Apenas emiten ruido + Pueden recuperar parte de la energía cinética en retenciones y frenadas - Autonomía reducida limitada por la capacidad de la batería - Escasa oferta de vehículos - Altos costes iniciales de los vehículos - Se requiere una infraestructura de suministro de electricidad
Vehículos impulsados por pila de combustible	<ul style="list-style-type: none"> + Emisiones locales nulas + Gran eficiencia de las pilas de combustible - Oferta de vehículos limitada a prototipos - Necesidad de estaciones de reabastecimiento - Precio elevado de las pilas de combustible - Tecnología de almacenamiento del hidrógeno compleja

Tabla 1.4: Ventajas e inconvenientes de los distintos sistemas de propulsión [22].

En las siguientes tablas se comparan 4 tipos de vehículos en varios términos. Los modelos seleccionados son vehículos representativos dentro de su clase, siendo los más avanzados en cuanto a tecnología [23].

	ICE (VW GOLF 1.4TSI)	Hybrid (Toyota Prius III)	BEV (Nissan Leaf)	FCEV (Honda FCX Clarity)
Power supply	IC engine	ICE, electric motor	Battery and electric motor	PEM fuel cells and electric motor
Fuel	Petrol, diesel and alternative fuel	Petrol/diesel as main fuel	'Electricity'	Hydrogen
Top speed (mph)	124	112	94	100
Acceleration (s)	9.5	10.4	7	10
Range (miles)	552	716	73-109	240
Purchasing price	\$29,400	\$33,400	\$41,250 (including \$8,000 government incentive)	\$80,000 (estimated)
Running fuel price (per mile)	\$0.22	\$0.14	From \$0.02	From \$0.07
Fuel economy (mpg or mpg equivalent)	45.6	72.4	99	81
Tailpipe CO ₂ Emission (g/km)	144	89	0	0

Tabla 1.5: Comparación de las especificaciones de los vehículos desde la perspectiva del cliente.

Como se muestra, el coche eléctrico cuenta actualmente con más ventaja respecto al vehículo de hidrógeno en el mercado mundial, principalmente gracias a su bajo coste por kilómetro recorrido y el precio del vehículo. Aunque por contra, la autonomía sigue siendo su gran hándicap.

Para competir con los vehículos convencionales en términos de densidad energética útil, y que se logre ofrecer una autonomía similar, las baterías necesitan aumentar 5 veces la capacidad actual, mientras que el hidrógeno sólo necesita una mejora del 30 %. El hidrógeno tiene mayor potencial para conseguir este objetivo gracias al desarrollo de los tanques de almacenamiento de hidrógeno crio-comprimido. Las baterías necesitarían alcanzar 666 Wh/kg, lo que es bastante improbable lograr mediante baterías de Li-ion, cuyo desarrollo ya se ha optimizado hasta sus límites prácticos [24]. Otras alternativas de baterías de litio, como litio-metal, litio-azufre o litio-aire están desarrollándose actualmente, llegando a niveles de energía específica de casi 500 Wh/kg [25].

	Conventional	Hybrid	Hydrogen	Battery
Reference vehicle	Volkswagen Golf VI	Toyota Prius III	Honda FCX Clarity	Nissan Leaf
Fuel weight (kg)	40.8	33.3	4.1	17.1 ^a
Storage capacity (kWh)	500	409	137	24
Specific energy (Wh primary/kg fuel)	12,264	12,264	33,320	140 ^a
Storage system weight (kg)	48	40	93	300 ^b
Specific energy (Wh primary/kg of storage)	10,408	10,261	1,469	80
Net power (kW)	90	100	100	80
Power plant and auxiliary weight (kg)	233	253	222	100
Specific energy (Wh primary/kg total equipment)	1,782	1,398	315	60
Average conversion efficiency	21%	35%	60%	92%
Effective storage capacity (kWh usable)	105.0	143.1	82.0	22.1
Specific energy (Wh usable/kg total equipment)	374	489	260	55

^a Bare laminated lithium-ion cells.

^b Including battery management and cooling systems.

Tabla 1.6: Comparativa del sistema de almacenamiento en vehículos.

1.4.2-Vehículos con pila de combustible

La mayoría de fabricantes de vehículos cuentan con programas de investigación y desarrollo enfocado hacia los vehículos propulsados con pila de hidrógeno. Esta tecnología ha progresado en la última década en cuanto a reducción de costes y el aumento de la vida útil. Sin embargo, la reducción de costes debe continuar a la baja, principalmente en la producción de pilas de hidrógeno, se deben mejorar los sistemas de

almacenamiento, así como el desarrollo de una infraestructura de abastecimiento de hidrógeno, en especial de hidrógeno producido a partir de fuentes renovables. Por otra parte, la sociedad debe concienciarse con respecto al hidrógeno y sus tecnologías a través de una mayor divulgación y educación. Por último, las normas de seguridad y los estándares de producción deben ser revisados para reflejar la situación actual.

Las pilas de combustible utilizadas en aplicaciones de transporte son de tipo PEM. Para estas aplicaciones, es necesario que la pila se combine con un sistema alternativo de almacenamiento de energía, normalmente baterías, para que la pila proporcione la energía primaria y la batería absorba los picos de potencia.

En la actualidad no existe aún a nivel mundial un mercado consolidado de hidrógeno, y el desarrollo de vehículos con pila de combustible está limitado a prototipos, aunque existen algunos modelos comerciales de baterías de hidrógeno para el sector del transporte [26].

<i>Fabricante</i>	<i>Nombre del producto</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potencia generada</i>
Ballard	FCvelocity-HD6	PEM	75 y 150 kW
Hydrogenics	Hypm HD Modules	PEM	4,8,12,16,33 y 100 kW
Nuvera	Andromeda Fuel Cell Stack	PEM	100 kW
	HDL-82 Power Module	PEM	82 kW
UTC Power	PureMotion 120	PEM	120 kw

Tabla 1.7: Pilas de combustible comerciales para el sector del transporte.

Respecto a las características técnicas, las pilas deben desarrollarse según ciertas consideraciones, como la dinámica de entrega de potencia, el tiempo de arranque en frío, vida útil, rango de humedad y temperatura de operación, eficiencia total incluyendo dispositivos auxiliares, precio, peso, sistema de refrigeración, comportamiento para aplicaciones no estacionarias como por ejemplo los cambios de temperatura ambiente o las vibraciones, y la resistencia a impactos.

La perspectiva de futuro de estos vehículos es aún incierta y no se espera una revolución a corto o medio plazo. Hasta el año 2030 se espera que los combustibles fósiles combinados con técnicas de captura y almacenamiento de CO₂ siga siendo la fuente dominante de energía para la producción de hidrógeno. Paulatinamente, el hidrógeno obtenido a partir de fuentes renovables de energía irá penetrando en el mercado. La infraestructura de suministro de hidrógeno se desarrollará tanto en generación a gran escala centralizada como en la generación distribuida en el punto de consumo. La introducción de los vehículos de pila de combustible en el mercado depende en gran medida de los éxitos que se logren en la reducción de costes del sistema de propulsión, y en menor medida del precio de producción, suministro y almacenamiento. El aumento del precio del petróleo junto con las políticas ambientales y las ventajas fiscales jugarán un papel decisivo en la penetración del hidrógeno como alternativa energética.

Por lo tanto, actualmente, existe una gran incertidumbre sobre el ritmo de incorporación al mercado de hidrógeno, lo que repercute negativamente en las fuertes inversiones necesarias para su incorporación al uso generalizado.

Hay estudios que han comparado el uso directo de hidrógeno con el de aquellos que llevan un reformador de metanol a bordo del vehículo. El uso directo de hidrógeno tiene la clara ventaja de que el único subproducto generado es agua (aparte de calor), mientras que los de metanol reformado tienen la ventaja de tener un mejor sistema de almacenamiento. Sin embargo, existen muchas pérdidas asociadas al reformador por lo que su eficiencia es menor y el coste del combustible mayor. Por lo tanto, los vehículos que usan directamente hidrógeno son más adecuados desde el punto de vista del rendimiento y funcionamiento [27].

1.4.3-Comparativa entre el FCEV y el BEV

Los vehículos de combustión interna no pueden alcanzar los objetivos de reducción de emisiones, incluso si se alimentan con biocombustibles. Por tanto existen dos opciones para el futuro de los vehículos: baterías y pilas de hidrógeno.

Los vehículos de pila de combustible tienen ventajas sobre los de baterías en términos de coste de almacenamiento y tiempo de repostaje, ya que se puede recargar un coche con hidrógeno en menos de 5 minutos, mientras que el cambio de baterías podría tardar entre 10-20 minutos, y la recarga de las mismas horas. Además, la infraestructura logística de los FCEVs requiere menos espacio, ya que no hacen falta espacios para cambios de baterías o cargadores. Por lo tanto, la expansión de la flota de FCEVs sólo requeriría dispensadores adicionales y donde fuese necesario mejorar las unidades de almacenamiento y compresión [10].

Las baterías de Litio-ion que se usan actualmente en los BEVs son demasiado pesadas y ocupan demasiado volumen para utilizarse en grandes vehículos que recorran largas distancias. En principio, se pueden añadir más baterías para incrementar la autonomía del vehículo, pero este aumento de masa y volumen no crece linealmente con la autonomía del vehículo, proceso conocido como composición de masas. Por ejemplo, para doblar el rango de un BEV de 161 km a 322 km se requeriría añadir 800 kg de baterías. Pero para aguantar este peso se debería aumentar la estructura del chasis, añadir frenos y suspensión más grandes, y se necesitarían motores más potentes para impulsar todo el peso añadido. Finalmente, habría que añadir más baterías para contrarrestar el aumento de peso y lograr la autonomía deseada, lo que implica un proceso iterativo retroalimentado [28]. Como se muestra en un estudio sobre la composición de masas sobre 32 vehículos, añadir 100 kg de baterías requiere un aumento adicional de 59,8 kg, que requeriría un aumento mayor del peso de las baterías para lograr la autonomía deseada [29].

La masa de un vehículo eléctrico está limitada por la energía específica del sistema de almacenamiento. Durante los últimos años, se ha mejorado mucho la tecnología de almacenamiento en baterías, pero dista bastante del almacenamiento energético en forma de hidrógeno, en el que se incluye los tanques de almacenamiento, el sistema de pila de combustible, y una batería para absorber picos de potencia. Además, hay que tener en cuenta que la energía específica útil disminuye bastante en las baterías, ya que normalmente sólo pueden emplear el 70-80 % de la energía almacenada debido al SOC. Dentro de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, se puede observar que almacenar a 700 bar requiere más material para soportar la presión, por lo que los depósitos de 350 bar tienen mayor energía específica.

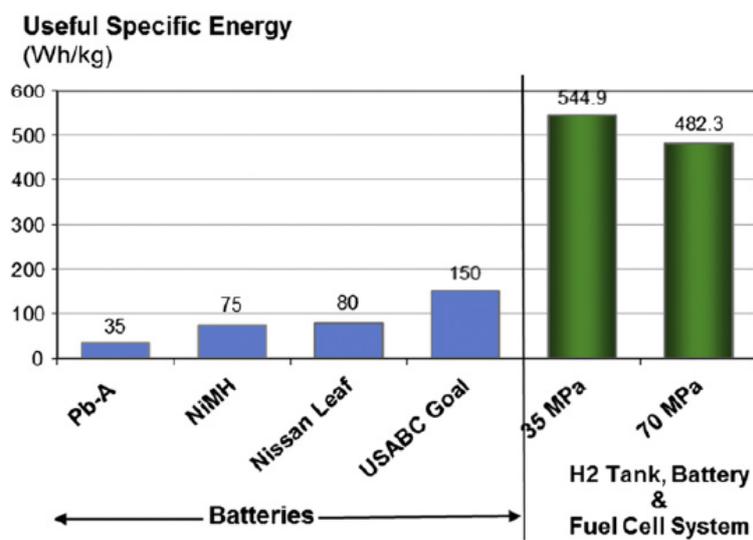


Figura 1.22: Energía específica de baterías comparada con sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

La densidad energética del sistema de almacenamiento determina cuanto espacio se necesita en el vehículo para obtener la autonomía deseada. En este sentido la brecha entre hidrógeno y baterías no es tan abrupta, pero el primero sigue siendo algo superior. Sin embargo, ya que el sistema de baterías tiene menor energía específica, será más pesado que el sistema de hidrógeno y tendrá que almacenar más energía para una autonomía dada, por lo que el volumen final en baterías será mucho más grande incluso si los dos sistemas tuviesen la misma densidad energética.

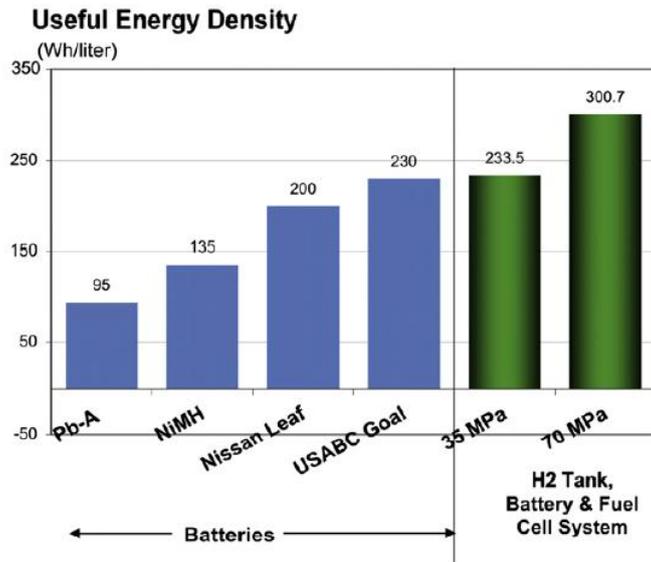


Figura 1.23: Densidad energética de baterías comparada con sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

La energía almacenada en las baterías se puede comparar con el hidrógeno comprimido en tanques por unidad de masa con respecto a la autonomía. El aumento de la masa del vehículo de hidrógeno es insignificante ya que para ampliar la autonomía del vehículo los depósitos aumentan muy poco el tamaño y peso, mientras que en el caso de las baterías la masa aumenta significativamente [30].

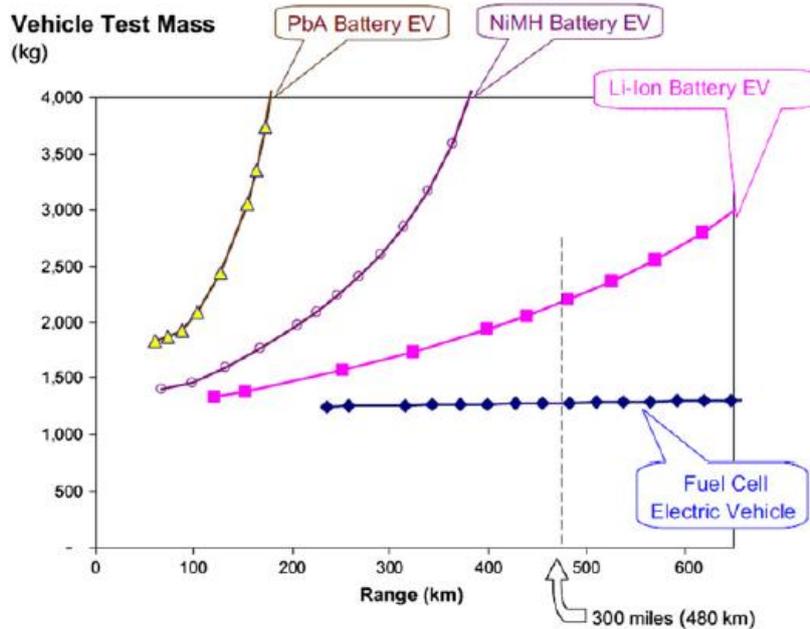


Figura 1.24: Masa del FCEV y BEV en función de la autonomía.

Lo mismo ocurre si se compara el volumen del vehículo en función de la autonomía, ya que un BEV con elevada autonomía necesita más almacenamiento de energía a bordo para viajar una distancia dada, necesitando más espacio en el vehículo.

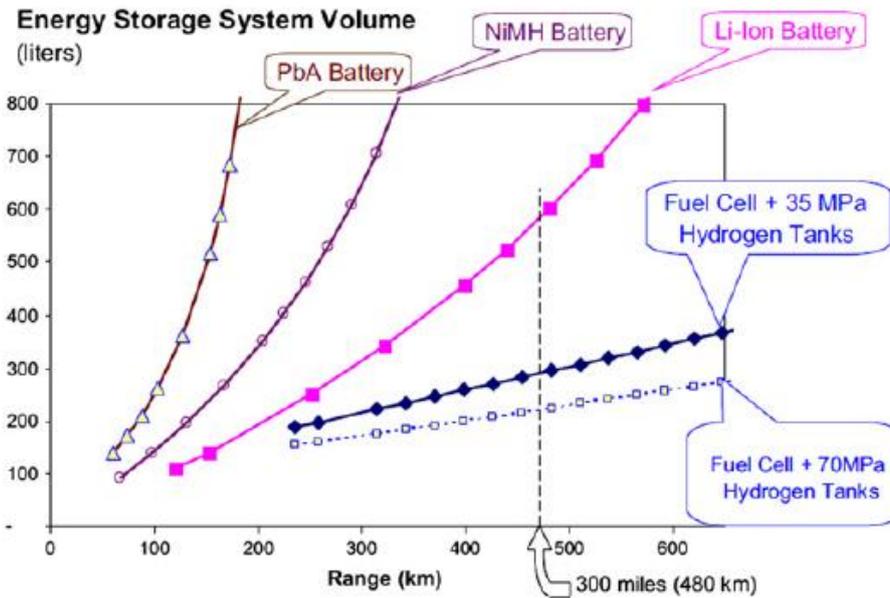


Figura 1.25: Volumen del sistema de almacenamiento del FCEV y BEV en función de la autonomía.

Una de las principales consideraciones en el debate entre los FCEVs y los BEVs es el uso de energía primaria requerido para una distancia de transporte dada. Este factor engloba la eficiencia del proceso desde el pozo a la rueda (well-to-wheel). Cuanto mayor es la eficiencia, menor es la cantidad de energía primaria requerida. En caso de que la energía primaria sea gas natural, los FCEVs requieren menos energía primaria que los BEVs para autonomías superiores a 180 km. Sin embargo, los BEVs tienen mejor rendimiento cuando la energía primaria proviene de fuentes renovables que generan directamente electricidad, como es el caso de la eólica o la fotovoltaica [30].

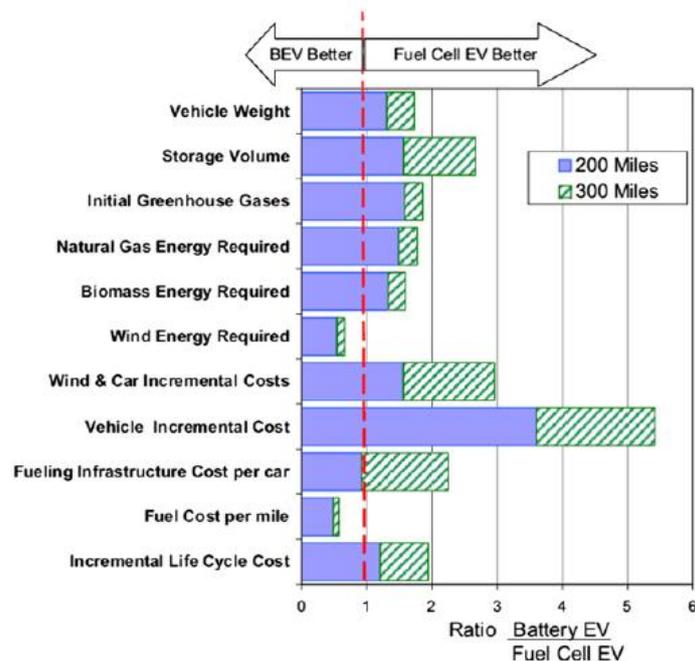


Figura 1.26: Ratio entre las características del BEV y el FCEV para una autonomía de 320 km y 480 km.

En la figura anterior se comparan ambas tecnologías, asumiendo un promedio del mix de la red eléctrica de EEUU y que el hidrógeno se obtiene a partir de gas natural. Las ventajas que ofrece el FCEV son mayores conforme la autonomía del vehículo aumenta, superando en casi todos los aspectos al BEV. Sin embargo, el vehículo de baterías supera al de hidrógeno en cuanto al requerimiento de energía renovable primaria y al coste por kilómetro. Por lo tanto, ninguna de las dos tecnologías es en definitiva mejor que la otra, lo que da lugar a que en un futuro lleguen a coexistir [31].

Debido a la masa y volumen requeridos por un sistema de almacenamiento de baterías, los BEVs están limitados a pequeños vehículos que recorran distancias cortas, como los que actualmente se comercializan. Se estima que en EEUU, los BEVs podrían sustituir hasta el 39,6 % de los vehículos, los cuales consumen el 24,9 % de la gasolina de toda la flota de vehículos, por lo que la reducción del consumo en combustibles fósiles sólo supondría el 24,4 % .Los FCEVs son capaces de alcanzar la autonomía y el tiempo de repostaje de los coches convencionales, por lo que podrían reemplazar a la mayoría de vehículos y por tanto se podría reducir el consumo de combustibles fósiles en prácticamente su totalidad [28].

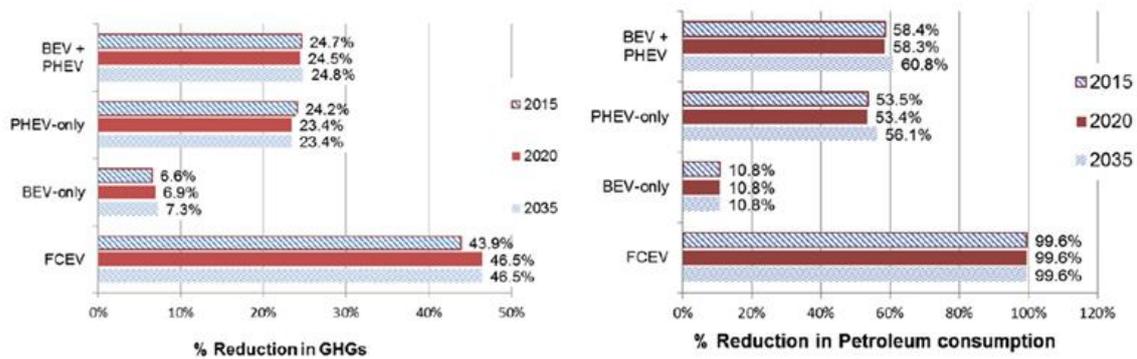


Figura 1.27: Reducción de emisiones y consumo de petróleo para 4 escenarios [28].

Por lo tanto, de cara a la reducción del 80 % respecto a los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero de 1990, los BEVs no serán capaces de lograrlo hasta que se desarrollen baterías de mucha mayor energía específica y que la generación de electricidad de red no emita gases de efecto invernadero. Por otro lado, si todos los vehículos funcionasen con pila de hidrógeno las emisiones se reducirían inmediatamente en más del 40 %, incluso si todo el hidrógeno se produjese a partir de reformado de gas natural. Una reducción mayor supondría el aprovechamiento de gases de vertederos o aguas residuales mediante digestores anaerobios, o finalmente mediante electrólisis utilizando electricidad renovable.

2-Pilas de combustible

Las pilas de combustible son unos dispositivos electroquímicos que convierten directamente la energía química de un combustible en electricidad. A diferencia de las baterías, que son dispositivos de almacenamiento de energía, las pilas de combustible proporcionan energía de manera continua mientras se mantenga el suministro de reactivos.

En las pilas que utilizan hidrógeno como combustible y oxígeno como oxidante los únicos subproductos son el calor y el agua generados en las reacciones electroquímicas. Además al no existir combustión y carecer de partes móviles, las pilas de combustibles son muy eficientes y respetuosas con el medio ambiente.

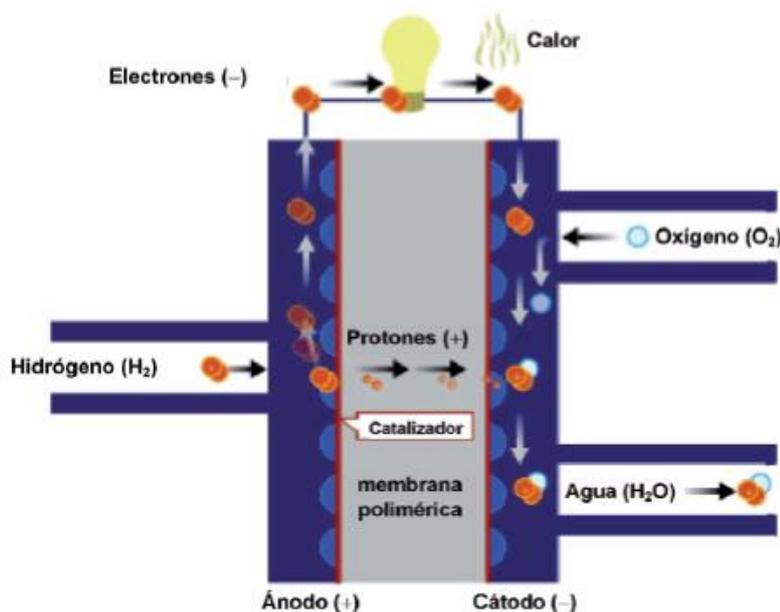


Figura 2.1: Esquema simplificado del funcionamiento de una pila de combustible.

Gracias a estas características, estos dispositivos se han convertido en serios candidatos para sustituir a los motores de combustión interna, sobre todo gracias a su baja temperatura de trabajo lo cual reduce las pérdidas por calor. También se está extendiendo su uso en aplicaciones de generación remota de energía, sustituyendo a las baterías convencionales.

Existen diferentes clases de pilas de combustible según el tipo de electrolito utilizado, ya sea sólido o líquido. La naturaleza del electrolito les confiere diferentes pautas de funcionamiento y características, como puede ser la temperatura de operación, los gases reactantes, los materiales para su construcción, o incluso su vida útil y el área de aplicación.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de todos los tipos y sus diferentes características, las aplicaciones, y las ventajas e inconvenientes de cada uno [32]

Tipo	Electrolito	Temperatura de operación	Rango potencias	Eficiencia	Aplicaciones	Ventajas	Inconvenientes
Membrana de intercambio protónico (PEMFC)	Ácido perfluorosulfónico	40-80 °C	< 1kW - 100kW	60% en aplicaciones de transporte 35% en aplicaciones estacionarias	- Portátiles - Generación distribuida - Transporte - Vehículos especiales	- Menores problemas de corrosión - Baja temperatura - Arranque rápido	- Catalizadores caros - Sensible a las impurezas del combustible y al CO ₂ - No permite cogeneración
Alcalina (AFC)	Solución acuosa de hidróxido de potasio empapado en una matriz.	100-250 °C	10kW - 100 kW	60%	- Militares - Espaciales	- Reacción catódica rápida - Electrolito con alto rendimiento en la conducción - Componentes más baratos	- Sensible al CO ₂ del combustible - Gestión del electrolito
Ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico empapado en una matriz. (H ₃ PO ₄)	200 °C	400 kW - 100 kW	40%	- Generación distribuida	- Permite cogeneración - Aumento de la tolerancia a las impurezas del combustible	- Catalizadores caros - Arranque lento - Densidad de corriente y potencia bajas
Carbonatos fundidos (MCFC)	Solución de litio, sodio y / o carbonatos de potasio, empapado en una matriz.	650 °C	300 kW - 3 MW	65%	- Generación distribuida	- Alta eficiencia - Flexibilidad de combustible - Puede usar una variedad de catalizadores - Permite cogeneración	- Corrosión y vida reducida de los componentes por la alta temperatura - Arranque lento - Baja densidad de potencia
Óxido sólido (SOFC)	Circona estabilizada con itria ZrO ₂ -Y ₂ O ₃	1000 °C	1 kW - 2 MW	60%	- Potencia auxiliar - Generación distribuida	- Alta eficiencia - Flexibilidad de combustible - Puede usar una variedad de catalizadores - Permite cogeneración - Electrolito sólido	- Corrosión y vida reducida de los componentes por la alta temperatura - Arranque lento

Tabla 2.1: Tipos de pilas de combustible y sus características principales.

Entre todas ellas, las pilas poliméricas son actualmente la opción más prometedora debido a su alta eficiencia, densidad de corriente y baja temperatura de operación. Existen múltiples campos de aplicación, entre los que se encuentran la generación distribuida, su uso en medios de transporte o en aplicaciones portátiles.

2.1-Pilas de combustible de membrana polimérica

Las pilas de combustible de tipo PEM ofrecen una elevada densidad de potencia por unidad de peso y volumen en comparación con otros tipos de pilas. El electrolito utilizado es una membrana fabricada con un polímero sólido conductora de protones y los electrodos están compuestos por finas capas de carbón poroso que contienen platino como catalizador. Estas pilas sólo necesitan ser alimentadas con hidrógeno y oxígeno (o aire) para operar, obteniendo agua y calor como únicos subproductos.

Existen dos tipos de PEMFC según su temperatura de operación, las de baja temperatura y las de alta temperatura. En las primeras la temperatura de operación es relativamente baja (40-80 °C), lo que favorece un arranque más rápido y una durabilidad mayor de sus componentes. Sin embargo a estas temperaturas el catalizador necesario para separar los protones y los electrones debe ser un metal noble, normalmente platino, lo que aumenta considerablemente el coste global del sistema. Además el platino es extremadamente sensible al envenenamiento por CO, por lo que es necesario un pretratamiento para reducir su contenido en el combustible, incrementando el coste de operación.

El aumento de la temperatura de trabajo por encima de los 100°C facilita la reacción electroquímica, y al mismo tiempo simplifica la gestión del agua y del calor. También se abaratan costes gracias al uso de membranas híbridas basadas en una matriz polimérica con elementos dopantes, así como catalizadores con baja carga de platino. El grado de envenenamiento por CO del catalizador se reduce aumentando la vida útil de la membrana.

2.1.1-Funcionamiento

Como se ha indicado, las pilas PEM están caracterizadas por utilizar una membrana polimérica conductora de protones como electrolito, siendo ésta impermeable a los gases y a los electrones [33]. En la siguiente figura se muestra un esquema de una pila tipo PEM.

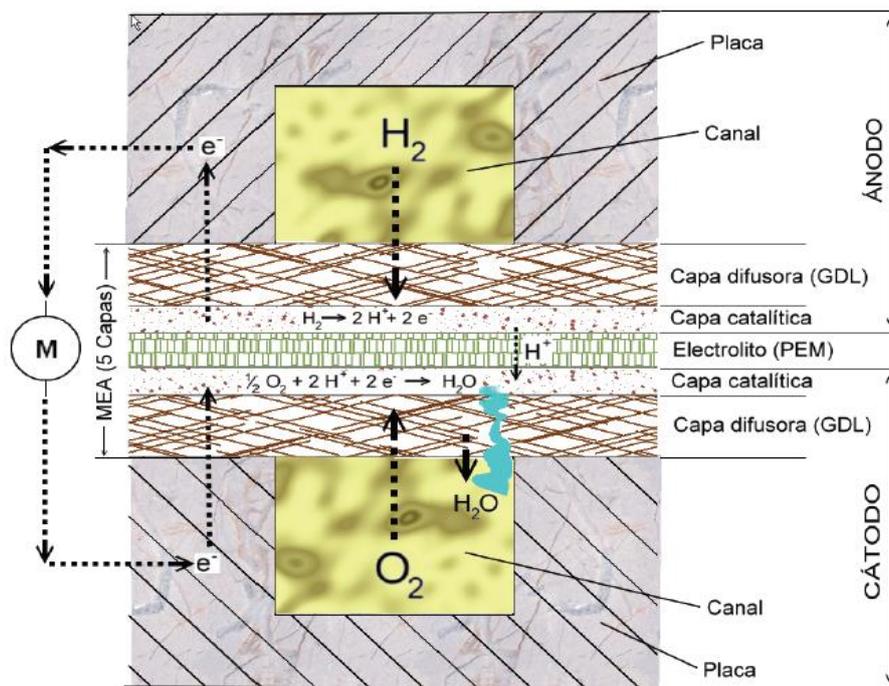


Figura 2.2: Esquema del funcionamiento y componentes de una PEMFC.

Como se puede apreciar, la pila de combustible tiene dos zonas bien diferenciadas, la anódica y la catódica, separadas por la membrana polimérica. En la zona anódica se oxida el combustible (hidrógeno) y en la zona catódica se reduce el oxidante (oxígeno). Aunque en los electrodos ocurren muchas reacciones intermedias, de forma simplificada las reacciones globales son:



A primera vista el sistema parece simple, pero existen diferentes reacciones electroquímicas y fenómenos de transporte que dificultan la comprensión de su funcionamiento interno, así como procesos de transferencia de calor. De hecho la gestión del agua y el calor son actualmente los principales problemas que presentan estos dispositivos. Tanto un exceso como un defecto de agua o calor perjudican a las propiedades de la membrana, afectando directamente al correcto funcionamiento de la pila.

2.1.2-Componentes

Para comprender mejor el funcionamiento de una pila de combustible es necesario conocer los distintos componentes que la forman, y la función que cada uno de ellos desempeña.

- **Membrana de intercambio protónico**

Es el elemento en el que se fundamenta el funcionamiento de la pila es el electrolito. En el caso de las pilas tipo PEM, se trata de una membrana polimérica capaz de conducir los protones, impidiendo el paso de los gases y de los electrones. El material más común utilizado para su fabricación es el Nafion™, que es un polímero perfluorado con grupos sulfonato polares que en presencia de agua se convierte en un excelente conductor protónico, por lo que es imprescindible mantener un nivel de hidratación en la membrana para el correcto funcionamiento de la pila.

- **Electrodos**

Están compuestos por las capas difusoras y una capa muy delgada que contiene el catalizador necesario para llevar a cabo las reacciones electroquímicas. El catalizador es necesario para acelerar la velocidad de las reacciones, sobretodo en la zona catódica. En este tipo de pilas el más utilizado es el platino (Pt) soportado sobre carbón. Este catalizador se coloca como una fina capa bien sobre la membrana de Nafion™ o sobre las capas difusoras.

Las capas difusoras o GDLs, del inglés *Gas Diffusion Layer*, son capas porosas formadas por fibras de carbón que distribuyen los reactantes hacia las capas catalíticas, eliminan los productos de la reacción y conducen los electrones hasta las placas bipolares en el caso de los ánodos, o de éstas hacia las capas catalíticas en la zona catódica.

Al conjunto formado por la membrana, las capas catalíticas y las capas difusoras se le denomina MEA, del inglés *Membrane Electrode Assembly*.

- **Placas**

Las placas son uno de los componentes clave de una pila de combustible, ya que realizan diferentes funciones esenciales que permiten el correcto funcionamiento del sistema. Entre éstas están:

- Proporcionar el necesario soporte estructural de la pila.
- Separar los dos gases reactantes entre celdas adyacentes.
- Distribuir homogéneamente los reactantes sobre los electrodos mediante canales de flujo.
- Conducir la corriente eléctrica generada.
- Gestionar el agua y el calor generados en el interior de la pila.
- Además deben ser resistentes a la corrosión.

Algunas de estas funciones están relacionadas con las propiedades fisicoquímicas del material. Otras en cambio están asociadas a la geometría de los canales de flujo.

Para cumplir todos estos requisitos las placas tienen que estar construidas de materiales que sean buenos conductores, tanto eléctricos como térmicos, deben tener una buena estabilidad química e impermeabilidad, y a su vez ser rígidos, resistentes a la compresión y ligeros. En la actualidad existen varios materiales que cumplen estos requisitos como el electrografito, materiales compuestos y otros materiales metálicos como el aluminio o el acero inoxidable, a los que se aplican tratamientos superficiales con recubrimientos para evitar la corrosión.

2.1.3-Formación de un stack

En condiciones normales de operación, una monocelda puede entregar un voltaje real que oscila entre 0,4-0,6 V. Por tanto, para poder garantizar una determinada potencia a un consumidor con un voltaje tan pequeño deberíamos generar una corriente elevadísima, lo que supondría construir una monocelda con un área activa muy grande. Esta idea no sólo no es práctica, ni siquiera es realizable. Por ello la solución más efectiva es conectar eléctricamente varias unidades en serie, de forma que el área activa del electrodo, y por tanto la corriente generada, se reduzcan proporcionalmente con el número de celdas que se conecten.

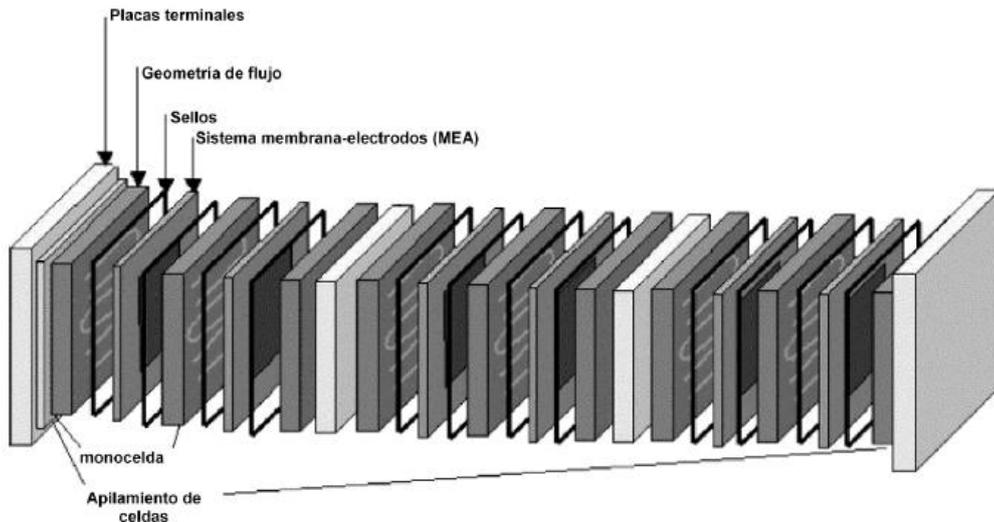


Figura 2.3: Formación de un stack.

A este proceso se conoce como formación de una pila, o según la literatura inglesa, formación de un stack. El sistema consiste en una sucesión de celdas individuales, cada una de ellas formadas por una MEA y las placas bipolares, que separan las MEAs contiguas, suministrando oxígeno al cátodo de una e hidrógeno a la siguiente [34].

Como se puede observar en la figura anterior, para la formación de un stack es necesario situar placas terminales en ambos extremos de la pila, cuya función es asegurar el cierre del dispositivo. Otras placas que son necesarias son las colectoras de corriente, donde se encuentran las pestañas para conectar los cables del consumidor que permiten hacer circular la corriente eléctrica generada al circuito exterior, y las placas de presión, que sirven para distribuir la presión realizada por las placas terminales uniformemente sobre las celdas individuales. Otro elemento imprescindible de un stack son los sellos y juntas, que se encargan de asegurar la estanquidad en las diferentes zonas y conductos de la pila.

La potencia entregada por una pila se obtiene de:

$$P = I_{total} \cdot V_{total} \quad (2.4)$$

Donde el voltaje total está definido por el número de celdas y la suma de todos los voltajes individuales, o tomando el voltaje del punto de trabajo seleccionado sobre la curva de polarización:

$$V_{total} = \sum_{i=1}^{N^o \text{ celdas}} V_i = \bar{V} \cdot N^o_{\text{celdas}} \quad (2.5)$$

Mientras que el área activa del electrodo se puede calcular como:

$$I_{total} = A_{electrodo} \cdot j \quad (2.6)$$

donde $A_{\text{electrodo}}$ es el área activa del electrodo y j es la densidad de corriente, normalmente expresada en A/cm^2 .

De forma general, el potencial de la pila y la densidad de corriente no son parámetros independientes, sino que están relacionados a través de la curva de polarización, característica de cada MEA. Esta curva se obtiene experimentalmente en bancos de ensayos demandando a la pila diferentes potencias.

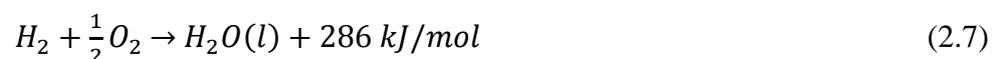
Tanto el número de celdas como el tamaño del área activa tienen límites físicos o tecnológicos. Para áreas de electrodo muy grandes resulta difícil garantizar una distribución uniforme de los gases reactantes, mientras que un elevado número de celdas causa problemas en el ensamblaje del stack, aparte de aumentar la resistencia de contacto total. Además, las fuerzas de compresión, la rigidez estructural y las pérdidas de presión ocasionadas por largos conductos también limitan el número de celdas.

2.2-Límites teóricos de las PEMFC

La eficiencia en cualquier dispositivo de conversión energética se define como la relación entre la energía útil producida respecto a la energía total de entrada. En el caso de una pila de combustible, la energía útil producida es la energía eléctrica generada y la energía de entrada es la entalpía del hidrógeno a las condiciones de entrada [35].

2.2.1-Entalpía del hidrógeno

La entalpía de una reacción química es la diferencia entre la entalpía de formación de los productos y los reactantes. A 25°C , la entalpía de formación del agua líquida es de -286 kJ/mol . El signo negativo indica que se genera calor en la reacción, es decir, es un proceso exotérmico. Por tanto, la ecuación 1.3 se puede reescribir como:



Esta ecuación sólo es válida a 25°C y presión atmosférica, esto significa que tanto los gases reactantes como el agua formada se encuentran a esta temperatura.

Si la reacción se lleva a cabo con suficiente exceso de oxígeno o aire, el agua producida se encontrará en forma de vapor mezclada con el exceso de oxígeno o nitrógeno en caso del aire. En este caso, el calor generado en la reacción disminuye a 241 kJ/mol . Esta diferencia de energía entre ambos valores de entalpía, de 45 kJ/mol , es precisamente la entalpía de evaporación del agua a 25°C .

2.2.2-Trabajo eléctrico teórico

El valor calculado anteriormente de entalpía se toma como medida de referencia de la energía que entra en la pila de combustible. Sin embargo, no toda esa energía puede convertirse en electricidad, ya que, como en cualquier reacción química, se genera algo de entropía al ocurrir pérdidas irreversibles de energía en la conversión. La cantidad de energía que puede convertirse en electricidad dentro de una PEMFC viene determinada por la energía libre de Gibbs:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (2.8)$$

De forma similar al cálculo de entalpías, se puede calcular ΔS . En condiciones de presión atmosférica y una temperatura de 25 °C, de los 286,02 kJ/mol de energía disponible, 237,34 kJ/mol pueden ser convertidos en energía eléctrica y los restantes 48,68 kJ/mol se pierden en forma de calor.

2.2.3-Potencial teórico

En general, el trabajo eléctrico es el producto de la carga por el potencial:

$$W_{el} = qE \quad (2.9)$$

La carga total transferida en una reacción, q , se define como el número de electrones multiplicado por el número de Avogadro y la carga de un electrón, es decir, el número de electrones por la constante de Faraday. Teniendo en cuenta que una molécula de hidrógeno posee 2 electrones, resulta:

$$W_{el} = nFE \quad (2.10)$$

Sabiendo que la máxima cantidad de energía eléctrica generada en una pila de hidrógeno corresponde a la energía libre de Gibbs, se obtiene el potencial teórico:

$$E = \frac{-\Delta G}{nF} \quad (2.11)$$

Que para las condiciones de presión y temperatura mencionadas anteriormente resulta un valor de 1,23 Voltios.

2.2.4-Límite de eficiencia teórico

Como se ha dicho anteriormente, la eficiencia de un dispositivo de conversión energética es el ratio entre la energía de entrada y la de la salida. Asumiendo que toda la energía libre de Gibbs se convierte en energía eléctrica, la eficiencia máxima que se puede alcanzar es [36]:

$$\eta = \frac{\Delta G}{\Delta H} = 83\% \quad (2.12)$$

2.2.5-El mito de la eficiencia de Carnot

La eficiencia de Carnot es el máximo rendimiento al que un motor térmico puede operar entre dos temperaturas. Este rendimiento tiene poco valor práctico, ya que es el rendimiento máximo teórico de un motor hipotético. Incluso si tal motor pudiese construirse, debería operar a velocidades infinitesimalmente bajas para permitir la transferencia de calor, lo que quiere decir que sería muy eficiente pero no generaría potencia, lo que resultaría inútil.

Lo mismo ocurre cuando aplicamos este concepto a una pila de hidrógeno. Si se lograra operar en el valor de eficiencia teórica máxima, no se generaría corriente, y por tanto no tendría sentido práctico.

La eficiencia alcanzada en un motor de Carnot, cuando este entrega la máxima potencia, se obtiene como:

$$\eta = 1 - \frac{T_c}{T_H} \quad (2.13)$$

Esta eficiencia no se aplica a las pilas de hidrógeno porque no son motores térmicos, más bien se trata de convertidores electroquímicos. Por esta razón, una PEMFC operando a una baja temperatura, 60 °C, evacuando calor al ambiente, 25 °C, tendrá una eficiencia significativamente mayor que cualquier motor térmico que opere entre las mismas temperaturas.

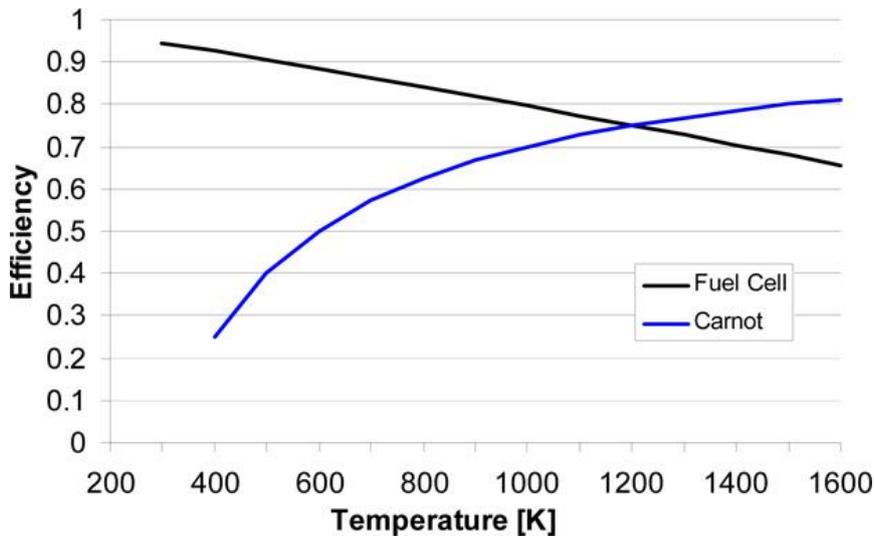


Figura 2.4: Eficiencia teórica del motor de Carnot y de una PEMFC en función de la temperatura.

Puede generar controversia el hecho de que en realidad deba tomarse el valor de temperatura de la llama al producirse la combustión del hidrógeno, en cuyo caso la eficiencia de la pila no podría superar la eficiencia de Carnot. A pesar de que esto es correcto, no tiene relevancia debido a que dentro de la pila no se genera ningún proceso de combustión, por lo que la eficiencia teórica resulta de dividir la energía libre de Gibbs entre la entalpía del hidrógeno.

2.2.6-Efecto de la temperatura y la presión

Todos los valores obtenidos anteriormente se han calculado teniendo en cuenta unas determinadas condiciones de presión y temperatura. Pero el potencial de una pila es función de ambos parámetros:

$$E_{T,P} = -\left(\frac{\Delta H}{nF} - \frac{T\Delta S}{nF}\right) + \frac{RT}{nF} \ln \left[\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0.5}}{P_{H_2O}} \right] \quad (2.14)$$

Como se puede observar, un aumento de la temperatura resulta en una reducción del potencial teórico del dispositivo. A temperaturas inferiores a 100 °C, los cambios en ΔH y ΔS son muy pequeños, pero a mayores temperaturas no pueden ser despreciados. Sin embargo, en la práctica un aumento de la temperatura permite alcanzar mayores potenciales. Esto se debe a que las pérdidas de voltaje disminuyen con el aumento de la temperatura, y esto compensa las pérdidas del potencial teórico.

Del segundo término de la ecuación anterior, se puede deducir que un aumento de presión de los gases reactantes conlleva un aumento en el potencial teórico de la PEMFC. Además, si los reactantes se encuentran diluidos, como sería el caso de utilizar aire en lugar de oxígeno puro, conllevaría una reducción del potencial.

2.3-Eficiencia y pérdidas

Si una pila de combustible es alimentada con gases reactantes, pero el circuito eléctrico no está cerrado, no se generará ninguna corriente. Podría esperarse que el potencial de la pila fuese, o al menos se aproximase, al potencial teórico para las condiciones de temperatura, presión y concentración de reactantes. Sin embargo, en la práctica este potencial, llamado tensión de circuito abierto, es bastante menor que el potencial teórico, normalmente menor de 1 V. Esto permite deducir que hay algunas pérdidas en la pila de combustible aunque no haya corriente externa circulando. Cuando el circuito se cierra con una carga, se presupone que el potencial caerá aun más en función de la corriente generada, debido a otra serie de pérdidas inevitables.

Hay diferentes tipos de pérdidas de voltaje dentro de una PEMFC, causadas por varios factores:

- Cinética de las reacciones electroquímicas.
- Resistencia eléctrica e iónica interna.
- Dificultades en llevar los gases reactantes a los lugares de reacción.
- Corrientes parásitas internas.
- Cruce de los gases reactantes.

Aunque los ingenieros mecánicos y eléctricos prefieren referirse a estas pérdidas como pérdidas de voltaje, los ingenieros químicos usan términos como polarización o sobrepotencial. Tienen el mismo significado físico, la diferencia entre el potencial del electrodo y el potencial de equilibrio. Para los químicos, esta diferencia es la conductora de la reacción, y para los mecánicos y eléctricos esto representa las pérdidas de voltaje y potencia.

2.3.1-Pérdidas por activación

Una diferencia de voltaje respecto al de equilibrio es necesaria para que se inicie la reacción electroquímica. Esto se conoce como activación de la polarización, y está asociada con unas cinéticas lentas en los electrodos. Cuanto mayor sea el intercambio de densidad de corriente, menor será el incremento de las pérdidas por activación, como se puede observar en la figura 2.5. Estas pérdidas ocurren a ambos lados de la MEA, es decir, tanto en el ánodo como en el cátodo. Sin embargo, la reducción del oxígeno requiere un mayor sobrepotencial, lo que quiere decir que se trata de una reacción bastante más lenta que la oxidación del hidrógeno.

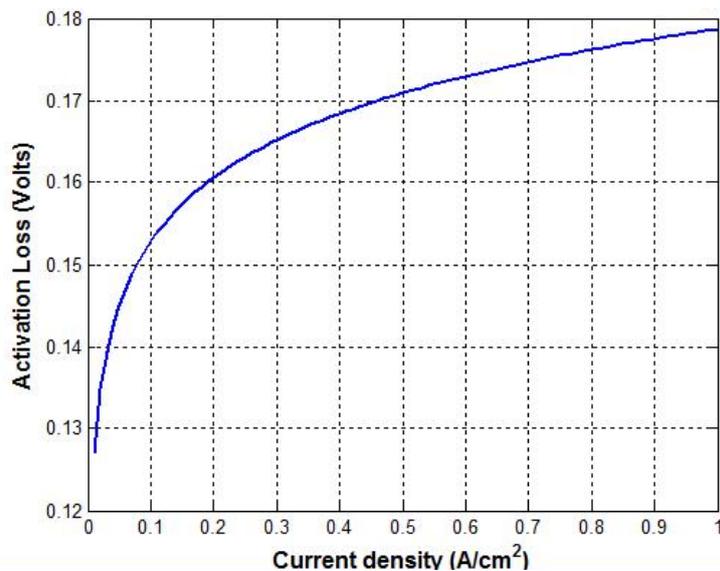


Figura 2.5: Pérdidas por activación en función de la densidad de corriente.

Simplificando, estas pérdidas están relacionadas con la energía de activación de las reacciones electroquímicas en los electrodos. Dependen por lo tanto del material y de la microestructura del electrocatalizador, el grado de uso de los reactantes, de su actividad química, y en menor medida de la densidad de corriente.

2.3.2-Pérdidas por corrientes internas y cruce de gases

Aunque el electrolito, que es una membrana polimérica, no conduce la electricidad y es prácticamente impermeable a los gases reactantes, una pequeña cantidad de hidrógeno puede difundirse del ánodo al cátodo, y algunos electrones pueden encontrar un “cortocircuito” a través de las membranas. Debido a que cada molécula de hidrógeno contiene dos electrones, este cruce de combustible y las llamadas corrientes internas son esencialmente equivalentes.

Cada molécula de hidrógeno que atraviesa la membrana polimérica y reacciona con el oxígeno en la zona catódica causa que dos electrones menos circulen a través del circuito eléctrico exterior. Estas pérdidas pueden parecer insignificantes durante la operación de la pila de combustible, ya que el ratio de hidrógeno que cruza la membrana es de varios órdenes de magnitud menor que el ratio de consumo total de hidrógeno o de la corriente total generada. Sin embargo, cuando la pila se encuentra en el voltaje de circuito abierto o cuando opera a bajos niveles de densidad de corriente, estas pérdidas tienen un gran efecto sobre el potencial de la pila.

Por lo tanto, incluso si la corriente externa es cero, el voltaje de la celda será significativamente menor que el potencial reversible de dicha celda. En efecto, el potencial de circuito abierto de una celda alimentada con hidrógeno y aire está entre 0,94 y 0,97 V, dependiendo de la presión de operación.

Aunque el cruce de hidrógeno y las corrientes internas son equivalentes, físicamente tienen diferentes efectos dentro de la pila de combustible. Las pérdidas de electrones ocurren después de que la reacción electroquímica haya tenido lugar y el efecto en la activación, tanto en el ánodo como en el cátodo, produce una caída del potencial. El hidrógeno que atraviesa la membrana no participa en ninguna reacción electroquímica en la zona anódica, por lo que la corriente generada en la reacción electroquímica será la misma que la corriente que circule por el exterior. Sin embargo, este hidrógeno reaccionara en la superficie del catalizador formando agua, y como resultado despolariza el cátodo, reduciendo el potencial de la pila de combustible.

Adicionalmente, el oxígeno también puede difundirse a través de la membrana, aunque su ratio es mucho menor que en el caso del hidrógeno. El efecto es similar al cruce de hidrógeno, pero en este caso la despolarización se da en el ánodo.

El cruce de hidrógeno es función de la permeabilidad y el espesor de la membrana, así como de la presión parcial y de la concentración de hidrógeno a lo largo de la membrana. Un voltaje de circuito abierto menor a 0,9 V indica que o hay una fuga de hidrógeno o que hay un cortocircuito.

Cuando la pila de combustible comienza a generar corriente, la concentración de hidrógeno en el catalizador disminuye, lo que reduce la fuerza que impulsa al hidrógeno a atravesar la membrana. Esta es la razón de que estas pérdidas son despreciables a niveles de corriente de operación.

2.3.3-Pérdidas óhmicas

Las pérdidas óhmicas ocurren a causa de la resistencia al flujo de iones en el electrolito y la resistencia al flujo de electrones a través de los componentes conductores de la pila de combustible y de las resistencias de contacto. Estas pérdidas están regidas por la ley de Ohm, por lo que son proporcionales a la intensidad de la corriente. También están influenciadas por la geometría de la pila, la temperatura de los elementos y el tipo de material utilizado en la fabricación de las placas bipolares.

La resistencia eléctrica es pequeña, incluso con materiales como el grafito o compuestos de este material con polímeros. Las resistencias iónica y de contacto son también del mismo orden de magnitud. Valores típicos de esta resistencia están entre 0,1 y 0,2 Ωcm^2 , pero en stacks de muchas celdas puede aumentar y resultar no despreciable.

2.3.4-Pérdidas por concentración o transporte de masa

Las pérdidas por concentración ocurren cuando un reactante se consume rápidamente en el electrodo debido a la reacción electroquímica. Esto causa que la concentración de reactantes en la superficie de reacción disminuya drásticamente, produciendo una disminución de la presión parcial de los gases que afecta directamente al potencial de la pila de hidrógeno. En el caso estacionario, la velocidad a la que se consumen los reactantes en la reacción es igual al flujo de difusión a través de las capas difusoras. Cuando la velocidad de consumo es mayor que la tasa de difusión, disminuye la concentración de gases en la superficie, lo cual ocurre cuando la densidad de corriente generada por la pila es muy alta. El valor de densidad de corriente a la que ocurre este fenómeno se conoce como densidad de corriente límite.

Sin embargo, debido a las condiciones no uniformes sobre el área porosa del electrodo, la corriente limitante no se observa en condiciones prácticas como una fuerte caída repentina, sino que dependiendo de la zona del área de reacción se alcanzará antes que en otras, independientemente de la zona anódica o catódica.

Pese a que estas pérdidas son muy importantes para las pilas PEM de baja temperatura, precisamente por el rango de trabajo, en las pilas de alta temperatura su aporte es menor debido a que el agua generada se encuentra en fase vapor y es más sencilla su extracción, ya que las gotas de agua líquida pueden bloquear zonas de la superficie de reacción o bloquear los canales de flujo en las placas.

2.4-Potencial de la celda y curva de polarización

En la siguiente figura se muestra las proporciones entre los tres tipos de pérdidas en una pila de combustible. Las pérdidas por activación son sin duda las mayores a cualquier nivel de densidad de corriente.

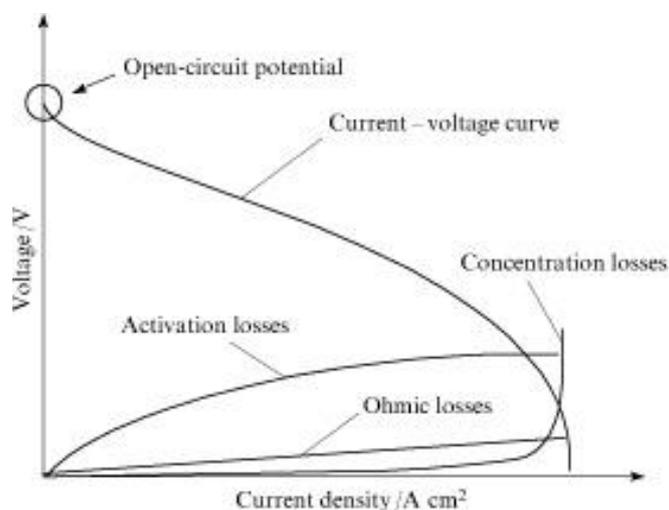


Figura 2.6: Pérdidas de voltaje en la pila de combustible.

El efecto de todas estas pérdidas se puede apreciar en una gráfica V-I, conocida como curva de polarización de la pila. Conocida la curva de polarización, se puede calcular la potencia generada, que dependerá del voltaje y la carga externa a la que esté conectada. Esta curva de potencia tiene un máximo, por lo que la zona de trabajo del dispositivo se situará justo antes de este máximo para evitar entrar en la zona de pérdidas por concentración de masa.

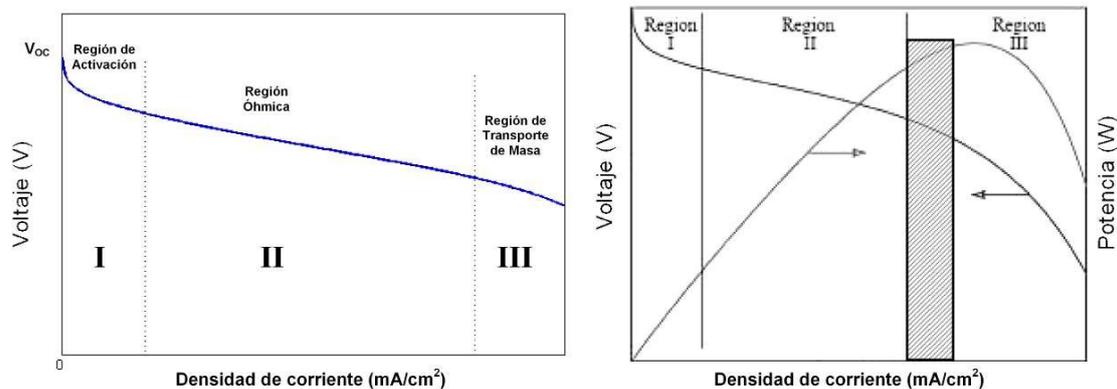


Figura 2.7: Curva de polarización y de potencia de una PEMFC.

Como se muestra la siguiente figura, la curva de polarización resulta de restar las pérdidas de activación, las pérdidas óhmicas y las pérdidas por concentración del potencial de equilibrio. Las pérdidas por activación del ánodo y el cátodo están agrupadas, aunque la mayoría de estas pérdidas ocurren en la zona catódica a causa de la baja tasa de reacción para la reducción del oxígeno.

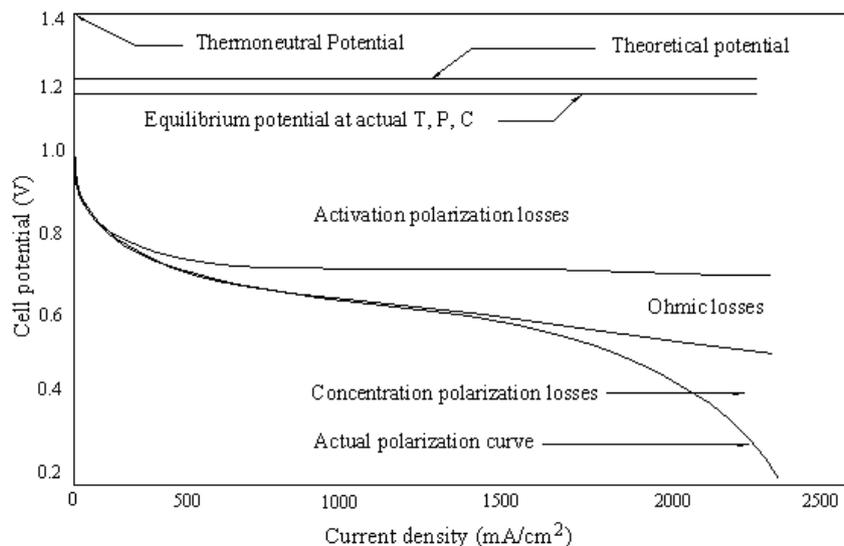


Figura 2.8: Pérdidas de voltaje y la resultante curva de polarización.

2.5-Sensibilidad de los parámetros en la curva de polarización

La curva de polarización es la característica más importante de una pila de combustible y de su comportamiento. Está influenciada por numerosos parámetros, incluso tomando diversas simplificaciones:

$$E_{cell} = E_{r,T,P} - \frac{RT}{\alpha F} \ln\left(\frac{i+i_{loss}}{i_0}\right) - \frac{RT}{nF} \ln\left(\frac{i_L}{i_L-i}\right) - iR_i \quad (2.15)$$

Las pilas de hidrógeno son dispositivos que se ven afectados en su funcionamiento por diversos factores. Los más importantes son la temperatura, la presión de trabajo, la estequiometría de los gases reactantes, el tipo de gases reactantes, la geometría de los canales de suministro de los gases reactantes y la fuerza de cierre del stack [37].

2.5.1-Influencia de la temperatura

La temperatura afecta principalmente a las velocidades de reacción en los electrodos, aumentando de forma directamente proporcional, y consecuentemente, mejorando el rendimiento de la pila. Otros fenómenos como el transporte de masa no se ven muy afectados por esta variable.

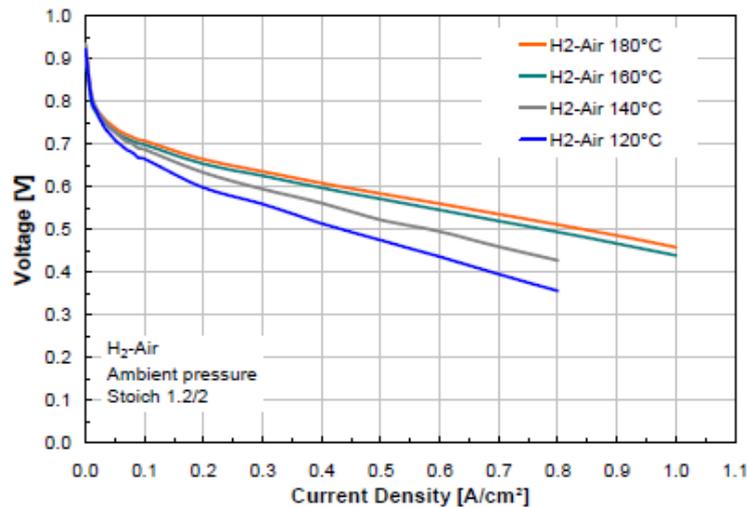


Figura 2.9: Influencia de la temperatura sobre la curva de polarización.

En la figura 2.9 se muestra la influencia de la temperatura sobre una pila PEMFC de alta temperatura. Un aumento de la temperatura conlleva un claro aumento del rendimiento, pero este aumento provoca una aceleración de los procesos de degradación por la corrosión del carbono en la zona catódica y sobre la membrana que reducen la vida útil del dispositivo. Por tanto, se debe operar a una temperatura de compromiso entre la mejora del rendimiento y la disminución de la vida útil de la pila.

2.5.2-Influencia de la presión

La presión de los gases reactantes es uno de los factores más influyentes en el funcionamiento de la pila. Los valores eléctricos de la pila aumentan con el incremento de la presión, ya que se favorecen los procesos de difusión de los gases reactantes en los electrodos. También provoca menos pérdidas de tensión y pérdidas por evaporación del electrolito, sobre todo trabajando a densidades de corriente altas. Por contra, el aumento de presión puede llegar a provocar la rotura de la membrana, sobre todo si el diferencial de presiones entre ánodo y cátodo es considerable, así como la aparición de fugas hacia el exterior.

2.5.3-Influencia de la estequiometría

Los reactivos deben ser suministrados en mayor cantidad que la consumida por la pila, lo que se conoce como relación estequiométrica. El hidrógeno se alimenta con una relación ligeramente superior a 1, mientras que la del oxígeno tiende a ser bastante más alta, en un rango comprendido entre 2 y 9. Esto se debe a que el rendimiento de la pila mejora porque se elimina mejor el agua producida en la reacción. El funcionamiento de las pilas de combustible mejora si se incrementa la estequiometría de los gases reactantes, hasta un límite óptimo. Por el contrario, una deficiencia de reactantes en el stack provoca una disminución en el rendimiento de la pila, pudiendo incluso causar daños permanentes en ella.

2.5.4-Influencia del tipo de reactantes

Por diferentes cuestiones, tanto técnicas como económicas, no es posible trabajar con hidrógeno puro, lo que conlleva una disminución del rendimiento de la pila. Un caso típico es el uso de hidrógeno obtenido por reformado con vapor, cuya curva de polarización se muestra en la siguiente figura.

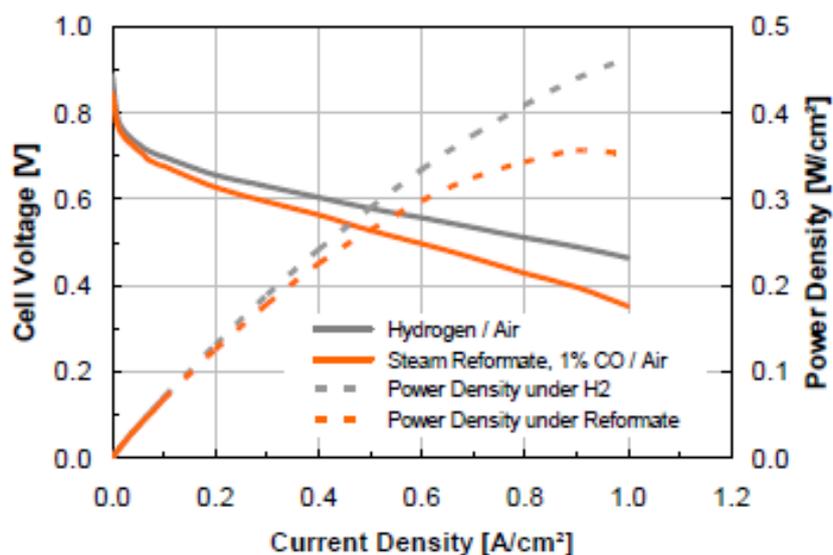


Figura 2.10: Curva de polarización hidrógeno vs vapor reformado.

Otro caso típico es el uso de aire en lugar de oxígeno puro, ya que así se elimina la necesidad de disponer de oxígeno almacenado, lo que conlleva un ahorro importante tanto económico como de peso para las aplicaciones móviles. En la siguiente figura se muestra la influencia del aire sobre el rendimiento de la pila.

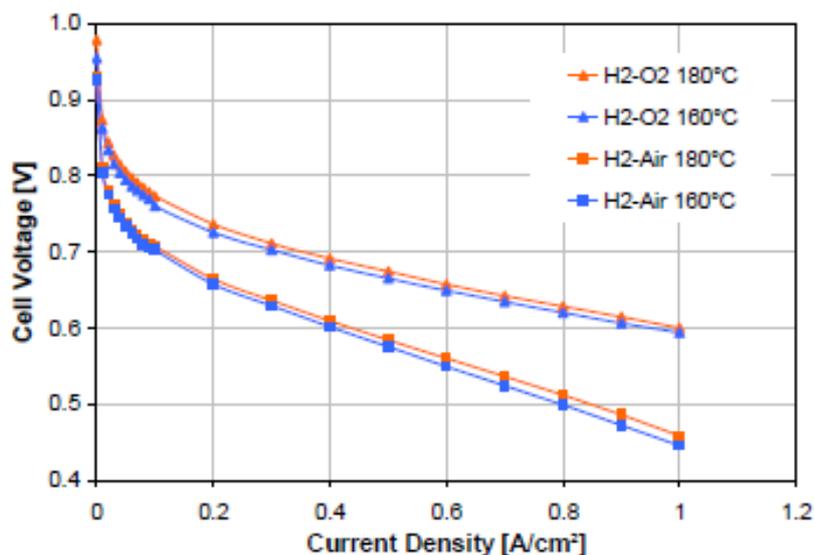


Figura 2.11: Comportamiento de la pila aire vs oxígeno.

2.5.5-Influencia de la geometría de flujo

Un diseño apropiado de los canales de flujo de una PEMFC permite potenciar las velocidades de transporte de reactivo en el propio canal, así como en la GDL antes de alcanzar la capa catalítica, donde tiene lugar la reacción. También influye positivamente en la gestión del agua generada en el cátodo, de forma que se pueda extraer adecuadamente. Además, una distribución homogénea del gas en el canal de flujo, proporcionará a su vez una densidad de corriente homogénea en toda el área reactiva y, por lo tanto, una distribución uniforme de la temperatura que ocasionará menos tensiones mecánicas en la MEA, prolongando la vida útil de la PEMFC.

Además de distribuir los reactivos sobre la superficie catalítica, el campo (o geometría) de flujo tiene por misión evacuar de manera óptima los productos generados en la reacción, por lo que su diseño tiene un notable impacto en el rendimiento y la densidad de potencia que se obtiene de una PEMFC. Se han descrito aumentos de hasta un 50% en la densidad de potencia producida solamente con un diseño óptimo de la geometría de flujo de los reactivos [38].

Existen campos de flujo con diferentes configuraciones geométricas. Cada uno de estos diseños tiene sus ventajas y desventajas asociadas que los hacen más o menos aptos para las distintas aplicaciones. Entre las configuraciones más estudiadas están [39]:

- **Canales rectos:** aunque es una geometría que parece garantizar una distribución homogénea del flujo, realmente no son útiles en pilas tipo PEM, porque sólo funciona según lo previsto en condiciones ideales. Cualquier gota que se deposite en un canal lo puede bloquear completamente y la velocidad de flujo es insuficiente para arrastrarla.
- **Canales tipo serpentín:** es la geometría más utilizada, ya que con ella se asegura el llenado de toda el área activa, pese a que la concentración de reactantes disminuye a lo largo del canal. Aunque la velocidad en el canal es suficiente para arrastrar las gotas de agua que puedan obstruirlo, la caída de presión es muy brusca. Para reducir la caída de presión existe la variante multicanal, que solventa este problema contando con varios canales paralelos. Otras variantes son el serpentín en espejo o el serpentín conectado en serie, que reducen el gradiente de presión entre dos secciones adyacentes, el conocido como efecto bypass, provocado por largos canales rectos.
- **Canales interdigitados:** esta tipología es diferente a las anteriores ya que los canales son discontinuos, es decir, el fluido en su recorrido entre el colector de entrada y salida se ve forzado a fluir a través de la capa difusora porosa. Gracias a esto aumenta la cantidad de gases que reaccionan al pasar todo el flujo por las

capas catalíticas, mejorando las prestaciones del stack. Pero como inconveniente está el aumento de la pérdida de carga que tiene lugar, lo que implica una distribución menos homogénea de los reactantes. Otras desventajas son su elevado coste de fabricación y la dificultad de eliminar el agua formada en la reacción.

- **Tipo malla:** en este tipo de geometría la uniformidad del flujo se ve muy afectada por la disposición de los colectores de entrada y salida. Además se añade el inconveniente de que se añade un nuevo elemento, el cual tiene sus propios valores de tolerancia, corrosión y resistencia de contacto superficial. Similar a las mallas es el uso de medios porosos, pero conllevan una elevada pérdida de carga.
- **En cascada:** este novedoso diseño minimiza las pérdidas de carga y permite una distribución muy homogénea de los reactantes sobre las capas catalíticas. Como inconveniente está su reducida área de contacto eléctrico, que provoca una reducción notable de la eficiencia de la pila.

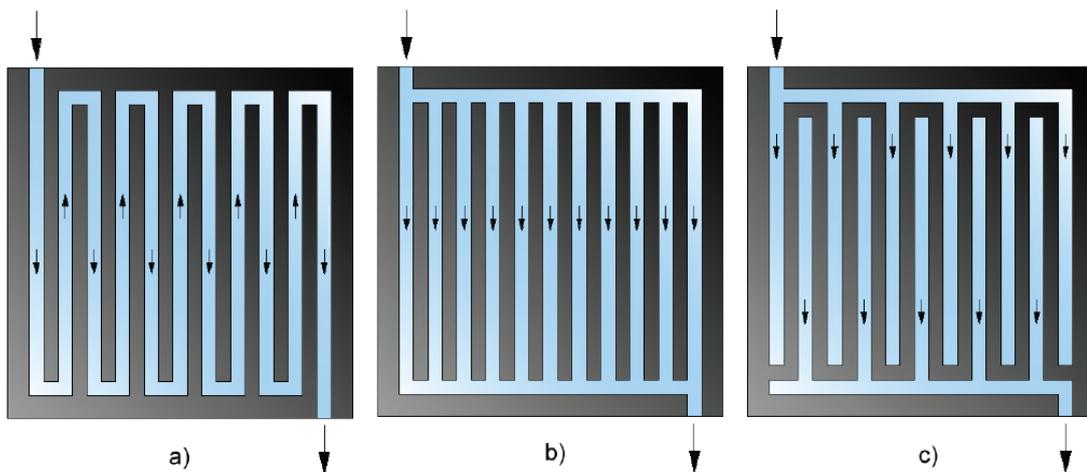


Figura 2.12: Diferentes configuraciones geométricas de campos de flujo: a) canales tipo serpentín; b) canales rectos; c) canales interdigitados.

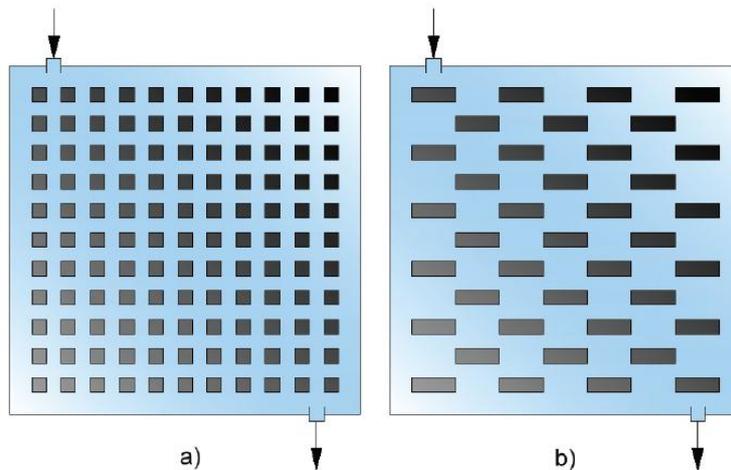


Figura 2.13: Configuraciones de flujo: a) tipo malla; b) en cascada.

Del análisis comparativo entre las diferentes geometrías de flujo se pueden extraer las siguientes conclusiones [40] [41] [42] [43]:

- Aunque la pérdida de carga sea uno de los factores determinantes en su eficiencia global, una distribución homogénea de los reactivos sobre el área activa es imprescindible para obtener un rendimiento óptimo de la pila.
- La configuración geométrica del campo de flujo apenas tiene influencia a altos potenciales de operación de la pila. Por el contrario, a bajos potenciales de trabajo, donde las pérdidas por concentración o transporte de masa son el principal factor que determina el rendimiento de la pila, la geometría afecta significativamente.
- Los campos de flujo que ofrecen una menor pérdida de carga al paso de los reactivos permiten el desarrollo de caminos preferentes de flujo, provocando una mala distribución de los reactivos sobre la MEA, reduciendo la eficiencia.
- Las distribuciones más homogéneas se consiguen con configuraciones tipo serpentin o canales interdigitados, mejorando el rendimiento electroquímico de la pila. Por el contrario ofrecen una mayor caída de presión, lo que reduce el rendimiento global del sistema, pero favorece el flujo por convección, mejorando la eliminación de agua en el cátodo.
- En campos de flujo tipo serpentin, tramos de canal más largos entre cambios de dirección y canales más estrechos potencian el flujo por convección, mejorando el rendimiento de la pila. Así mismo, cambios de dirección en esquina producen mayores pérdidas que los cambios de dirección curvilíneos.

- Para evitar el encharcamiento en el cátodo, es conveniente utilizar diferentes geometrías en la zona anódica y catódica. En general se utilizan para el cátodo geometrías con mayor pérdida de carga que potencian el flujo por convección para eliminar el excedente de agua, mejorando la reacción electroquímica.
- En general, con el aumento del área activa de la pila se obtienen valores menores de densidad de corriente.

Durante el funcionamiento de una pila de combustible tipo PEM, los reactivos circulan por los canales de flujo. En su recorrido entre la entrada y la salida del campo de flujo las condiciones de los reactivos varían notablemente. Por tanto, el sentido en el que los reactivos circulan a través de la pila a ambos lados de la MEA determinará las condiciones de los gases en los diferentes puntos del recorrido.

Las configuraciones de circulación de los gases reactivos más analizadas son flujo en concordancia, flujo a contracorriente y flujo cruzado.

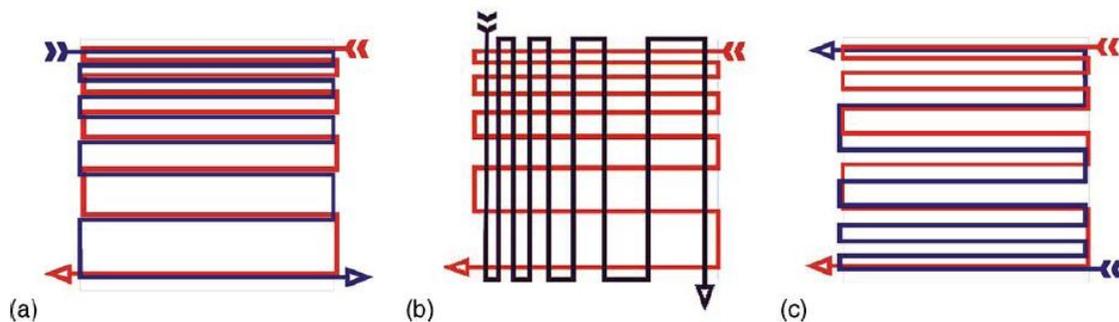


Figura 2.14: *Diferentes configuraciones en la dirección de los flujos: a) flujo en contracorriente; b) flujo cruzado; c) flujo en concordancia.*

En general la configuración que mejor comportamiento muestra es la de flujo a contracorriente, ya que se obtiene una mejor hidratación de la membrana, aumentando la conducción protónica y, por lo tanto, el rendimiento de la pila [44] [45].

2.5.6-Influencia de la fuerza de cierre

Esta fuerza de cierre tiene una gran influencia sobre la resistencia de contacto entre los diferentes componentes, y por tanto sobre el comportamiento de la pila, ya que afecta directamente a la compresión de la MEA.

Si dicha MEA está sobrecomprimida, pueden causarse cortocircuitos que provoquen que el voltaje en circuito abierto (OCV) tenga una significativa caída, aunque a altas densidades de corriente el comportamiento es normal. Si, por el contrario, la presión es

insuficiente, el OCV permanece alto, pero la curva de polarización disminuye rápidamente al aumentar la densidad de corriente debido a las grandes pérdidas óhmicas provocadas por un insuficiente contacto eléctrico entre las placas y las GDL.

Para calcular la fuerza de cierre óptima se emplea la espectroscopia de impedancia compleja, para calcular su resistencia óhmica debida al contacto entre las superficies de las MEAs y las placas bipolares.

El fundamento de la espectroscopia de impedancia compleja se basa en mandar una señal senoidal de pequeña amplitud con una determinada frecuencia al sistema y medir la respuesta. Esta respuesta está desplazada, es decir, modulada, respecto a la aplicada.

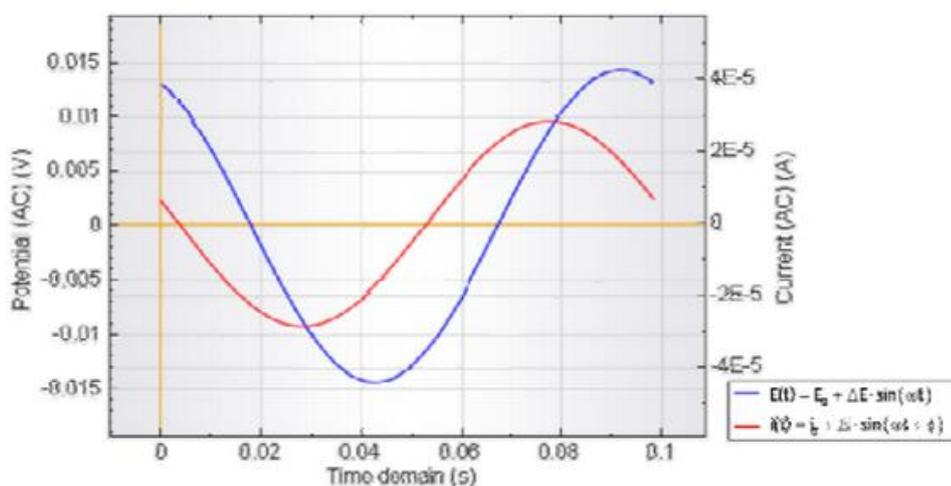


Figura 2.15: Modulación de una señal en el dominio temporal.

Utilizando la ley de Ohm se puede calcular la impedancia del sistema. Esta magnitud es un número complejo que consta de módulo y fase desplazada que depende de la frecuencia de la señal. Por lo tanto, variando la frecuencia se puede obtener la impedancia del sistema en función de la frecuencia.

La impedancia consta de una parte real (Z') y una parte imaginaria (Z''). Se puede representar en una gráfica la parte real frente a la parte imaginaria para un rango de frecuencias, lo que se conoce como diagrama de Nyquist.

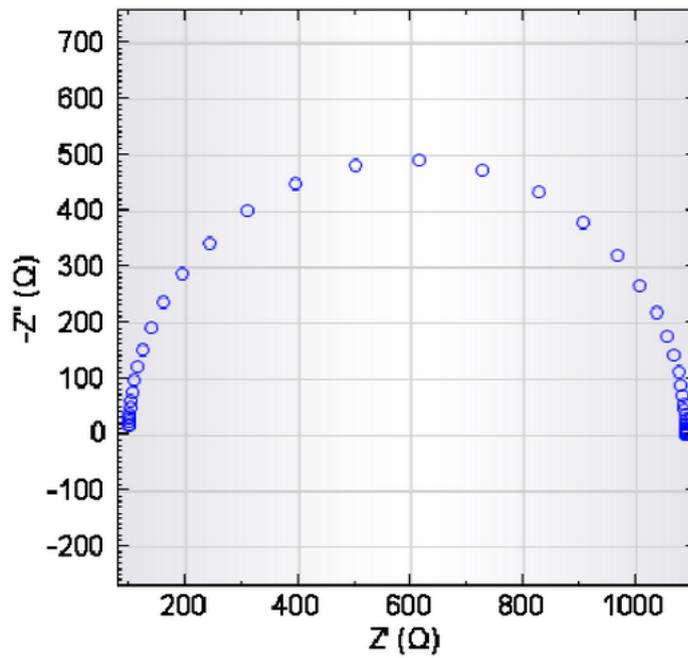


Figura 2.16: Diagrama de Nyquist.

Este diagrama da una visión general de los datos y permite hacer interpretaciones cualitativas. Otra manera de presentar estos resultados es mediante el diagrama de Bode, en el cual aparecen los valores de las frecuencias.

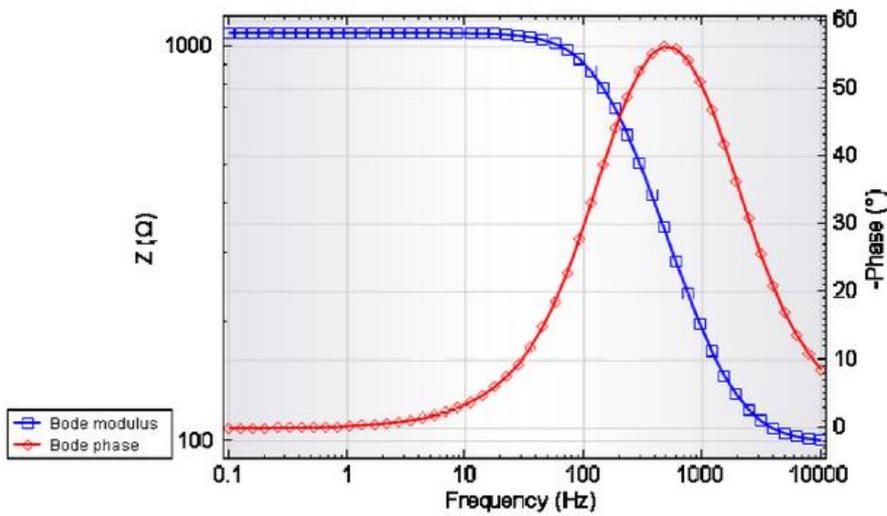


Figura 2.17: Diagrama de Bode.

Las pilas de combustible son unos sistemas que pueden ser modelados mediante circuitos eléctricos equivalentes combinando, tanto en serie como en paralelo, elementos pasivos. Esto permite representar los fenómenos que ocurren dentro de la pila. El modelo más común y simple consiste en colocar una resistencia y un condensador en paralelo, ambos conectados a una resistencia en serie. R_{Ω} representa la resistencia eléctrica interna de la pila, y R_{ct} las pérdidas de polarización.

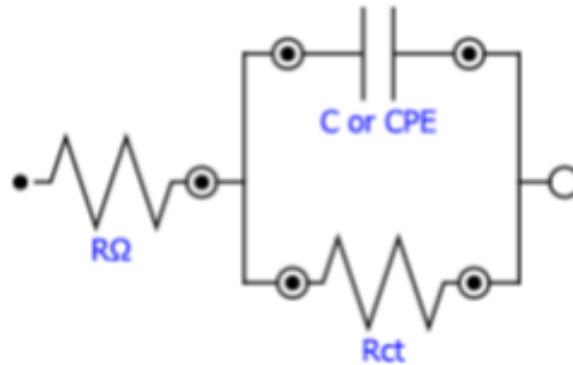


Figura 2.18: Circuito equivalente de una pila de combustible.

Si se realiza un barrido de frecuencias a dicho circuito los resultados que se deben esperar serían, representados en un diagrama de Nyquist:

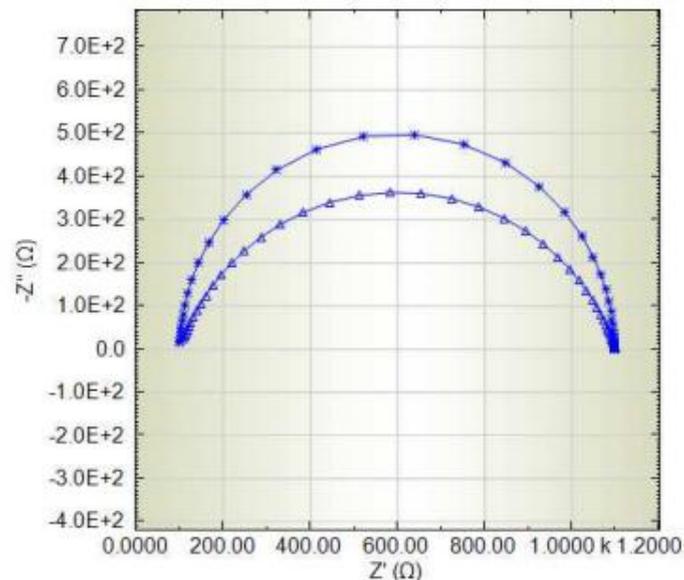


Figura 2.19: Diagrama de Nyquist de una pila de combustible.

De la figura 2.19 se pueden obtener los valores de R_{Ω} y R_{ct} , que son respectivamente el primer valor y el último en el eje Z' al cortarse con el valor 0 en Z'' . En realidad el valor de R_{ct} es el resultante en la gráfica menos el valor de R_{Ω} . También se obtiene el valor de C , que es el valor máximo en Z'' .

El parámetro que más interesa será R_{Ω} , el cual variará en función de la fuerza de apriete de los tornillos centrales. Por tanto se realizará un barrido de frecuencias para cada valor de apriete, reflejando los resultados en una gráfica que muestre el valor de esta resistencia en función del par de apriete para poder optimizar dicha fuerza.

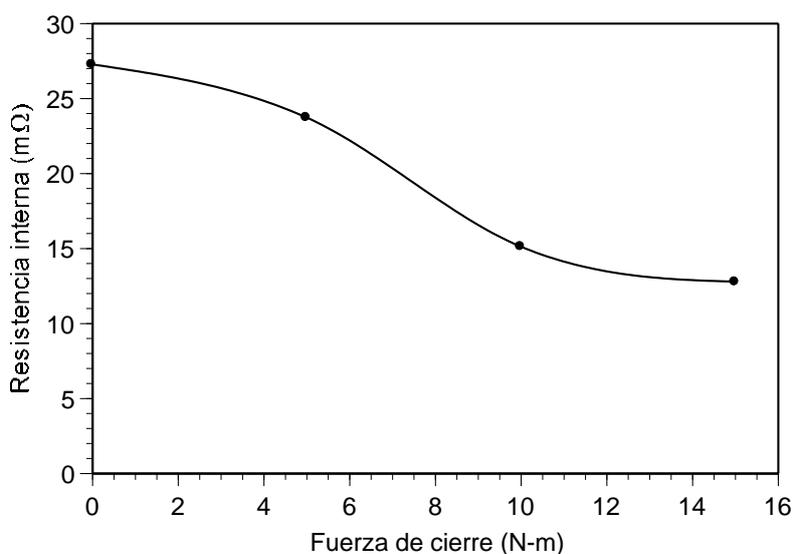


Figura 2.20: Optimización de la fuerza de cierre empleando espectroscopia de impedancia compleja para una pila de 1 kW.

2.5.7-Vida útil

A lo largo de su vida útil, el rendimiento de una pila de combustible tiende a disminuir por el desgaste de los diferentes componentes. Para alargar al máximo la durabilidad del dispositivo se debe trabajar en todo momento dentro del rango de los parámetros de funcionamiento, dependientes de cada tipo de MEA. Para las pilas de hidrógeno se ha demostrado que pueden alcanzar tiempos de vida útil superiores a 20.000 horas, lo que permite que sean aplicadas tanto en sistemas móviles como en sistemas estacionarios.

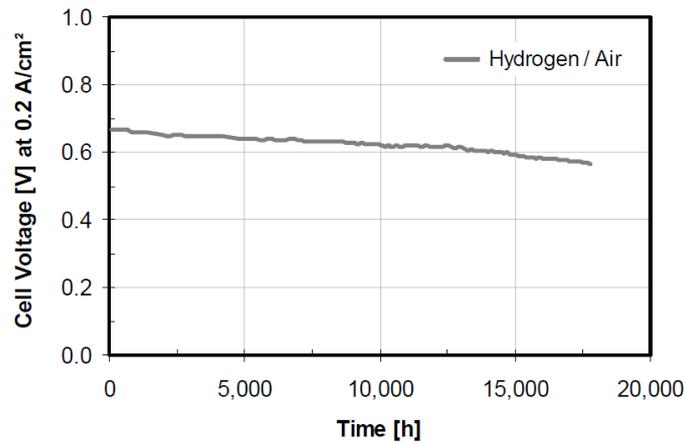


Figura 2.21: Disminución del voltaje a lo largo de la vida útil.

2.6-Eficiencia de una pila de combustible

Como se ha comentado en apartados anteriores, la eficiencia de una pila de combustible es el ratio entre la energía eléctrica producida y el consumo de hidrógeno. Otra forma de obtener el rendimiento directamente a partir del potencial de la celda es:

$$\eta = \frac{V}{1,482} \eta_{fu} \quad (2.16)$$

Donde η_{fu} es la utilización del combustible, es decir, el hidrógeno consumido frente al suministrado. Pilas de combustible bien diseñadas pueden alcanzar rendimientos de utilización del hidrógeno entre el 83% y el 85% con reformado, y hasta el 90% trabajando con gas puro [35]. En cualquier caso, el rendimiento de stacks empleados en aplicaciones prácticas es siempre menor del 50 % para el punto de funcionamiento nominal.

3-Diseño y montaje de una hidrogenera en una instalación aislada

3.1-Descripción y características de la instalación aislada

Las necesidades energéticas de sistemas aislados en entornos rurales se pueden satisfacer de manera eficaz y competitiva con el uso de energías renovables. El objetivo del proyecto LIFE REWIND es que la demanda energética de una instalación vitivinícola de Viñas del Vero, concretamente unos bombeos para depuración y riego, se cubra mediante la energía proveniente de unos paneles solares. Esta instalación, como sucede también en muchas otras actividades agropecuarias con un sistema aislado, tienen a menudo un marcado carácter estacional o temporal, lo que se refleja en demandas energéticas muy variables en el tiempo.

El diseño óptimo de los sistemas renovables de producción energética atiende a las necesidades en los periodos de mayor demanda, lo que provoca un excedente de energía. Mediante un sistema de baterías se puede administrar una cantidad limitada, que permite equilibrar consumos a lo largo del día o un tiempo algo mayor, pero su coste es prohibitivo para almacenar excesos sostenidos en el tiempo. Por ello en el proyecto se va a implementar una alternativa adecuada para el almacenamiento a largo plazo, consistente en uso de hidrógeno como vector energético.

La energía excedentaria se va a emplear para generar hidrógeno mediante electrólisis, el cual será almacenado en depósitos. Posteriormente un sistema de pilas de combustible reconvertirá en electricidad el hidrógeno acumulado para su aprovechamiento. En este caso, utilizando el hidrógeno para reemplazar otro consumo relevante de la explotación: el gasóleo para movilidad y maquinaria agrícola. En particular, se ha propuesto su uso en un vehículo eléctrico de uso agrícola el cual será adaptado para propulsarse mediante una pila de combustible. De esta forma, se podrán sustituir los combustibles fósiles en las explotaciones agrarias y se llevará a cabo el tránsito hacia explotaciones energéticamente independientes.

3.1.1-Modalidades de generación eléctrica renovable

Existen tres modelos de sistemas de generación de electricidad de origen renovable, cuya arquitectura y requerimientos son muy diferentes: la generación para venta a red, el autoconsumo y la generación aislada.

La generación para venta a red tiene como objetivo producir la mayor cantidad de energía posible, para verterla en la red y obtener una remuneración, que es función de la cantidad de kWh vertidos. Esto se viene haciendo principalmente con grandes parques eólicos, grandes campos solares fotovoltaicos y centrales de concentración solar. Cuando se alcanza un alto grado de penetración de energía renovable en un sistema centralizado, pueden surgir problemas derivados de la necesidad de ajustar la producción y la demanda, ya que el recurso renovable varía de forma incontrolada. Actualmente se están desarrollando soluciones para mejorar la penetración de energía renovable en la red, tales como la gestión de la producción, el comportamiento ante huecos de tensión, o la acumulación de energía eléctrica.

Los sistemas de autoconsumo conectado a red constituyen una prometedora modalidad en la que se combina la energía producida in situ desde fuentes renovables con la capacidad de distribución de la red. Así, la capacidad de extraer o verter el defecto o el exceso de energía permite prescindir de la acumulación eléctrica. Igualmente, se puede dimensionar con gran libertad el tamaño de la generación, para que satisfaga una mayor o menor proporción de la energía demandada. Sin embargo, en el caso de España, la viabilidad económica de esta modalidad de generación renovable se ve fuertemente condicionada por las condiciones impuestas por la administración.

La generación aislada, que es el caso de la instalación objeto de este proyecto, es aquella que se destina a alimentar uno o varios consumos que no tienen acceso a la red de distribución. Suele aplicarse cuando la red está lejos del punto de consumo y no resulta viable construir una prolongación de la misma. Esto se da en zonas remotas y con mayor frecuencia en países no desarrollados, donde la red es escasa y débil. En países desarrollados, algunas aplicaciones de poca potencia también se utilizan para equipos autónomos de comunicaciones o alumbrado. En los sistemas aislados, el diseño ha de tener en cuenta la variabilidad del recurso y su adaptación a la demanda, lo que requiere la incorporación de un sistema de acumulación de energía. Aunque existen excepciones, como el caso del bombeo solar directo, esa acumulación generalmente se realiza por medio de baterías eléctricas. Respecto al dimensionamiento del sistema, cuanto mayor es el requerimiento en la seguridad del suministro, mayor será el tamaño y el coste del sistema, así como la proporción de energía excedentaria que deberá ser almacenada. Se suelen buscar soluciones de compromiso que garanticen el suministro dependiendo de lo crítico que sea el funcionamiento del sistema receptor de la energía.

Una alternativa, sin dejar de ser un sistema aislado, es la generación híbrida combinando dos o más tipos de generación, lo que puede paliar en alguna medida los problemas derivados de la variabilidad del recurso. Si la hibridación es con generación diesel, se obtiene una seguridad total en el suministro, aunque parte de la energía generada no provendrá de una fuente renovable.

3.1.2-Ubicación

La instalación del proyecto se encuentra en la bodega de Viñas del Vero, de la Denominación de Origen Somontano, en Barbastro (Huesca). La instalación aislada va a alimentar con energía renovable un sistema de riego por goteo, cuyo aporte hídrico procede del agua utilizada en los procesos de bodega, previamente depurada en la propia Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR).



Figura 3.1: Ubicación de Viñas del Vero.



Figura 3.2: Balsa de riego y EDAR.

3.1.3-Recursos renovables

Entre los diferentes recursos renovables, se han considerado únicamente el solar y el eólico, ya que son los que pueden estar accesibles en la zona y son susceptibles de producir electricidad de forma relativamente sencilla y asequible.

Para ambos casos se ha obtenido información a partir de bases de datos existentes, y mediciones in situ en el emplazamiento de la instalación. Para el caso del recurso eólico se han obtenido datos del IDAE [46]:

Altura	30 m	60 m	80 m	100 m
Velocidad (m.s ⁻¹)	3,71	4,09	4,23	4,31

Tabla 3.1: Velocidades medias anuales a diferentes alturas.

Respecto a la medición in situ, realizada a 10 metros de altura, que se corresponde con la de una pequeña turbina eólica, para los años 2012 y 2013, se observan velocidades inferiores, aunque concuerda con las velocidades obtenidas mediante la fórmula de extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas para un terreno de rugosidad 4.

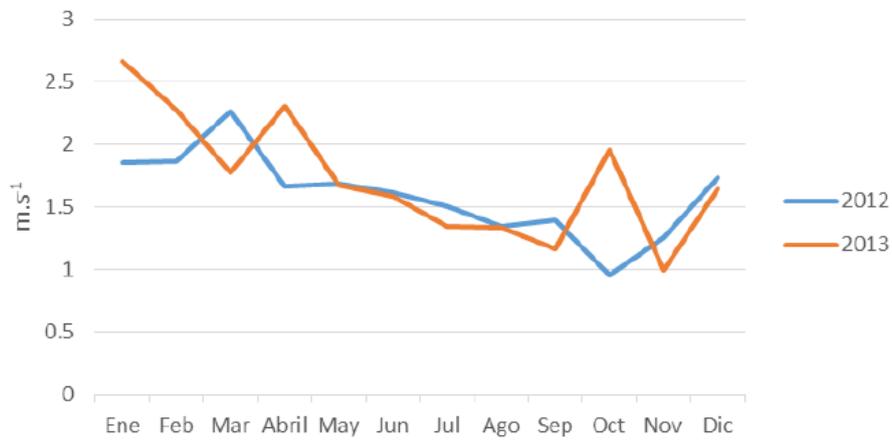


Figura 3.3: Velocidad media del viento mensual medida in situ.

La cantidad de recurso solar se ha obtenido a partir de PVGIS [47]:

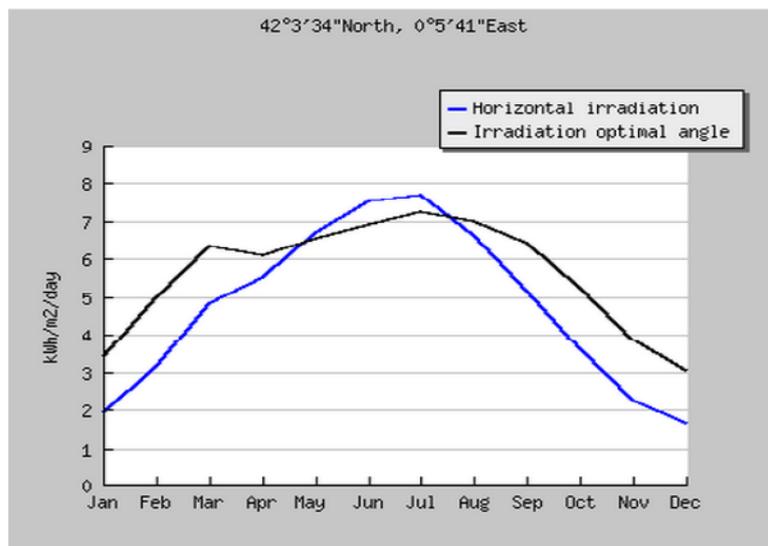


Figura 3.4: Irradiación a lo largo del año.

En cuanto a los datos obtenidos durante la campaña de medición in situ, se muestra el perfil anual del recurso medido, donde se observan variaciones de un año al otro poco significativas.

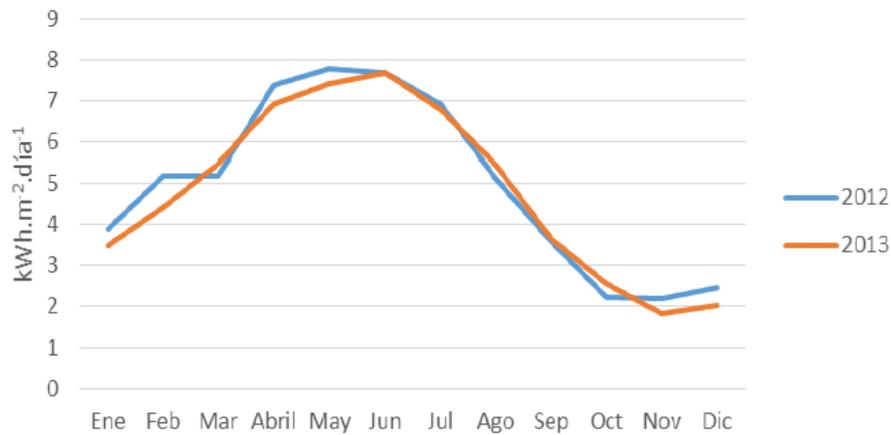


Figura 3.5: Irradiación media diaria mensual medida in situ.

La temporada de riego puede variar de un año a otro, estando habitualmente comprendida entre el 16 de mayo y el 15 de septiembre. La principal demanda de la instalación es la generación de electricidad para los bombeos de riego y elevación, la cual tiene un carácter estacional y se concentra en cuatro meses a lo largo del año. Si este perfil de demanda se compara con los perfiles de los recursos eólico y solar, se observa que el recurso solar tiene sus máximos durante la misma época del año en que se concentra la demanda de riego, mientras que el recurso eólico es moderado. Además, el recurso solar tiene la ventaja de que es más predecible que el eólico. Por otra parte, el recurso eólico a baja altura sobre el suelo es reducido, siendo mucho menos eficientes los pequeños aerogeneradores que los grandes aerogeneradores. Esto no sucede con el recurso solar, que apenas varía con la altura sobre el suelo y la modularidad de los paneles fotovoltaicos permite el diseño de sistemas de generación adaptables a cualquier cantidad de demanda eléctrica.

Por todo ello, la generación fotovoltaica resulta ser mucho más adecuada para alimentar las demandas de la instalación. Solamente en ubicaciones con muy elevado recurso eólico podría ser adecuada la generación eólica, y aún en ese caso conviene hibridarla con fotovoltaica.

3.1.4-Dimensionado de la instalación

El sistema de bombeo para el que se ha diseñado el sistema de generación fotovoltaico está compuesto por 3 bombas, cada una de las cuáles debe bombear en la temporada de riego 10.000 m³ de agua, lo que supone un gasto energético de 8.310 kWh, de los cuales 3.900 kWh corresponden a bombeos de riego y 4.410 kWh a la elevación de agua. Como se ha indicado anteriormente, el período de riego está comprendido entre el 16 mayo y el 15 de septiembre, por lo que este consumo se realiza durante 123 días al año. Esta temporalidad de la demanda es una característica clave de los sistemas de bombeo

para riego de cultivos mediterráneos. Para operar el riego durante la temporada se suelen establecer criterios de riego semanal, accionando unos días el bombeo de riego, otros los bombeos de elevación y otros ninguno. Gracias a la existencia de una balsa para la acumulación de agua y dos bombeos diferenciados, aunque dependientes entre ellos, existe un cierto grado de libertad en el funcionamiento del sistema de riego. Esto se traduce en una demanda hasta cierto punto gestionable, lo que resulta en una mayor facilidad para consumir la energía disponible en el momento de su producción.

El dimensionado de sistemas de generación renovable aislada se enfrenta al problema de que la producción no es apenas gestionable, ya que depende del valor del recurso en cada momento. Por ello resulta necesaria la acumulación de energía, generalmente en baterías. Aun así, la cantidad de energía acumulable es limitada, ya que a la variabilidad del recurso se suma la de la demanda. Por lo tanto, si el sistema se sobredimensiona para cubrir totalmente la demanda de energía, habrá muchos momentos en que exista un excedente de energía que no pueda ser utilizada ni acumulada en las baterías, cuyo desaprovechamiento penaliza la eficiencia y rentabilidad del sistema. En el caso de los riegos, cuya demanda se limita a una temporada cada año, puede haber muchos meses en los cuáles toda la energía producida sea excedentaria.

Esto es una de las dificultades para alimentar los bombeos de riego con sistemas renovables aislados de forma económicamente viable. Una solución al problema de la energía excedentaria consiste en no sobredimensionar la generación renovable y añadir un generador diesel, el cual entraría en funcionamiento solamente cuando la generación renovable y la energía acumulada en las baterías fuesen insuficientes para satisfacer la demanda. Si el sistema está bien diseñado, esta solución guarda un buen compromiso entre la economía y la sostenibilidad.

Sin embargo, una opción que no incluya el uso de combustibles fósiles es la instalación de un sistema de generación renovable de hidrógeno a partir del excedente de energía, que puede almacenarse o transportarse para recuperar esa energía en el momento o lugar donde pueda ser útil. Esta es la opción elegida para el prototipo de este proyecto, en el cual la energía excedentaria se dedicará a producir hidrógeno para alimentar un vehículo eléctrico todoterreno de la explotación.

La demanda de energía para producir hidrógeno no está considerada como un parámetro básico del dimensionado de la instalación. Esto se debe a que el hidrógeno se va a destinar a sustituir el gasóleo en la maquinaria y movilidad de la explotación, y dado su carácter demostrativo, va a ser una sustitución parcial. Así, se considera que la demanda de energía para los bombeos de riego y elevación es la que tiene prioridad para el diseño.

3.1.5-Diseño de la instalación fotovoltaica

En un sistema de generación fotovoltaica para riego no suele haber restricciones de terreno para la instalación de los paneles fotovoltaicos. La superficie necesaria depende principalmente de la cantidad de energía necesaria y por lo tanto de la potencia de diseño del campo de captación fotovoltaica, que se mide en kilovatios pico. El terreno conviene que esté libre de obstáculos en su horizonte, sobre todo en dirección sur.

Para la aplicación en sistemas aislados ubicados en el campo, donde el terreno no es escaso y la robustez es importante, la elección habitual son las estructuras fijas, ya que los seguidores son relativamente complejos, requieren mayor mantenimiento y su mayor rendimiento no compensa con el ahorro de terreno. Así, la opción convencional son las estructuras metálicas fijas ancladas en el suelo. Sin embargo, tienen el inconveniente de que hay que destinar una superficie de terreno para ellas, normalmente a costa de la superficie de cultivo, la cual debe adecuarse y vallarse.

Una de las novedades propuestas y demostradas por el proyecto LIFE REWIND es la de utilizar la superficie de la balsa de riego para colocar sobre ella los paneles fotovoltaicos, lo que conlleva numerosas ventajas. No se precisa terreno cultivable para la colocación de los paneles fotovoltaicos, y al hacerlo sobre una balsa que ya está vallada, no se requiere preparación ni vallado adicional de terreno. Además, el microclima de la superficie de la balsa reduce la temperatura de trabajo de los paneles, lo que conlleva un aumento en el rendimiento, aparte de reducir la evaporación del agua de la balsa y la reducción de la proliferación de algas en ella.



Figura 3.6: Sistema de paneles fotovoltaicos flotantes.

Se ha diseñado un sistema de soporte flotante idóneo para su utilización en balsas de sistemas de riego por goteo, que maximiza el aprovechamiento de la superficie de la balsa, incluyendo la proyección de los taludes perimetrales. Estas balsas son de superficie relativamente pequeña y sufren fuertes variaciones de nivel por los sucesivos llenados y vaciados durante la temporada de riego. Además, se anclan a tierra en el perímetro exterior de la balsa, lo que evita intervenir en la lámina de fondo y permite una fácil instalación en las balsas existentes.

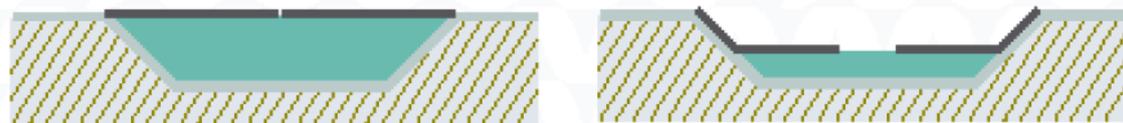


Figura 3.7: Esquema del sistema de flotadores con la balsa llena y a media capacidad.

Se han instalado 80 paneles flotantes de 275 Wp y de 265 Wp. La potencia total del campo de captación es de 21.600 Wp, con una orientación de -30° , es decir en dirección sur-sureste. La inclinación de dichos paneles es de 5° para maximizar la producción durante el periodo estival. La producción anual prevista para este parque fotovoltaico es de 29.100 kWh.

Fixed system: inclination=5 deg., orientation=-30 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	36.50	1130	2.15	66.6
Feb	58.40	1640	3.42	95.7
Mar	85.70	2660	5.09	158
Apr	94.20	2830	5.68	170
May	110.00	3400	6.80	211
Jun	119.00	3580	7.58	227
Jul	121.00	3750	7.76	240
Aug	106.00	3290	6.80	211
Sep	86.90	2610	5.41	162
Oct	63.40	1970	3.85	120
Nov	41.80	1250	2.49	74.8
Dec	31.10	965	1.85	57.3
Year	79.60	2420	4.91	149
Total for year		29100		1790

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Tabla 3.2: Producción fotovoltaica mensual [47].

Para la elección de las baterías, dado que en esta aplicación estacionaria no es importante el peso ni el volumen la tecnología empleada es de plomo-ácido, con una buena relación entre coste y energía. La batería está formada por 24 vasos en serie sumando 48 V. La capacidad de cada vaso es de 2.680 Ah C10 y la energía acumulable total es de 128.640 Wh.



Figura 3.8: Baterías.

3.2-Instalación de generación y almacenamiento de hidrógeno

Como se ha expuesto anteriormente, el diseño de la instalación requiere un sistema para el almacenamiento energético a largo plazo, por lo que la energía excedentaria se va a emplear para generar hidrógeno mediante electrólisis, almacenándolo en botellas a presión. En el diseño del sistema de generación de hidrógeno se han considerado principalmente elementos comerciales para minimizar los costes y asegurar la fiabilidad de la instalación en los términos especificados por los fabricantes. Adicionalmente, para el correcto funcionamiento del conjunto se debe diseñar un sistema para el suministro de los equipos, un sistema de circulación de gases, así como elementos de control y seguridad.

El sistema se compone de un equipo de purificación de agua de red que produce agua de tipo II, un electrolizador alcalino con membrana, una etapa de almacenamiento intermedia de baja presión, un compresor de membrana metálica y un rack de bombonas de alta presión que sirve como depósito estacionario de hidrógeno.

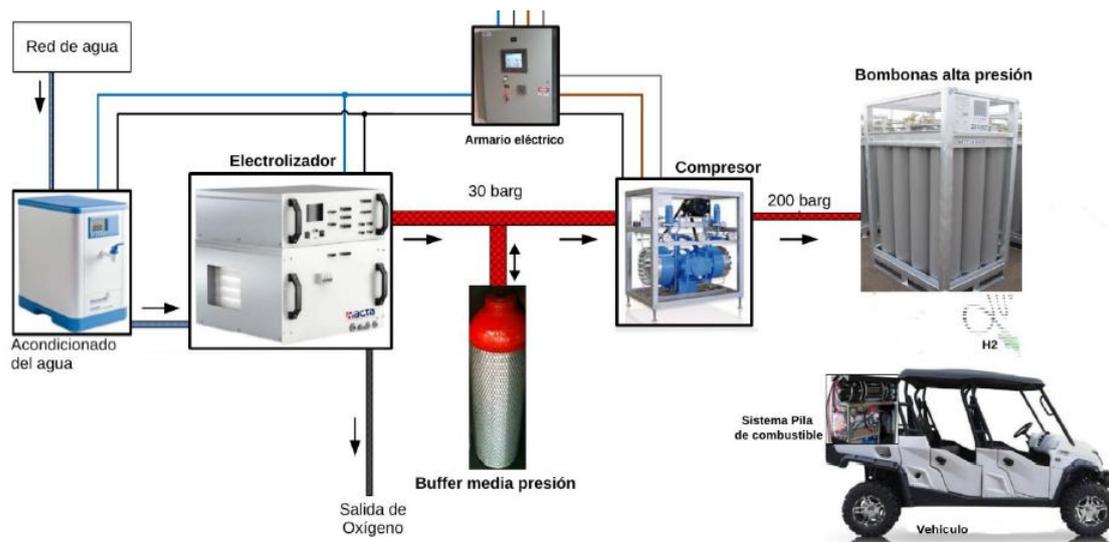


Figura 3.9: Esquema general del sistema de generación de hidrógeno.

El funcionamiento básico de la planta se resume en los siguientes pasos:

1. El agua de la red se pasa a través de un sistema combinado de purificación mediante ósmosis inversa y desionización para obtener agua con una conductividad por debajo de $5\mu\text{S}/\text{cm}$ que sirve de fuente para la producción de hidrógeno.
2. Esta agua llega al electrolizador, que está alimentado por la energía eléctrica excedentaria de la instalación fotovoltaica. Se ha escogido un electrolizador de tecnología alcalina con una membrana que evita la mezcla de los productos. Su producción se ajusta a las necesidades relativamente pequeñas de la explotación de Viñas del Vero, 500 NI/h. El electrolizador descompone el agua entrante en oxígeno, que se ventea a la atmósfera, y en hidrógeno. El hidrógeno generado pasa por un sistema de secado para hacerlo apto para el uso de pilas de combustible y sale del electrolizador a una presión de 30 bar.
3. El gas se almacena en un pequeño depósito que sirve de buffer del que se alimenta un compresor de membrana metálica. El propósito del buffer es evitar bombeos en vacío del compresor.
4. El gas sale del compresor a una presión de 200 bar y se almacena en un rack de 12 bombonas de 50 l.
5. De este depósito se alimenta el vehículo de hidrógeno, que puede repostarse mediante un sistema comercial estandarizado, o mediante un sistema manual auxiliar.

3.2.1-Dimensionado de la instalación

Las capacidades y características de los elementos del sistema se han elegido de acuerdo a las estimaciones de producción y uso de energía solar durante el año. El propósito de la instalación de generación de hidrógeno es el almacenamiento de los excedentes energéticos a medio/largo plazo mientras que las baterías cubren las necesidades de gestión y almacenamiento a corto plazo.

Esta energía excedentaria almacenada en forma de hidrógeno se utilizará para el repostaje de un vehículo eléctrico agrícola adaptado para propulsarse híbridamente mediante baterías y una pila de combustible de membrana polimérica. Una carga completa del vehículo, para un uso aproximado de 5 horas diarias, requiere una entrada de 11,4 kWh para baterías y unos 41,5 kWh para generación de hidrógeno.

El sistema de paneles solares, una vez satisfechas las necesidades de bombeo de agua, deja como remanente, durante los 4 meses de época de riego, unos 5.318 kWh y en los restantes 8 meses unos 15.450 kWh, en total 20768 kWh. Esto supone una energía disponible para el vehículo para 392 días al año. Lógicamente, lo que esté por encima de 365 no cuenta, así que la energía extra disponible se destinará para los aireadores de la balsa de la EDAR. El rack se ha dimensionado para permitir un almacenamiento teórico de 16 días de consumo de hidrógeno.

3.2.2-Diseño de la hidrogenera

Los equipos de la instalación de generación de hidrógeno se sitúan dentro de una caseta climatizada construida a tal efecto, exceptuando el rack de bombonas que se ha emplazado en el exterior debido a la gran cantidad de hidrógeno que almacena, por lo que en caso de fuga el gas se dispersará rápidamente en el ambiente.



Figura 3.10: Exterior de la caseta.

El interior de la caseta está dividido en dos habitaciones independientes, a las cuales se accede por distintas puertas y únicamente se encuentran comunicadas visualmente mediante una gran mampara de vidrio doble. En la sala más grande, aparte de situarse el banco de baterías y los inversores solares, se encuentra el ordenador de mando que permite controlar mediante una pantalla táctil toda la instalación. A esta sala podrán acceder las visitas pertinentes para poder visualizar la hidrogenera a través de la mampara, mientras que a la habitación donde se encuentran los sistemas de purificación de agua, electrólisis y compresión de hidrógeno únicamente se podrá acceder por motivos técnicos, ya que se considera un espacio ATEX (atmósfera explosiva).

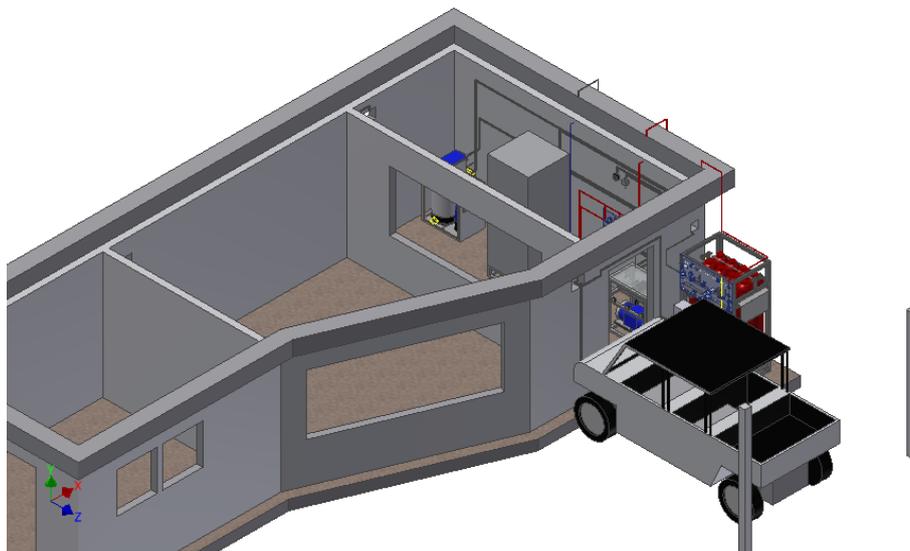


Figura 3.11: Interior de la caseta.

Desde el armario eléctrico general situado en la habitación de las baterías, se distribuyen los tubos que contienen tanto los cables para alimentar los distintos equipos, como los cables de los diferentes sensores y dispositivos para el control de la instalación. Todos los cables van por el interior de un tubo corrugado especial que cumple las normativas ATEX, y las conexiones a los equipos igualmente se realizan mediante prensaestopas adecuadas para dicha atmósfera.

En el fondo de la habitación se encuentra la purificadora de agua apta para trabajar en atmósferas ATEX, a la cual llega una toma de agua de red para alimentar el equipo. De ella salen dos conductos, uno para suministrar agua de tipo II al electrolizador, controlado mediante una electroválvula, y otro que conduce hasta un desagüe situado detrás del electrolizador.

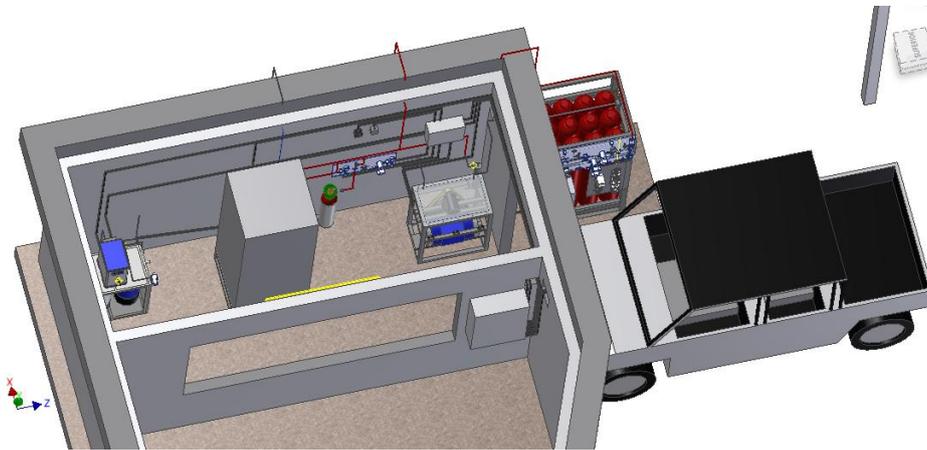


Figura 3.12: Distribución de los elementos de la hidrogenera.

En medio de la habitación se encuentra el electrolizador, al que llega el agua del sistema de purificación (refilling). Todas sus conexiones se realizan por la parte posterior. Tanto la conexión para vaciar el tanque (aux tank drain) mediante una válvula manual como la salida de agua de sobrellenado del depósito (overfilling) se conectan directamente al desagüe. Existe otra salida por donde se expulsa el oxígeno generado por el electrolizador, el cual puede contener agua igualmente, por lo que se circula a través de un sifón que separa ambos elementos. El oxígeno se circula al exterior mediante una línea de venteo mientras que el agua se conduce al desagüe. Finalmente hay dos salidas de hidrógeno, una de producción y otra de venteo.

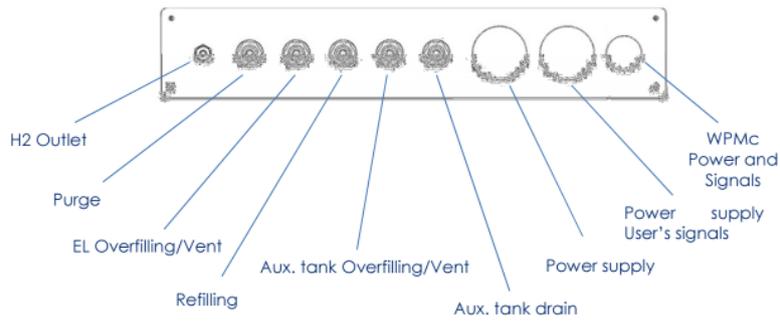


Figura 3.13: Conexiones traseras del electrolizador.

El hidrógeno generado a 30 bar se conduce a un panel en el que se sitúan las conexiones a una botella de 10 litros que actúa como buffer y al compresor. En él se encuentran dos manómetros para conocer la presión del hidrógeno separados por una electroválvula que controla el flujo de hidrógeno entre el electrolizador/botella buffer y el compresor, así como una llave manual de paso. Además incluye una válvula de sobrepresión y otra manual que conducen a la línea de venteo de baja presión de hidrógeno.



Figura 3.14: Panel de distribución de hidrógeno.

El hidrógeno llega al compresor donde se eleva su presión hasta los 200 bar, y posteriormente se conduce al exterior de la caseta para almacenarse en el rack de bombonas. En el compresor hay una conexión a la línea de purga en caso de rotura de la membrana. Finalmente en el interior de la caseta se sitúan un sensor de temperatura y el sistema de climatización tipo "inverter" para evitar problemas de congelación en invierno y el calentamiento excesivo en verano, así como un sensor de hidrógeno y un ventilador que expulsa el hidrógeno al exterior en caso de que se detecte una fuga, además de un fluorescente para iluminar la habitación. Todos los elementos tienen certificación ATEX.

Por último el hidrógeno llega al rack de bombonas situado en el exterior de la caseta, donde pasa a través de un filtro antes de ser almacenado. Sobre el rack hay un panel que permite tanto la carga como la posterior descarga de las botellas mediante electroválvulas, así como manómetros, válvulas de sobrepresión y válvulas manuales protegidas mediante candados, ya que se encuentra a la intemperie. Incluye una válvula de sobrecaudal que en caso de algún fallo liberaría el hidrógeno contenido lentamente y de forma controlada a través de la línea de venteo de hidrógeno de alta presión. Sobre la estructura del rack también se encuentran los dos sistemas de dispensación de hidrógeno y un armario para controlar la recarga.

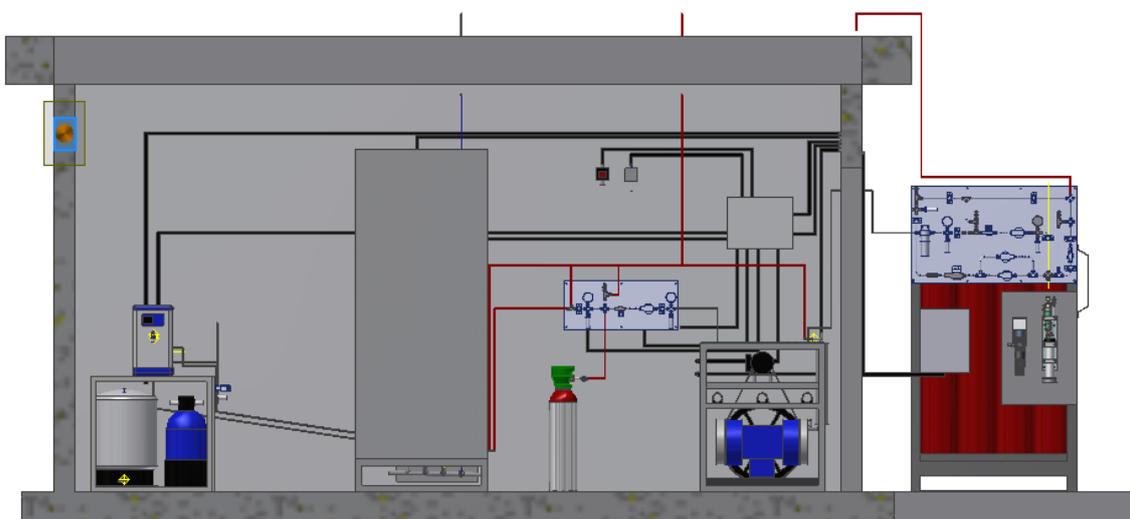


Figura 3.15: Alzado de la hidrogenera.

3.2.3-Equipos

A continuación se detallan las especificaciones de los componentes principales de la planta:

- **Sistema de purificación de agua:**

Se trata de un módulo Ecomatic 3L de la empresa Wasserlab. El equipo es capaz de producir agua tipo II a partir de agua de red. Su producción es de 3 l/h, generando un caudal de rechazo de 18 l/h. Trabaja a una presión de 4 bar, y solamente entra en funcionamiento cuando el depósito del electrolizador se encuentra por debajo de cierto nivel.



Figura 3.16: ECOMATIC.

En el proceso de purificación el agua de red es tratada en distintas fases:

a) Pretratamiento:

Es la fase inicial del sistema, en la que se elimina:

- Las partículas de tamaño igual o superior a 1 micra.
- El 99,99% del hipoclorito.
- La mayor parte de la materia orgánica presente en el agua de entrada

b) Etapa de Ósmosis inversa:

Una membrana de ósmosis inversa de alto rendimiento elimina más del 99,95 % de la materia orgánica (de más de 150 dalton) presente en el agua y entre el 94 y el 98% de los sólidos totales disueltos (TDS)

c) Acumulación de agua osmotizada:

El agua producida en la fase de ósmosis inversa, se acumula en un depósito hermético, presurizado de 30 litros, quedando protegida del aire y la contaminación ambiental.

d) Fase de purificación en resina:

El agua osmotizada pasa por una resina de intercambio iónico de lecho mixto catiónico/aniónico, reteniendo las pocas sales disueltas en el agua, proporcionando Agua purificada Tipo II Grado Analítico, según la especificación de la ASTM (American Society for Testing and Materials), con una conductividad inferior a 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

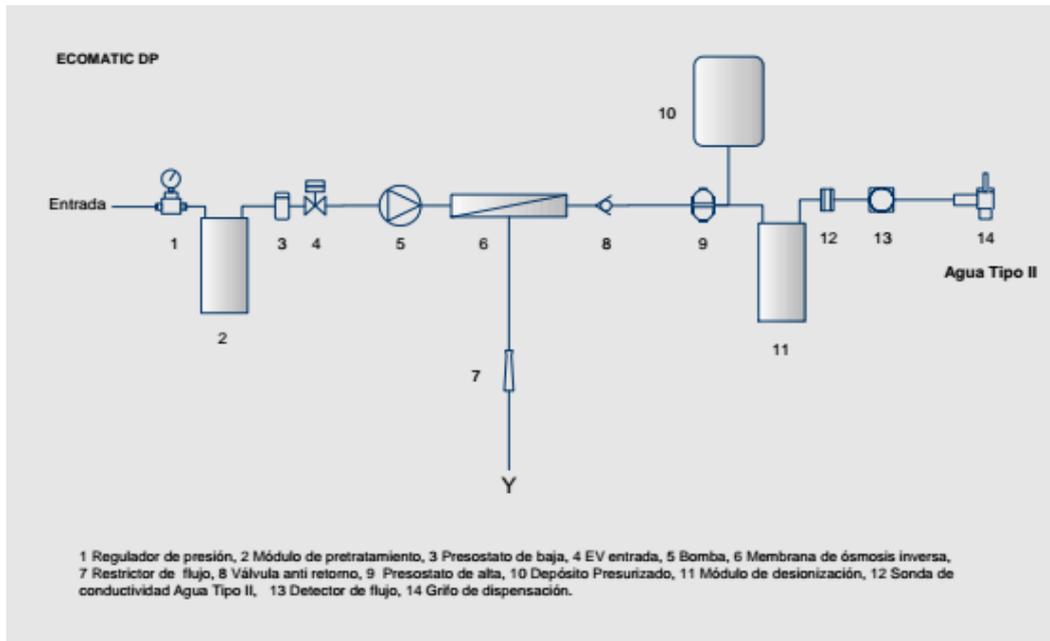


Figura 3.17: Equema hidráulico del ECOMATIC.

- **Electrolizador**

Para la electrólisis de agua se ha adquirido un módulo EL500 de la empresa Acta (adquirida por Heliocentrics), capaz de producir 500 NI/h de hidrógeno con una presión de salida de 30 bar. Se trata de un equipo de electrólisis alcalina con una membrana que crea una barrera física entre los productos de la reacción. Opera a una temperatura de 45 °C, y tiene un consumo eléctrico de 2.390 W.

El agua se suministra desde un tanque auxiliar con una capacidad de 30 litros situado en la base del electrolizador, cuya temperatura no debe estar nunca por debajo de los 5 °C para evitar la congelación. Para que el agua sea conductora se mezcla en una disolución de K₂CO₃/KHCO₃ al 1%, que no es necesario reponer. Tiene un consumo de agua purificada de 0,4 l/hora, la cual debe tener una conductividad menor <10 μS/cm. Produce hidrógeno de una pureza del 99.94, que asciende al 99.99% después de pasar por el módulo de secado. Además, incluye un módulo electrónico que se encarga del control y del suministro de energía para el dispositivo, permitiendo además la comunicación del mismo mediante una interfaz web.



Figura 3.18: Electrolizador.

- **Compresor**

El compresor para hidrógeno es de diafragma metálico, modelo MV 6208 de la marca SERA, de bajo consumo y con una capacidad acorde a la instalación. Es capaz de comprimir $0,5 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de hidrógeno, el mismo caudal producido por el electrolizador. También se adecua a la presión de salida de éste, ya que es capaz de comprimir hidrógeno con una presión de entrada comprendida entre 10-30 bar hasta 201 bar de presión de salida, con un consumo del motor eléctrico de 0,75 kW.

Técnicamente no posee fugas de hidrógeno hacia el exterior ni existe contaminación del gas a comprimir. Además está completamente protegido para evitar la generación de chispas que puedan causar la ignición en un ambiente rico en hidrógeno.



Figura 3.19: Compresor de hidrógeno.

- **Depósito estacionario de hidrógeno a alta presión**

El sistema de almacenamiento estacionario de hidrógeno está compuesto por un rack de 12 botellas de alta presión fabricado por la empresa Calvera. Cada botella tiene una capacidad de 50 litros y puede almacenar hidrógeno a 200 bar, por lo que aplicando un factor de compresión para 200 bar de 1,132 se pueden almacenar en total 106 Nm^3 de hidrógeno, lo que equivale a 318 kWh.

En el propio rack de botellas se encuentra instalado el sistema de suministro de hidrógeno al vehículo fabricado por la empresa WEH específico para este gas. Además, se ha realizado la instalación de un sistema de control que permite conocer en todo momento la situación del repostaje, una conexión de venteo de seguridad para evacuar el hidrógeno a presión que pueda quedar en el interior de la manguera una vez realizado el repostaje y un desenganche en caso de movimiento accidental del vehículo. Así mismo también existe la opción alternativa de recargar el vehículo manualmente a través de una manguera flexible la cual se rosca directamente al vehículo.

Para poder realizar la recarga se precisa de una llave que active el sistema. Una luz indica que el sistema está listo para la recarga. Una vez colocada la manguera se puede abrir la llave de paso que tiene en el cabezal (sólo se abre si está conectada a la boquilla de entrada de hidrógeno del vehículo) y el gas comenzará a fluir, indicándose mediante el encendido de otra luz. Finalmente cuando la presión se haya estabilizado significará que la recarga se ha finalizado, indicándose con otra señal luminosa. En el armario situado en el rack donde se encuentran las luces indicativas, hay colocada una seta de emergencia que permite la parada del repostaje en caso de accidente.



Figura 3.20: Rack de bombonas y sistemas de suministro.

3.2.4-Sistema de control y seguridad

El sistema de control garantiza el funcionamiento en régimen óptimo y la correcta interacción de los distintos componentes de la instalación, estando orientado al uso racional de la energía, al mínimo desgaste de los equipos y a proporcionar la máxima seguridad para el sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno, así como del sistema eléctrico y la interacción entre ambos.

Las decisiones principales de control se refieren al encendido/apagado del purificador de agua, el electrolizador, el compresor y las electroválvulas del circuito de hidrógeno. Además el sistema opera en dos niveles generales, en modo normal y en modo emergencia. Por ejemplo, se pide un tiempo mínimo de funcionamiento del electrolizador de 10 minutos, que evita bombeos en vacío y permite ajustar el acoplamiento entre el electrolizador, el buffer y el compresor para que el número de arranques y paradas sea mínimo. Todo el control de la instalación se realiza desde una pantalla táctil situada sobre el armario eléctrico de suministro en el interior de la sala de baterías, que además muestra información detallada y en tiempo real del estado de todas las variables de la instalación. Gracias a los distintos sensores, cualquier medición de un parámetro que exceda sus límites de seguridad disparará un apagado de emergencia para todos los componentes, además de contar con una seta de emergencia para parar el sistema en caso de accidente.



Figura 3.21: Pantalla táctil para el control de la instalación.

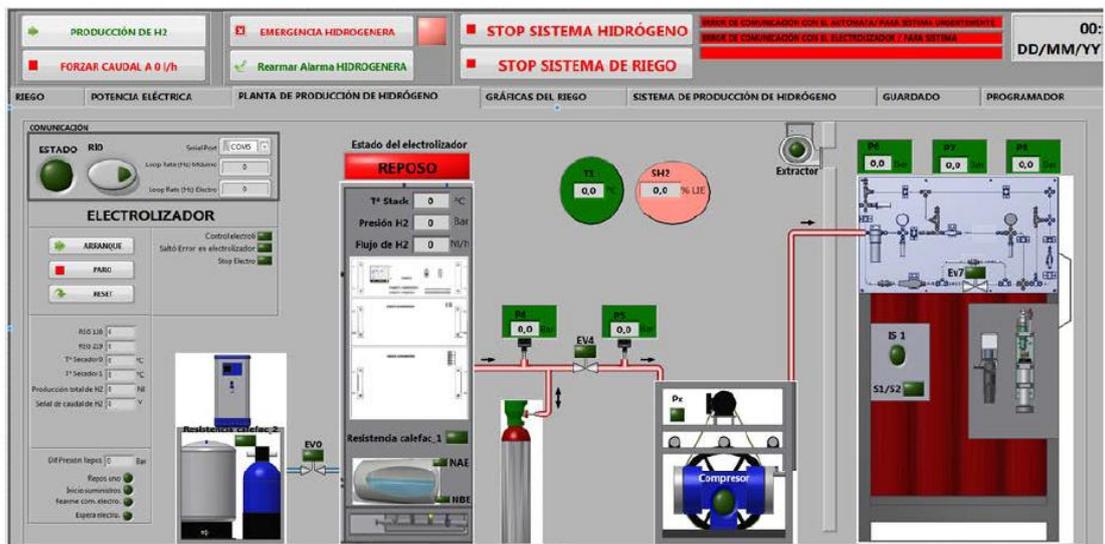


Figura 3.22: Imagen del programa de control.

Se han diseñado y construido sendos paneles para las zonas de baja (interior) y alta presión (exterior), un panel de suministro y un cuadro general de control. El panel de baja presión (que cumple con normas ATEX) asegura la continuidad del flujo de H_2 entre la salida del electrolizador y el compresor, pasando por la botella buffer a 30 Bar. Está dotado de sensores, electroválvulas y medios visuales (manómetros) para la monitorización. Asimismo, el panel de alta presión regula el llenado del depósito

estacionario después de la fase de presurización a 200 bar mientras que el panel de suministro sirve para la descarga final del hidrógeno almacenado hacia las bombonas del vehículo.

Por último se ha instalado un sensor de hidrógeno en el interior de la caseta que dispara una ventilación forzada de emergencia además de la parada de los equipos. En el monitor de control central se encuentra información detallada y en tiempo real del estado de todas las variables de la instalación.

3.2.5-Esquemas

A continuación se muestran dos esquemas de la instalación realizados con el programa VISIO donde se describe la instalación de generación de hidrógeno con todos sus componentes y conexiones, y el esquema de las conducciones eléctricas entre el armario general y los distintos componentes de la planta.

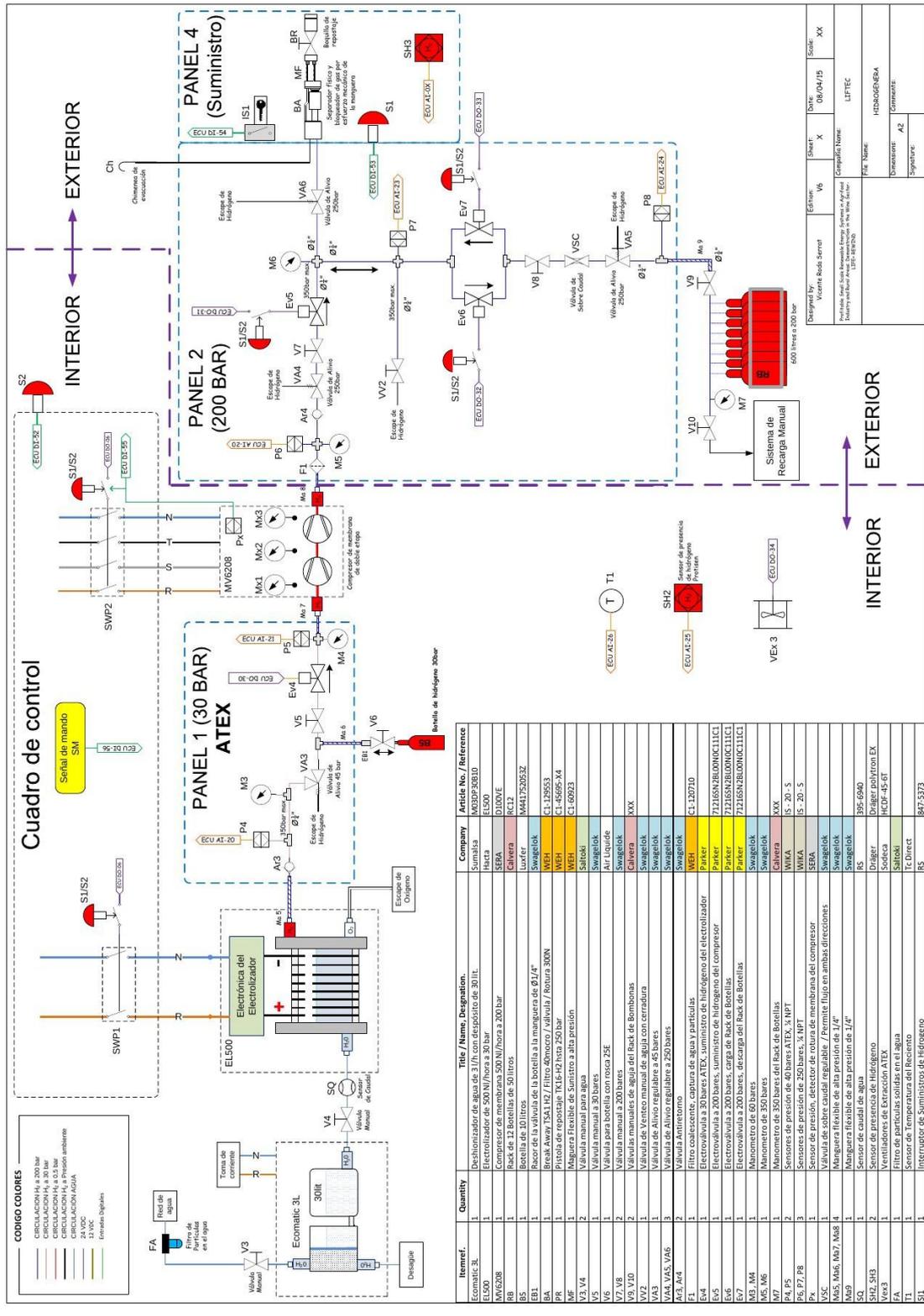


Figura 3.23: Esquema general de la planta de generación de hidrógeno.

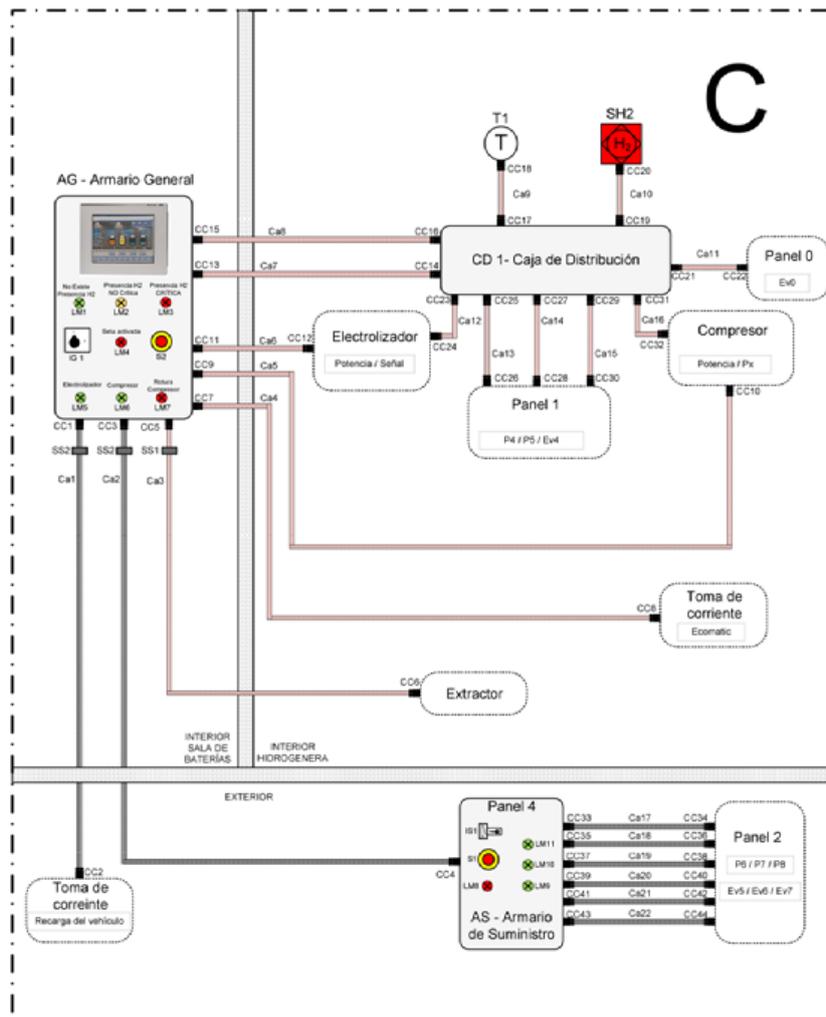


Figura 3.24: Esquema eléctrico de la hidrogenera.

4-Diseño y montaje de un vehículo eléctrico con pila PEM

En el presente tema se va a describir la adaptación efectuada en el vehículo, de tracción eléctrica, para la integración de la pila PEM alimentada con hidrógeno.

4.1-Descripción del vehículo

El vehículo eléctrico comercial que se empleará en este proyecto es un 4 plazas con tracción a las 4 ruedas modelo ePath 7500. Dispone de un motor eléctrico de 7,5 kW alimentado por 12 baterías que le permite alcanzar una velocidad máxima de 40 km/h. Según las especificaciones del fabricante, el vehículo tiene una autonomía de 100 km si se mantiene una velocidad constante de 30 km/h.



Figura 4.1: Vehículo comercial eléctrico ePath 7000.

El vehículo dispone en su parte frontal de un cabestrante eléctrico. Un enchufe permite su conexión a la red eléctrica para recargar las baterías, con un tiempo de recarga de 8 horas. En la parte trasera del vehículo hay una plataforma de carga tipo volquete que servirá como espacio para instalar la pila de hidrógeno y el sistema de almacenamiento de gases. Una vez realizada la modificación, el vehículo pasará de ser un BEV a un FC-PHEV basado en una pila de combustible en lugar de un motor de combustión interna.



Figura 4.2: Volquete trasero del vehículo desmontado.

4.1.1-Baterías del vehículo eléctrico

El vehículo está dotado de 12 baterías de plomo-gel de 6 voltios colocadas en serie, que aportan un voltaje nominal de 72 V, con una capacidad total de almacenamiento de energía de 225 Ah, por lo que son capaces de almacenar 16,2 kWh. Una pequeña batería de 12 V se encarga de alimentar los sistemas auxiliares del vehículo, al igual que se hace en un coche convencional. El sistema de baterías está situado bajo los asientos traseros del vehículo, su peso total asciende a 376,8 kg y el volumen ocupado es de 160 litros. Por lo tanto, tiene una energía específica de 43 Wh/kg y una densidad energética de 101,5 Wh/l.

Las baterías de gel son un tipo de baterías plomo-ácido selladas, donde el electrolito en lugar de ser líquido está gelificado. Gracias a esta característica, hay menos evaporación del electrolito lo que conlleva un aumento de la vida útil de las baterías, garantizando un número mucho mayor de ciclos de carga y descarga. Estas baterías soportan descargas profundas y ambientes con vibraciones, golpes y altas temperaturas. Además tienen un voltaje más estable durante la descarga, por lo que su uso es ideal para este tipo de aplicaciones, al emplearse de forma conjunta con inversores. Por contra, además de ser más caras, deben cargarse con tensiones más bajas, por lo que el cargador debe ajustarse correctamente.



Figura 4.3: Baterías del vehículo

4.2-PEMFC del vehículo

Para generar electricidad a partir del hidrógeno generado por el exceso de energía de la instalación, se ha decidido instalar una pila H-3000 fabricada por la empresa Horizon, la cual tiene una potencia nominal de 3000 W y utiliza como reactantes hidrógeno y aire. En concreto, se ha seleccionado esta pila porque la filosofía del sistema de control a desarrollar es que la pila suministre el 30 % de la energía demandada por el vehículo. Se trata de una pila de cátodo abierto, por lo que el suministro de oxígeno se realiza directamente mediante aire atmosférico que actúa a su vez como refrigerante del stack. Para tal propósito la pila tiene integrados 4 ventiladores que fuerzan la circulación del aire.



Figura 4.4: Pila H-3000.

La pila está compuesta por placas bipolares de grafito mecanizadas con canales para permitir el flujo de aire e hidrógeno sobre la superficie de la membrana. El conjunto de placas bipolares se encuentra aislado eléctricamente de la carcasa protectora mediante unas placas de epoxy situadas en ambos extremos de la pila. A continuación de ellas, se sitúan dos placas gruesas de aluminio que actúan como placas terminales unidas por 12 varillas para mantener ensamblado el stack y ejercer la fuerza de compresión necesaria para evitar fugas de hidrógeno y asegurar un buen contacto eléctrico. El peso total de la pila es de 15 kg y su volumen es de 26 litros. Por lo tanto, tiene una potencia específica de 200 W/kg y una densidad de potencia de 115,38 W/l.

Esta pila de tipo PEM está compuesta por 72 celdas con sistemas membrana electrodos (MEAs) de Nafion® con un área activa de unos 200 cm², y en condiciones nominales genera 43,2 V y 70 A. Para el correcto funcionamiento de la pila la temperatura ambiente debe estar comprendida entre los 5 y los 40 °C, y la temperatura máxima que puede alcanzar el stack es de 65 °C. El hidrógeno que circula por el interior de la pila debe suministrarse con una presión entre 0,45 y 0,55 bar, y con una pureza superior al 99,995 %. Además debe estar totalmente seco ya que la pila tiene un sistema de humidificación automático realizando un cortocircuito de 100 ms cada 10 segundos. El consumo de hidrógeno de la pila a máxima potencia es de 39 NI/min. El tiempo de arranque a temperatura ambiente está por debajo de los 30 segundos. La pila, incluyendo el sistema de control de potencia y el sistema de ventilación, tiene un rendimiento del 40 % en el punto de funcionamiento nominal. Para evitar daños en el stack, la pila no puede trabajar nunca por debajo de 36 V ni generar más de 90 A.

4.2.1-Curvas de polarización

Según el fabricante, la pila H-3000 tiene las siguientes curvas características de funcionamiento. Los datos han sido recopilados haciendo funcionar la pila en condiciones normales a nivel del mar y a temperatura ambiente dentro de un recinto cerrado.

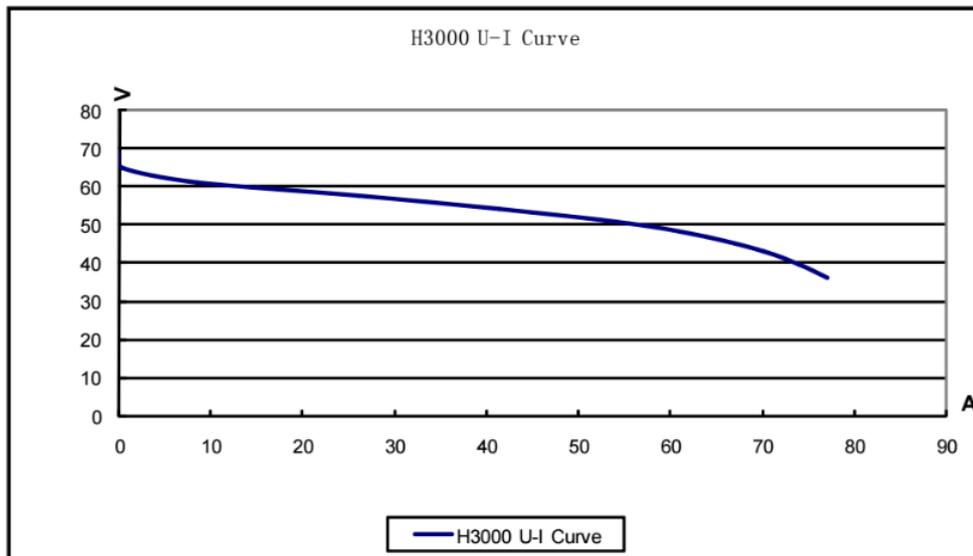


Figura 4.5: Curva de voltaje-intensidad de la H-3000.

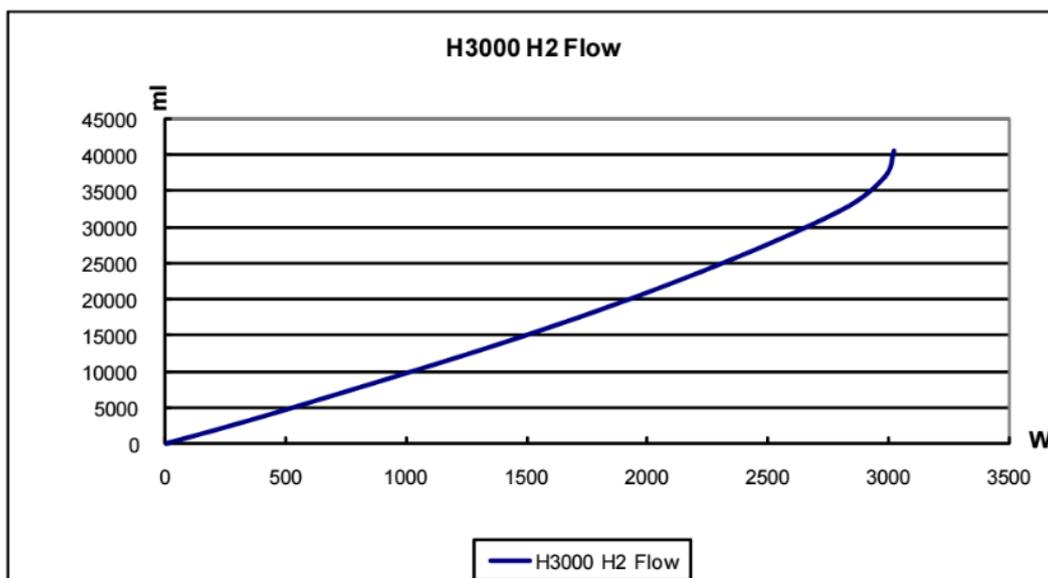


Figura 4.6: Consumo de hidrógeno en función de la potencia de la H-3000.

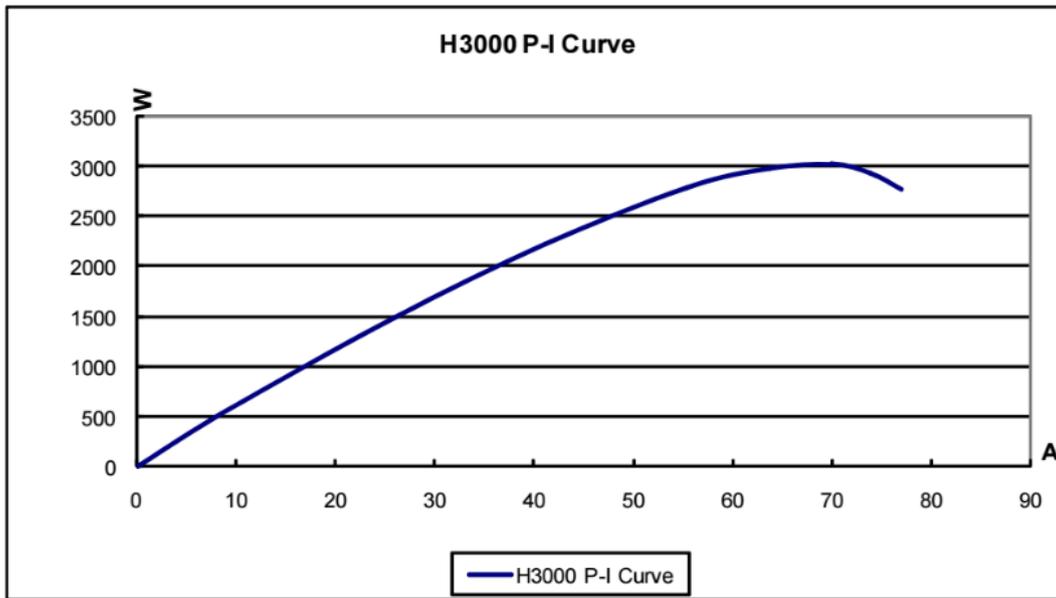


Figura 4.7: Curva de potencia-intensidad de la H-3000.

Para poder trabajar mejor con los datos proporcionados por el fabricante, se ha realizado una tabla en la que quedan reflejados mediante datos dichas gráficas, lo que permite establecer los puntos de funcionamiento de la pila.

I (A)	j (A/cm ²)	V (V)	Vcell (V)	P (W)	QH ₂ (NI/min.)
0	0.000	65.05	0.903	0	0.00
1.67	0.008	63.47	0.882	105.9949	0.94
3.33	0.017	62.53	0.868	208.2249	1.88
5	0.025	62.21	0.864	311.05	2.82
10	0.050	61	0.847	610	5.63
15	0.075	60	0.833	900	8.45
20	0.100	58.74	0.816	1174.8	11.27
25	0.125	57.47	0.798	1436.75	14.08
30	0.150	56.53	0.785	1695.9	16.90
35	0.175	55.26	0.768	1934.1	19.72
40	0.200	54	0.750	2160	22.53
45	0.225	52.86	0.734	2378.7	25.35
50	0.250	52.1	0.724	2605	28.17
55	0.275	50.84	0.706	2796.2	30.98
60	0.300	48.31	0.671	2898.6	33.80
65	0.325	45.79	0.636	2976.35	36.61
70	0.350	42.32	0.588	2962.4	39.43
75	0.375	38.21	0.531	2865.75	42.25
77	0.385	35.37	0.491	2723.49	43.37

Tabla 4.1: Datos de la H-3000 proporcionados por el fabricante.

Se ha determinado que el punto óptimo de operación para la pila es aquel en el cual esta trabaje generando una densidad de corriente de 200 mA/cm². Por lo tanto en ese punto la pila ofrecerá 40 A a 54 V, lo que supondrá una potencia de 2160 W y un consumo de hidrógeno de 22,53 NI/min. También se ha establecido el punto que no debe sobrepasar para no comprometer la seguridad del dispositivo, a 65 A y 45,79 V, lo que supone una potencia de 2976,35 W y un consumo de hidrógeno de 36,61 NI/min.

4.2.2-Instrucciones de operación

- **Arranque**

Hay que asegurarse de que la temperatura de la pila y del ambiente se encuentra por debajo de los 45 °C. Si no se cumple esta condición, el sistema no arrancará con éxito. Para encender el sistema hay que pulsar el interruptor en el que está inscrito FC (fuel cell) situado en el panel de mando del vehículo, a la derecha del conductor. Para indicar que la pila se encuentra encendida se iluminará una luz verde en el propio interruptor.

- **Operación**

Una vez que el sistema ha arrancado, se puede regular la potencia generada por la pila para adecuarla a la demanda dentro del rango de la pila. Nunca se debe conectar directamente a una carga mayor de 3000 W ya que puede causar daños irreversibles a la pila. Durante la fase de operación, se debe asegurar que el suministro de hidrógeno se realiza entre 0,45 y 0,55 bar.

La tubería de purga debe de colocarse en sentido descendente para evitar posibles retornos, ya que podría dañar la pila. Si después de cada purga el rendimiento aumenta en torno a un 10 %, significa que la pila se está encharcando por lo que hay que tratar de aumentar las presión del hidrógeno para expulsar al exterior el agua sobrante.

En todo momento la pila debe de funcionar bajo la dirección de un sistema electrónico de control que haga trabajar a la pila bajo las condiciones adecuadas para asegurar el correcto funcionamiento durante su vida útil. La pila incorpora una caja de control electrónico propio, la cual será sustituida por otro al ser hibridada en el vehículo.

- **Parada**

Para apagar la pila, primero hay que desconectarla de la carga, en este caso el motor del vehículo. El siguiente paso es pulsar el botón de mando de la pila (FC). Si la pila en el momento de ser desconectada se encuentra por encima de los 45 °C, seguirá funcionando hasta que la temperatura descienda por debajo de ese valor para proteger el sistema.

Por último se debe cerrar el suministro de hidrógeno para evitar que entre gas mientras la pila no está en funcionamiento, ya que el podría destruir las MEAs del stack.

4.2.3-Ensayos experimentales de la pila

Una vez que la pila H-3000 fue recibida en las instalaciones del LIFTEC, se llevó a cabo su acondicionamiento y caracterización experimental en el banco de ensayos de pilas de combustible existente en dichas instalaciones. Para poder realizar las pruebas necesarias se dispone de una carga electrónica dinámica que es capaz de fijar la corriente demandada a la pila.

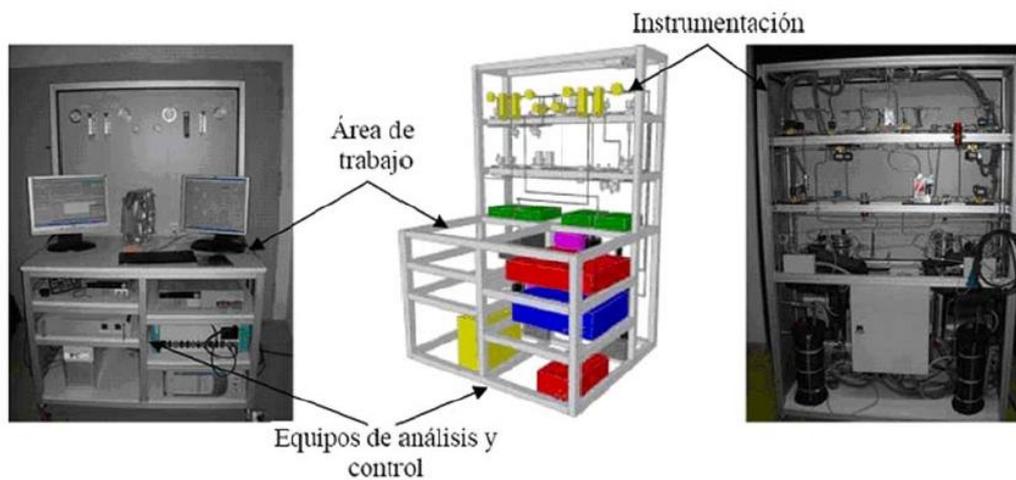


Figura 4.8: Banco de ensayos del LIFTEC.

Se han obtenido las curvas de polarización tanto de subida, desde el arranque hasta alcanzar la potencia máxima, como de bajada, reduciendo la potencia hasta la parada, para un valor fijo de presión de alimentación de 0,45 bar. Se puede observar que la pila ofrece más potencia cuando desciende la potencia. Esto puede deberse a que hasta que no se trabaja a altas densidades de corriente no se alcanza la temperatura necesaria para el óptimo funcionamiento de la pila. Además, es en estas densidades de corriente cuando se genera más agua por lo que las membranas de las MEAs estarán perfectamente humectadas. Por otra parte, el voltaje generado es algo menor de lo esperado debido a que la prueba se ha llevado a cabo sin realizarse el protocolo de cortocircuito por el cual la pila se humidifica automáticamente, además de la influencia de la presión de suministro de hidrógeno, que se ha fijado en su mínimo valor admisible para evitar problemas irreversibles causados por la sobrepresión sobre las membranas.

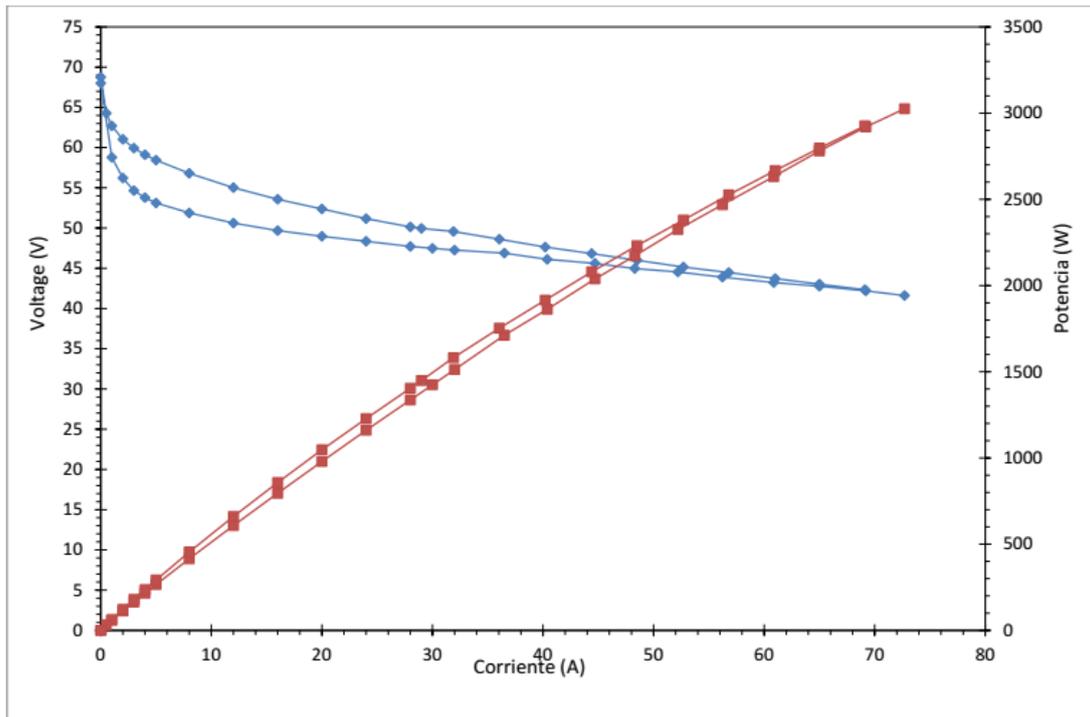


Figura 4.9: Curva de polarización experimental de la H-3000.

También se ha estudiado el funcionamiento del sistema de refrigeración de la pila para conocer mejor el control realizado sobre los ventiladores. Conforme aumenta la corriente generada por la pila, aumenta la temperatura de la misma. El voltaje suministrado a los ventiladores permanece constante a 4,66 V hasta que la pila llega a un valor cercano a los 50 °C, entonces aumenta hasta los 11,37 V para tratar de mantener la pila a 50 °C, logrando que siempre se mantenga por debajo de los 65 °C, la temperatura límite de operación.

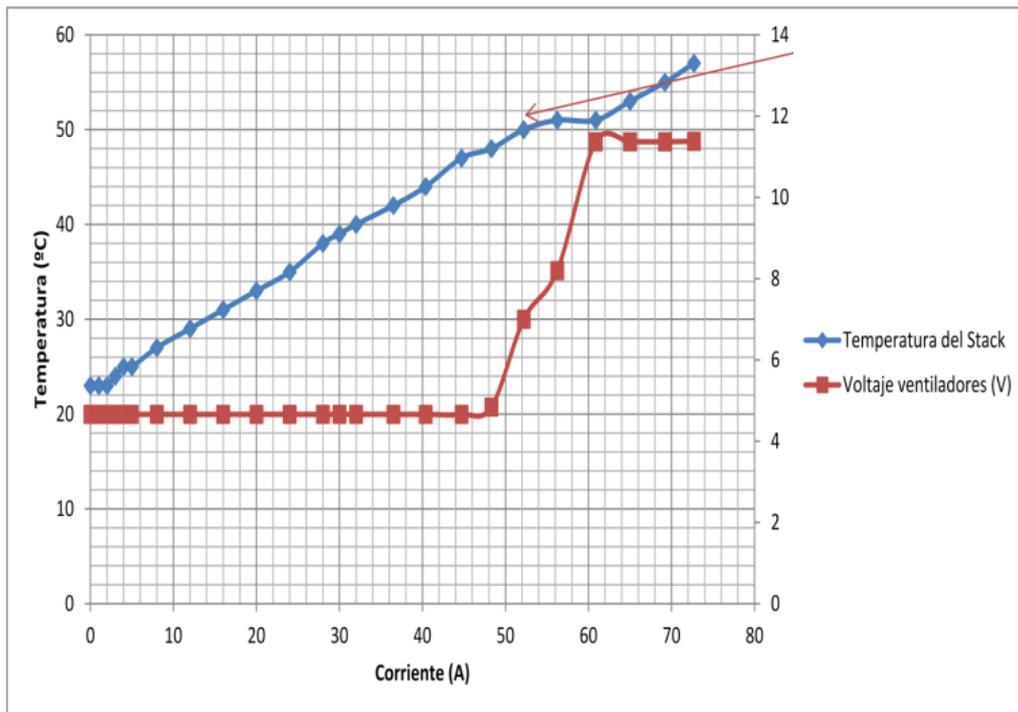


Figura 4.10: Temperatura del stack y consumo de los ventiladores en función de la corriente generada.

4.3-Implementación del sistema de pila de combustible en el vehículo

Para adaptar el sistema de suministro de energía original del vehículo eléctrico puro basado en baterías de plomo-gel al sistema híbrido con pila de combustible, ha sido necesario realizar tanto cambios estructurales como en la electrónica del vehículo, así como diseñar y fabricar los sistemas de recarga y suministro de hidrógeno.

4.3.1-Diseño del alojamiento para los diferentes sistemas

El conjunto de la pila de combustible, el sistema de almacenamiento y suministro de hidrógeno, así como la electrónica de control e hibridación se han instalado en el volquete situado en la parte trasera del vehículo.

Para ello, en primer lugar, se ha reforzado el bastidor original donde se apoya el volquete para que pueda soportar el sobrepeso causado por estos sistemas. A continuación, se ha diseñado una placa de acero inoxidable de 4 mm de espesor con la forma de la base del cajón del volquete, que sirve para sujetar y distribuir los distintos elementos y dispositivos. Esta placa va unida al chasis del vehículo mediante 12 silentblocks distribuidos por toda la superficie, los cuales permiten aislar la pila y sus dispositivos auxiliares de las vibraciones provocadas por la circulación del vehículo, especialmente si se desplaza por caminos no asfaltados.

En ambos laterales del cajón, se sitúan las 4 botellas de hidrógeno, apiladas 2 a 2, y fijadas a la placa de acero mediante un sistema de abrazaderas. Para emplazar las botellas de hidrógeno, ha sido necesario realizar cortes en la pared trasera del volquete, permitiendo que las mismas salgan de éste, ganando así algo de espacio interior.

En la parte central, entre las botellas de hidrógeno, se sitúa un cajón de aluminio donde se colocan todos los sistemas electrónicos y la pila de combustible. De esta forma quedan aislados de la zona donde el hidrógeno está a alta presión. La parte superior del volquete se cubre con dos placas independientes de metacrilato de 5 mm de espesor para proteger los sistemas permitiendo, a su vez, su visibilidad. La placa situada sobre la parte de alta presión está unida al volquete mediante unos perfiles colocados en el perímetro exterior, que permiten disponer de un espacio para la ventilación de toda la zona, mientras que su parte interior y la placa de metacrilato que cubre el cajón de la electrónica se apoyan sobre el borde de este.

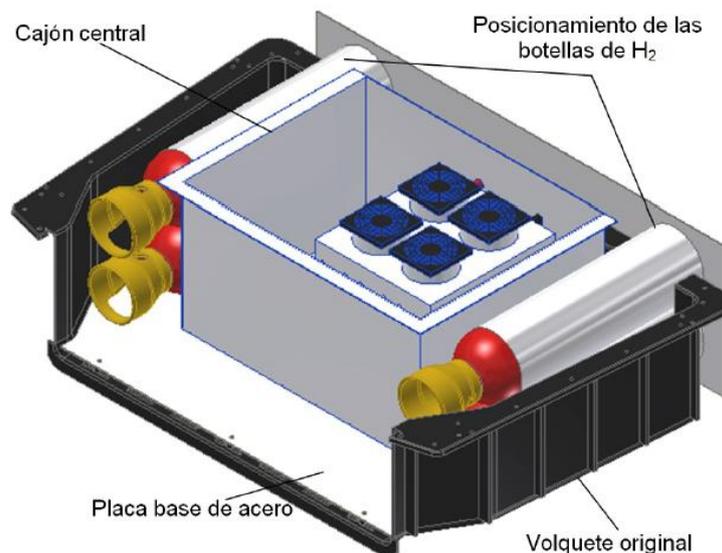


Figura 4.11: Esquema de la distribución del espacio en el volquete (I).

La pila, por su parte, se apoya sobre un soporte que la eleva una altura suficiente para que los ventiladores sobresalgan por encima de la placa de metacrilato a través de unos orificios abiertos. De esta forma el aire puede circular tanto a través de la pila como por las cajas donde se colocan los circuitos y tarjetas electrónicas para refrigerarlos. Sobre estas salidas se ha colocado una pequeña estructura para evitar la entrada de agua a los ventiladores. Para permitir la entrada de aire en el cajón de la electrónica se ha abierto una sección rectangular situada en el lateral del cajón que no está en contacto con la parte de alta presión, a la que se le ha instalado un filtro que evita la entrada de partículas.

Finalmente, todos los elementos necesarios para garantizar la recarga de gases a las botellas y el suministro de los mismos al stack se han posicionado en dos paneles enfrentados, uno situado en la pared trasera del volquete y otro sobre la pared del cajón de la electrónica. Para la correcta colocación del panel sobre el volquete se ha diseñado una placa de acero colocada sobre la puerta abatible del volquete, sujeta a los perfiles del chasis. Para posicionar la placa que sujeta el panel de suministro de hidrógeno ha sido también necesario recortar un tramo del borde del cajón.

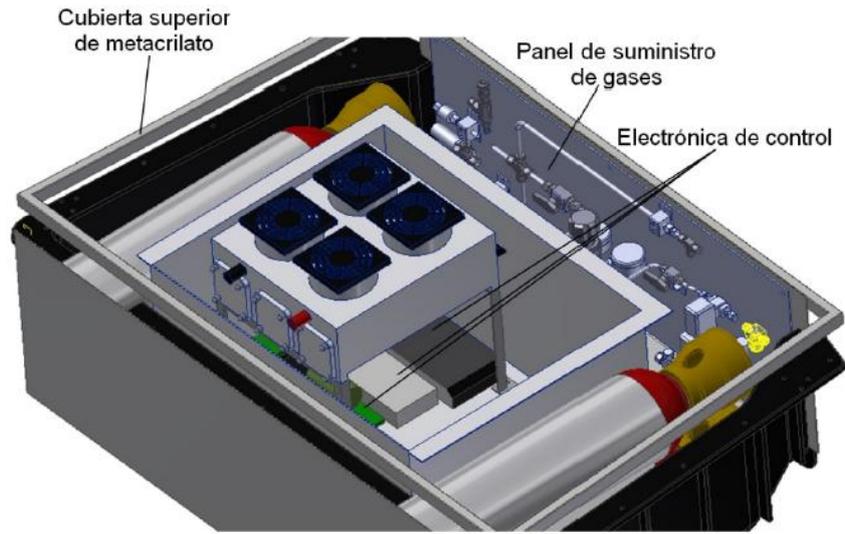


Figura 4.12: Esquema de la distribución del espacio en el volquete (II).

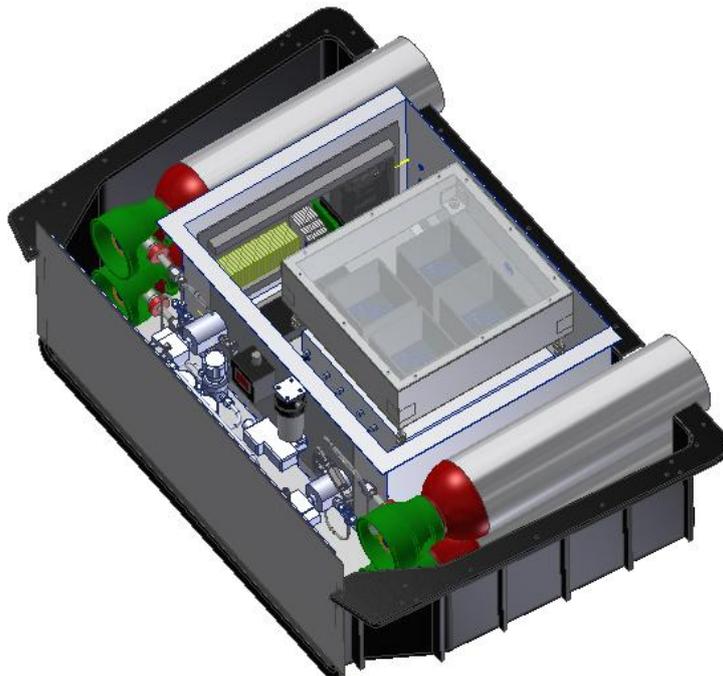


Figura 4.13: Esquema de la distribución del espacio en el volquete (III).

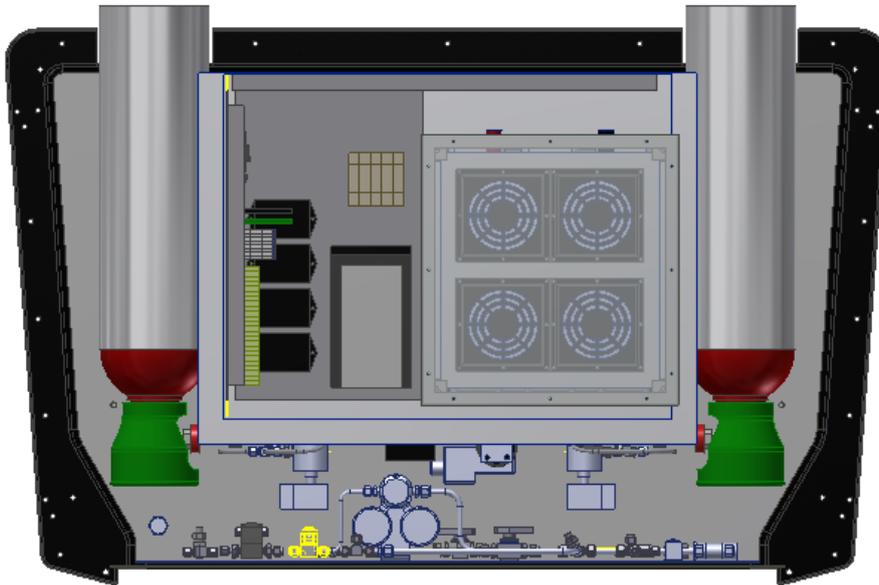


Figura 4.14: Planta del volquete trasero del vehículo.

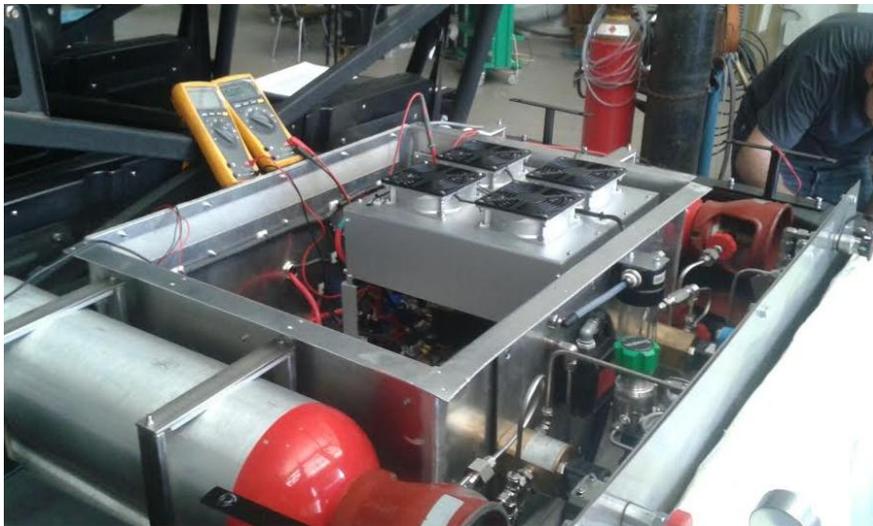


Figura 4.15: Volquete trasero del vehículo abierto durante la fase de pruebas.

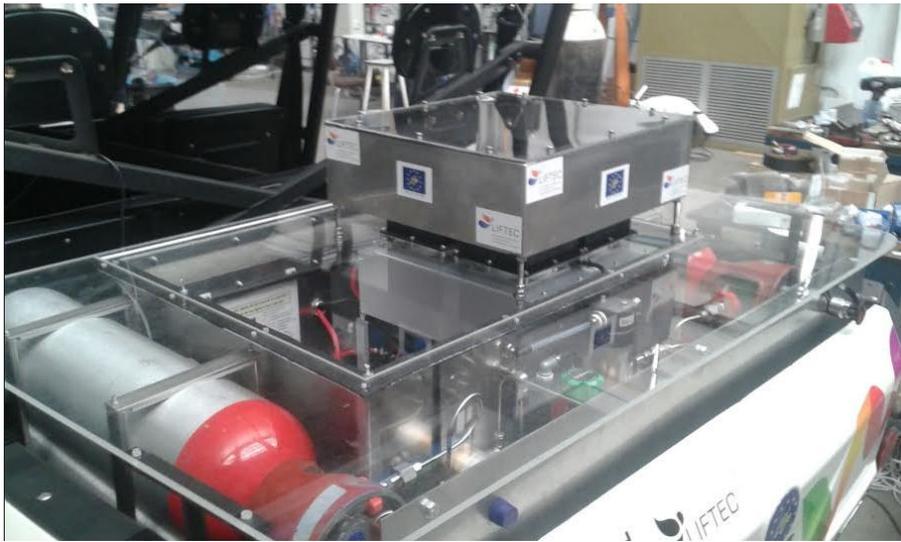


Figura 4.16: Volquete trasero del vehículo cerrado, con todos los sistemas y dispositivos instalados.

4.3.2-Diseño del sistema de almacenamiento, recarga y alimentación

El hidrógeno que se emplea en la pila PEM del sistema híbrido se almacena en cuatro botellas de aluminio con un volumen de 10 litros y un peso de 12,75 kg cada una. Por lo tanto, el volumen de hidrógeno que se puede almacenar a una presión de 200 bar es de 7 Nm³, o lo que es lo mismo, 0,63 kg de hidrógeno, lo que en términos energéticos suponen 21,2 kWh. El sistema de almacenamiento del vehículo tiene una energía específica de 415,68 Wh/kg y una densidad energética de 530 Wh/l.

La boca de cada botella está protegida mediante una tulipa, que sirve como protección de la válvula manual en caso de accidente. Esta válvula se encontrará normalmente abierta y sólo se cerrará cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento o reparación en el vehículo, ya que el control del llenado de las botellas y el suministro de hidrógeno a la pila se realizará mediante electroválvulas situadas en los paneles del sistema de distribución de gases. Para evitar problemas causados por las vibraciones y los golpes que pueda recibir el vehículo, las conexiones de las 4 botellas al sistema de distribución de gases se han realizado mediante tubos curvados en forma de tirabuzón para que absorban las posibles deformaciones.

El sistema de suministro se ha realizado, como se ha explicado en el apartado anterior, sobre dos paneles enfrentados, uno sobre la puerta trasera del volquete y otro sobre la pared del cajón de la electrónica. En dichos paneles se sitúan todos los componentes necesarios para la medición y el control del flujo de hidrógeno. A través de ellos se realiza tanto la recarga de las botellas cuando el vehículo está repostando en la hidrogenera como la descarga desde las botellas para alimentar la pila de combustible cuando el vehículo está operando.

En el repostaje, el hidrógeno entra por la boquilla de alimentación (*BoI*) de la etapa de alta presión y rellena las cuatro botellas. La línea tiene una válvula antirretorno (*ArI*) que evita que el hidrógeno pueda circular hacia la boquilla de recarga. Aunque el compresor no puede suministrar gases a más de 200 bar, una válvula de sobrepresión (*VAI*) también protege la instalación en caso de que ocurra cualquier accidente. La descarga de las botellas se realiza por las mismas mangueras que la recarga. En este caso, el hidrógeno puede circular desde la etapa de alta presión hasta la de baja, donde el manorreductor (*VrI*) reduce la presión hasta 6,8 bar. A la salida del manorreductor se inicia la segunda etapa del suministro de hidrógeno que se realiza a baja presión. El flujo de hidrógeno que circula hacia la pila de combustible pasa por un filtro de partículas de 0,5 micras (*FI*) y llega a la electroválvula proporcional que controla el flujo de suministro. A continuación llega a un eyector de tipo Venturi que permite la recirculación de la parte del gas suministrado a la pila de combustible que no reacciona.

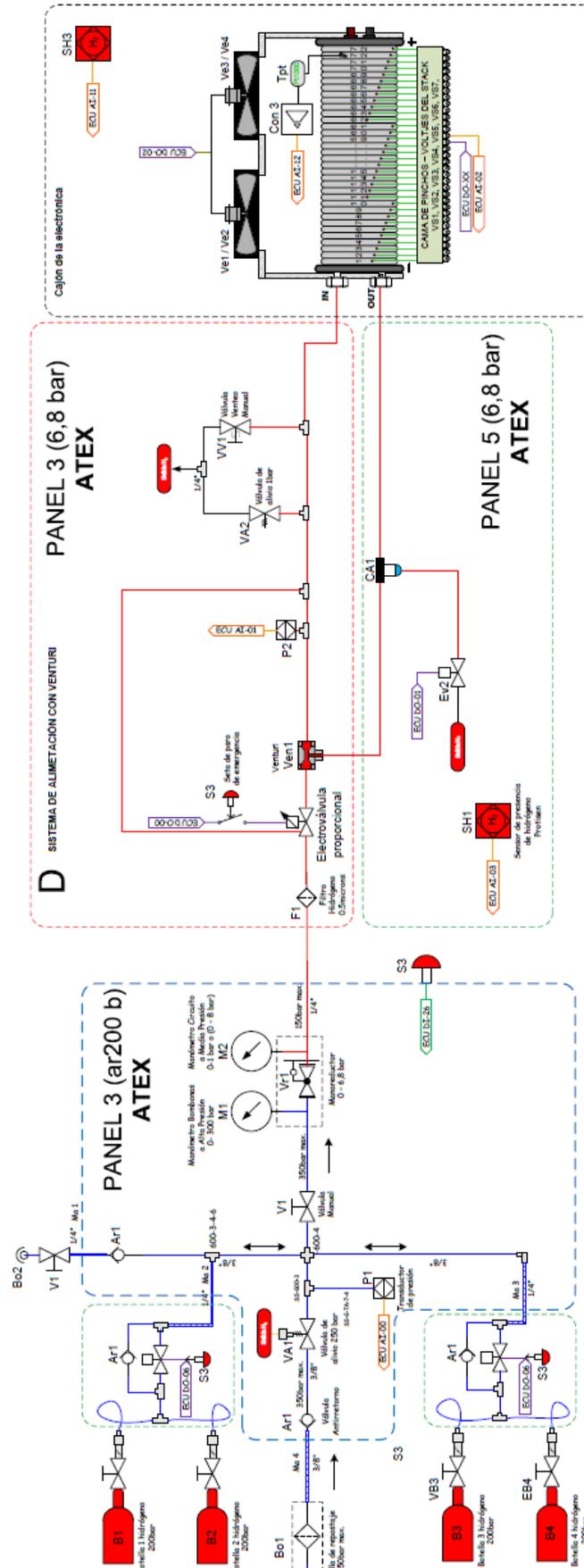


Figura 4.17: Esquema del sistema de distribución de gases del vehículo.

En una pila de combustible los caudales de gases son proporcionales a la corriente que se genera. En pilas de combustible que operan a presión ambiental no suele suministrarse la cantidad exacta para la reacción estequiométrica. En el caso del hidrógeno se suele aportar entre un 5 y un 20 % más del gas necesario para asegurarse de que el mismo llega a todos los puntos de las capas catalíticas. Para evitar verter el exceso de gas que no reacciona al ambiente, el sistema de suministro de la pila incorpora un eyector tipo Venturi en la línea que permite recircular el hidrógeno no usado y volver a introducirlo en la pila. Para limpiar el gas recirculado se ha colocado un filtro que atrapa el agua y la elimina mediante purgas con una determinada frecuencia. Esta recirculación del gas es pasiva, por lo que no precisa de alimentación eléctrica.

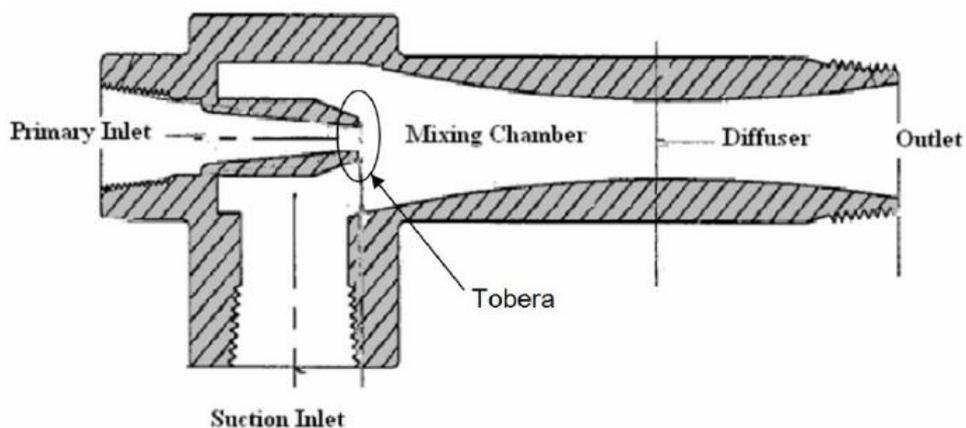


Figura 4.18: Geometría del Venturi.

La velocidad del caudal principal de entrada se incrementa al pasar por la tobera mientras que su presión disminuye, lo que permite la succión del fluido secundario. Al consumirse el hidrógeno en la pila la presión de entrada tiende a bajar por debajo de 0,5 bar, por lo que el control de la válvula proporcional, a la cual llega la referencia de la presión medida a la salida del Venturi, provoca un aumento en la entrada del eyector. De esta forma el caudal suministrado al eyector se incrementará y la presión del gas a la entrada del stack se mantendrá constante en 0,5 bar. La electroválvula variará su presión manométrica entre 0 y 4,4 bar para conseguir el funcionamiento estable de la pila de combustible para todas las condiciones de trabajo.

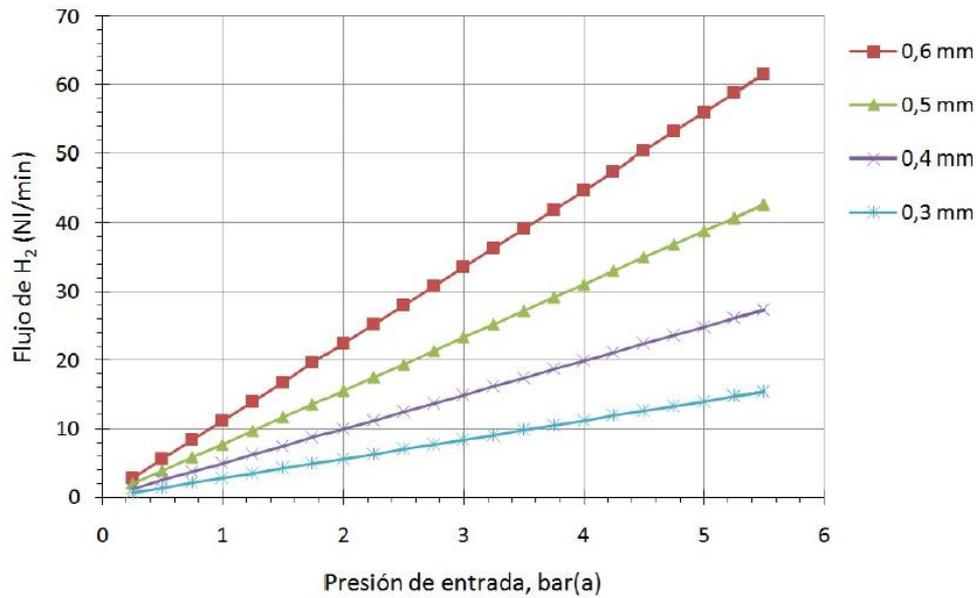


Figura 4.19: Dimensionado del sistema de recirculación.

Los caudales que se obtienen para diferentes presiones de entrada y diferentes diámetros de toberas se muestran en la figura anterior. Para el flujo de hidrógeno consumido por la pila de combustible, el cual puede llegar a ser superior a 50 NI/min debido a la relación estequiométrica, el diámetro adecuado de la tobera es de 0,6 mm. La regulación mediante la válvula proporcional de la presión en la entrada del Venturi permite controlar el caudal de hidrógeno que se suministra a la pila.

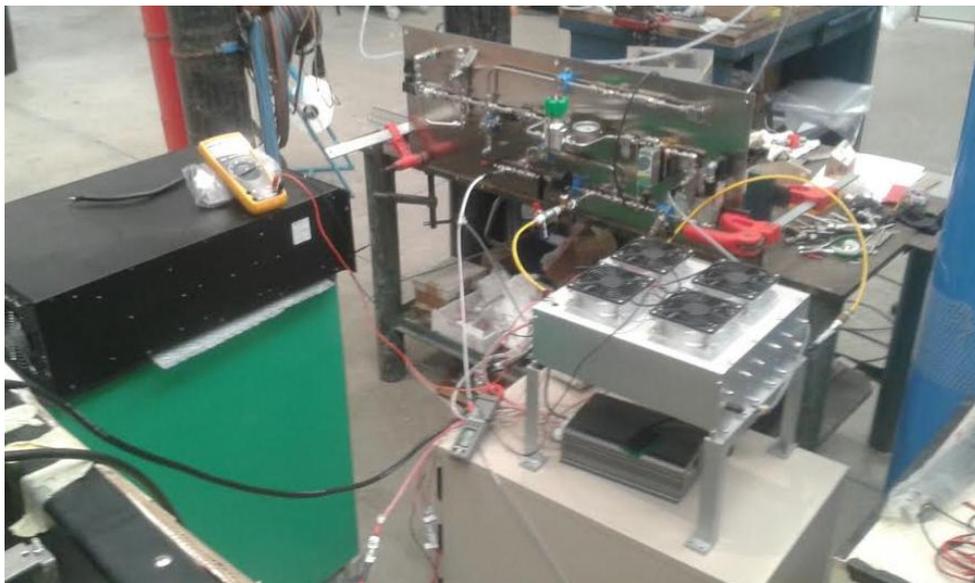


Figura 4.20: Imagen de la prueba de verificación del sistema de suministro de gases.

4.3.3-Sistema electrónico de potencia

El objetivo de la hibridación del vehículo es incorporar la energía eléctrica procedente de la pila de combustible al bus de potencia (*Busbar*) que conecta con los bornes del kit de baterías mediante un convertidor de potencia elevador no aislado (*CPI*). En el bus de potencia de las baterías se ha conectado también un convertidor aislado reductor de 12 V (*CP2*) que se encarga de alimentar a los sistemas auxiliares del sistema hidrógeno-pila de combustible. Además, el vehículo también extrae la potencia eléctrica para todos sus consumos desde el bus.

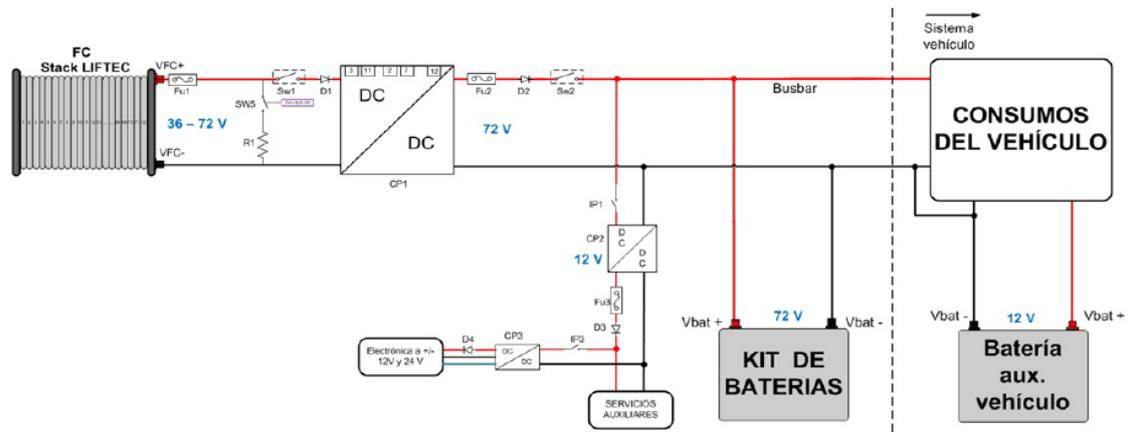


Figura 4.21: Esquema eléctrico del vehículo híbrido.

En el sistema diseñado la tensión del bus de potencia está fijada por las baterías, al igual que en su funcionamiento eléctrico convencional, con un voltaje máximo de recarga de 75,2 V, que corresponde a un 99,8 % del SOC, y un voltaje mínimo de 69 V que corresponde a un 30% del SOC aproximadamente. Por ello, el convertidor DC-DC (*CPI*) está controlado por corriente, y sólo podrá suministrar corriente al sistema cuando el SOC de las baterías esté por debajo del 95%, haciéndolo de manera proporcional a la potencia demandada por el vehículo. Se ha establecido que un 70% de la energía procederá de las baterías y un 30% de la pila de combustible. Cuando el vehículo consume poca energía, la energía excedente producida en la pila se dedica a recargar las baterías.

La electrónica de potencia que compone el sistema está formada por interruptores, fusibles y diodos de protección. Los interruptores de potencia permiten el paso de la corriente eléctrica generada por el stack y se desactivan cuando ocurre alguna anomalía o mal funcionamiento del sistema. Los fusibles protegen el sistema contra posibles picos de corriente o cortocircuitos y los diodos permiten la circulación de la corriente en una única dirección. Cuando la pila de combustible está en funcionamiento y el interruptor de potencia (*Sw1*) se abre debido a un problema, se activa un relé (*Sw5*) que alimenta a una resistencia (*R1*), lo cual evita que la PEMFC opere en circuito abierto.

Esta misma resistencia también se usa para consumir todo el hidrógeno que queda en la pila durante el protocolo de parada del stack.

4.3.4-Máquinas de estado de la pila

Se denomina máquina de estados a un modelo de comportamiento de un sistema con entradas y salidas, en donde las salidas dependen no sólo de las señales de entrada actuales, sino también de las anteriores. Las máquinas de estados se definen como un conjunto de estados que sirven de intermediarios en esta relación de entradas y salidas, haciendo que el historial de señales de entrada determine, para cada instante, un estado para la máquina, de tal forma que la salida depende únicamente del estado y las entradas actuales.

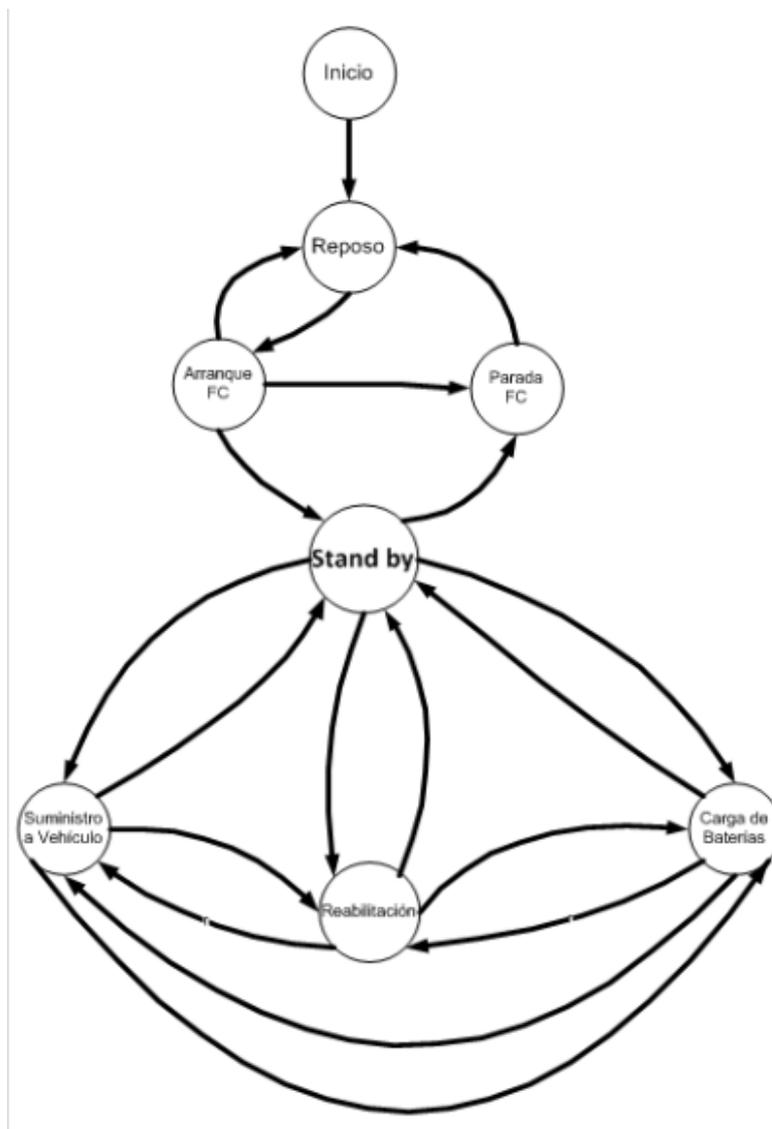


Figura 4.22: Esquema de la máquina de estados de la pila.

En este caso, la máquina de estados se ha programado en labVIEW y el código se ha embebido dentro de un microcontrolador con sistema operativo LINUX realtime en la plataforma RoboRIO.

El primer estado de la máquina es el inicio, donde todos los actuadores son reseteados. Inmediatamente se pasa al estado de reposo donde espera hasta que el usuario presione el botón de encendido de la pila de combustible, situado en el salpicadero del vehículo. Si al presionar el botón todos los parámetros del sistema tienen unos valores adecuados, se pasa al arranque de la pila de combustible. Si debido a un problema, la pila no puede arrancar se volvería al estado de reposo. Si la pila arranca pero no trabaja adecuadamente, se pararía y se volvería al estado de reposo.

Si la pila de combustible ha arrancado correctamente y está operativa, se pasa al modo stand-by, donde la pila solo genera la energía que consumen los sistemas auxiliares. Si el sistema de control observa que las baterías están descargadas y el consumo del vehículo es bajo, se pasa al modo de carga de baterías. Si la demanda del vehículo aumenta, se pasa al modo de suministro del vehículo, donde la pila aporta el 30 % de la energía consumida por el motor. Si el sistema funciona correctamente, la máquina estará saltando entre estos dos estados, pero si en algún momento se observa que el voltaje que entrega la pila de combustible para una intensidad dada no se corresponde según la curva de polarización, se pasa al modo de rehabilitación de la pila. Si no se lograra dicha recuperación, se realizaría una secuencia pasando por los modos stand-by, paro de la pila y finalmente se llegaría al reposo.

Si se agota el hidrógeno, se detecta una fuga, la temperatura supera los límites establecidos de funcionamiento, el voltaje del sistema es incorrecto o se presiona el botón de paro de la pila, se realizará la secuencia hasta el estado de reposo. El sistema se mantendrá en ese estado hasta que se haya corregido la anomalía o se vuelva a pulsar el botón de arranque de la pila de combustible. La máquina de estado finalizará su funcionamiento cuando se desconecten la baterías, al quitar el contacto de la llave del vehículo.

4.3.5-Sistema de control electrónico

El sistema de control electrónico del vehículo se encarga de supervisar y controlar, mediante diferentes sensores y actuadores, todos los sistemas que forman el nuevo sistema híbrido de suministro de energía, así como todas las variables relevantes que garantizan un funcionamiento satisfactorio y seguro del mismo. La medida de todas las variables y su control se realiza con una unidad de control electrónico (ECU) de National Instruments (NI). Se trata del hardware NI-roboRIO que posee una FPGA y un procesador de tiempo real Dual-Core, todo ello integrado en un mismo chip, y que dotan al sistema de una alta velocidad y gran robustez. Como la ECU tiene sólo 8 entradas analógicas y el sistema de control necesita 13, se ha empleado un circuito

electrónico que se comunica con la RoboRIO a través del puerto I²C y que añade las otras 5 entradas necesarias.

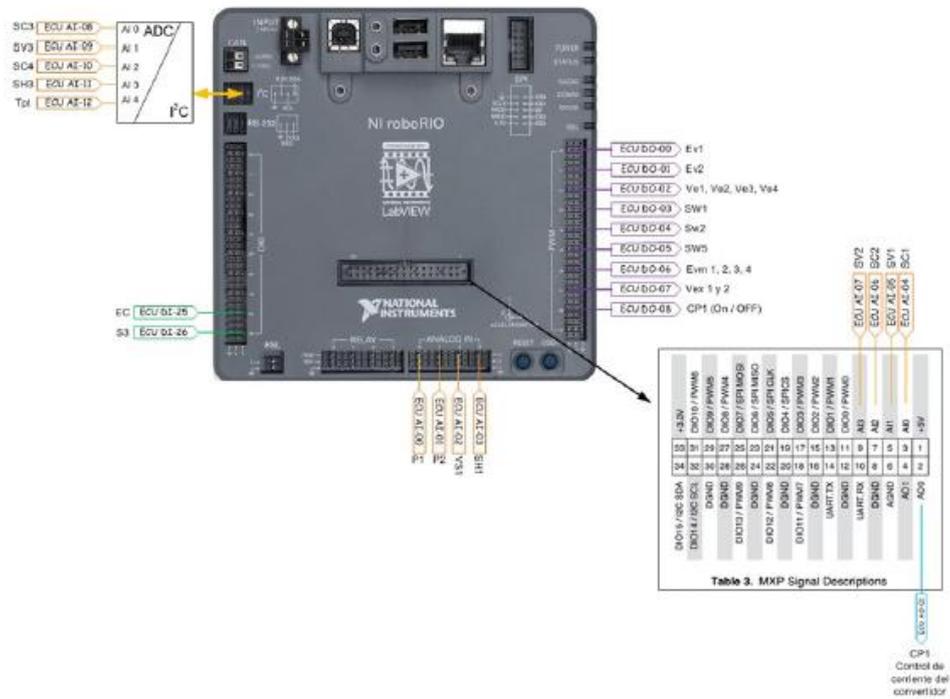


Figura 4.23: Unidad de control electrónico NI-RoboRIO mostrando los distintos puertos.

La roboRIO posee internamente un acelerómetro de 3 ejes con una frecuencia de muestreo de 800 Hz. Este sensor se emplea para determinar la inclinación del vehículo, así como para saber si ha sufrido una aceleración o deceleración brusca que pueda interpretarse como un accidente del mismo. En ese caso, la señal generada se usa para cortar el suministro de hidrógeno y asegurar la protección de los usuarios. Además, se ha colocado una seta de emergencia (S3) en el salpicadero que, al ser pulsada, corta el suministro de energía al convertidor DC-DC, cerrando instantáneamente todas las electroválvulas de alta presión.

Sensor	Descripción	Pin NI-RoboRIO
ECU AI-00	P1 - Transductor de alta presión	A IN 0
ECU AI-01	P2 - Transductor de baja presión	A IN 1
ECU AI-02	VS1 - Voltajes del stack (Mínimo voltaje)	A IN 2
ECU AI-03	SH1 - Sensor de presencia de hidrógeno en botellas	A IN 3
ECU AI-04	SC1 - Sensor de corriente a la salida del stack	MXP A IN 0
ECU AI-05	SV1 - Sensor de voltaje a la salida del stack	MXP A IN 1
ECU AI-06	SC2 - Sensor de corriente a la salida del convertidor	MXP A IN 2
ECU AI-07	SV2 - Sensor de voltaje a la salida del convertidor	MXP A IN 3
ECU AI-08	SC3 - Sensor de corriente a la salida de la batería	A IN 0
ECU AI-09	SV3 - Sensor de voltaje a la salida de la batería	A IN 1
ECU AI-10	SC4 - Sensor de corriente a la entrada del sistema vehículo	A IN 2
ECU AI-11	SH3 - Sensor de presencia de H2 en cajón electrónica	A IN 3
ECU AI-12	Tpt - Temperatura del stack	A IN 4
ECU AO-01	CP1 - Control de corriente de entrada al convertidor	A OUT 0
ECU DO-00	Electroválvula proporcional	PWM 0
ECU DO-01	Ev2 - Electroválvula de purga de hidrógeno	PWM 1
ECU DO-02	Ve1, Ve2, Ve3, Ve4 - Ventiladores del stack	PWM 2
ECU DO-03	SW1 - Relé de potencia salida del stack	PWM 3
ECU DO-04	SW2 - Relé de potencia salida del convertidor DC/DC	PWM 4
ECU DO-05	SW5 - Relé de la resistencia de arranque-parada de la FC	PWM 5
ECU DO-06	Evm 1 y 2 - Electroválvulas botellas hidrógeno	PWM 6
ECU DI-25	EC - Estado del convertidor	DIO 8
ECU DI-26	S3 - Seta de emergencia en el vehículo	DIO 9

Tabla 4.2: Entradas y salidas de la NI-RoboRIO empleadas en el sistema de control.

5-Cálculos y simulaciones

Con los datos mencionados en los capítulos anteriores, se han realizado los siguientes cálculos y simulaciones para poder conocer el funcionamiento de la hidrogenera y del vehículo. Todos los resultados deberán contrastarse con datos reales obtenidos durante la fase de pruebas de los prototipos, la cual está prevista que dé comienzo en el segundo semestre de 2016.

5.1-Vehículo

Los principales parámetros técnicos que se van a calcular para el vehículo son el tiempo de repostaje y su autonomía, analizando la cantidad de energía que aporta por una parte el sistema de baterías y por otro lado el sistema de pila de combustible.

5.1.1-Recarga del vehículo

El primer paso para efectuar la simulación de la recarga del vehículo consiste en calcular la presión final del rack, compuesto por 12 botellas de 50 litros cada una, una vez se haya realizado la recarga. La presión y volumen inicial son 200 bar y 600 litros respectivamente, mientras que el volumen final una vez alcanzado el equilibrio serán 640 litros, al añadir el volumen de las botellas de almacenamiento de hidrógeno del vehículo, 4 botellas de 10 litros cada una.

Mediante la ecuación de los gases reales, se debe calcular el número de moles de hidrógeno contenido en un litro a 200 bar.

$$\left(P + \frac{n^2a}{V^2}\right)(V - nb) = nRT \quad (5.1)$$

Donde P es la presión del gas, V es el volumen total del recipiente en el que se encuentra almacenado, a es el coeficiente que cuantifica la atracción molecular, que en el caso del hidrógeno tiene un valor de $0,2452 \text{ bar l}^2 \text{ mol}^{-2}$, b es el volumen disponible de un mol de partículas, que para el hidrógeno es igual a $0,02661 \text{ l mol}^{-1}$, n es el número de moles, R es la constante universal de los gases ideales y T es la temperatura medida en Kelvin.

Como resultado se obtiene que el número de moles de hidrógeno contenidos en un recipiente de 600 litros a 200 bar es de 4178,22 moles, a una temperatura de 298,15 K. Para conocer la presión final, se vuelve a utilizar la misma ecuación, únicamente que ahora se conocen los moles de hidrógeno y el volumen será 640 litros en lugar de 600, lo que da como resultado 185,5 bar.

Una vez conocida la presión final, se ha procedido a realizar la simulación del tiempo de llenado. Según el fabricante, la electroválvula de descarga tiene un k_v de 1,2 m³/h, y mediante la fórmula empírica que proporciona:

$$W = 14,2 \cdot k_v \cdot m \cdot \sqrt{P_1 \cdot \rho_1} \quad (5.2)$$

Donde W es el caudal másico en kg/h, P_1 y ρ_1 son respectivamente la presión en bar y la densidad del gas en kg/m³ del depósito de mayor presión, y m es un coeficiente de pérdida de presión, obtenido de la siguiente gráfica en función del cociente P_2/P_1 , donde P_2 es la presión en el depósito de menor presión.

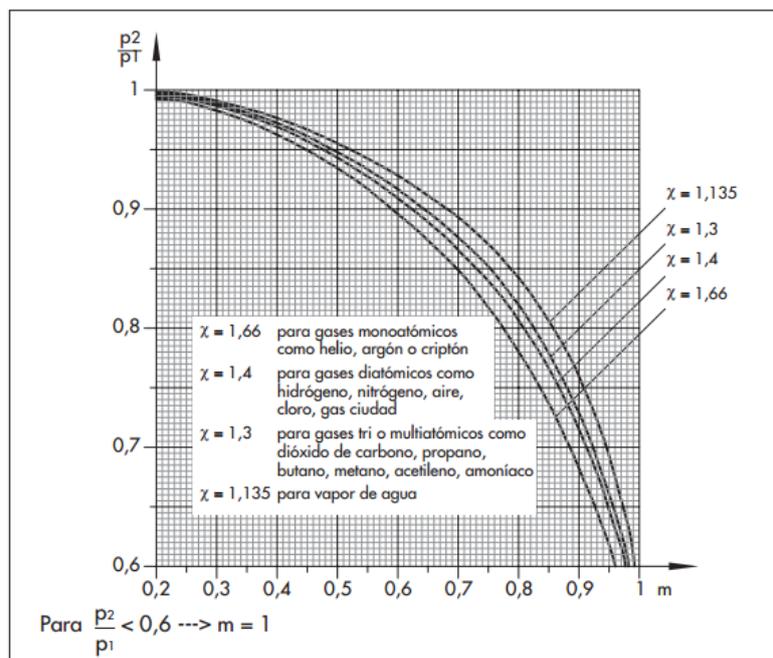


Figura 5.1: Cálculo del coeficiente de pérdida de presión.

Como se puede observar, si la relación de presiones es menor a 0,6 m toma un valor igual a 1. Con estos datos ya se puede realizar la simulación, cuyos resultados se muestran en la siguientes gráficas:

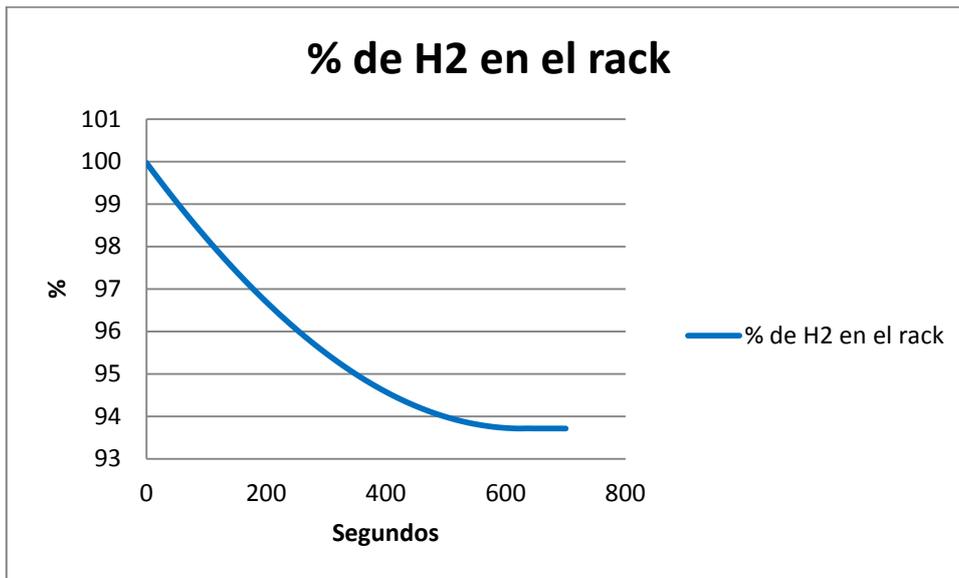


Figura 5.2: Porcentaje de hidrógeno en el rack.

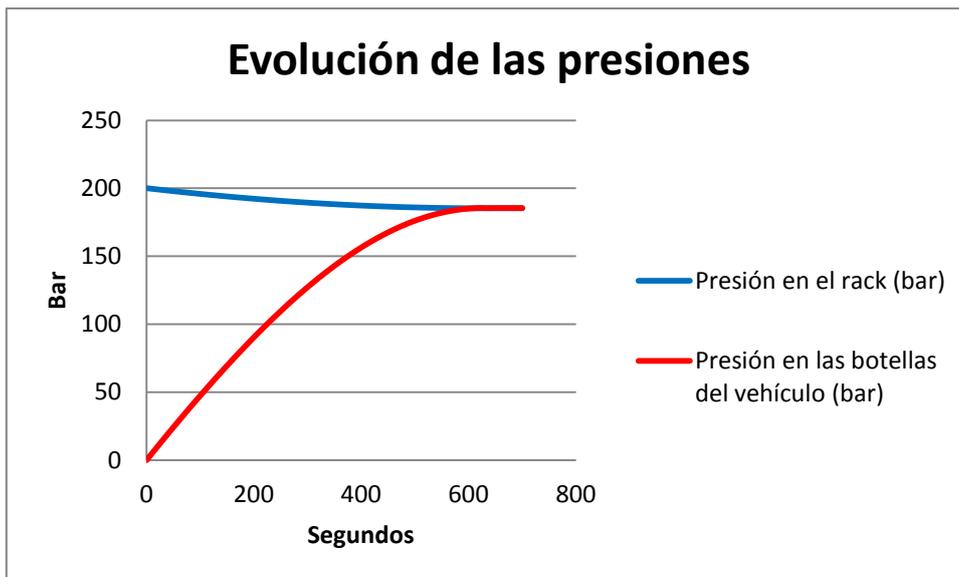


Figura 5.3: Evolución de las presiones.

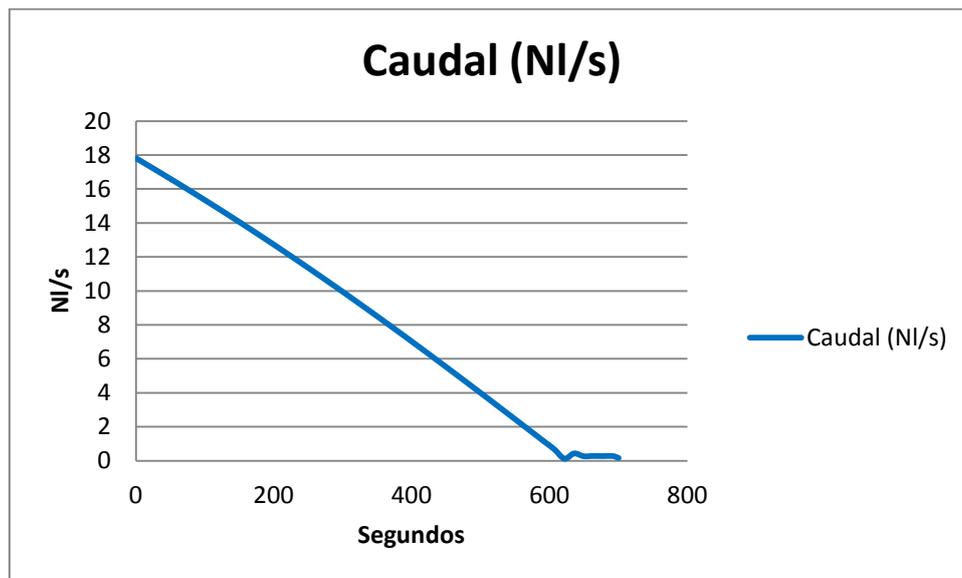


Figura 5.4: Caudal de llenado.

El tiempo estimado para el repostaje es de 11,66 minutos, aunque el 99 % de la recarga se realiza en 9,41 minutos. Una vez completado el repostaje se dispondrá de un volumen de hidrógeno almacenado a 185,5 bar de $6,625 \text{ Nm}^3$, teniendo en cuenta un factor de compresión de 1,12. En términos de masa se dispondrá de 0,595 kg de hidrógeno, que energéticamente suponen 19,85 kWh.

5.1.2-Consumo eléctrico del vehículo

Para estimar el perfil de carga demandado por el vehículo, se ha considerado que el mismo trabajará entre dos puntos que están a la misma altura separados a 2 km de distancia, los cuales se corresponden a las dos bodegas: la propia Viñas del Vero y la de Blecua. Se ha supuesto también que se desplazará a una velocidad constante de 30 km/h, lo que equivale a una potencia consumida en el vehículo de unos 4,2 kW durante 4 minutos, aproximadamente.

Como se ha expuesto anteriormente, el vehículo está dotado de 12 baterías de plomo-gel de 6 V colocadas en serie, que aportan un voltaje nominal de 72 V, con una capacidad total de almacenamiento de energía de 225 Ah, por lo que son capaces de almacenar 16,2 kWh. Sin embargo, para evitar la degradación de las baterías se ha adoptado que para el punto de descarga máxima el SOC será del 30 %, por lo que la energía útil almacenada se limita a 11,34 kWh. Con estos datos, la autonomía del vehículo asciende a 2,7 horas.

Respecto al sistema de hidrógeno, la energía contenida en las botellas es de 19,85 kWh. Sin embargo, este hidrógeno debe transformarse en electricidad mediante la pila de combustible. En el punto nominal de funcionamiento a 200 mA/cm^2 la pila ofrece 0,75

V/celda, por lo que según la ecuación 2.16, estimando un factor de utilización de combustible del 99 % gracias a la novedosa recirculación incluida en el sistema de suministro de hidrógeno mediante Venturi, la pila tiene un rendimiento del 50 %. Una vez generada la electricidad, se debe elevar el voltaje hasta 72 V mediante el convertidor DC/DC que tiene un rendimiento del 95 %. Por lo tanto, la energía eléctrica útil suministrada por el sistema de hidrógeno será 9,43 kWh, lo que supone una autonomía del vehículo de 2,24 horas.

El resultado final es un vehículo híbrido con 4,94 horas de autonomía de funcionamiento continuo. Por tanto, como el tiempo que está funcionando el coche para cada visita entre las dos bodegas es de 8 minutos (4 minutos por viaje), resulta que el coche podrá hacer más de 37 visitas al día. Esto supone un aumento del 83 % respecto al vehículo de baterías original. De la energía eléctrica suministrada al motor, un 45,4 % proviene de la generación mediante la pila de combustible y el 54,6 % restante de la energía acumulada en las baterías.

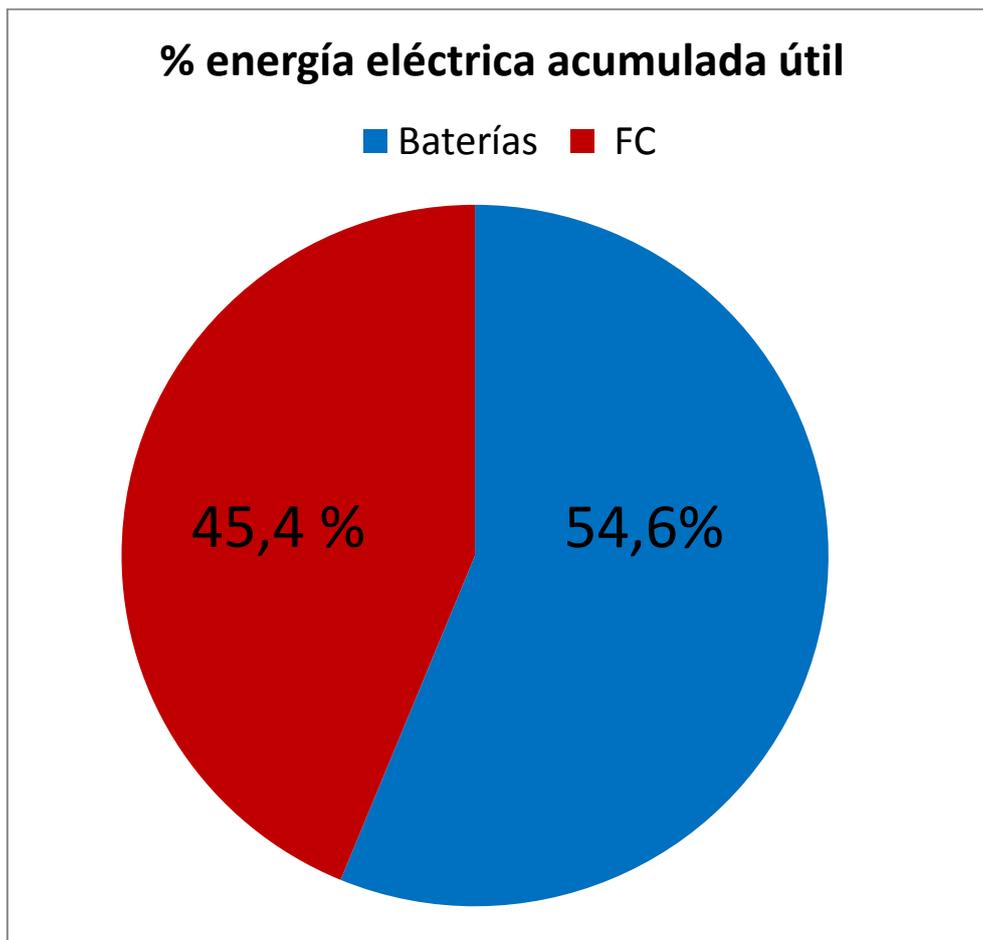


Figura 5.5: Porcentaje de energía eléctrica útil acumulada.

5.2-Hidrogenera

Para el caso de la hidrogenera, formada por el electrolizador, el compresor, el rack de 12 botellas y el sistema de recarga de hidrógeno al vehículo, se ha estimado el rendimiento de la generación de hidrógeno y el tiempo que se tarda en generar la cantidad necesaria de este gas para alimentar al vehículo diariamente.

5.2.1-Generación de hidrógeno

La producción de hidrógeno del electrolizador es de 500 NI/h, lo que en términos de potencia supone la generación de 1500 W, ya que cada metro cúbico de este gas tiene un contenido energético de 3 kWh.

Para los cálculos se han a tenido en cuenta únicamente los consumos del electrolizador y del compresor, ya que el consumo del sistema de purificación de agua se puede despreciar debido a que en un electrolizador el coste de la electricidad supone el 99 % del coste de producción de hidrógeno, como se puede observar en la figura 1.13.

El electrolizador tiene un consumo de 2390 W. Una vez generado, el gas debe ser comprimido hasta 200 bar con un compresor de membrana metálica que consume 750 W. Sumando ambas cifras, el consumo eléctrico total de la hidrogenera asciende a 3140 W. Por lo tanto, el rendimiento del sistema es de 47,77 %, mientras que el rendimiento del electrolizador es de 62,76 %, ambos referidos al PCI del hidrógeno.

5.2.2-Compresión

Respecto a la etapa de compresión, si ésta se considera isoentrópica, es decir, adiabática y reversible, la energía necesaria puede calcularse como:

$$W = \left(\frac{\gamma}{\gamma-1}\right) \cdot P_0 \cdot v_0 \cdot \left[\left(\frac{P_1}{P_0}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (5.3)$$

Donde γ es el coeficiente adiabático, que para el caso del hidrógeno es 1,4. P_0 es la presión inicial y P_1 la presión final, mientras que v_0 es el volumen específico del gas. Como resultado se obtiene que para aumentar la presión de 30 a 200 bar se necesitan 6,48 MJ/kg, lo que supone un 6,5 % del PCI del hidrógeno comprimido.

5.2.3-Rack de bombonas

El rack de bombonas recibe un caudal de 500 NI/h de hidrógeno comprimido a 200 bar procedente del compresor. El volumen total de hidrógeno que puede almacenar es de 106007 NI por lo que el tiempo estimado para rellenar todo el rack es de 8 días y 20 horas. Una vez realizado el repostaje del vehículo, se deben reponer 5854 NI de hidrógeno, lo que supone 11,7 horas, que se corresponden con el tiempo que debe trabajar el sistema de generación de hidrógeno diariamente para mantener al rack totalmente lleno a 200 bar.

6-Bibliografía

- [1] S. G., «Wind-to-hydrogen project: electrolyzer capital cost study,» US National renewable energy laboratory, Golden, USA, 2008.
- [2] k. Elif., «Recent advances in production of hydrogen from biomass,» *Energy Conversion and Management*, nº 52, pp. 1778-1789, 2011.
- [3] S. a. Mann, «Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming,» US National renewable energy laboratory, Golden, USA, 2001.
- [4] A. González García-Conde, «Asociación Española del Hidrógeno,» 2013. Available: <http://www.udg.edu>.
- [5] K. et. al., «Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes,» *International journal of Hydrogen Energy*, nº 29, pp. 1443-1450, 2004.
- [6] E. L. Inmaculada Arauzo, Hidrógeno y pilas de combustible, Máster Universitario en Energías Renovables y Eficiencia Energética, 2015.
- [7] C. A. P. Z. Ramchandra B., «Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis,» *Journal of cleaner production*, nº 85, pp. 151-163, 2014.
- [8] H. T. Wasserstoff, «Technologien und Marktperspektiven,» 2014. Available: <http://dx.doi.org>.
- [9] U. D. o. energy, «Report of the hydrogen production expert panel,» 2013. Available: <http://hydrogen.energy.gov>.
- [10] T. H. Markus Felgenhauer, «State-of-the-art of comercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina,» *International Journal of Hydrogen Energy*, nº 40, pp. 2084-2090, 2015.

- [11] «Preciogas,» 2016. Available: <http://preciogas.com/conceptos/precio-kwh#precio-kwh-segun-energia>.
- [12] N. A. K. Thomas L. Gibson, «Predicting efficiency of solar powered hydrogen generation using photovoltaic-electrolysis devices,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 35, pp. 900-911, 2010.
- [13] C. A. Ibrahim Dincer, «Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 30, pp. 1-18, 2014.
- [14] B. e. al., «Hydrogen high pressure tanks storages: overview and new trends due to H2 energy specifications and constrains,» de *WHEC* , Lyon, France, 2006.
- [15] M. R. e. al., «Hollow Glass Microspheres as Micro Media for Complex Metal Hydrides,» 2011.
- [16] DOE, «Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs,» Hydrogen and Fuel Cells Program Record, 2010.
- [17] DOE, «Hydrogen Storage,» 2013. Available: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenfuelcells/storage/hydrogen_storage.html.
- [18] A. N. Laboratory, «Technical Assessment of Cryo-Compressed Hydrogen Storage Tank Systems for automotive applications,» 2009. Available: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenfuelcells/pdfs/cryo_compressed_auto.pdf.
- [19] B. A. Zhao Hengbing, «Fuel Cell Powered Vehicles Using Supercapacitors: Device Characteristics Control Strategies and simulation Results,» Institute of transportation studies, University of California, 2010.
- [20] V. M. M. Pociello, «Diseño, montaje y puesta en marcha de un sistema de baterías con BMS para vehículo eléctrico,» EINA, Universidad de Zaragoza, 2015.
- [21] Tesla. Available: <https://www.teslamotors.com/>.
- [22] IDAE, «Nuevos combustibles y tecnologías de propulsión,» 2008.
- [23] I. S. J. L. S. Bruno G. Pollet, «Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: from electrochemistry to market prospects.,» *Electrochimica Acta*, n° 84, pp. 235-249, 2012.

- [24] J. G. B. Scrosati, *Journal of Power Sources*, n° 195, p. 2419, 2010.
- [25] ARPA-E, «Electrical Energy Storage for Vehicles: Post Workshop Summary,» Washington DC, 2009.
- [26] D. o. Energy, «DOE USA,» 2012. Available: http://www.autonomie.net/publications/fuel_economy_report.html.
- [27] M. M. Boettner DD, «Proton exchange membrane (PEM) fuel cell-powered vehicles performance using direct-hydrogen fueling and on-board methanol reforming,» *Energy*, pp. 2317-30, 2004.
- [28] C. S. Thomas, «How green are electric vehicles?,» *International Journal Of Hydrogen Energy*, n° 37, pp. 6053-6062, 2012.
- [29] R. K. Malen DE, «Preliminary vehicle mass estimation using empirical subsystem influence coefficients,» University of Michigan, 2007. Available: <http://www.a-sp.org/database/custom/Mass&20Compounding%20-%20Final%20Report.pdf>.
- [30] T. CE., «Fuel cell and battery electric vehicles compared,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 6005-6020, 2009.
- [31] R. M. Ayfer Veziroglu, «Fuel cell vehicles: State of the art with economic and environmental concerns,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 36, pp. 25-43, 2011.
- [32] «Fuel Cell Technologies Program,» U.S. Department of energy, 2010.
- [33] L. J. M. J. a. M. N. M. Blomen, «Fuel Cell Systems,» New York, Plenum Press, 1993.
- [34] U. D. o. Energy, «Fuel Cell Handbook,» 2004.
- [35] F. Barbir, «PEM Fuel Cells,» Elsevier academic press, 2005.
- [36] CSIC-UIMP, «Máster en energías renovables,» de *Pilas de combustible e hidrógeno*, 2010.
- [37] C. E., «Thermodynamics and Electrochemical Kinetics,» de *Fuel Cell Technology Handbook*, CRC Press, 2003.
- [38] D. K. Watkins DS.US Patente 5.108.849, 1992.
- [39] I. S. Xianguo Li, *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 30, pp. 359-371, 2005.

- [40] H. L. Lin Wang, «Performance studies of PEM fuel cells with interdigitated flow fields,» *Journal of Power Sources*, n° 134, pp. 185-196, 2004.
- [41] S.-H. Y. J.-K. K. C.-F. H. H.-H. T. Shou-Shing Hsieh, «Study of operational parameters on the performance of micro PEMFCs with different flow fields,» *Energy Conversion and Management*, n° 47, pp. 1868-1878, 2006.
- [42] R. G. R. Atul Kumar, «Effect of gas flow-field design in the bipolar/end plates on the steady and transient state performance of polymer electrolyte membrane fuel cells,» *Journal of Power Sources*, n° 155, pp. 264-271, 2006.
- [43] I. S. J. P. Xianguo Li, «A flow channel design procedure for PEM fuel cells with effective water removal,» *Journal of Power Sources*, n° 163, pp. 933-942, 2007.
- [44] B.-L. Y. Shan-Hai Ge, «A mathematical model for PEMFC in different flow modes,» *Journal of Power Sources*, n° 163, pp. 933-942, 2003.
- [45] F. X. G. G. O. D. Arnaud Morin, «Influence of PEMFC gas flow configuration on performance and water distribution studied by SANS: evidence of the effect of gravity,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 36, pp. 3096-3109, 2011.
- [46] IDAE. Available: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>.
- [47] PVGIS. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.
- [48] F. Bullón, *El mundo ante el cenit del petróleo*, Asociación para el estudio de los recursos energéticos (AEREN), 2006.
- [49] European comission, «Climate action,» 2016. Available: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/index_en.htm. [Último acceso: Abril 2016].
- [50] European Union, «Roadmap 2050 practical guide to a prosperous, low-carbon Europe,» 2010. Available: <http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/>. [Último acceso: Octubre 2016].
- [51] White paper, «Roadmap to a Single Transport Area-Towards a competitive and resource efficient transport system,» 2011.
- [52] Ciemat, 2013. Available: <http://www.ciemat.es/suplementos/biocarburantes/>. [Último acceso: Octubre 2016].

- [53] J. Z. e. al, «High Temperature PEM fuel cells,» *Journal of Power sources*, n° 160, pp. 872-891, 2006.
- [54] C. e. al., «Life cycle assessment of various hydrogen production methods,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 37, pp. 2071-2080, 2012.
- [55] B. M., «Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 33, pp. 4013-4029, 2008.
- [56] M. a. Veziroglu, «Green path from fossil-based to hydrogen economy,» *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 33, pp. 6804-6839, 2008.
- [57] [En línea]. Available:
<http://www.rsb.co.uk/pdf/reports/research/T531%20Feasibility%20study%20into%20the%20use%20of%20hydrogen%20fuel%20Final%20Report.pdf>.
- [58] D. o. Energy, «Fuel Cel Technologies Market Report,» USA, 2012.