



LIFE Project Number  
**<LIFE08 ENV/E/000136>**

## Acción 7. Entregable 3. Informe extrapolación de resultados e informe de mejoras.

Reporting Date  
**<11/02/2014>**

LIFE+ PROJECT NAME or Acronym  
**<ZERO - HYTECHPARK>**

### Data Project

<b>Project location</b>	Walqa Technology Park. Ctra. Zaragoza N330A, Km 566, 22197 Cuarte (Huesca), SPAIN
<b>Project start date:</b>	<01/01/2010>
<b>Project end date:</b>	<31/12/2010>
<b>Total budget</b>	1.408.110€
<b>EC contribution:</b>	678.080€
<b>(%) of eligible costs</b>	48,16%

### Data Beneficiary

<b>Name Beneficiary</b>	Foundation for the Development of New Hydrogen Technologies in Aragon
<b>Contact person</b>	Mr Luís Correas
<b>Postal address</b>	Walqa Technology Park. Ctra. Zaragoza N330A, Km 566, 22197 Cuarte (Huesca), SPAIN
<b>Telephone</b>	0034 974 215258
<b>Fax:</b>	0034 974 215261
<b>E-mail</b>	<a href="mailto:director@hidrogenoaragon.org">director@hidrogenoaragon.org</a>
<b>Project Website</b>	<a href="http://www.zerohytechpark.eu">www.zerohytechpark.eu</a>

## Indice

Indice.....	2
Listado de tablas .....	3
Listado de figuras .....	4
Resumen ejecutivo.....	8
Desarrollo del documento.....	9
1. Introducción al hidrógeno .....	9
1.1. Introducción a las pilas de combustible .....	13
1.1.1. Celda de combustible de electrólito de polímero o de membrana de intercambio de protones (PEFC O PEMFC).....	16
1.1.2. Ventajas e Inconvenientes de las pilas de combustible .....	18
1.1.3. Tendencias futuras de las pilas de combustible .....	20
1.2. Aplicaciones de las pilas de combustible .....	22
1.2.1. Aplicaciones estacionarias.....	23
1.2.2. Aplicaciones móviles .....	26
1.2.3. Aplicaciones portátiles .....	28
1.3. Caso real en Fundación Hidrógeno Aragón .....	30
1.3.1. Generación eléctrica aislada de red. ....	30
1.4. Definición de la carga .....	38
1.4.1. Instalación de Back-up.....	52
1.4.2. Instalación de inyección a red .....	62
1.4.3. Pila de cogeneración.....	66
1.4.4. Instalación solar térmica .....	83
1.1.1. Diseño de la instalación solar térmica.....	85
1.1.2. Equipos de la instalación .....	89
1.4.5. Instalación fotovoltaica para el autoconsumo .....	103
- Instalación.....	104
1.4.6. Movilidad sostenible .....	110
2. Conclusiones.....	115
3. Resumen para el público general .....	116

## Listado de tablas

Tabla 1. Resumen de los principales tipos de tecnologías de celdas de combustible .....	16
Tabla 2. Cargas ejemplo a introducir en el programa .....	39
Tabla 3. Radiación diaria por mes .....	49
Tabla 4. Datos del recurso eólico .....	51
Tabla 5. Clasificación de zonas en función de la ventilación.....	61
Tabla 6. Diferencias entre la conexión en serie y en paralelo .....	87

## Listado de figuras

Ilustración 1. Diagrama de un proceso de uso de hidrógeno. ....	9
Ilustración 2. Energía por unidad de volumen de distintos combustibles.....	10
Ilustración 3. Comparativa de flujos de energía de motores térmicos y pilas de combustible. Fuente: INTA.....	11
Ilustración 4. Esquema de una única celda de combustible. ....	13
Ilustración 5. Esquema de montaje de una pila de combustible. ....	17
Ilustración 6. Funcionamiento pila PEMFC.....	18
Ilustración 7. Evolución de las ventas y de los MW de pilas de combustible según el tipo en el periodo 2008-2012.....	22
Ilustración 8. Gráfico comparativo de sistemas de generación de potencia .....	23
Ilustración 9. Pila de combustible Jupiter de la empresa Future E instalada en el edificio de la Fundación del hidrógeno de Aragón .....	25
Ilustración 10. Funcionamiento del sistema Electro Power System Electrosel ..... 26	26
Ilustración 11: paneles CdTe y Si amorfo en cubierta.....	30
Ilustración 12: Paneles HIP en cubierta.....	31
Ilustración 13: Seguidor solar de concentración.....	31
Ilustración 14: bancada de baterías .....	32
Ilustración 15: cargadores e inversores .....	33
Ilustración 16: cuadro control cerrado.....	33
Ilustración 17: diagrama de la instalación.....	34
Ilustración 18. Aspecto inicial del programa HOMER. ....	36
Ilustración 19. Añadir o quitar elementos .....	37
Ilustración 20. Selección de los componentes. ....	37
Ilustración 21. Configuración del sistema. ....	38
Ilustración 22. Imagen del icono de la carga.....	38
Ilustración 23. Definición de la carga (consumo del edificio de una empresa). ....	39

Ilustración 24. Definición del electrolizador con los valores de potencia a considerar.....	40
Ilustración 25. Banco de baterías de la instalación aislada.....	41
Ilustración 26. Instalación fotovoltaica.....	42
Ilustración 27. Aerogenerador del sistema.....	43
Ilustración 28. Datos de los tanques de hidrógeno disponibles para la instalación.....	44
Ilustración 29. Elección del tipo de combustible.....	45
Ilustración 30. Tamaños de pila de combustible a considerar.....	46
Ilustración 31. Convertidor utilizado en el sistema.....	47
Ilustración 32. Recursos de viento y sol.....	48
Ilustración 33. Datos de radiación solar.....	48
Ilustración 34. Datos de recurso eólico.....	50
Ilustración 35. Calcular resultados.....	51
Ilustración 36. Resultados del programa HOMER.....	52
Ilustración 37. Imagen del back-up.....	53
Ilustración 38: Esquema de funcionamiento.....	53
Ilustración 39: diagrama SAI Online.....	54
Ilustración 40: diagrama de funcionamiento pila de combustible.....	55
Ilustración 41. Suministro de hidrógeno en botellas de acero.....	56
Ilustración 42. Localización de los diferentes componentes de la instalación.....	58
Ilustración 43. Ventilador HCD-20-4M de Sodeca.....	60
Ilustración 44. Imagen de la pila de combustible.....	62
Ilustración 45. Esquema de conexiones de la pila de combustible.....	63
Ilustración 46. Autoconsumo fotovoltaico.....	64
Ilustración 47. Autoconsumo con pila de combustible de hidrógeno.....	64
Ilustración 48. Pila de combustible de hidrógeno, marca Hydrogenics.....	66
Ilustración 49. Circuito de admisión de hidrógeno.....	67
Ilustración 50. Circuito de refrigeración de la pila de combustible.....	67

Ilustración 51. Cuadro eléctrico de la instalación .....	68
Ilustración 52. Inversor Sunergy.....	68
Ilustración 53. Fancoil en el techo del laboratorio.....	69
Ilustración 54. Detalle de la instalación de la pila de cogeneración y la bomba de la calefacción..	69
Ilustración 55. Control ON/OFF de temperatura .....	70
Ilustración 56. Ejemplo de curva de demanda térmica acumulada.....	71
Ilustración 57. Ejemplos de curvas de demanda térmica acumulada (Buderus). .....	72
Ilustración 58. Funcionamiento de cogeneración con acumulador incorporado .....	73
Ilustración 59. Aplicaciones recomendadas de cogeneración .....	74
Ilustración 60. Instalación suelo radiante .....	78
Ilustración 61. Diagrama del sistema de cogeneración – suelo radiante .....	79
Ilustración 62. Viabilidad del proyecto vs precio de energía en cogeneración con motores .....	82
Ilustración 63. Viabilidad económica de un módulo de cogeneración con motores respecto a las horas de funcionamiento al año .....	82
Ilustración 64. Esquema básico de una instalación solar térmica.....	84
Ilustración 65. Cuarto de calderas del edificio .....	85
Ilustración 66. Estimación de la rentabilidad según el número de colectores .....	86
Ilustración 67. Conexión de los colectores en serie.....	86
Ilustración 68. Conexión de los colectores en paralelo.....	86
Ilustración 69. Ubicación en cubierta de los equipos principales de la instalación solar .....	88
Ilustración 70. Cubierta del edificio y cuarto de calderas.....	89
Ilustración 71. Captador solar CPC ML 3.0.....	90
Ilustración 72. Curva de rendimiento ML 3.0.....	90
Ilustración 73. Ubicación de colectores en la cubierta del edificio.....	91
Ilustración 74. Sombreamientos sobre el campo solar.....	92
Ilustración 75. Acumulador solar de 1.000 litros .....	92
Ilustración 76. Bomba de circulación. ....	94

---

Ilustración 77. Instalación fotovoltaico en tejado.....	104
Ilustración 78. Instalación fotovoltaica en el tejado de la Fundación.....	105
Ilustración 79. Primeros kWh autoconsumidos según el inversor DC/AC .....	106
Ilustración 80. Balance de energía en el edificio.....	106

## Resumen ejecutivo

En este documento se realiza una descripción de cómo habría que proceder para poner en valor las diferentes instalaciones que se han realizado dentro de las diferentes acciones del proyecto LIFE+ ZeroHytechPark.

Primero se establecen las bases del hidrógeno, pilas de combustible y aplicaciones de las mismas para entender este tipo de tecnologías.

Posteriormente, se dará valor a las capacidades que se han adquirido, con la elaboración de este proyecto y que nos ha permitido conseguir aptitudes tanto teóricas como prácticas, para la utilización del hidrógeno y las pilas de combustible en diferentes aplicaciones para la generación de energía eléctrica y térmica, con las ventajas que estas aportan.



## Desarrollo del documento

### 1. Introducción al hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica y en condiciones normales es un elemento gaseoso reactivo, insípido, incoloro e inodoro. Es el elemento más ligero y más abundante, constituyendo aproximadamente el 75% de la materia del Universo y el 90% en número de átomos. El hidrógeno tiene mucha energía que puede ser liberada y aprovechada. Esto se conocía desde hace más de dos siglos, pero no ha sido hasta los últimos años que se han desarrollado de manera que puedan ser útiles a la sociedad.

Para el uso de hidrógeno como sistema de aprovechamiento energético se requieren una serie de etapas esenciales. Dependiendo de muchos factores el aprovechamiento puede variar considerablemente, pero si partimos de la idea de aprovechar la energía eléctrica el diagrama de uso de esta tecnología se resume en la siguiente figura:

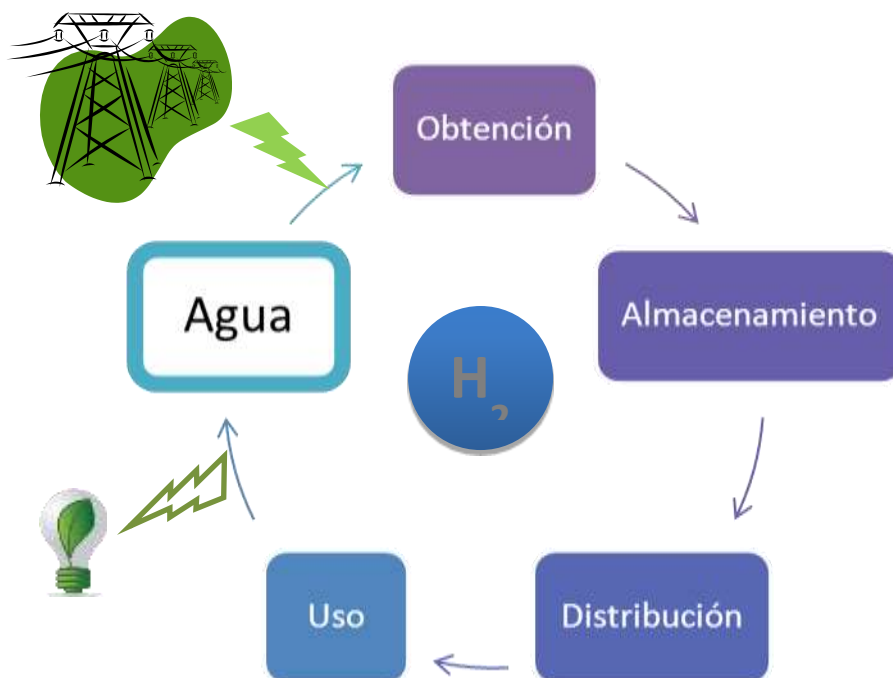
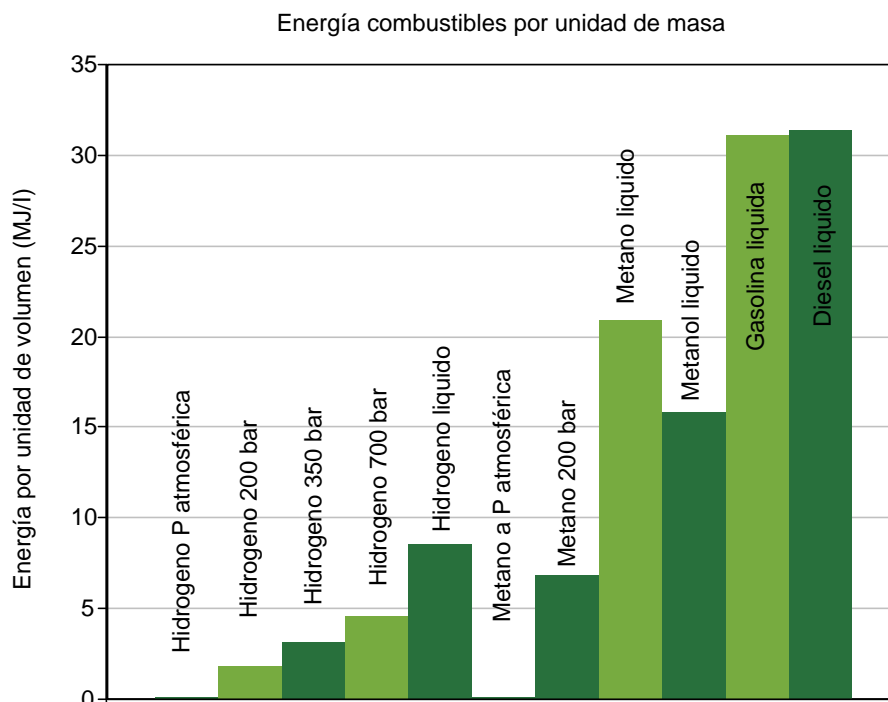


Ilustración 1. Diagrama de un proceso de uso de hidrógeno.

El hidrógeno es un vector energético, un portador de energía. Permite transportar la energía desde el punto de producción hasta los consumidores. Por lo tanto el almacenamiento y transporte del mismo es un tema primordial para el desarrollo de esta tecnología. Debido a que el hidrógeno es un sistema de almacenamiento de la energía, no tienen porqué coincidir en cada momento la potencia generada con la potencia consumida.

Una de las principales problemáticas del empleo del hidrógeno es su baja densidad energética por unidad de volumen. Si el hidrógeno tiene una alta densidad energética por unidad de masa, no ocurre lo mismo con la densidad volumétrica. En la siguiente figura se muestra una comparativa

entre distintos tipos de combustibles y distintas formas de almacenar hidrógeno.



**Ilustración 2. Energía por unidad de volumen de distintos combustibles.**

El almacenamiento de hidrógeno es quizás el principal problema técnico a los que se enfrenta el desarrollo de esta tecnología, ya que a pesar de que el hidrógeno posee un alto poder calorífico por unidad de peso (tres veces mayor al de la gasolina), debido a su baja densidad, su poder calorífico por unidad de volumen es muy bajo.

En forma gaseosa, a presión, requiere de grandes volúmenes de almacenamiento, con el consiguiente gasto de materiales para la construcción de recipientes.

En el sector de la automoción, el almacenamiento del hidrógeno es como gas fundamentalmente debido a su bajo peso por unidad de volumen y a su rápido tiempo de repostaje.

El hidrógeno líquido requiere volúmenes para el almacenamiento mucho menores, pero consume grandes cantidades de energía (casi el 30% de la energía que se utiliza en la producción). Además tiene el gran inconveniente de la gestión a tan bajas temperaturas.

Existe otro método de almacenamiento, que lo constituye la formación de hidruros metálicos o no metálicos. En este sistema el hidrógeno reacciona con un metal u otro compuesto para formar una aleación o complejo con él. De esta forma pueden almacenarse grandes cantidades de hidrógeno en pequeños volúmenes, pero se ve penalizado por la masa requerida de metal u otro compuesto.

Asimismo se está llevando a la práctica la acumulación del hidrógeno mediante su síntesis en productos como el metanol, lo cual permite almacenarlo en forma líquida para su utilización como combustible.

El hidrógeno es un compuesto que reacciona fácilmente con otros compuestos para dar otros compuestos mucho más estables liberando energía.

La principal reacción del hidrógeno es con oxígeno dando lugar a agua, pero existen diversos caminos que se pueden seguir para aprovechar la energía liberada en esa reacción como se muestra en la siguiente figura:

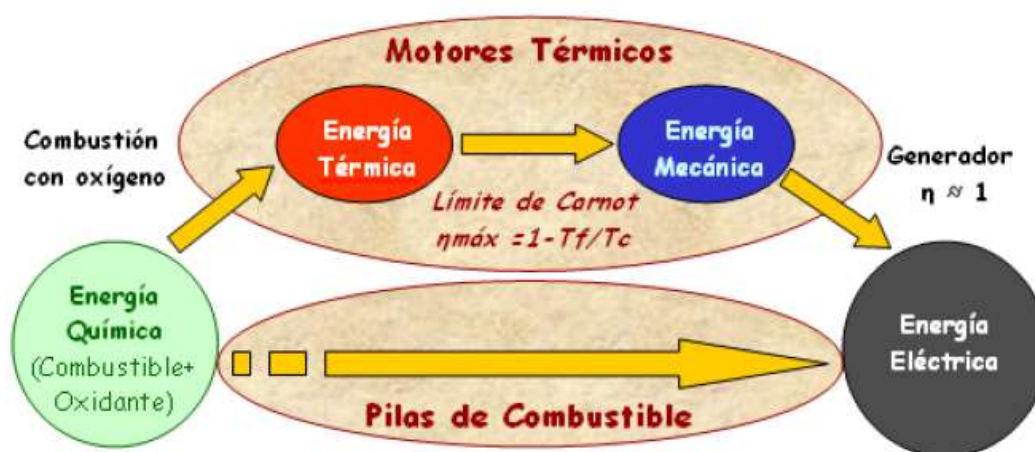


Ilustración 3. Comparativa de flujos de energía de motores térmicos y pilas de combustible. Fuente: INTA.

Así, se puede aprovechar la energía mediante motores de combustión o mediante pilas de combustible, es decir o combustión directa u oxidación electroquímica.

Los rendimientos globales son mayores en los sistemas electroquímicos, es decir, en las pilas de combustible (rendimientos: 40% – 60%), por lo que es esta opción la que se va a emplear en la práctica totalidad de los sistemas.

Las ventajas y desventajas del uso del hidrógeno como vector energético derivan de sus propiedades físicas básicas.

### **Ventajas**

- La molécula de hidrógeno está entre las moléculas más simples, además, es relativamente estable.
- El hidrógeno tiene el contenido de energía por unidad de masa más alto que cualquier otro combustible.
- Tiene un coeficiente de difusión alto: en caso de fuga, se dispersaría rápidamente.
- Permite la combustión a altas relaciones de compresión en máquinas de combustión interna.
- Cuando se combina con oxígeno en las pilas de combustible electroquímicas, el hidrógeno produce electricidad directamente, rebasando los límites de eficiencia obtenidos en máquinas térmicas, como los motores de combustión.

### **Desventajas**

- Energía muy baja por unidad de volumen como gas o como líquido (en torno a una tercera parte de la del gas natural o gasolina, respectivamente).
- El transporte de hidrógeno gaseoso por conductos es más complicado que otros gases. Esto es debido a su baja energía por unidad de volumen y a que tanto tuberías, equipos auxiliares (bombas, compresores...), soldaduras, etc., deben ser compatibles con el hidrógeno para evitar la fragilización de los materiales y posteriores fugas.
- Los contenedores para su almacenaje resultan voluminosos y pesados, y por tanto, el almacenamiento de cantidades adecuadas en vehículos todavía es un problema significativo para el que se está dando respuesta aumentando las presiones de almacenamiento.
- El hidrógeno no es tóxico y no es contaminante, pero es difícil de detectar sin sensores adecuados ya que es incoloro, inodoro y su llama al aire es casi invisible. Estos factores implican unos estándares de seguridad estrictos.

## 1.1. Introducción a las pilas de combustible

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte directamente la energía química de un combustible en energía eléctrica, en presencia de un oxidante (aire u oxígeno).

Una pila de combustible está formada por un apilamiento de celdas. Independientemente del tipo de pila, en todas, cada celda constan de tres componentes básicos: dos electrodos porosos - positivo o cátodo y negativo o ánodo- separados por un electrolito, que es un medio dieléctrico; esto es, un mal conductor de la electricidad pero que permite el paso de ciertos iones.

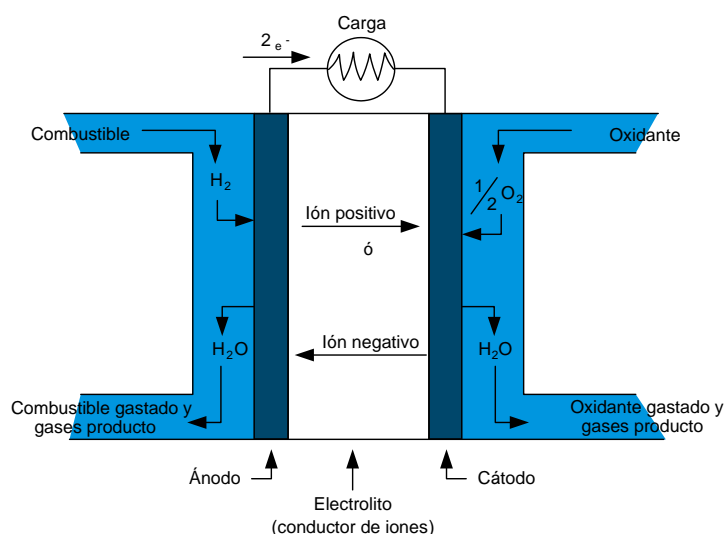


Ilustración 4. Esquema de una única celda de combustible.

En el lado del ánodo se suministra el combustible (generalmente hidrógeno) teniendo lugar la reacción de oxidación; en el lado del cátodo se suministra oxígeno (en general aire del ambiente) produciéndose la reacción de reducción mediante los electrones soltados en el lado del ánodo. El resultado final es la producción de agua, electricidad y calor.

Los fenómenos que ocurren en una celda de combustible se describen con las reacciones químicas que tienen lugar en ambos electrodos (ánodo y cátodo) y se describen por:

- En el ánodo se disocia la molécula de hidrógeno (H<sub>2</sub>) en dos iones (protones H<sup>+</sup>) sobrando dos electrones (e<sup>-</sup>).
  - Reacción en el ánodo (oxidación):  $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
- El electrolito deja pasar los protones (H<sup>+</sup>) pero no los electrones (e<sup>-</sup>).
- En el cátodo se disocia la molécula de oxígeno en iones O<sup>-</sup> (para lo que hacen falta dos electrones por ión) y se unen con los iones H<sup>+</sup> para formar moléculas de agua.

- Reacción en el cátodo (reducción):  $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
- Las reacciones de ánodo y cátodo generan un potencial electroquímico entre sí, que se manifiesta en un voltaje eléctrico.
- Los electrones que se han liberado en el ánodo no pueden llegar al cátodo a través del electrólito (no conductor), por lo que se requiere de un circuito eléctrico externo entre ánodo y cátodo. Esos electrones fluyendo entre ánodo y cátodo, forman externamente una corriente eléctrica útil.
- La reacción global es:  $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

En una pila de combustible se tienen como reactivos hidrógeno y oxígeno y como productos agua y calor, por lo que en ningún momento existen componentes contaminantes en la producción de energía eléctrica.

Una característica importante en las celdas de combustible es que el combustible se alimenta continuamente del compartimiento anódico (electrodo negativo), y el catódico (electrodo positivo) se alimenta continuamente con un oxidante, por ejemplo oxígeno del aire, lo cual es una de las principales diferencias con los acumuladores electroquímicos o baterías como se ve a continuación.

Aunque una celda de combustible tiene componentes y características similares a los de una batería típica, se diferencian en algunos aspectos. La batería es un dispositivo acumulador de energía. La máxima energía disponible está determinada por la cantidad de reactante químico almacenado dentro de la misma batería, por lo que ésta dejará de producir energía eléctrica cuando se consuman los reactantes químicos (esto es, se descargue). En una batería de acumuladores, los reactantes se regeneran por recargas, lo cual supone introducir energía en la batería mediante una fuente externa, a diferencia de lo que ocurre en una pila de combustible que se alimenta externa y continuamente con los reactantes y la energía se genera en el interior.

Existe una variedad de celdas de combustible en distintas etapas de desarrollo. Se pueden clasificar en diversas categorías, dependiendo del tipo de electrólito, la temperatura de operación, la combinación del tipo de combustible y oxidante, si el combustible se procesa fuera (reformado externo) o dentro (reformado interno) de la celda de combustible, si el reactante se alimenta a la celda por colectores internos o externos, etc.

La clasificación más común de celdas de combustible se basa en el tipo de electrólito utilizado y están ordenadas en función de la temperatura aproximada de operación, e incluye:

- Celda de combustible con electrólito de polímero de intercambio de protones (PEMFC) que opera a  $\sim 80$  °C.
- Celda de combustible alcalina (AFC) que opera a  $\sim 100$  °C.
- Celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC) que opera a  $\sim 200$  °C.

- Celda de combustible de metanol directo (DMFC) que opera a ~ 80°C.
- Celda de combustible de carbonato fundido (MCFC) que opera a ~ 650 °C.
- Celda de combustible de óxido sólido (SOFC) que opera de 800 a 1.000 °C.

**Tabla 1. Resumen de los principales tipos de tecnologías de celdas de combustible**

Tipo	Electrolito	Temp. (°C)	Usos	Ventajas	Desventajas
<b>Membrana polimérica (PEMFC)</b>	Polímero sólido	60-100	Generación estacionaria. Portátiles. Vehículos.	Electrolito sólido reduce corrosión y mantenimiento. Baja temperatura. Arranque rápido.	Catalizadores costosos. Sensible a impurezas en H <sub>2</sub> u otro combustible.
<b>Alcalina (AFC)</b>	Solución acuosa de hidróxido de potasio	90-100	Espacio. Militar.	Reacción catódica más rápida en electrolito alcalino. Mayor eficiencia.	Sensible a impurezas.
<b>Acido fosfórico (PAFC)</b>	Acido fosfórico líquido	175-200	Generación estacionaria. Portátiles.	85% eficiencia en cogeneración de electricidad y calor. Acepta H <sub>2</sub> impuro.	Catalizador de Pt. Baja corriente y potencia. Gran peso y volumen.
<b>Carbonatos fundidos (MFCF)</b>	Solución líquida de litio, sodio y potasio	600-1.000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura: mayor eficiencia, catalizadores más baratos.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.
<b>Óxidos sólidos (SOFC)</b>	Oxido de Zr sólido con adiciones de Itrio	800-1.000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura. Ventajas electrolito sólido.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.

A continuación se describe el tipo de pila de combustible PEM que ha sido el utilizado en las aplicaciones realizadas en el marco del proyecto LIFE+.

### **1.1.1. Celda de combustible de electrólito de polímero o de membrana de intercambio de protones (PEFC O PEMFC)**

Las pilas PEM tienen una construcción a base de placas bipolares y membranas. Cada una de las celdas proporciona aproximadamente 0.7V a circuito abierto, por lo que es necesario un apilamiento de las celdas en serie para lograr mayores potenciales capaces de alimentar los dispositivos conectados.

Las placas bipolares interconectan el ánodo de una celda con el cátodo de la siguiente. Además, tienen la función de distribuir uniformemente el gas reactante en el ánodo y el oxígeno/aire en el cátodo, por lo que sirven de elemento separador de gases.



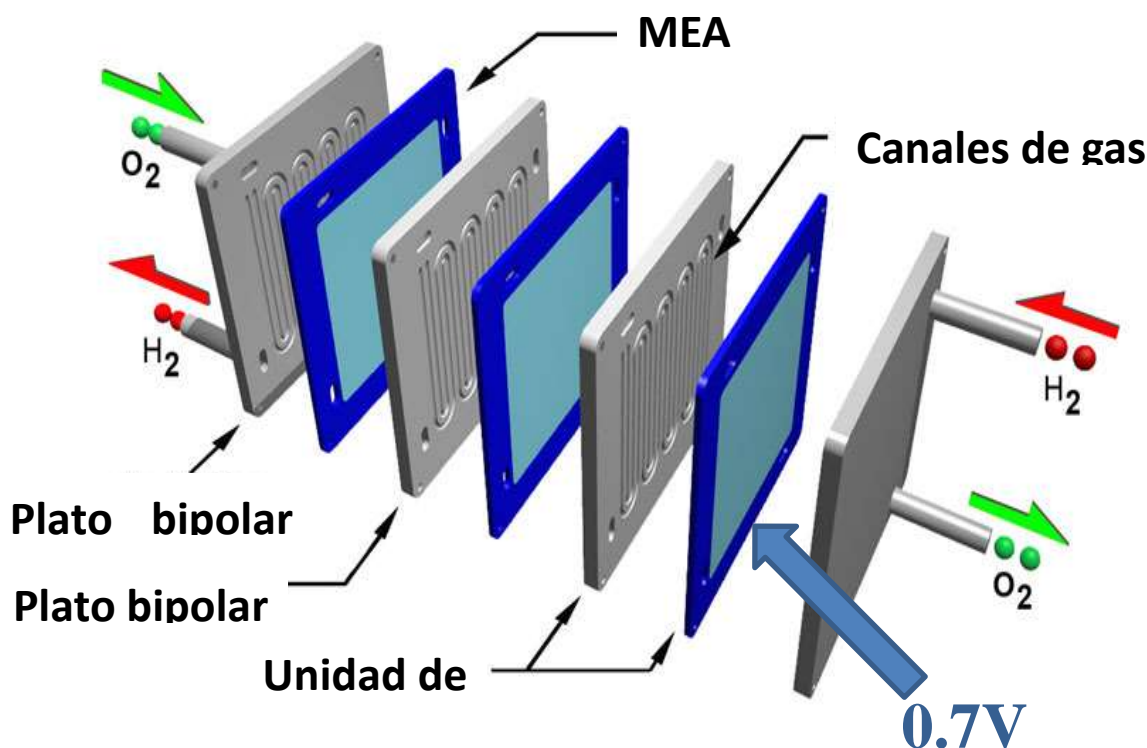
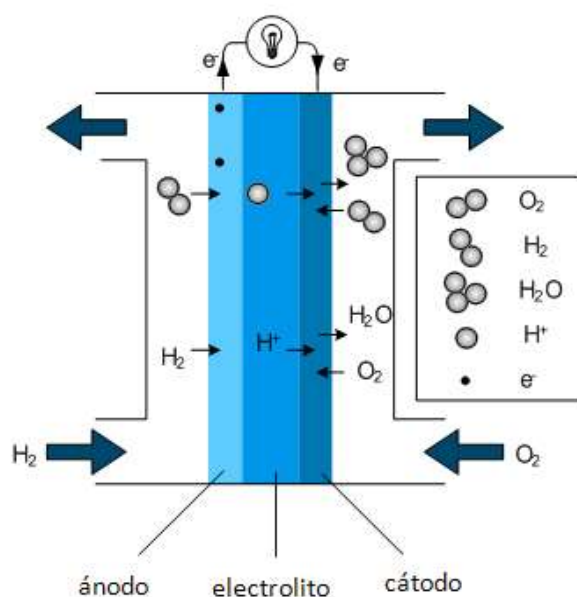


Ilustración 5. Esquema de montaje de una pila de combustible.

Los electrodos han de ser porosos para permitir el paso del gas hasta el electrolito, por ello, en las celdas de combustible de baja temperatura consisten en una estructura compuesta que contiene un electrocatalizador de platino (Pt) en una gran área superficial de carbono y un ligante de PTFE (politetrafluoroetileno).

Estos electrodos se usan para celdas ácidas y alcalinas. En estos electrodos porosos el PTFE es hidrofóbico (impide el mojado) y sirve como fase permeable del gas, y el carbono es un conductor de electrones que proporciona una gran área superficial de soporte del electrocatalizador. El carbono tiene también un cierto grado de hidrofobicidad, dependiendo de las propiedades superficiales del material.

El electrólito en esta celda es una membrana de intercambio iónico (polímero de ácido sulfónico fluorado u otros polímeros similares) que es un excelente conductor de protones. Dicho material recibe el nombre de Nafion.



**Ilustración 6. Funcionamiento pila PEMFC.**

Al trabajar con un electrolito sólido, no existen pérdidas de electrolito que pueda afectar a la vida útil de la pila; el único líquido presente en esta celda es agua, de este modo, los problemas de corrosión son mínimos. Por otro lado, el hecho de ser sólido hace que esta celda tenga una excelente resistencia al flujo de gas de un electrodo a otro sin reaccionar

Dicho electrolito tiene la capacidad de transportar protones desde el ánodo al cátodo, pero también hace de barrera para separar los gases del ánodo y cátodo.

La gestión del agua en la membrana es crítica para un funcionamiento eficiente; la celda de combustible debe operar bajo condiciones tales que el agua obtenida como subproducto no se evapore más rápido de lo que es producida porque la membrana tiene que mantenerse hidratada.

El polímero impone la temperatura de operación de la pila, generalmente por debajo de 80°C, esto junto con los problemas con el balance de agua, hacen que sea fundamental el empleo de un gas rico en H<sub>2</sub>.

### **1.1.2. Ventajas e Inconvenientes de las pilas de combustible**

A continuación se presentan las ventajas y posibles inconvenientes de estos dispositivos.

- Las pilas de combustible generan una corriente eléctrica por una oxidación directa de un combustible, sin procesos de combustión. La ausencia de una combustión y de transmisión de la energía en forma de calor permite, teóricamente, rebasar la máxima eficiencia posible para las máquinas térmicas (motores y turbinas). En la práctica también se consiguen eficiencias muy altas (50% o incluso superior) en comparación con las máquinas térmicas. Aunque las pilas de combustible no sean máquinas térmicas ni haya combustión, parte de la energía del combustible se convierte en calor, que hay que evacuar o aprovechar.

También hay que señalar que las pilas de combustible, si se consideran como almacenamiento de energía, no pueden alcanzar las eficiencias de otros sistemas como las baterías o la hidroeléctrica reversible, en las que se puede recuperar del orden del 80% de la energía previamente almacenada.

- Las celdas de combustible no funcionan como una máquina térmica, en la que un fluido genera trabajo mecánico. Al carecer de partes móviles, su funcionamiento es completamente silencioso. En cambio, las pilas de combustible necesitan de sistemas adicionales para poder funcionar, como son la alimentación del combustible, la refrigeración y la alimentación del aire.
- A diferencia de los acumuladores electroquímicos (baterías), es un dispositivo de conversión de energía que tiene la capacidad de producir energía eléctrica mientras se suministre combustible y oxidante a los electrodos. Se evita por lo tanto la necesidad de las recargas (largas y costosas), aunque requiere de un suministro externo de combustible, que, en el caso del hidrógeno especialmente, adolece de una falta de infraestructura o con una logística costosa.
- Las pilas de combustible, al estar compuestas de celdas iguales concatenadas, pueden dimensionarse para lograr el voltaje que se necesite. De igual manera, el área de la celda es responsable de la corriente, de manera que se puede lograr la potencia requerida por apilamiento de más celdas y seleccionando el tamaño (área) de la celda. Las potencias que pueden generarse oscilan entre los milivatios a los megavatios. Las potencias grandes, superiores a las decenas de kilovatios, están muy desfavorecidas por los altos costes de las pilas, frente a otras opciones como motores o turbinas.
- Las pilas de combustible reaccionan frente a una demanda eléctrica muy rápidamente, en el rango de las décimas de segundo, aunque no tanto como los acumuladores electroquímicos (rango de milisegundos).
- Virtualmente, la única emisión posible de una pila de combustible es agua, bien en vapor, bien condensada como líquido. Al no haber combustión, no se produce ningún óxido de nitrógeno. En cualquier caso, si se alimenta una pila con un combustible que contenga carbono (metanol, gas natural, GLP, diesel), se generará CO<sub>2</sub> en el proceso de tratamiento del combustible, que acabará emitiéndose a la atmósfera, como es el caso de las celdas de metanol directo.
- En teoría, cualquier sustancia capaz de oxidación química que pueda ser suministrada continuamente (como un fluido), puede ser oxidado como combustible en el ánodo de una celda de combustible. Igualmente, el oxidante puede ser cualquier fluido que pueda ser reducido con un caudal suficiente. El hidrógeno gaseoso ha llegado a ser el combustible de preferencia para muchas aplicaciones, a causa de su alta reactividad cuando se usan los catalizadores adecuados. La posibilidad de producirlo a partir de gas natural o hidrocarburos, hacen que virtualmente las pilas de combustible puedan ser

empleadas con el combustible más conveniente en cada aplicación.

- Las pilas de combustible actuales tienen una durabilidad superior a las 4.000 horas de funcionamiento continuo (pilas PEM, ver más adelante), lo que está en el rango de vida útil de muchas aplicaciones, como los turismos. Se conocen durabilidades mucho mayores, del orden de las 10.000 horas, lo cual aun no llega a la vida requerida para determinadas aplicaciones, como generación estacionaria o transporte de mercancías.
- Las pilas de combustible son equipos muy caros en comparación con tecnologías maduras como los motores de combustión o las baterías convencionales. En el caso de los motores de combustión, que están en el orden de magnitud de 50-100 €/kW, el coste de las pilas es de dos órdenes de magnitud mayor, alrededor de los 2.000€/kW. El coste tan elevado se debe en parte a los materiales utilizados (metales nobles como el platino, o materiales de muy alta tecnología como las membranas), a la cantidad de desarrollo que han requerido recientemente (alta tecnología), a las soluciones no optimizadas (sobredimensionamiento de materiales, redundancias, ausencia de componentes ajustados a la aplicación), y sobre todo, a que las pilas no se fabrican con medios de producción en serie. Todos los fabricantes trabajan sobre pedido, y la mayor parte de ellos montan las pilas manualmente. Los bajos volúmenes del mercado actual no justifican aun las inversiones en medios de ensamblaje automáticos.
- Existen varios tipos de pilas de combustible, siendo el modelo más aceptado actualmente el de las pilas PEM, que son las más evolucionadas y con mayores expectativas.

### **1.1.3. Tendencias futuras de las pilas de combustible**

En la actualidad, es evidente la importancia que ha conseguido la economía del hidrógeno y las pilas de combustible en la industria en particular y en la sociedad en general, pues los precios del petróleo siguen aumentando y siguen sin tener estabilidad. Además, se vive cierta intranquilidad debido al calentamiento global. Nuestra forma de vida exige una creciente y continua demanda de energía, lo cual hace que nos encontremos ante un desafío global, el de la energía.

Como bien conocemos, el hidrógeno es un vector energético flexible y respetuoso con el medio ambiente, no siendo solamente la solución a las emisiones de gases de efecto invernadero (y por lo tanto a la mejora de la calidad del aire), sino es la alternativa para tener un sistema de suministro energético seguro.

Las pilas de combustible son la base central para el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, debido a su alto rendimiento, siendo dispositivos de conversión energética no contaminante capaces de amoldarse a un amplio rango de usos y potencias, englobando desde las pequeñas aplicaciones portátiles, pasando por las aplicaciones móviles (tierra, mar y aire) hasta las grandes estaciones de cogeneración y trigeneración.

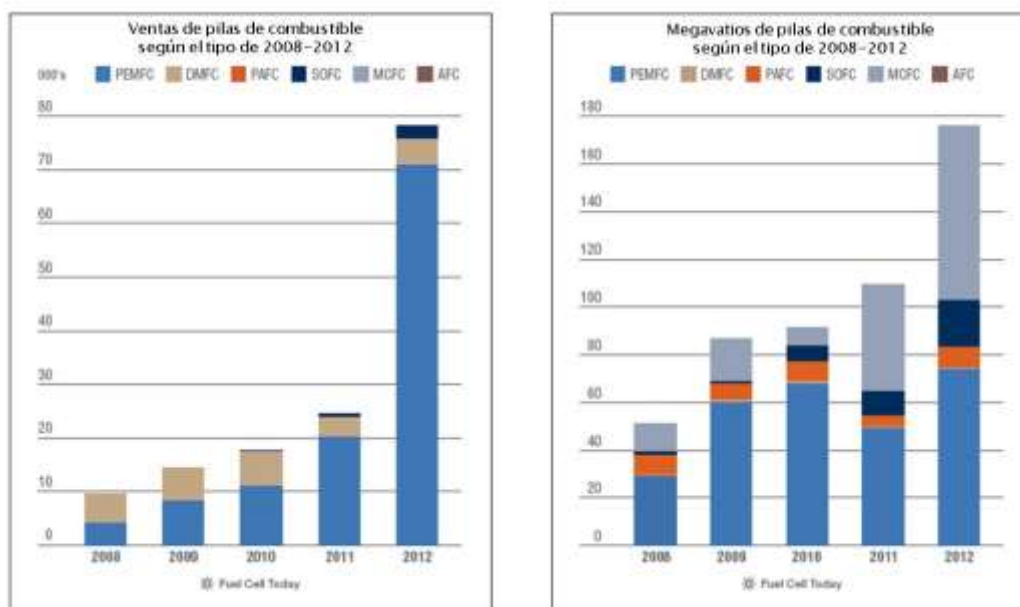
Existen una variedad de pilas de combustible en distintas etapas de desarrollo. De las múltiples tipologías de pilas de combustibles que existen en la actualidad, son las pilas de combustible poliméricas (PEMFC), que por su simplicidad, y por la temperatura de operación relativamente

baja, próxima a 100 °C, las que están centrando la mayor parte de los desarrollos. Ocurre lo mismo con las pilas de combustibles de óxidos sólidos (SOFC), las cuales han demostrado eficiencias eléctricas cercanas al 45%-50%, o incluso según publica el Pacific Northwest National Laboratory, rendimientos del 60%.

Si se aprovecha el calor residual para cogeneración, esta eficiencia sube notablemente (incluso al 80%), ya que el calor generado es de muy alta calidad. Estas características hacen que estas dos tipologías de pilas de combustible, sean tema preferente en todas las convocatorias de ayudas a proyectos de investigación nacional e internacional.

En transporte, en dispositivos estacionarios y en aplicaciones portátiles (teléfonos, ordenadores, unidades auxiliares de potencia), las pilas PEM ofrecen ventajas únicas en términos de alta eficiencia, alta densidad energética, emisión nula de contaminantes y operación continua siempre que dispongan de combustible. No obstante, hay que destacar el hecho de que el coste y la duración son todavía las dos hándicaps importantes para la producción a gran escala y su comercialización. Ciertos componentes hacen que esta tecnología sea excesivamente cara, como los catalizadores de las pilas de combustibles, los cuales están constituidos por partículas de platino. El problema es que el platino es un metal muy escaso en la naturaleza (se extraen únicamente unas 150Tn anuales) y, por tanto, tiene un coste prohibitivo. Desglosando costes de los stacks, los metales nobles de los catalizadores de las pilas PEM representa aproximadamente el 55% del coste total, lo que resulta muy superior al coste de cualquier otro componente tal como placa bipolar (10%), capa difusora de gas (10%) y membrana polimérica (7%).

Las investigaciones actuales se están enfocando al desarrollo de nuevos catalizadores con menor contenido en metales nobles, sustituyendo el platino por otros compuestos, con el fin de reducir costes y a su vez aumentar prestaciones. También se están enfocando al desarrollo de membranas que permitan elevar la temperatura de operación de los 50-80°C actuales a 150-200°C, mejorando el rendimiento de las reacciones electroquímicas de la pila de combustible aumentando la tolerancia a la presencia de CO en el flujo de hidrógeno; simplificando la gestión de calor y de agua y aumentando la cinética de las reacciones. La razón por la que se está trabajando a las bajas temperaturas actuales es que el material que mejores prestaciones presenta para su uso en membranas en pilas PEM es el Nafion® y éste se empieza a degradar cuando se alcanzan temperaturas superiores a los 80°C debido a la poca presencia de agua a esas temperaturas.



**Ilustración 7. Evolución de las ventas y de los MW de pilas de combustible según el tipo en el periodo 2008-2012.**

Sin embargo, la comercialización de pilas de combustible aumenta cada año; existen importantes empresas que se dedican a la comercialización exclusiva de este tipo de componentes. En la tecnología de las pilas de combustible de tipo polimérico (PEM) el mayor fabricante de stacks es Ballard.

Por otro lado, se venden dispositivos con el balance de planta integrado. Si se habla de pilas de tipo PEM, uno de los mayores fabricantes es Hydrogenics.

## 1.2. Aplicaciones de las pilas de combustible

Como se ha indicado anteriormente, las pilas de combustible tienen muchas características que las hacen idóneas como dispositivos de conversión de energía. Dos de ellas son la eficiencia relativamente alta y el bajo impacto ambiental (prácticamente sin emisiones gaseosas y de partículas sólidas).

Las principales aplicaciones se pueden englobar dentro de 3 grandes grupos:

- Aplicaciones estacionarias: Generación eléctrica (distribuida), cogeneración, sistemas eléctricos de respaldo (back-up), y sistemas autónomos.
- Aplicaciones móviles: alimentación eléctrica para propulsión de cualquier tipo de vehículo (terrestre, marítimo y aéreo), y alimentación auxiliar de vehículos (Auxiliary Power Units, APU).
- Aplicaciones portátiles: Fuentes de alimentación para electrónica portátil, y grupos

electrógenos.

### 1.2.1. Aplicaciones estacionarias

Si bien la producción eléctrica mediante pilas de combustible puede llevarse a cabo tanto de forma centralizada como descentralizada (cogeneración), es ésta última la que será aplicable a corto plazo, hasta que se logre un nivel de madurez suficiente de la tecnología y una adecuada escala de precios.

Por otra parte, las pilas de combustible debido a su propia naturaleza de generación sin combustión tienen niveles de emisiones extremadamente bajos. A medida que los niveles estándares de emisión sean más estrictos, las pilas de combustible se irán convirtiendo en una muy buena opción de cogeneración. Dentro de los diferentes tipos de pilas hay dos que destacan para aplicaciones estacionarias: las pilas de óxido sólido (SOFC) y las de carbonatos fundidos (MCFC). Las razones para su adecuación a las aplicaciones estacionarias radican en su elevada temperatura de operación, que les facilita las operaciones de reformado y uso de sus calores residuales, ya sea para cogeneración o para realizar una hibridación con turbinas de gas, lo que contribuye a mejorar su rentabilidad.

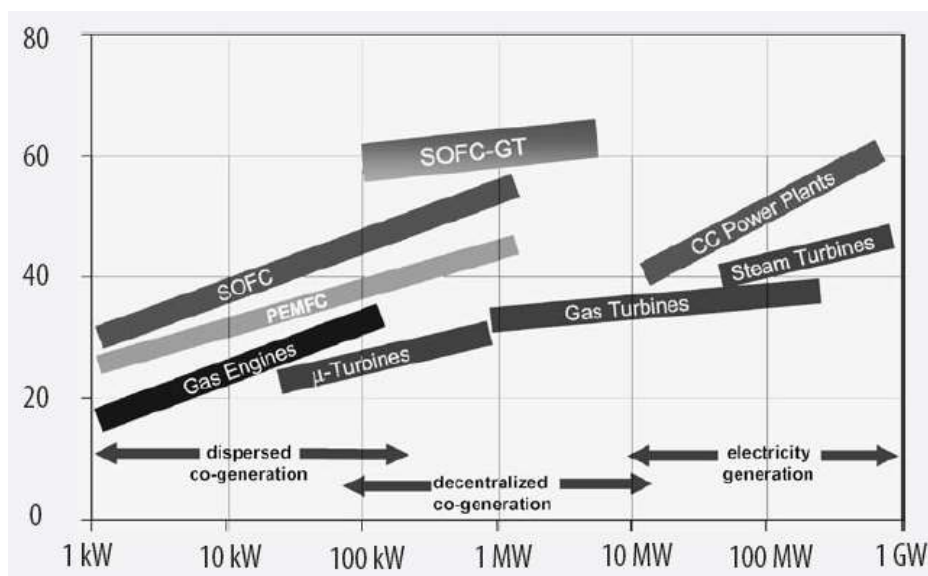


Ilustración 8. Gráfico comparativo de sistemas de generación de potencia

En aplicaciones de cogeneración se ha comprobado que hay gran cantidad de fabricantes que están apostando por esta innovadora tecnología que presenta un aprovechamiento óptimo de la energía, con un rendimiento global de entorno al 85%. El tipo de tecnología utilizada es variada, encontrando tanto pilas de tipo PEM como SOFC, aunque son mayoritarias las primeras.

La aplicación fundamental de las pilas de cogeneración es el sector residencial, siendo unidades de pequeña potencia de entre 1 kW y 5 kW, que permiten cubrir el 80% del consumo eléctrico de una vivienda unifamiliar. El calor recuperado de la pila se utiliza principalmente para producir agua caliente sanitaria o calefacción de baja temperatura. Las principales fuentes de calor de una pila de cogeneración son la energía que desprende reacción de la pila y el calor presente en los gases de combustión del reformador interno en el caso en el que el hidrógeno se produzca internamente a partir de gas natural u otro combustible.

El estudio y análisis del estado del arte de las pilas de cogeneración aplicadas al sector residencial demuestra el potencial de este tipo de tecnología por el que están apostando fuertemente países como Dinamarca, Alemania, Reino Unido o Japón. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos, esta tecnología presenta un precio elevado, que ronda los 16.000 €/kW.

En sistemas de alimentación ininterrumpida y de back-up, la tecnología de pila de combustible se está demostrando competitiva en aplicaciones como sistema energético de respaldo para infraestructura de telecomunicaciones donde está sustituyendo a numerosos sistemas basados en generadores diesel o baterías, con un coste total de explotación inferior. Sin embargo, aún se trata de un mercado incipiente con unas cifras de ventas muy modestas hasta 2011.

La propuesta de valor ofrecida por las pilas de combustible en esta solicitud se ha visto reforzada por la disminución de los costes de producción, junto con las mejoras en curso a la tecnología y al suministro de combustible y la distribución. Todo esto está ahora abriendo el camino para la adopción generalizada y la rentabilidad para las empresas que operan en este mercado. Gran parte del potencial de crecimiento se encuentra en Asia, África y América Latina: los países con redes eléctricas insuficientes o poco fiables y telecomunicaciones en crecimiento presentan una oportunidad importante, y es aquí donde los proveedores están cada vez más centrados.

La multinacional de las telecomunicaciones CommScope estima que para el año 2013 los operadores por o sin cable mundiales gastarán 10 billones de \$ en la generación de energía para sus redes. Se alcanzó una solución de back up mediante pila de combustible en 2008, con pilas de combustible suministradas por Hydrogenics, y en 2011 la colaboración se consolidó mediante la adquisición de acciones por parte de CommScope y la colaboración conjunta en el desarrollo de productos y comercialización.

Se enfrentan a la competencia de otros participantes en el mercado indio: por ejemplo, en julio de 2011 Dantherm anunció una colaboración con la india Delta Power Solutions y se comenzaron ensayos de campo. Se ha ejecutado una orden de compra de 30 sistemas de pila de combustible Dantherm por parte de la red de telecomunicaciones inalámbricas Idea Cellular. Estas unidades rempazan a generadores diesel y se alimentan con el subproducto hidrógeno proveniente de la industria de producción de soda caustica. Dantherm y Delta Power han ampliado su colaboración para incluir unidades de potencia para bases de datos y otras aplicaciones industriales de generación distribuida en la India. Altery también está apuntando a la India con un socio estratégico local.



En junio de 2012, Ballard anunció una prueba operativa de 50 sistemas Dantherm en 30 localizaciones de la red de telecomunicaciones de China Mobile. China Mobile está buscando una forma sostenible y competitiva en coste de sustituir las baterías de plomo que actualmente usan. Si se tiene éxito en esta prueba, se pasará a la fase de desarrollo comercial. VN Technologies, filial de pilas de combustible de VelaTel Global Communications, también ha realizado pruebas para China Mobile, con el primer test ya concluido, y se le ha encargado hacer lo mismo para China Telecom Corporation. Y no se trata únicamente de los gigantes de las telecomunicaciones en China, también el State Grid Corporation of China (SGCC), el mayor suministrador de energía del mundo, ha comenzado la integración de sistemas Jupiter como sistemas de back up para apoyar la red eléctrica y prevenir problemas en la misma.



**Ilustración 9. Pila de combustible Jupiter de la empresa Future E instalada en el edificio de la Fundación del hidrógeno de Aragón**

Existen también sistemas autónomos que pueden generar su propio combustible. Estos sistemas funcionan mediante la incorporación de un electrolizador y disponen de un almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible más todas las conexiones entre los equipos. Pueden estar conectados a la red eléctrica cuando esté disponible o a sistemas de generación solar fotovoltaica o eólica. El agua que necesita el electrolizador se recoge del agua de lluvia con unos procesos de filtrado para minimizar los aportes externos.



Ilustración 10. Funcionamiento del sistema Electro Power System Electroself

### 1.2.2. Aplicaciones móviles

El sector del transporte se enfrenta a los problemas derivados del uso de los combustibles fósiles, como son dependencia energética, el aumento del precio del barril del petróleo y los problemas medio ambientales que causan, entre los que se encuentra el efecto invernadero. La tecnología eléctrica basada en pilas de combustible de hidrógeno ofrece una oportunidad tangible para alcanzar este requerimiento.

Se considera que el hidrógeno es el combustible más adecuado para vehículos eléctricos de pilas de combustible tales como automóviles privados, vehículos ligeros de carga y autobuses. El hidrógeno puede almacenarse en un vehículo en forma líquida, gas comprimido, o en hidruros metálicos (sólido). Los vehículos de pilas de combustible podrían tener un consumo muy bajo sin merma de la comodidad ni de la facilidad de conducción. La reducción de emisiones mejoraría tanto la calidad del aire local como el medio ambiente del planeta. Además, las pilas de combustible pueden servir también como fuente de energía eléctrica a bordo. Las unidades auxiliares de potencia (APU) basadas en pilas de combustible e instaladas en vehículos y camiones convencionales contribuyen a reducir las emisiones alimentando los equipos de acondicionamiento de aire, de refrigeración o eléctricos (especialmente cuando el vehículo está parado).

Durante las últimas décadas se han buscado alternativas menos contaminantes que los motores de combustión interna, por lo que casi todas las compañías automovilísticas están involucradas en la investigación en pilas de combustible. Las fuertes restricciones gubernamentales, en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub> principalmente, han acelerado sin duda alguna la incorporación de las pilas de combustible en automóviles, autobuses y otros vehículos como carretillas elevadoras. Comparadas con los motores de combustión interna, las pilas de combustible prácticamente no liberan sustancias contaminantes. La cantidad de dióxido de carbono emitido de todo el ciclo

depende de las emisiones producidas en la producción del hidrógeno, pero es menor que en un motor de combustión interna, debido a la mayor eficiencia de la pila de combustible. Entre los requerimientos más importantes en los automóviles se encuentra un tiempo de respuesta rápido (aceleración) y una puesta en marcha rápida. En este caso, las pilas de combustible de alta temperatura, MCFC y SOFC, no son adecuadas, entre otras cosas por ser sistemas más complicados, con un considerable tiempo de puesta en marcha, comparado con las PEMFC y las DMFC. Un problema de difícil solución ha sido el de la operación a temperaturas bajo cero. Puesto que la membrana polimérica contiene grandes cantidades de agua, se deben tomar precauciones para evitar que el stack se congele.

A continuación se muestran las principales ventajas de usar pilas de combustible en aplicaciones móviles:

- **Eficiencia:** los vehículos de pilas de combustible han demostrado eficiencias muy elevadas (45-50%) en comparación con los motores de combustión interna (20%), la eficiencia de los motores de combustión están limitados por el ciclo de Carnot, lo que no ocurre con las pilas de combustible
- **Emisiones de CO<sub>2</sub> y seguridad energética:** los vehículos de pilas de combustible alimentados por hidrógeno son los que más ventajas presentan en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> emitidas. Con una producción de hidrógeno utilizando energías renovables podremos hablar de emisiones cero también en la obtención del combustible y llegar a un ciclo completo sin emisiones.
- **Energía:** las pilas de combustible suministran la electricidad a bordo con un elevado rendimiento. Esto implica que tenemos un suministro de energía continuo que podemos utilizar tanto para la propulsión del vehículo como para producir energía para el hogar, la oficina o zonas apartadas.
- **Prestaciones y cualidades:** los vehículos de pilas de combustible de hidrógeno podrían ofrecer cualidades similares o mejores en cuanto a prestaciones.
- **Contaminación acústica:** gracias al escaso o nulo ruido que producen estos vehículos, se podría utilizar el tráfico nocturno para entregar mercancías, realizar labores de recogida de basuras o reciclaje sin molestar al vecindario.
- **Comodidad:** los vehículos de pilas de combustible tienen una marcha muy suave y emiten escaso ruido por lo que la comodidad del pasajero aumenta respecto a los vehículos de combustión.
- **Mantenimiento:** al eliminar las conexiones mecánicas de un motor y añadir un motor eléctrico, las labores de mantenimiento se reducen. Si a ello añadimos el escaso mantenimiento que hay que realizar a la pila de combustible, obtendremos un vehículo con una necesidad de mantenimiento mínima.

- Autonomía y tiempo de repostaje: los vehículos de pilas de combustible tienen una autonomía mayor que los de baterías (se ha comprobado que las pilas de combustible pueden tener una autonomía de 400.000 km o el equivalente a unas 10.000 horas o hasta un millón de kilómetros o 25.000 horas en autobuses, camiones, barcos y locomotoras), aunque los prototipos no pueden aún compararse con los vehículos convencionales de gasolina o gasóleo. El repostaje de hidrógeno, en cuanto a condiciones y tiempo (unos 3-4 minutos), no se diferencia al de gasolina.

Cuando se habla de aplicaciones móviles, lo primero que viene a la mente son los automóviles, pero no es el único medio de transporte que existe. De hecho, una de las primeras aplicaciones de las pilas de combustible, gracias a las ventajas que podrían aportar sus propiedades como la eficiencia energética, fue en el programa espacial de los EEUU: tres módulos AFC (Alcaline Fuel Cell, o pila de combustible alcalina) que proporcionaban 12 kW de potencia cada uno, durante las misiones Apollo en los años 1960. En 1970 el profesor Karl Kordesch en la Universidad de Graz (Austria) desarrolló el primer coche accionado por una pila de combustible aprobado oficialmente. Consistía en un coche híbrido con una AFC de 6 W de potencia, baterías plomo-ácido y un motor de corriente continua de 20 kW. Desde entonces, el campo de las aplicaciones móviles ha crecido hasta incluir todos los tipos de transporte motorizado, por tierra, mar y aire. Ejemplos de proyectos en marcha son la implementación de pilas de combustible en submarinos, barcos, aviones y ciclomotores. Sin embargo, no en todos los casos la pila de combustible es el principal suministrador de energía. También son interesantes como sistemas auxiliares que proporcionen energía en combinación con motores de combustión. Sin ninguna duda, la industria del automóvil es la más activa en este campo, invirtiendo grandes cantidades de dinero cada año en investigación y desarrollo.

Algunas cifras interesantes son, por ejemplo para 2012, ya circulaban en California 200 vehículos de pasajeros y 16 autobuses con propulsión mediante pilas de combustible. En los Juegos Olímpicos de Londres de ese mismo año, se utilizaron para el transporte de visitantes, 50 taxis y 150 autobuses impulsados por hidrógeno y se dispuso de seis estaciones de recarga.

### **1.2.3. Aplicaciones portátiles**

En el intervalo de bajas potencias, desde pocos milivatios hasta algunos cientos de vatios, las pilas de combustible son unos potenciales substitutos de las baterías recargables. El mercado de las aplicaciones portátiles ha sido uno de los que ha crecido más rápido en la última década. Ordenadores portátiles, teléfonos móviles, cámaras portátiles y otros pequeños dispositivos eléctricos son vendidos por millones cada año. Algunas empresas están desarrollando las pilas de combustible para proporcionar la energía para usos portátiles.

Estas pilas de combustible ofrecerán una alternativa a las baterías convencionales. Serán utilizadas para usos especiales, donde sea importante una vida útil larga, bajo peso o pequeño tamaño. Tales usos incluirían la alimentación de un ordenador portátil, una radio o un teléfono móvil.

Además de los factores geométricos como el tamaño y el peso, la operación, respuesta y tiempo de puesta en marcha son las características más importantes de los dispositivos portátiles. La fuente de energía integrada debe trabajar a baja temperatura, luego sólo las PEMFC y las DMFC pueden ser tenidas en cuenta. Comparado con las baterías, la separación entre el convertidor y el tanque del combustible proporciona una mayor flexibilidad durante la fase de diseño. El tamaño de la celda en sí mismo, decide la potencia máxima de salida, mientras que la cantidad de combustible del tanque limita el tiempo de operación (en otras palabras, la máxima energía). En el caso de las baterías, la potencia y la energía están muy estrechamente relacionadas con el diseño geométrico. Un ordenador portátil usa un mínimo de 20 W y tiene normalmente una autonomía de 2-3 h, mientras que los teléfonos móviles sólo necesitan entre 2 y 5 W, y funcionan en modo de espera hasta 10 días como máximo. Las pilas de combustible poseen una densidad de energía teórica mayor que las baterías, y su recarga sólo consiste en rellenar el tanque de hidrógeno.

Después de un tiempo de operación, la capacidad de las baterías recargables disminuye, debido a los múltiples ciclos de carga. En cambio, las pilas de combustible poseen potencialmente un mayor tiempo de vida. Además, debido a la separación entre la pila y el almacenamiento del combustible, la autodescarga no representa ningún problema. Las PEMFC y las DMFC están consideradas como muy prometedoras para aplicaciones portátiles. Su ventaja respecto otros tipos de pilas de combustible es la elevada potencia suministrada a bajas temperaturas de operación. La PEMFC proporciona la mayor densidad de potencia, pero todavía está limitada respecto al almacenamiento de hidrógeno. Los cartuchos de hidruros metálicos ampliamente utilizados son pesados y sólo almacenan un cierto porcentaje.

El metanol líquido posee una mayor densidad energética y es más fácilmente almacenable. Sin embargo, las DMFC proporcionan una potencia mucho menor que las PEMFC y usualmente operan con una disolución acuosa de metanol diluída. Debido al combustible líquido, las DMFC son más simples que las PEMFC. La elección del tipo de pila de combustible dependerá de la aplicación y condiciones de operación.

El desarrollo del mercado de las aplicaciones portátiles está creciendo fuertemente, y cada día se añaden más atributos a las aplicaciones. Esto, por supuesto, aumenta la demanda energética. Las previsiones indican que la actual tecnología de baterías no podrá por mucho tiempo soportar estos requerimientos energéticos. Las pilas de combustible probablemente pueden entrar en el mercado portátil, pero quedan aun algunos problemas por resolver. Muchos de los primeros prototipos estaban basados en PEMFC, con manifiestos problemas para controlar el calor y el agua. En los últimos dos años, el tema se ha focalizado hacia las DMFC. Antes de que las pilas de combustible sean preferibles frente a las baterías, se tienen que llevar a cabo mejoras en cuanto al tamaño, el control del agua, del dióxido de carbono (DMFC), del calor, de la estabilidad y del coste.

Por último, conviene puntualizar que las pilas de combustible no tienen por qué desplazar a las baterías en muchas aplicaciones, sino que una correcta utilización sinérgica de ambos (hibridación), pila de combustible y batería, puede dar los resultados óptimos.

### 1.3. Caso real en Fundación Hidrógeno Aragón

En este apartado se va a explicar el caso real de las instalaciones que se han desarrollado en el edificio de la Fundación Hidrógeno Aragón durante el proyecto LIFE+:

- Instalación de generación eléctrica aislada de red
- Instalación de back-up
- Pila de combustible conectada a red
- Instalación de cogeneración
- Instalación solar térmica
- Instalación aislada
- Instalación de autoconsumo
- Movilidad sostenible

#### 1.3.1. Generación eléctrica aislada de red.

La instalación proporciona alimentación eléctrica independiente de la red, gracias a la instalación de paneles fotovoltaicos, baterías, electrolizador y pila de combustible.

El resultado es una micro planta generadora que abastece de energía los equipos ofimáticos de la oficina de la Fundación Hidrógeno. Con la energía sobrante, produce hidrógeno comprimido a 13,8 bar siendo almacenado en balas de hidruros metálicos. En periodos con baja insolación, la pila de combustible aprovecha el hidrógeno almacenado, para generar energía eléctrica.

A continuación se muestran una serie de fotografías de los equipos instalados así como de una reseña de su función dentro de la instalación.

- Sistemas fotovoltaicos de generación. Se encuentran situados principalmente en cubierta a excepción del seguidor de concentración instalado en el parking.



Ilustración 11: paneles CdTe y Si amorfo en cubierta



**Ilustración 12: Paneles HIP en cubierta**



**Ilustración 13: Seguidor solar de concentración**

- Bancada de baterías, 48V nominales y 1990Ah, proporcionan una autonomía de unos 4/5 días.



**Ilustración 14: bancada de baterías**

- Electrónica de potencia de la instalación: cargadores solares e inversores.





**Ilustración 15: cargadores e inversores**

- Cuadro eléctrico y de control. Se ha implementado un control táctil que permite operar la instalación de forma fácil además de monitorizar todos los parámetros para su posterior evaluación.



**Ilustración 16: cuadro control cerrado**

La instalación tiene el siguiente modo de funcionamiento

- Los paneles solares son los generadores de energía de la instalación, durante el día producen la electricidad que se consume en la instalación y que también es almacenada en las baterías
- Los cargadores solares, se encargan de adecuar la salida eléctrica de los paneles al nivel de tensión de las baterías.
- Los inversores se encargan de convertir la corriente DC de paneles y baterías a niveles de tensión AC 230V y 50HZ el estándar de la red eléctrica convencional.
- En periodos de máxima insolación el electrolizador es puesto en marcha para generar hidrógeno y almacenarlo para días de baja generación fotovoltaica.
- El hidrógeno almacenado se aprovecha en la pila de combustible para reconvertir su energía química almacenada en energía eléctrica.

La siguiente imagen muestra un flujo de energía en la instalación:

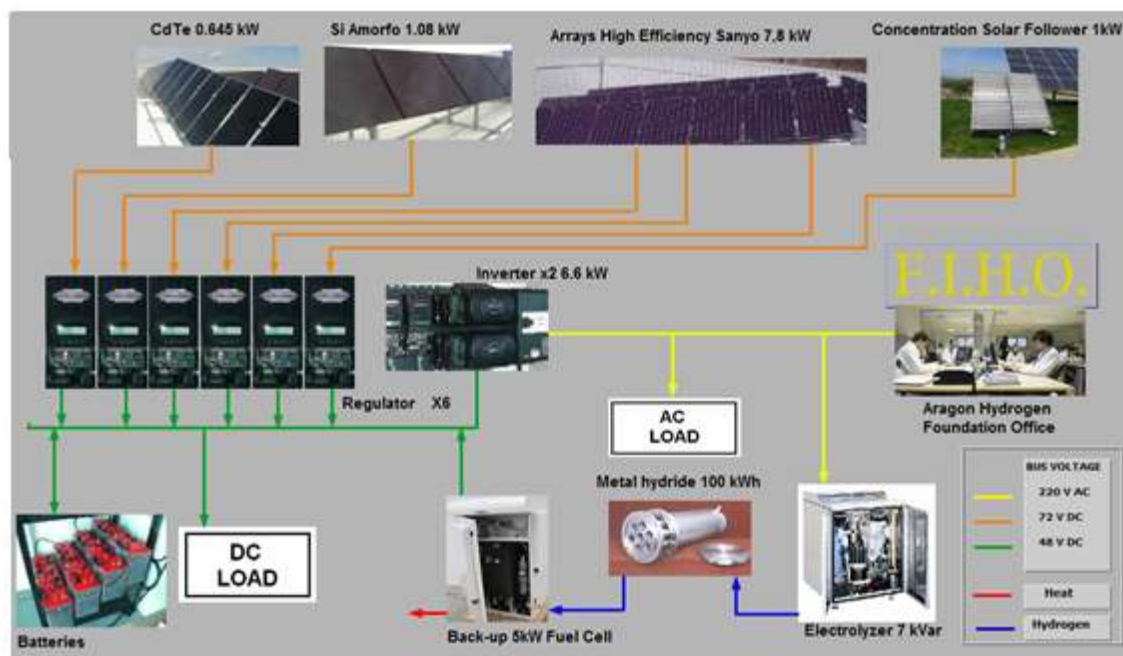


Ilustración 17: diagrama de la instalación

Los ensayos realizados durante los dos años de pruebas de la instalación han sido satisfactorios, a continuación se muestran los ensayos obtenidos en el ensayo de larga duración (1 año), desde el punto

Fecha	Generación aislada (kWh)
<a href="#">oct-13</a>	360.581
<a href="#">sep-13</a>	260.913
<a href="#">ago-13</a>	225.726
<a href="#">jul-13</a>	281.367
<a href="#">jun-13</a>	288.244
<a href="#">may-13</a>	350.073
<a href="#">abr-13</a>	319.451
<a href="#">mar-13</a>	288.498
<a href="#">feb-13</a>	274.072
<a href="#">ene-13</a>	288.639
<a href="#">dic-12</a>	243.182
<a href="#">nov-12</a>	242.376
<a href="#">oct-12</a>	258.691

El total de kWh ahorrados durante los 13 meses de ensayo fue de 3.682 Kwh. Lo cual supone un ahorro de CO<sub>2</sub> de 1104kg, estimando una emisión de 300gr de CO<sub>2</sub>/kWh en el mix eléctrico español según la agencia catalana para el cambio climático\*.

[\\*\(http://www20.gencat.cat/portal/site/canviclimatic/menuitem.c4833b494d44967f9b85ea75b0c0e1a0/?vqnextoid=a6e59d5e6e3ec210VqnVCM2000009b0c1e0aRCRD&newLang=es\\_ES\)](http://www20.gencat.cat/portal/site/canviclimatic/menuitem.c4833b494d44967f9b85ea75b0c0e1a0/?vqnextoid=a6e59d5e6e3ec210VqnVCM2000009b0c1e0aRCRD&newLang=es_ES)

Desde el punto de vista económico nos vamos a basar en datos reales elegidos sobre la factura de La Fundación del mes de Diciembre de 2013 que se puede ver a continuación:



**RESUMEN DE LA FACTURA**  
 Fecha Facturas: 02/01/2014  
 Fecha Devengot:  
 Período facturación del 01/12/2013 al 31/12/2013  
 Factura n°: PZZ401N0003984  
 Total:

**Datos del Cliente**  
 Razón Social: FUND. DES. NUEVAS TECN. HIDROG. ARAGON  
 NIF/CIF: G22280910  
 Dir.Suministros: POLIGONO PARQUE TECNOLOGICO WALQA-24 CUARTE HUESCA  
 Dir.Fiscal: POLIGONO PARQUE TECNOLOGICO WALQA-24 22197 CUARTE HUESCA HUESCA  
 CUPS:  
 Modalidad de Contrato: Tarifa Optima

FUND. DES. NUEVAS TECN. HIDROG. ARAGON  
 POLIGONO PARQUE TECNOLOGICO WALQA-24  
 22197 CUARTE HUESCA  
 HUESCA

Electricidad

Facturación	CÁLCULO	IMPORTE
<b>CONCEPTO</b>		
TERMINO DE ENERGIA VARIABLE	P1: 300h x 0,289052 Eur/kWh = 86,71 Eur 117 kWh x 1 M€C€ = 0,482705 Eur/kWh	
TERMINO FIJO DE POTENCIA		
ENERGIA REACTIVA	P1: EVAR10,041554 Eur/kWh = 14,88 Eur, con pH 0,85 P2: EVAR10,041554 Eur/kWh = 42,89 Eur, con pH 0,83	
COMPLEMENTO DISCRIMINACION HORARIA	P1: 40 % sobre kWh x 0,094543 Eur/kWh = 40,81 Eur x 1 M€C€	
EXCESOS DE POTENCIA POR KW SEGÚN PERIODO		
IMPUESTO SOBRE LA ELECTRICIDAD	4,064 % sobre Eur x 1,05113	
IVA NORMAL	21 % sobre EUR	
<b>Total Factura:</b>		

Termino	Coste
Termino de potencia	8.48€/kWh al mes
Término de energía	0.089€/kWh

Únicamente considerando los ahorros en el término de energía consumida se valora el ahorro en los 13 meses del ensayo de larga duración en 328€. Pero podemos valorar lo posibilidad de reducir el término de potencia, ya que la instalación excepto en situaciones excepcionales, es alimentada de forma independiente a la red eléctrica.

En este caso, reduciendo en 7kW el término de potencia obtenemos un ahorro en los 13 meses de 771.6€ extra de ahorro derivados de la disminución del término de potencia cuyo valor a sido incrementado en un 50% en el último trimestre.

En total conseguimos un ahorro de 1100€ en los 13 meses de duración del ensayo.

#### Diseño de instalación aislada estándar

En este apartado vamos a definir un procedimiento de diseño de una instalación aislada para una carga cualquiera, apoyándonos en el programa HOMER, programa de libre distribución, realizado por el ENREL el Laboratorio Nacional de Energías Renovables.

El diseño de una instalación aislada no puede ser un sistema cerrado, ya que depende de dos variables fundamentales que varían en cada localización:

- Carga o energía a suministrar
- Condiciones climáticas: insolación, viento, etc
- 

Por ello es necesario realizar un estudio y un diseño de forma individual para cada instalación.

HOMER simula el funcionamiento de un sistema realizando cálculos de balance de energía para cada una de las 8760 horas del año.

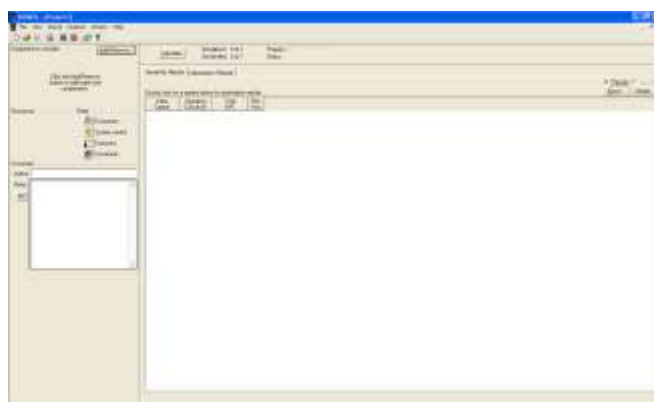


Ilustración 18. Aspecto inicial del programa HOMER.

Para la explicar el funcionamiento del programa, se va a analizar un sistema aislado genérico compuesto por los siguientes equipos, algunos de los cuales hay que optimizar:

- 1) Fotovoltaica: 10 kW.
- 2) Eólica: 1 kW.
- 3) Baterías: 2000 A durante 100 horas.
- 4) Inversores: 1 de 6,6 kW cada uno.
- 5) Una carga del edificio a estudio.
- 6) Pila: Es uno de los elementos que se busca optimizar en el rango (0,5 – 4 kW).
- 7) Electrolizador: Es otro de los elementos que se busca optimizar en el rango (0,5 – 5 kW).
- 8) Depósito de hidrógeno: Se trata del tercer componente a optimizar (1 – 5 kg).

Para optimizar los elementos el programa ha de saber exactamente cuáles son las dimensiones a optimizar. En cada apartado se definen de las distintas posibilidades para que el sistema las optimice. Como primer paso se han de seleccionar los elementos que conforman el sistema a estudio. Para ello se han de añadir los elementos desde el botón Add/Remove.

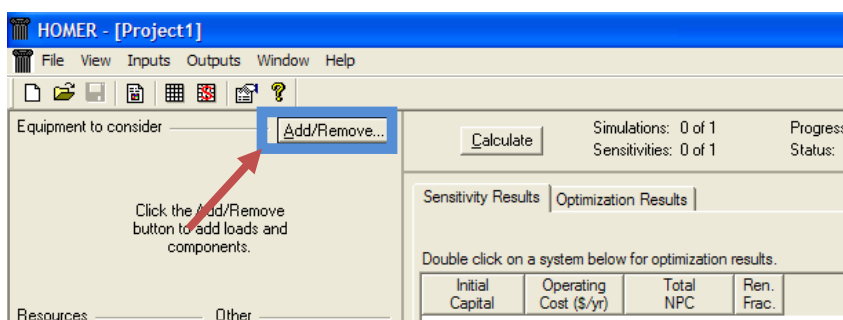


Ilustración 19. Añadir o quitar elementos

Una vez activado aparecerá el listado de todos los equipos que puede estudiar el programa HOMER

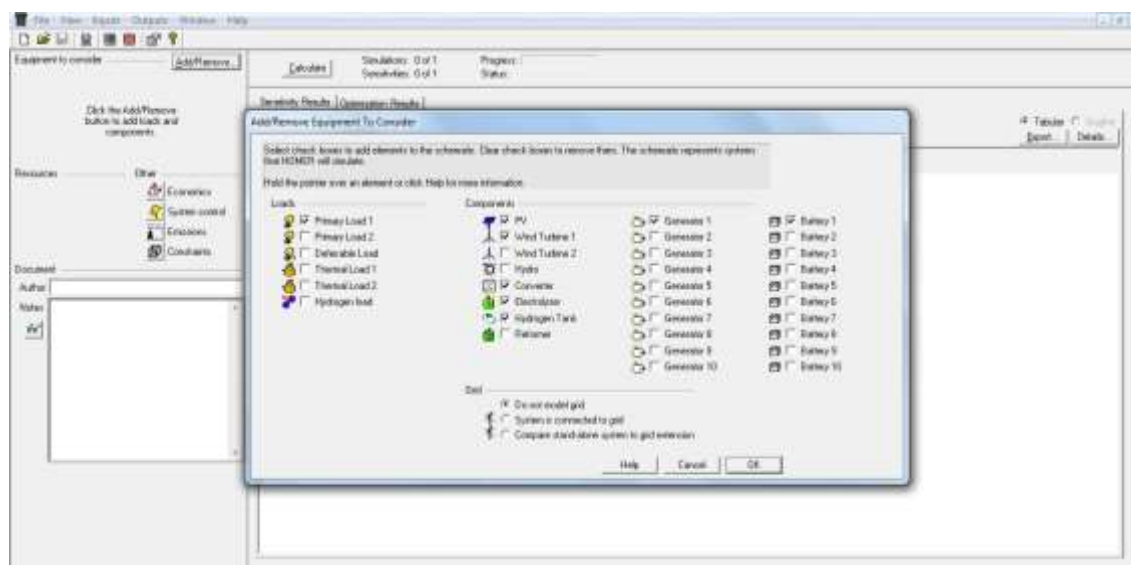
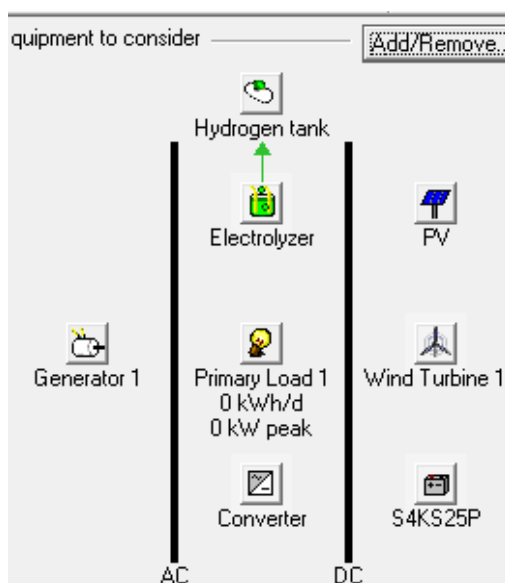


Ilustración 20. Selección de los componentes.

Tras pulsar en el botón *OK*, aparecerá en la ventana principal el diagrama de la instalación (Ilustración 21; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

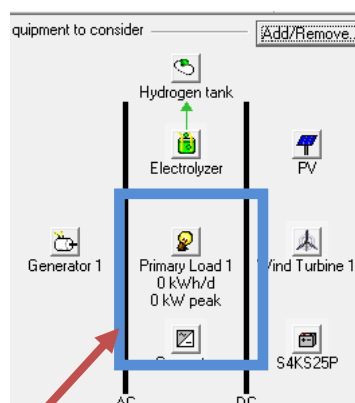


**Ilustración 21. Configuración del sistema.**

#### 1.4. Definición de la carga

A continuación se ha de definir la carga del sistema, que en el caso ejemplo tratado, se trata de la energía consumida por el edificio estudiado.

Para introducir los datos de la carga se ha de acceder a través de la configuración del sistema para modificarlos. Pulsando sobre el icono correspondiente a la carga como se ve en la figura siguiente.



**Ilustración 22. Imagen del icono de la carga**

Una vez que se ha accedido se abre una nueva ventana, donde se pueden modificar las condiciones de la carga.

Para el caso del edificio se van a considerar cargas únicamente en AC y la introducción de datos va a ser manual. Los datos a introducir aparecen en la Tabla 2 y se introducirán en las casillas de la izquierda (marcadas con el recuadro en la Ilustración 23).

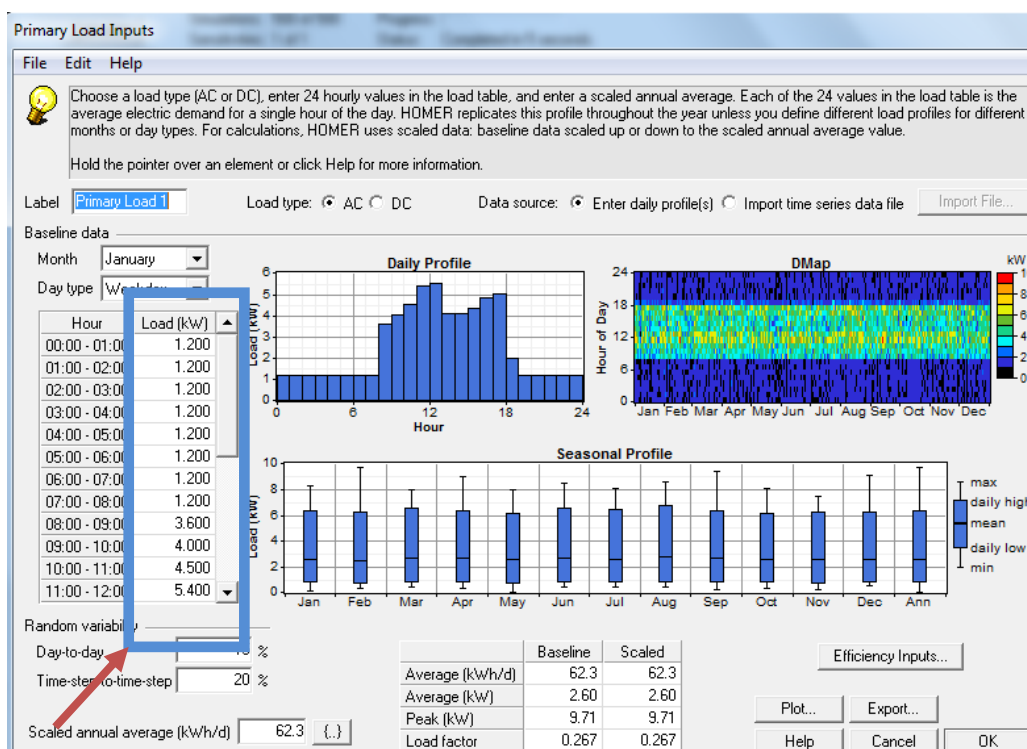


Ilustración 23. Definición de la carga (consumo del edificio de una empresa).

Tabla 2. Cargas ejemplo a introducir en el programa

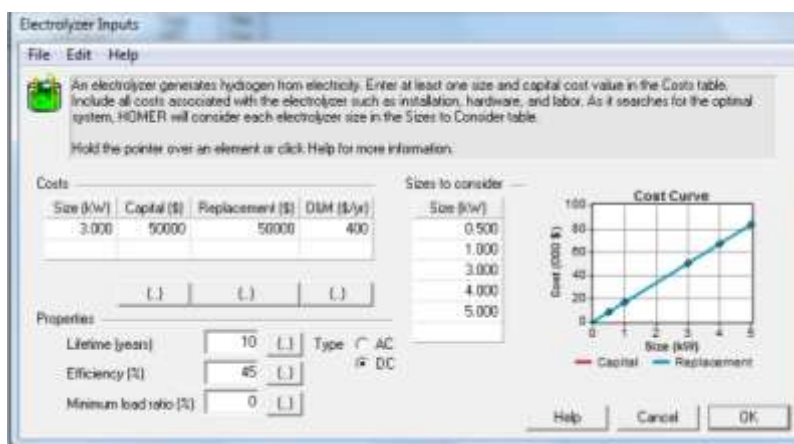
Hour	Load (kW)
0-1	1.2
1-2	1.2
2-3	1.2
3-4	1.2
4-5	1.2
5-6	1.2
6-7	1.2
7-8	1.2
8-9	3.6
9-10	4.0
10-11	4.5
11-12	5.4
12-13	5.5
13-14	4.1
14-15	4.1
15-16	4.3
16-17	4.8
17-18	5.0
18-19	2.0
19-20	1.2
20-21	1.2
21-22	1.2
22-23	1.2
23-0	1.2

Se aceptan los cambios con el botón *OK*.

A continuación se va a proceder a definir cada uno de los equipos que forman parte del sistema. Para acceder a su configuración y propiedades se realiza lo mismo que para las cargas del edificio (se pincha en cada icono).

Para cada elemento se configura con la información que se indica a continuación.

### Electrolizador



**Ilustración 24. Definición del electrolizador con los valores de potencia a considerar.**

Los datos a introducir son:

- Size (Tamaño) (kW): 3
- Capital (Capital) (\$): 50000
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 50000
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/yr; \$/año): 400
- Lifetime (Esperanza de vida) (years; años): 10
- Efficiency (Eficiencia) (%): 45
- Sizes to consider (Tamaños a considerar) (kW): 0.5; 1.0; 3.0; 4.0; 5.0

Los tamaños a considerar permitirán al programa seleccionar la opción que mejor se ajuste a las necesidades.

### Baterías



**Battery Inputs**

File Edit Help

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

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

Battery type: **Hoppecke 16 OPzS 2000** [Details...] [New...] [Delete]

**Battery properties**

Manufacturer: Hoppecke  
Website: [www.hoppecke.com](http://www.hoppecke.com)

Nominal voltage: 2 V  
Nominal capacity: 2,000 Ah (4 kWh)  
Lifetime throughput: 6,801 kWh

**Costs**

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
24	12000	12000	100.00

[..] [..] [..]

**Sizes to consider**

Batteries: 24

**Cost Curve**

Cost (000 \$)

Quantity

— Capital — Replacement

**Advanced**

Batteries per string: 1 (2 V bus)

Minimum battery life (yr): 4 [..]

[Help] [Cancel] [OK]

Ilustración 25. Banco de baterías de la instalación aislada.

Los datos a introducir son:

- Batterie type (Tipo de batería): Hoppecke 16 OPzS 2000
- Quantity (Cantidad de baterías): 24
- Capital (Capital) (\$): 12000
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 12000
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/yr; \$/año): 100
- Batteries to consider (número de baterías a considerar): 24
- Batteries per string (Baterías por línea): 1

Fotovoltaica

**PV Inputs**

File Edit Help

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

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

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

**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
10.000	20000	20000	50
{.}	{.}	{.}	{.}

**Sizes to consider**

Size (kW)
5.000
10.000
15.000
{.}

**Cost Curve**

**Properties**

Output current  AC  DC

Lifetime (years)  {.}

Derating factor (%)  {.}

Slope (degrees)  {.}

Azimuth (degrees W of S)  {.}

Ground reflectance (%)  {.}

**Advanced**

Tracking system  ▼

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  {.}

Nominal operating cell temp. (°C)  {.}

Efficiency at std. test conditions (%)  {.}

Help Cancel OK

Ilustración 26. Instalación fotovoltaica.

Los datos a introducir son:

- Size (Tamaño) (kW): 10
- Capital (Capital) (\$): 20000
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 20000
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/yr; \$/año): 50
- Sizes to consider (Tamaños a considerar) (kW): 5; 10; 15.
- Output current (Corriente de salida): DC (Corriente continua, CC)
- Lifetime (Tiempo de vida) (years; años): 25
- Derating factor (Factor de sobrepotenciación) (%): 80
- Slope (Pendiente de los paneles) (degrees; grados): 35
- Azimuth (Acimut) (degrees; grados): -3
- Ground reflectance (Reflectancia del suelo) (%): 20
- Tracking system (Sistema de seguimiento): No tracking (Sin seguimiento)

Los tamaños a considerar permitirán al programa seleccionar la opción que mejor se ajuste a las necesidades.

#### Aerogenerador

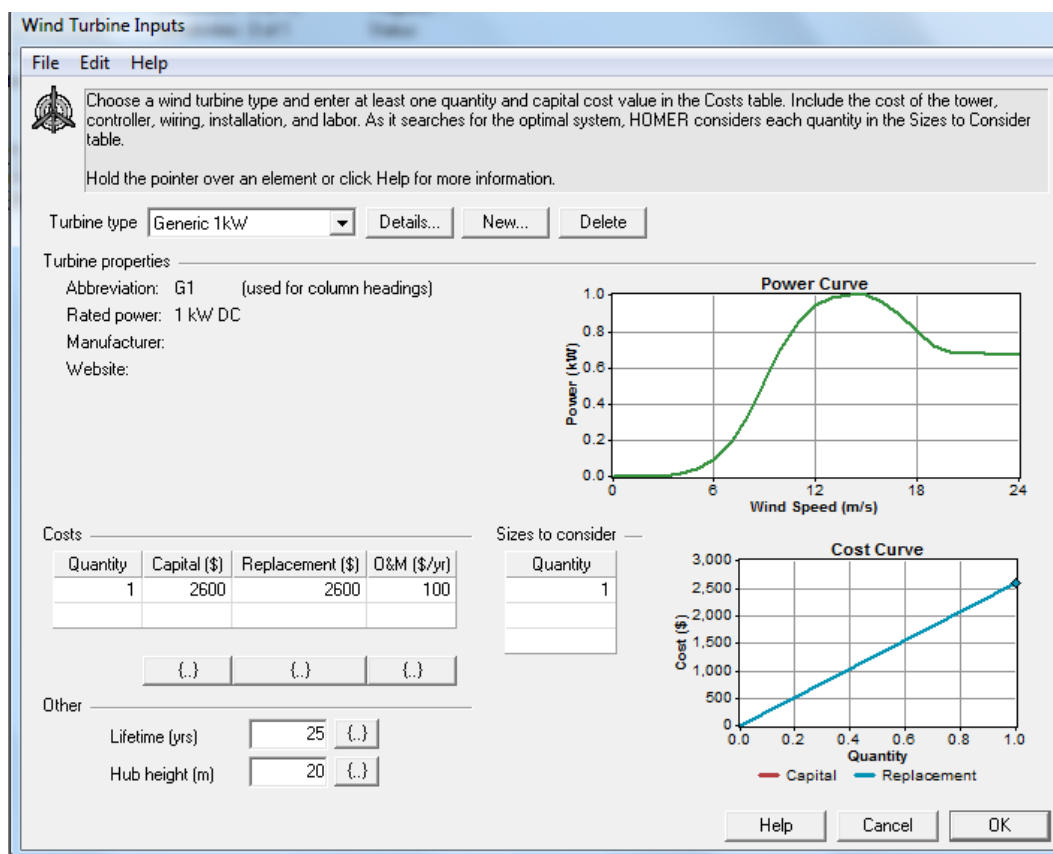


Ilustración 27. Aerogenerador del sistema.

Los datos a introducir son:

- Turbine type (Tipo de turbina): Generic 1 kW
- Quantity (Cantidad): 1
- Capital (Capital) (\$): 2600
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 2600
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/yr; \$/año): 100
- Sizes to consider (Tamaños a considerar) (Quantity; Cantidad): 1.
- Lifetime (Tiempo de vida) (years; años): 25
- Hub height (Altura de buje) (m): 20

Depósito de hidrógeno

**Hydrogen Tank Inputs**

File Edit Help

The hydrogen tank stores hydrogen either for use in a generator or for serving a hydrogen load. Enter at least one tank size and capital cost value in the Costs table. HOMER will consider each tank size in the Sizes to Consider table.

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

**Costs**

Size (kg)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
5.000	4000	4000	200

(.) (.) (.)

**Sizes to consider**

Size (kg)
1.000
2.000
3.000
5.000

**Properties**

Lifetime (years)  (.)

Initial tank level

Relative to tank size (%)  (.)

Absolute amount (kg)  (.)

Require year-end tank level to equal or exceed initial tank level

Help Cancel OK

**Cost Curve**

Cost (\$)

Size (kg)

— Capital — Replacement

**Ilustración 28. Datos de los tanques de hidrógeno disponibles para la instalación.**

Los datos a introducir son:

- Size (Tamaño) (kg): 5
- Capital (Capital) (\$): 4000
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 4000
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/yr; \$/año): 200
- Sizes to consider (Tamaños a considerar) Size (Tamaño) (kg): 1; 2; 3; 5.
- Lifetime (Tiempo de vida) (years; años): 25
- Initial tank level size (Porcentaje de llenado inicial) (%): 10

Los tamaños a considerar permitirán al programa seleccionar la opción que mejor se ajuste a las necesidades.

Pila de combustible

Las pilas de combustible están consideradas como elementos generadores en el programa HOMER. Para poder considerar a estos elementos como Pilas de combustible se ha de cambiar previamente el combustible a emplear.

En la Ilustración 29 se muestra como se ha de cambiar el tipo de combustible para poder considerar al generador como una pila de combustible.

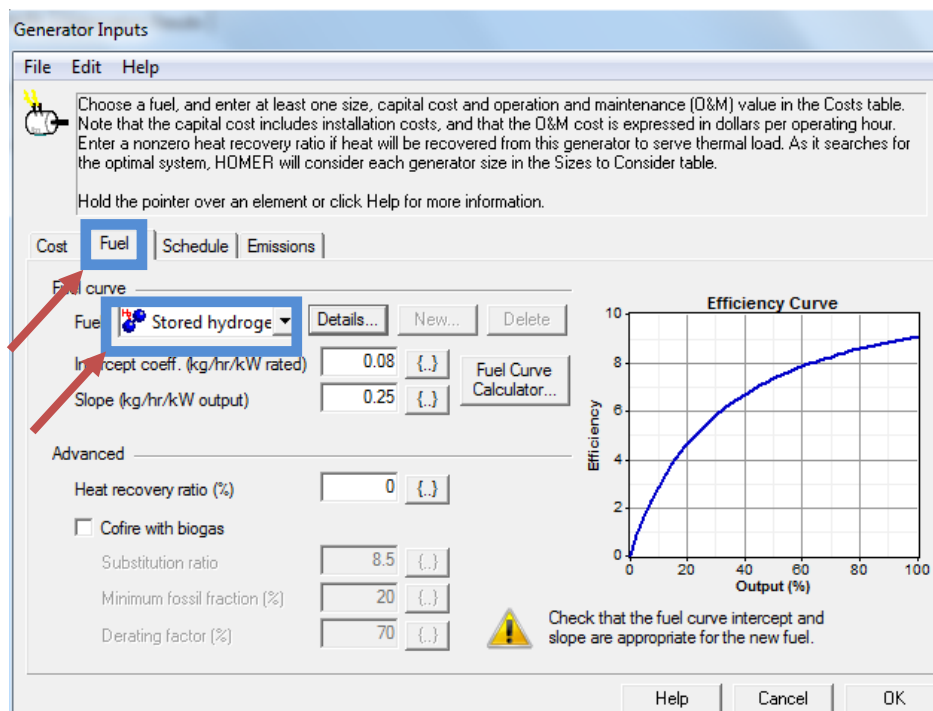


Ilustración 29. Elección del tipo de combustible

Se mantienen el resto de los datos tal como aparecen en el programa, y se vuelve a la pestaña Cost para modificar las propiedades de la pila de combustible (ver Ilustración 30).

**Generator Inputs**

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table. Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
2.000	10000	7000	0.010

Sizes to consider

Size (kW)
0.500
1.000
2.000
3.000
4.000

Properties

Description: Generator 1 Type:  AC  DC

Abbreviation: Label

Lifetime (operating hours): 15000

Minimum load ratio (%): 30

Cost Curve

Cost (000 \$)

Size (kW)

Capital Replacement

Help Cancel OK

**Ilustración 30. Tamaños de pila de combustible a considerar**

Los datos a introducir son:

- Size (Tamaño) (kW): 2
- Capital (Capital) (\$): 10000
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 7000
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/hr; \$/hora): 0.010
- Sizes to consider (Tamaños a considerar) Size (Tamaño) (kW): 0.5; 1.0; 2.0; 3.0; 4.0.
- Type (Tipo): DC (CC)
- Lifetime (Tiempo de vida) (operation hours; horas de funcionamiento): 15000
- Minimum load ratio (Porcentaje mínimo de carga) (%): 30

Los tamaños a considerar permitirán al programa seleccionar la opción que mejor se ajuste a las necesidades.

Convertidor

**Converter Inputs**

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

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

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
6.600	2000	2000	100
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
10.000

Inverter inputs

Lifetime (years)  {.}

Efficiency (%)  {.}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%)  {.}

Efficiency (%)  {.}

Help Cancel OK

**Cost Curve**

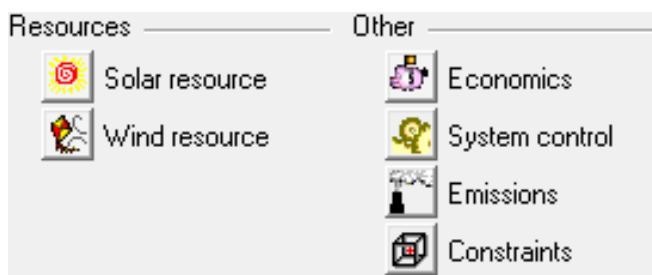
Ilustración 31. Convertidor utilizado en el sistema.

Los datos a introducir son:

- Size (Tamaño) (kW): 6.6
- Capital (Capital) (\$): 2000
- Replacement (Reemplazo del equipo) (\$): 2000
- O&M (Coste de operación y mantenimiento) (\$/yr; \$/año): 100
- Sizes to consider (Tamaños a considerar) Size (Tamaño) (kW): 10
- Lifetime (Tiempo de vida) (years; años): 15
- Efficiency (Eficiencia) (%): 90
- Capacity relative to invertir (Capacidad relativa al inversor) (%): 100
- Efficiency (Eficiencia) (%): 85

**Recursos**

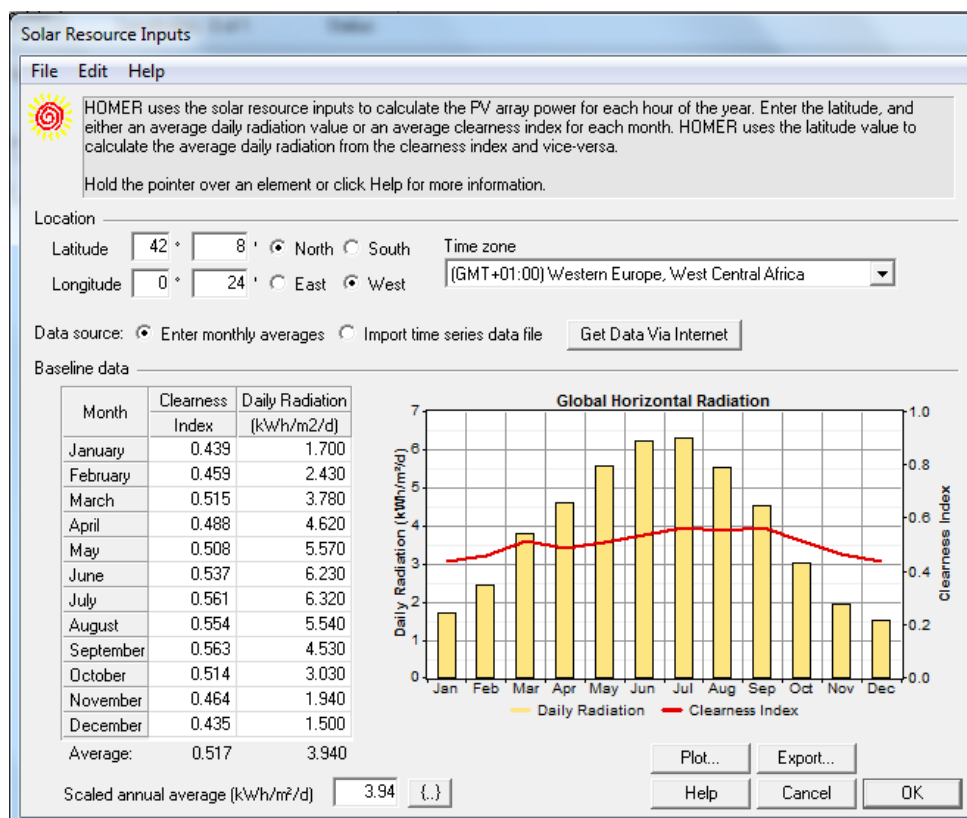
Tras definir los elementos que componen el edificio, así como las cargas del mismo, se han de considerar los recursos que proveen la energía, en este caso viento y sol. Para ello en la ventana principal aparecen dos iconos que hacen referencia a los recursos. Tras pulsar sobre ellos se puede acceder a sus menús correspondientes



**Ilustración 32. Recursos de viento y sol.**

**Recurso solar**

Se introducen la configuración tal como aparecen en la Ilustración 33 teniendo en cuenta los datos de la Tabla 3.



**Ilustración 33. Datos de radiación solar**



Los datos a introducir son:

- Latitude (Latitud): 42° 8' N
- Longitude (Longitud): 0° 24' W
- Time zone (Zona horaria): GMT +1
- Data source (Fuente de datos): Enter monthly average (Introducción de media mensual)

**Tabla 3. Radiación diaria por mes**

Mes	Daily radiation (Radiación diaria) (kWh/m <sup>2</sup> /d)
January (Enero)	1.70
February (Febrero)	2.43
March (Marzo)	3.78
April (Abril)	4.62
May (Mayo)	5.57
June (Junio)	6.23
July (Julio)	6.32
August (Agosto)	5.54
September (Septiembre)	4.53
October (Octubre)	3.03
November (Noviembre)	1.94
December (Diciembre)	1.50

Se pueden obtener datos de radiación en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Recurso eólico

Se introducen los datos tal como aparecen a continuación.

**Wind Resource Inputs**

File Edit Help

HOMER uses wind resource inputs to calculate the wind turbine power each hour of the year. Enter the average wind speed for each month. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. The advanced parameters allow you to control how HOMER generates the 8760 hourly values from the 12 monthly values in the table.

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

Data source:  Enter monthly averages  Import time series data file

Baseline data

Month	Wind Speed (m/s)
January	2.620
February	2.920
March	2.650
April	3.330
May	2.670
June	2.850
July	2.810
August	2.540
September	2.690
October	2.580
November	2.770
December	2.730
Annual average:	2.760

Wind Resource

Other parameters: Altitude (m above sea level)  Anemometer height (m)

Advanced parameters: Weibull k  Autocorrelation factor  Diurnal pattern strength  Hour of peak windspeed

Scaled annual average (m/s)

Ilustración 34. Datos de recurso eólico

Los datos a introducir son:

- Data source (Fuente de datos): Enter monthly average (Introducción de media mensual)

**Tabla 4. Datos del recurso eólico**

Mes	Wind Speed (velocidad de viento) (m/s)
January (Enero)	2.620
February (Febrero)	2.920
March (Marzo)	2.650
April (Abril)	3.330
May (Mayo)	2.670
June (Junio)	2.850
July (Julio)	2.810
August (Agosto)	2.540
September (Septiembre)	2.690
October (Octubre)	2.580
November (Noviembre)	2.770
December (Diciembre)	2,730

### Resultados

Cuando se han introducido todos los datos de la instalación se procede a la realización de los cálculos. Para ello se ha de pulsar sobre el botón *Calculate*.



**Ilustración 35. Calcular resultados**

Una vez realizados todos los cambios, con doble pulsación sobre el resultado, se puede visualizar más detalladamente, el dimensionamiento y los resultados de HOMER.

El programa identifica la opción más económica, el número de equipos a colocar y su potencia. En la simulación de los resultados se tiene una amplia descripción de costes, flujos de caja, flujos de electricidad, características de cada uno de los equipos y emisiones producidas.

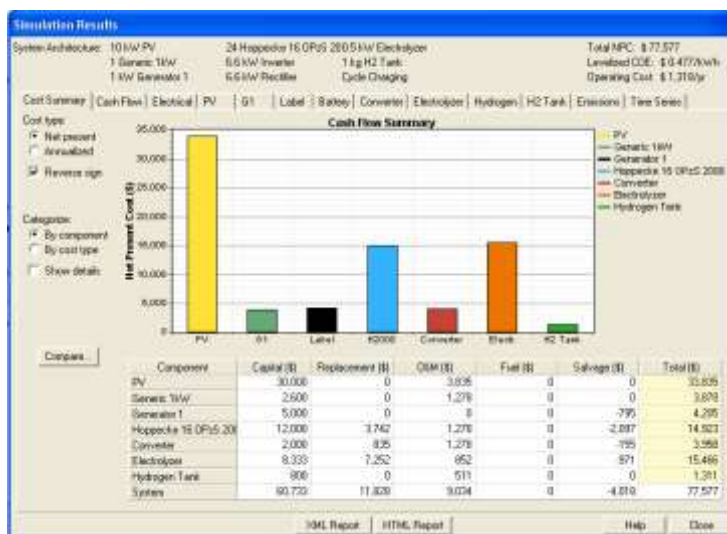


Ilustración 36. Resultados del programa HOMER

### 1.4.1. Instalación de Back-up

Un sistema de alimentación ininterrumpida, SAI (en inglés UPS), es un dispositivo que gracias a elementos almacenadores de energía, puede proporcionar energía eléctrica por un tiempo limitado y durante un corte del suministro eléctrico a todos los dispositivos que tenga conectados.

Otras de las funciones que se pueden adicionar a estos equipos, es la de mejorar la calidad de la energía eléctrica que llega a las cargas, filtrando subidas y bajadas de tensión y eliminando armónicos de la red en el caso de usar corriente alterna.

La inclusión de una pila de combustible de Hidrógeno, permite multiplicar exponencialmente la duración de la alimentación de emergencia. Partiendo de una potencia necesaria para la aplicación, se dimensiona el sistema de almacenamiento energético pudiendo llegar a conseguir días y semanas de autonomía, frente a los minutos y horas de los sistemas convencionales



Ilustración 37. Imagen del back-up

A continuación podemos ver un esquema de conexiones del equipo.

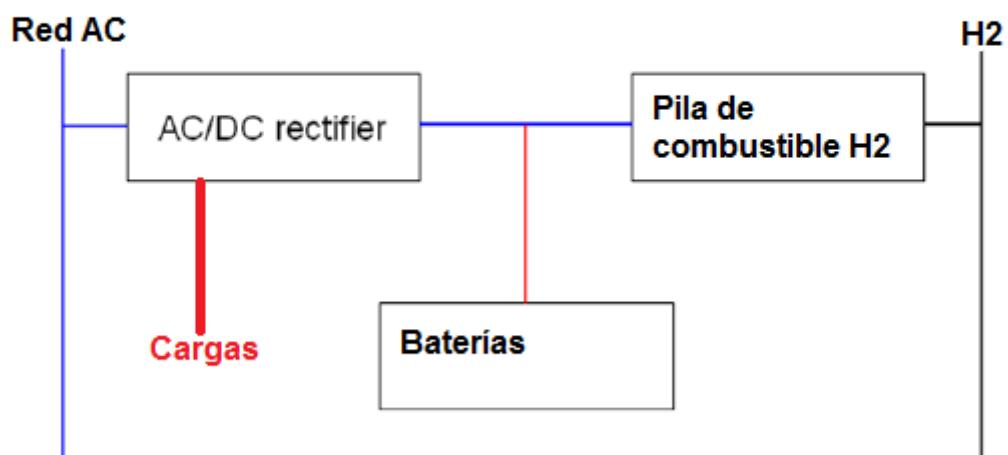
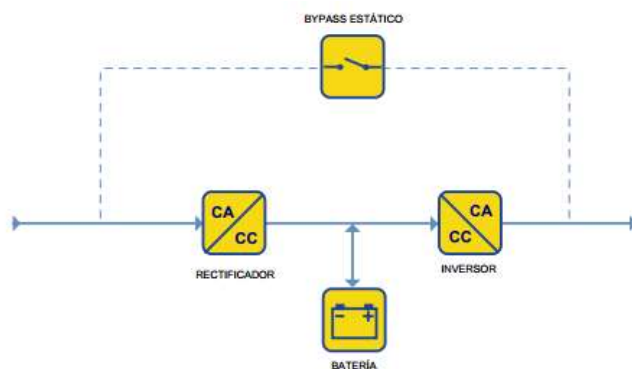


Ilustración 38: Esquema de funcionamiento

El funcionamiento es el siguiente, el sistema actúa normalmente como lo que se conoce en el ámbito de las telecomunicaciones como un SAI On-line.

En el diseño On-line de doble conversión, un fallo en la entrada de CA no provoca la activación del interruptor de transferencia, ya que la CA de entrada carga la fuente de baterías de reserva, que proporciona alimentación al inversor de salida. Por lo tanto, durante un fallo de la alimentación de CA de entrada, la operación on-line no provoca tiempos de transferencia.

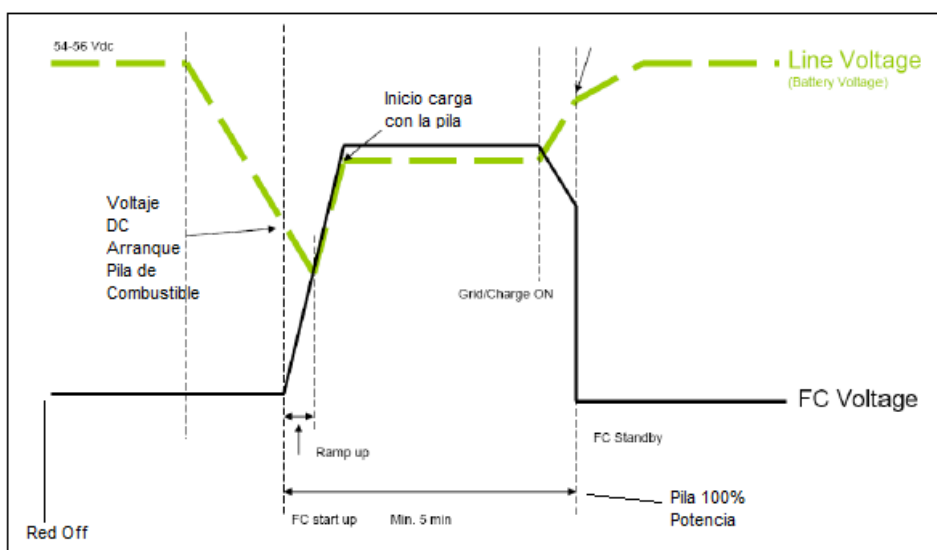
En este diseño, tanto el cargador de la batería como el inversor convierten el flujo de alimentación de la carga completa, lo cual reduce la eficacia y aumenta el calor generado. Este sistema SAI ofrece un rendimiento de salida eléctrica casi perfecto.



**Ilustración 39: diagrama SAI Online**

En caso de fallo de la red eléctrica el equipo comienza a extraer corriente de las pequeñas baterías incorporadas, a su vez se inicia el ciclo de encendido de la pila de combustible.

Una vez la pila de combustible se encuentra operativa, comienza a inyectar energía al bus DC del sistema, durante el tiempo que sea necesario. Una de las ventajas del sistema de hidrógeno es que añadiendo depósitos de forma externa podemos aumentar la autonomía todo lo que deseemos. Además se permite la conexión de los depósitos en caliente (durante el funcionamiento del equipo).



**Ilustración 40: diagrama de funcionamiento pila de combustible**

A continuación podemos ver una hoja de características del equipo:

Características	Valor
Potencia de salida máxima	3 kVar (20 minutos)
Potencia de salida nominal	1.7 kVar
Autonomía nominal baterías	15 minutos
Autonomía pila de hidrógeno (Cada botella de 50L a 200Bar)	6 horas
Tiempo respuesta	Inmediato
Control Ethernet	SI
Software PC	SI

Así mismo se ha instalado un sistema de seguridad ante fugas de hidrógeno en el cuarto de servidores donde se ha instalado el equipo. El sistema consta de:

- Sensor de % de Hidrógeno en el aire
- Centralita
- Tarjeta de relés.
- Electroválvula de corte del suministro de hidrógeno
- Ventilador para la renovación del aire de la sala.

Este sistema monitoriza en todo momento el estado de la sala, para en caso de fuga cortar el suministro de hidrógeno y activa una alarma. Simultáneamente se activará un ventilador capaz de renovar el volumen de aire de la sala en menos de 2 minutos.

### Instalación de Back-up estándar

En este caso, al contrario que en la instalación aislada se ha desarrollado un equipo que puede ser empleado en cualquier sala de servidores sin realizar ninguna modificación técnica ni cálculo previo en el equipo.

Si bien, deberemos de establecer una serie de requisitos e infraestructuras relacionados con la alimentación y uso de hidrógeno, fundamentalmente en dos partes:

- Instalación del sistema de almacenamiento de hidrogeno, y cálculo del hidrógeno necesario para asegurar la autonomía requerida
- Adecuar la sala de instalación con un sistema de detección de fuga de hidrógeno

#### CALCULO DE NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE H<sub>2</sub>

Para el cálculo de las necesidades de almacenamiento de H<sub>2</sub> deberemos de conocer los siguientes datos:

- Consumo de hidrogeno de la pila que vamos a utilizar.
- Duración y necesidades energéticas deseadas en el equipo SAI.

Vamos a desarrollar como ejemplo el caso de la pila utilizada en el SAI del proyecto. Esta pila tiene un consumo declarado por el fabricante de 0,87Nm<sup>3</sup>/kWh de energía entregado. La pila entrega a potencia nominal 1.7 kWh, luego el consumo máximo de hidrógeno será de 1,47Nm<sup>3</sup>/kWh a máxima potencia.

A continuación, se calcula el almacenamiento. El suministro estándar de Hidrógeno son las botellas comprimidas a 200Bar. Se tiene una tabla del gasista "Air Liquide", la cual nos presenta los 2 tamaños más habituales de formato de botellas de medio tamaño:

Formas de suministro: Botellas de acero

Pureza	Capacidad Litros	Diámetro mm	Altura con tulipa mm	Peso total aprox. llenas kg	Presión llenado bar	Contenido gas m <sup>3</sup>
5.0	10	140	970	16	200	1,8
5.0	50	229	1.640	68	200	8,9
6.0	50	229	1.640	68	200	8,9

**Ilustración 41. Suministro de hidrógeno en botellas de acero**

Se comprueba que con una botella de 50L como la empleada en la instalación, se obtiene una autonomía de la pila a máxima potencia de 6h y 5 minutos. Esta autonomía puede ampliarse añadiendo tantas botellas en paralelo como sean necesarias e incluso puede acoplarse una "jaula" de botellas, con una capacidad del orden de 12 veces superior a la de una botella de 50L



convencional.

Para su manejo y colocación tendremos en cuenta la norma ITC MIE-APQ-5: «Almacenamiento y utilización de botellas y botellones de gases comprimidos, licuados y disueltos a presión» REAL DECRETO 379/2001, de 6 de abril por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE-APQ-1, MIE-APQ-2, MIE-APQ-3, MIE-APQ-4, MIEAPQ-5, MIE-APQ-6 y MIE-APQ-7. BOE núm. 112 de 10 de mayo de 2001

#### CALCULO POTENCIA PILA DE COMBUSTIBLE

Únicamente se ha de comprobar que la potencia del equipo que debemos de asegurar, es igual o inferior a la potencia máxima desarrollado por la pila de nuestro SAI. Estos equipos son capaces de suministrar picos de potencia durante cortos periodos de tiempo, por lo que solo es necesario trabajar con las potencias nominales de los sistemas.

#### ADAPTACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO PARA EL EMPLEO DE HIDRÓGENO

Para la adaptación de un emplazamiento para su empleo con Hidrógeno, deberemos trabajar de acuerdo a la siguiente normativa aplicable:

*“Directiva 94/9/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de marzo de 1994, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre los aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.*

*Norma IEC 60079-10-1: Atmósferas explosivas. Parte 10-1: Clasificación de emplazamientos peligrosos. Atmósferas explosivas gaseosas.*

*Norma ISO 22734-1:2008. Generadores de hidrógeno utilizando el proceso de la electrolisis del agua. Aplicaciones industriales y comerciales.*

*Norma UNE-ISO/TR 15916 IN. Consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno.*

*UNE 202007 IN. Guía de aplicación de la Norma UNE-EN 60079-10. Material eléctrico para atmósferas de gas explosivas. Clasificación de emplazamientos peligrosos.*

El esquema de una instalación de back-up de hidrógeno tipo, puede observarse en la siguiente figura.

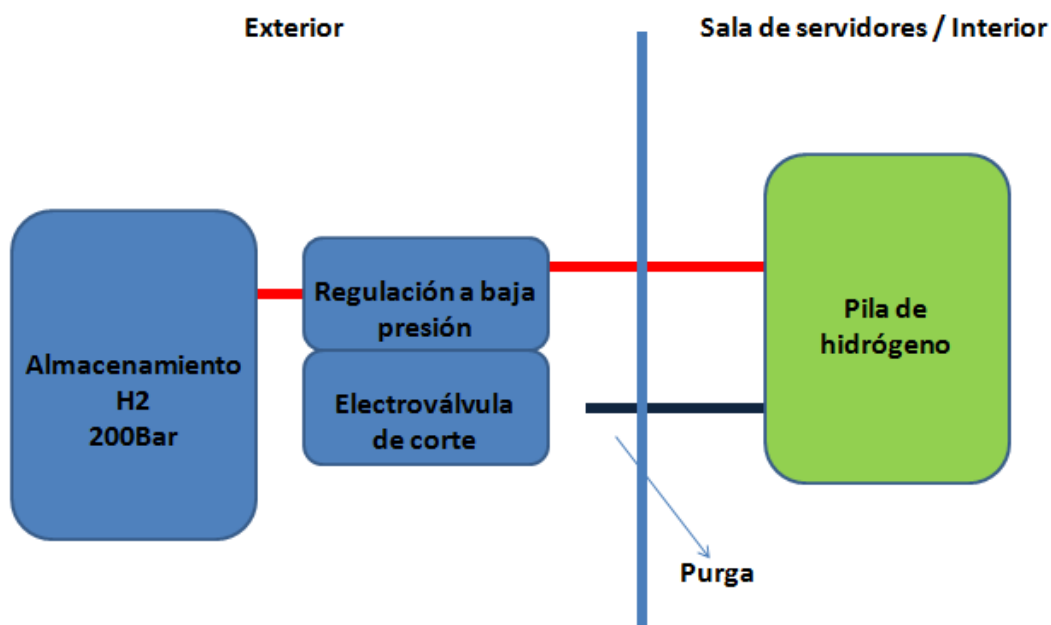


Ilustración 42. Localización de los diferentes componentes de la instalación

Se pueden ver dos zonas claramente diferenciadas:

- Zona exterior, almacenamiento a alta presión
- Zona interior, empleo del hidrógeno en el proceso a baja presión

En el exterior y al poder considerar la localización como altamente ventilada, podemos asegurar que no es necesario tomar consideraciones adicionales.

En la zona interior se procede a valorar las diferentes fuentes de escape (FE) de sustancias inflamables.

Localización	Fuente de escape	Descripción	Tipo
Alimentación H <sub>2</sub>	Uniones	Pérdida de estanqueidad en junta	Secundario
Purga H <sub>2</sub>	Uniones	Pérdida de estanqueidad en junta	Secundario

De las FE recogidas en la anterior tabla, la debida a la purga de H<sub>2</sub> no va a considerarse, ya que, tal y como se expone en el apartado 7.5.6 de la Norma UNE-ISO/TR 15916 IN (Norma UNE-ISO/TR 15916 IN. Consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno), el hidrógeno debería eliminarse mediante una línea de purga cuyo punto de emisión a la atmósfera debe situarse en el punto más alto del entorno, alejado de fuentes de ignición o líneas eléctricas. De este modo, al realizarse el venteo de H<sub>2</sub> en un punto exterior al contenedor, no afectaría en términos de ventilación al interior de este.

Por otro lado, debe señalarse que no se han tenido en cuenta la existencia de aberturas en la sala, ya que no es lo habitual.

Teniendo en cuenta el anterior párrafo, se trata por tanto de una instalación con una única FE secundarias.

En primer lugar, se calcula el volumen de atmósfera explosiva  $V_z$  generado por la FE ubicada en un extremo de la sala (ej. escape en flujo sónico en la junta de alimentación  $H_2$ ).

Para ello, se comienza calculando la tasa de escape  $Q_{\max}$  como sigue:

$$Q_{\max} = \varphi \cdot c \cdot A \cdot \left[ \gamma \cdot \left( \frac{2}{\gamma + 1} \right)^\beta \right]^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{P}{\left( R \cdot \frac{T}{M} \right)^{\frac{1}{2}}}$$

$$Q_{\max} = 1 \cdot 0.80 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 \left[ 1.41 \cdot \left( \frac{2}{2.41} \right)^{5.878} \right]^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{6 \cdot 10^5 \text{ Pa}}{\left( 8314 \text{ J} \cdot \text{kmol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \frac{288.15 \text{ K}}{2 \text{ kg} / \text{kmol}} \right)^{\frac{1}{2}}} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ kg} / \text{s}$$

Siendo:

- $\varphi$ : Coeficiente del flujo. En flujo sónico,  $\varphi=1$ .
- $c$ : Coeficiente de descarga.  $c=0.80$  (uso general).  $c=0.97$  (válvulas de seguridad).
- $A$ : Área del orificio de emisión ( $\text{m}^2$ ). Los valores aceptados son:  $0.25 \text{ mm}^2$  (válvulas de uso general, válvulas de seguridad y uniones de tubo),  $1 \text{ mm}^2$  (bridas).
- $\gamma$ : Índice de expansión.  $\gamma=C_p/C_v$  (depende de las condiciones de proceso; no obstante, para un valor fijo de presión de 6 bar, apenas se modifica el índice de expansión al pasar de 90 a 15 °C).
- $\beta$ : Coeficiente termodinámico.  $\beta=(\gamma+1)/(\gamma-1)$ .
- $P$ : Presión del gas en el contenedor (Pa). Valor fijo de  $6 \cdot 10^5$  Pa.
- $T$ : Temperatura de escape (°K). 288.15 °K
- $R$ : Constante universal de los gases ( $\text{J}/\text{kmol} \cdot \text{K}$ ).

A continuación, se calcula el caudal mínimo de ventilación  $Q_{\min}$ :

$$Q_{\min} = \frac{Q_{\max} \cdot T}{K \cdot \text{LIE} \cdot 293} = \frac{3 \cdot 10^{-4} \text{ kg} / \text{s} \cdot 298 \text{ K}}{0.5 \cdot 3.328 \cdot 10^{-3} \text{ kg} / \text{m}^3 \cdot 293} = 0.184 \text{ m}^3 / \text{s}$$

Siendo:

- $Q_{\max}$ : Tasa de escape de la fuente ( $\text{kg}/\text{s}$ ).
- $T$ : Temperatura ambiental (°K). Se asume 298 °K.
- $K$ : Factor de seguridad aplicado al LIE.  $K=0.5$  (escapes secundarios).
- $\text{LIE}$ : Límite inferior de explosividad ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ).
- $Q_{\min}$ : Caudal mínimo que es necesario aportar ( $\text{m}^3/\text{s}$ ), para que al mezclarse con el gas procedente del escape, la concentración de la mezcla se reduzca hasta  $k$  veces por debajo del LIE.

Por último, se calcula el volumen teórico de atmósfera explosiva  $V_z$ .

Para el cálculo del número de renovaciones del contenedor, se ha tomado el modelo *HCD-20-4M* de la empresa Sodeca, que proporciona un caudal de aire fresco de 600 m<sup>3</sup>/h.



**Ilustración 43.** Ventilador HCD-20-4M de Sodeca

$$V_z = \frac{f_v \cdot Q_{\min}}{C} = \frac{f_v \cdot Q_{\min}}{Q_{v0}/V_0} = \frac{2 \cdot 0.184 \text{ m}^3 / \text{s}}{14.17 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1} / 67.5 \text{ m}^3} = 1.84 \text{ m}^3$$

Siendo:

- $f_v$ : Factor de eficacia de la ventilación. Varía de 1 (máxima eficacia) hasta 5 (mínima eficacia). Se considera factor de eficacia de la ventilación  $f=2$ , que es el que corresponde a un ambiente cerrado con presencia de algún impedimento a la libre circulación del aire.
- $Q_{\min}$ : Caudal para diluir el escape (m<sup>3</sup>/s).
- $C$ : Renovaciones del contenedor (1/s).  $C=Q_{v0}/V_0$ . Siendo  $Q_{v0}$  el caudal real de ventilación y  $V_0$  el volumen interior del contenedor.
- $V_z$ : Volumen teórico de zona ATEX (m<sup>3</sup>). Representa el límite para el cual la concentración del gas será 0.25 ó 0.5 veces el LIE (en función del coeficiente K).

Es decir, la primera fuente de escape considerada origina una atmósfera explosiva alrededor de ella de 1.84 m<sup>3</sup> o, visto de otro modo, una esfera de 0,76 m de radio cuyo centro es el escape considerado.

Resumiendo, se trata de un escape secundario, con un grado de ventilación medio ( $0.1 < V_z < V_0$ ), y una disponibilidad de la ventilación buena (esto se consigue con ventilación redundante o parada automática del proceso tras fallo).

Observando la Tabla 5, se concluye que el escape considerado genera una Zona 2 alrededor de él con un radio de 0,76 m de diámetro

Grado de escape	Ventilación						
	Grado						
	Alto			Medio			Bajo
	Disponibilidad						
	buena	aceptable	pobre	buena	aceptable	pobre	buena, aceptable o pobre
Continuo	(Zona 0 ED) No peligrosa <sup>a</sup>	(Zona 0 ED) Zona 2 <sup>a</sup>	(Zona 0 ED) Zona 1 <sup>a</sup>	Zona 0	Zona 0 + Zona 2	Zona 0 + Zona 1	Zona 0
Primario	(Zona 1 ED) No peligrosa <sup>a</sup>	(Zona 1 ED) Zona 2 <sup>a</sup>	(Zona 1 ED) Zona 2 <sup>a</sup>	Zona 1	Zona 1 + Zona 2	Zona 1 + Zona 2	Zona 1 o Zona 0 <sup>c</sup>
Secundario <sup>b</sup>	(Zona 2 ED) No peligrosa <sup>a</sup>	(Zona 2 ED) No peligrosa <sup>a</sup>	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 1 e incluso Zona 0 <sup>c</sup>
NOTA 1 “+” significa “rodeada por”							
NOTA 2 Es conveniente que las fuentes de escape de grado continuo y primario no estén preferentemente localizadas en emplazamientos con un grado de ventilación bajo. En este caso, debería o bien mejorarse la ventilación o bien reducir la fuente de escape.							
<sup>a</sup> Zona 0 ED, Zona 1 ED o Zona 2 ED indica una zona teórica de extensión despreciable en condiciones normales, es decir, pueden considerarse dichas zonas como zona segura							
<sup>b</sup> La zona 2 creada por un escape de grado secundario puede ser excedida por las zonas correspondientes a los escapes de grado continuo o primario; en este caso debería tomarse la extensión mayor.							
<sup>c</sup> Será Zona 0 si la ventilación es tan débil y el escape es tal que prácticamente la atmósfera de gas explosiva esté presente de manera permanente (es decir, es una situación próxima a la ausencia de ventilación)							

**Tabla 5.** Clasificación de zonas en función de la ventilación.

Tal y como se describe en (UNE 202007 IN. Guía de aplicación de la Norma UNE-EN 60079-10. Material eléctrico para atmósferas de gas explosivos. Clasificación de emplazamientos peligrosos.), es posible utilizar un sistema de control de explosividad de la atmósfera para intervenir tanto sobre las fuentes de escape como sobre la ventilación.

Esta opción de emplazamiento es admitida en ambientes cerrados y para escapes tanto primarios como secundarios.

Consiste básicamente en disponer de un sistema de detección de atmósfera explosiva fiable que avise y/o intervenga incluso a concentraciones muy por debajo del LIE.

El modo en que la señal de alarma actúa sobre la ventilación y sobre las fuentes de escape se encuentra todavía en estudio por parte de los Organismos de Estandarización; no obstante, la Norma de generadores de H<sub>2</sub> por electrolisis de agua 22734-1:2008 (Norma ISO 22734-1:2008. Generadores de hidrógeno utilizando el proceso de la electrolisis del agua. Aplicaciones industriales y comerciales), establece en el apartado 6.1.4 que, por encima de 0.4 % de hidrógeno

en el ambiente, debe activarse el sistema de ventilación artificial y, por encima del 1%, debe desactivarse el equipamiento eléctrico no clasificado, dejando únicamente energizado aquellos componentes necesarios para reestablecer las condiciones seguras de operación (detector, ventiladores, etc).

Teniendo esto en cuenta, puede aceptarse un tipo de emplazamiento, en el cual la ventilación sólo entra en funcionamiento por encima de una determinada concentración de hidrógeno en el ambiente y, no todos los aparatos destinados al interior del contenedor deben ser ATEX, sino únicamente aquellos que deban permanecer energizados por cuestión de seguridad en el caso de sobrepasar una determinada concentración de hidrógeno en el ambiente (detector, ventiladores, etc).

De este modo los equipos informáticos ordinarios son aptos para el uso junto a un un SAI de hidrógeno en la misma sala de servidores, respetando el radio de seguridad de 0,76m de la admisión de H<sub>2</sub> en la pila de combustible.

#### **1.4.2. Instalación de inyección a red**

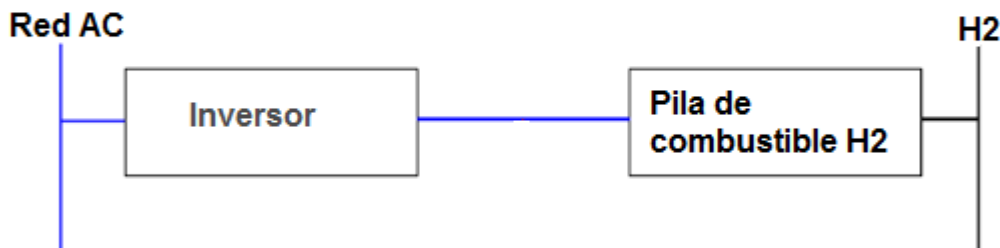
Se ha instalado una planta piloto de generación eléctrica con pila de combustible de una potencia de 10kW, capaz de inyectar energía a la red. Este equipamiento cierra uno de los ciclos del hidrógeno en combinación junto a otros proyectos realizados en La Fundación, como son el proyecto IHER e Hidrogena.

De esta forma en nuestras instalaciones producimos hidrógeno de forma renovable, que almacenamos hasta ser convertido en energía eléctrica. Gracias a este proyecto podemos probar técnicas de almacenamiento eléctrico en forma de hidrógeno, adición a las energías renovables de capacidades de regulación y testeo de horas de vida de las pilas de combustible.



**Ilustración 44. Imagen de la pila de combustible**

A continuación podemos ver un esquema de conexiones del equipo



**Ilustración 45. Esquema de conexiones de la pila de combustible**

El funcionamiento es el siguiente, el sistema permite inyectar energía a la red eléctrica. Esta energía es generada por una pila de combustible.

En esta primera fase, el sistema funciona de forma manual bajo el control de un operador. Se ha dejado la opción de implementar un control automático para convertir de forma periódica los excedentes de hidrógeno producidos en las instalaciones.

A continuación podemos ver una hoja de características del equipo:

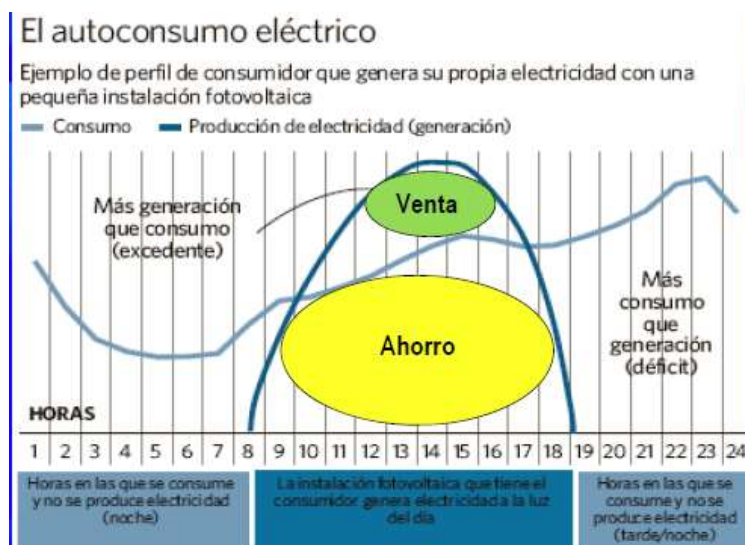
Características	Valor
Potencia de salida máxima	12 kVar (20 minutos)
Potencia de salida nominal	10 kVar
Autonomía pila de hidrógeno	En función del depósito. Días.
Tiempo respuesta	10min
Control Ethernet	SI
Software PC	SI

#### **Instalación estándar para la inyección de energía eléctrica a la red a través de una pila de combustible.**

La aplicación más interesante desde el punto de vista económico y de rendimiento de una instalación conectada a red de pila de combustible es el autoconsumo de la energía generada.

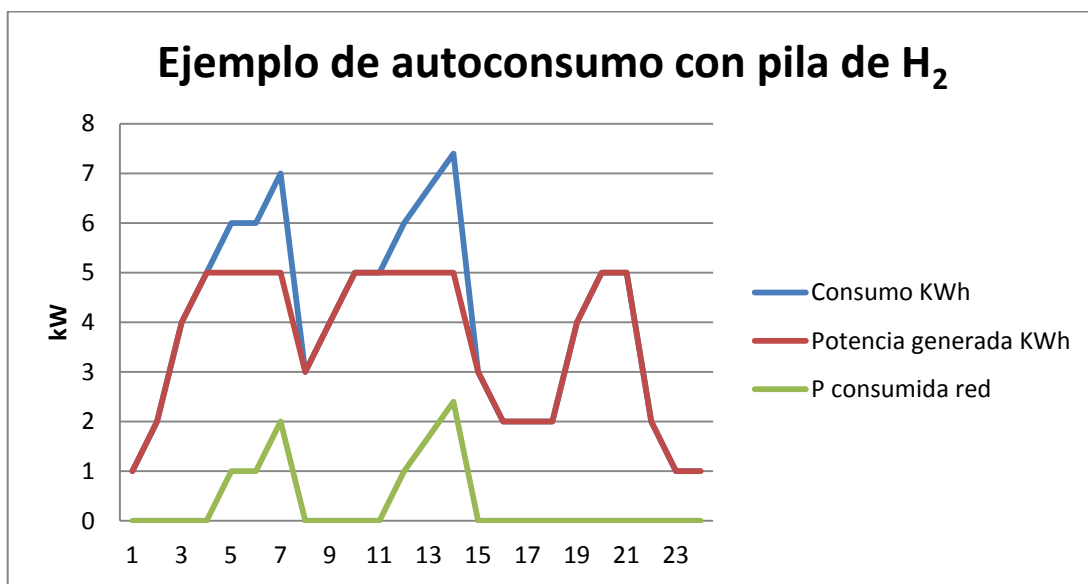
Podemos definir autoconsumo, como la manera de producción de energía eléctrica en la cual la prioridad para el generador de energía es consumir la misma en su proceso. Es decir el generador también tiene el papel de consumidor. Si en un momento dado la energía producida es mayor que la necesaria, esta es vendida a la red, en el caso de un consumo superior, se consumiría energía de la red.

Este método de generación está siendo empleado en la actualidad para la instalación de micro plantas fotovoltaicas. Un ejemplo del funcionamiento autoconsumo fotovoltaico se puede ver en la siguiente figura.



**Ilustración 46. Autoconsumo fotovoltaico**

En el caso de la energía fotovoltaica, las horas de mayor producción son las horas de mayor insolación, ya que dependemos del recurso solar disponible, sin embargo una instalación de pila de combustible permite el control exacto de la potencia a instalar de forma que podemos generar exactamente la potencia necesaria en cada momento optimizando el funcionamiento de la planta.



**Ilustración 47. Autoconsumo con pila de combustible de hidrógeno**

Podemos observar que la capacidad de regulación de la pila, permite generar la potencia necesaria utilizando la red como apoyo para los picos de consumo.

Uno de los parámetros más importantes a la hora de la instalación de un sistema de inyección a la red eléctrica, es la normativa existente para garantizar el correcto funcionamiento de la red eléctrica y la seguridad en todo momento.

En concreto las normativas aplicables a las instalaciones de generación en baja tensión



conectadas a red son:

- RD 1955/2000
- RD 661/2007
- RD 1699/2011
- REBT (RD 842/2002), ITC-BT-40

En la normativa existen tres tipologías de instalaciones generadoras permitidas:

**1. Instalaciones fotovoltaicas totalmente aisladas:**

Instalaciones que dan servicio a consumos contarán con acumulación eléctrica y suministrarán la totalidad del consumo.

**2. Instalaciones fotovoltaicas con apoyo de red u otro sistema de generación:**

Instalaciones que dan servicio a consumos apoyándose en grupos electrógenos, aerogeneradores o la propia red de distribución. La instalación fotovoltaica y el sistema de apoyo. Generalmente la fotovoltaica será prioritaria y contará con acumulación. El RD 1699/2011 prohíbe la conexión de baterías entre el generador y la red.

**3. Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red:**

Precisan punto de acceso y conexión a la red e inscribirse en el régimen especial.

**3.1. Instalaciones conectadas directamente a red de distribución:**

Instalaciones interconectadas que vuelcan toda su producción a la red de distribución (conexión a red clásica) percibiendo el pool (el RDL 1/2012 suspende el procedimiento de pre-asignación de retribución y las primas).

**3.2. Instalaciones conectadas a red a través de una red interior de consumo:**

Instalaciones que, conectadas a la red interior que suministra energía al titular (contrato de consumidor y contrato de productor) al mismo, **pueden autoabastecer total o parcialmente** al mismo, **puediendo verter los posibles excedentes** a la red de distribución percibiendo el pool.

El problema se presenta al intentar inscribirnos como productores de energía, ya que actualmente la normativa española no contempla en ninguna de sus versiones la posibilidad de emplear una pila de combustible como generador de electricidad conectado a red.

Es por ello que actualmente en nuestro país, no se pueden ejecutar este tipo de instalaciones fuera del entorno de la creación de instalaciones singulares de I+D, a pesar de que como se ha demostrado en el ámbito del proyecto, son técnicamente viables y funcionales.

Como alternativa se propone el empleo de las topologías 1 y 2, instalaciones aislada o asistidas. La primera de ellas ha sido planteada y ejecutada en el marco de este proyecto, siendo presentada en este mismo documento en el apartado 5.4.1.

Así mismo podemos decir que la opción de una instalación asistida también es posible, ya que podemos considerarla como una aislada con un apoyo de la red eléctrica con discriminación, es decir conectaremos nuestra carga a la red aislada o convencional según nuestras necesidades energéticas.

### **1.4.3. Pila de cogeneración**

La instalación de la pila de combustible de hidrógeno como sistema de cogeneración nos proporciona simultáneamente tanto alimentación eléctrica como calor que utilizaremos para calentar un depósito de agua para su posterior uso en calefacción.

El sistema ofrece 4,5 kW de potencia eléctrica y 3,5 kW útiles de potencia térmica que utilizamos para calentar el agua del depósito. Dicho depósito es de 150 l y su temperatura se puede incrementar desde 20 °C hasta 60 °C en 2h de funcionamiento.

El rendimiento total del sistema es del 70%, 40% eléctrico, 30% térmico y 30% de pérdidas. El agua caliente se puede aprovechar tanto para agua caliente sanitaria (ACS) como para calefacción. La gran ventaja de este sistema es que no produce emisiones contaminantes.

A continuación se muestran una serie de fotografías de los equipos instalados así como de una reseña de su función dentro de la instalación.

- Pila de combustible Hydrogenics de 4,5 kW de potencia eléctrica. Esta pila de combustible transforma directamente la energía química de la reacción del hidrógeno y el oxígeno en electricidad, agua y calor (3,5 kW de potencia térmica).



**Ilustración 48. Pila de combustible de hidrógeno, marca Hydrogenics**

- Circuito de hidrógeno encargado de suministrar hidrógeno a la pila de combustible y de ventear el hidrógeno de la salida de la pila de combustible (consta de regulador manual, válvula manual y caudalímetro).



**Ilustración 49. Circuito de admisión de hidrógeno**

- Circuito de agua, encargado de refrigerar la pila de combustible y a su vez, calentar el depósito de agua.



**Ilustración 50. Circuito de refrigeración de la pila de combustible**

- Cuadro eléctrico cuya función principal es proporcionar energía eléctrica a todos los componentes del sistema (sensores, PLC, control pila de combustible, etc.). Se ha implementado un control táctil que permite operar la instalación de forma fácil además de monitorizar todos los parámetros para su posterior evaluación.



**Ilustración 51. Cuadro eléctrico de la instalación**

- Inversor que transforma la corriente continua que nos proporciona la pila de combustible en corriente alterna para poder verterla a red.



**Ilustración 52. Inversor Sunergy**

- Fancoil instalado en el techo del laboratorio, encargado de circular el aire.



Ilustración 53. Fancoil en el techo del laboratorio

- Bomba de calefacción, encargada de bombear el agua caliente del depósito hasta el circuito del fancoil.



Ilustración 54. Detalle de la instalación de la pila de cogeneración y la bomba de la calefacción

La instalación tiene el siguiente funcionamiento:

- La pila de combustible genera tanto energía eléctrica como térmica.
  - La energía eléctrica que produce, se transforma en el inversor y después se vierte a red.
  - La energía térmica es aprovechada en este caso para calentar un depósito de agua de 150 l. Para esto, se incluye el circuito de refrigeración de agua de la pila de combustible en un serpentín dentro del depósito que consigue incrementar su temperatura.
- La potencia entregada por la pila de combustible se modifica automáticamente mediante el sistema de control. Se permite al usuario elegir la temperatura a la que desea que se mantenga el depósito a través de la pantalla táctil del sistema. El PLC enciende la pila de combustible cuando la temperatura elegida por el usuario es menor que la del depósito y la apaga una vez alcanzada la misma.
- Para evitar que la pila se esté encendiendo y apagando continuamente a pequeñas variaciones de temperatura (diferencia entre la temperatura deseada y la del depósito menor de 5°C) se diseña un sistema de histéresis por el cual hasta que la temperatura deseada no sea 5°C menor que la temperatura del depósito, la pila de combustible no se enciende.

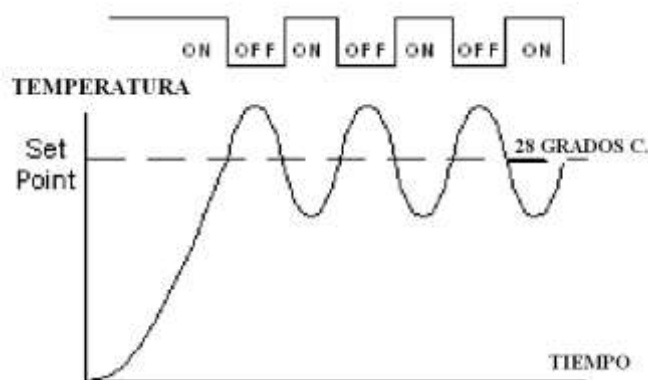


Ilustración 55. Control ON/OFF de temperatura

Los resultados obtenidos de los diferentes ensayos muestran como la temperatura óptima de trabajo de la pila de combustible debería mantenerse por debajo de los 65°C para evitar degradación de la misma, por lo que nuestro sistema de control debe apagar la pila de combustible si se alcanza esta temperatura.

Se estima una temperatura óptima de unos 50°C para un correcto funcionamiento de la pila de combustible, así como para su uso en el sistema de fancoil.

Se demuestra también que con una temperatura exterior de 20°C, si se establece la temperatura deseada del depósito a 50°C, se observa que el sistema tarda aproximadamente 90 minutos en alcanzar esa temperatura.

En cuanto a datos de rendimiento, la pila de combustible alimentada con hidrógeno tiene un rendimiento global del 70% (40% eléctricos y 30% térmicos). El coste de adquisición de la pila de combustible es de 26.000 € y el coste de combustible aproximadamente 3.000 €/año. Si tenemos en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub>, este sistema no produce ningún tipo de emisión.

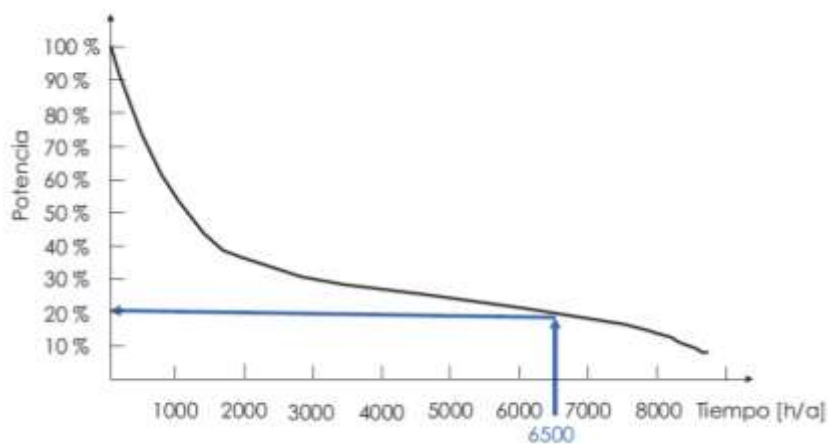
### **Diseño y elección de la instalación de cogeneración:**

En este apartado se pretende dar unas pautas a la hora de diseñar una instalación de cogeneración.

El criterio fundamental de elección es la demanda térmica del consumidor. Con posterioridad se deberá comprobar, si estamos en obra nueva o de renovación, los criterios de ahorro de energía primaria y de disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>, así como la viabilidad económica del proyecto.

La tarea inicial es determinar la demanda de energía térmica requerida total (energía para calefacción, ACS) a lo largo de un día tipo en cada una de las estaciones del año (sería ideal determinar demandas horarias si fuera posible en el caso de disponer de históricos) y, por extensión, a lo largo de un año. Con estos datos se determina la curva de demanda acumulada en forma de curva monótona creciente.

Para confeccionar esta curva, se determina también el pico máximo de demanda como la demanda térmica máxima (ACS y calefacción) del día más frío del año. A partir de esta demanda máxima, se determina la curva determinando las horas anuales de funcionamiento para cada porcentaje de ese pico de demanda máxima.



**Ilustración 56. Ejemplo de curva de demanda térmica acumulada**

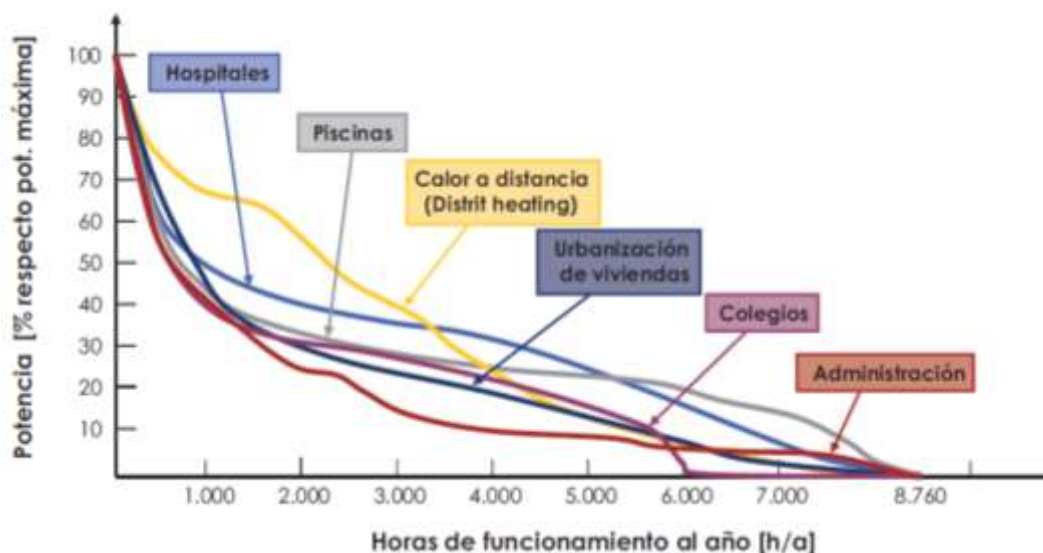
Esta curva es básica para dimensionar los módulos de cogeneración porque facilita información sobre cuántas horas al año se requiere una demanda térmica. Esta curva de demanda en muy raras ocasiones termina en el punto del 0% pues siempre existirá a lo largo del año una cierta demanda térmica, por ejemplo, para el servicio de ACS.

Una vez construida esta curva, se recomienda que la cogeneración no supere el 20% (entre 10 y 30%) del pico de demanda térmica máxima, con la condición de que ese 20% corresponda en la curva de demanda a un mínimo de 4.500 horas de funcionamiento, sin los cuales la instalación es difícilmente rentabilizable.

En el ejemplo de Ilustración 56, el punto corresponde a unas 6.500 horas de funcionamiento del equipo, luego, entra dentro de los parámetros de rentabilidad.

Maximizando las horas de funcionamiento, también se minimizan los arranques del equipo. Durante esas 6.500 horas, el complemento para completar hasta el total de la demanda térmica, se utilizan calderas convencionales.

En la figura siguiente se muestran ejemplos de demanda térmica acumulada para diferentes instalaciones típicas:



**Ilustración 57. Ejemplos de curvas de demanda térmica acumulada (Buderus).**

En la Ilustración 58, la curva muestra que durante una serie de horas, la demanda calorífica es menor que la ofertada por la cogeneración. La manera por tanto de regular la oferta es por medio de un acumulador.

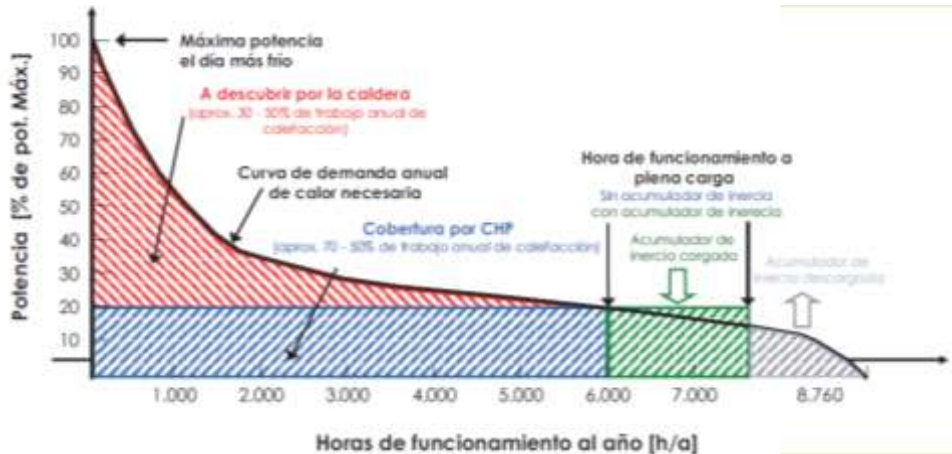
Este acumulador de inercia permite que cuando la potencia del módulo de cogeneración se quede por encima de la demanda total, ésta sea acumulada. Así, parte de la demanda cubierta por calderas convencionales, es suministrada de manera puntual por la energía almacenada en el acumulador.

Una vez agotada la fuente de energía calorífica del acumulador, la caldera arrancararía y suministraría el complemento necesario. El depósito de inercia puede, por tanto, actuar como regulador en el arranque de las calderas de apoyo. El volumen de acumulación del tanque de inercia se puede dimensionar en una primera aproximación y como mínimo, como el volumen



equivalente a la energía para satisfacer al sistema durante una hora de funcionamiento continuo de forma autónoma.

Con acumuladores de grandes dimensiones podemos por ejemplo acumular calor durante las horas nocturnas para poder emplearlo en los picos de demanda que se presentarán a primera hora del día (para ACS o para el encendido de la calefacción).



**Ilustración 58. Funcionamiento de cogeneración con acumulador incorporado**

La Ilustración 58 describe la curva de funcionamiento de un módulo de cogeneración trabajando con un tanque de inercia. El área por encima del 20% es suministrada por una caldera convencional trabajando en paralelo con el módulo de cogeneración. Esta caldera convencional tendrá por tanto que cubrir el 80% del pico de demanda máxima de la instalación.

Si se quiere llevar la cobertura de riesgos al máximo, se puede prever que cubra el 100% para solucionar problemas de parada del módulo de cogeneración.

En el área por debajo de la mínima potencia de trabajo del módulo de cogeneración también podrá arrancar la caldera convencional, en casos de no disponer de un volumen de inercia suficiente.

En la Ilustración 59 se pueden ver las tipologías de instalaciones donde se puede recomendar la cogeneración.

ÁREA DE APLICACIÓN	EJEMPLO	DEMANDA DE CALOR	DEMANDA DE ELECTRICIDAD	VIABILIDAD ECONÓMICA DE CHP	% DE CALOR DEL CHP SOBRE TOTAL DEMANDA TÉRMICA
Calefacción de edificios (suministro individual)	Edificios de apartamentos	Muy alto	Alto	Posible	10-20%
	Hoteles y auditorios	Moderado	Moderado	Apropiado	
	Restaurantes y hostelería	Moderado	Moderado	Apropiado	
	Residencias de tercera edad y guarderías infantiles	Moderado	Moderado	Apropiado	
Edificios públicos	Edificios Administración	Muy alto	Moderado	Posible	10-30%
	Complejos deportivos	Muy alto	Muy alto	Posible	
	Piscinas interior / exterior	Moderado	Moderado	Apropiado	
	Hospitales	Moderado	Moderado	Apropiado	
Producción de calor (generación de calor industrial)	Edificios comerciales (tiendas...)	Moderado	Moderado	Apropiado	10-25%
	Producción (fábricas galvanizadas, viveros...)	Moderado	Moderado	Posible	
	Conversión para frío (ciclos de absorción)	Moderado	Muy alto	Apropiado	
Calefacción local (suministro a grandes superficies)	Chalets y adosados	Moderado	Moderado	Apropiado	10-15%
	Áreas residenciales o bloques de viviendas	Muy alto	Muy alto	Posible	
	Parques empresariales, complejos de vacaciones	Moderado	Muy alto	Apropiado	

Muy alto

Alto

Moderado

### Ilustración 59. Aplicaciones recomendadas de cogeneración

Una vez visto el dimensionamiento de la cogeneración se deberá estudiar el cumplimiento del ahorro de energía primaria y menores emisiones de CO<sub>2</sub> si estuviese sometido a CTE-RITE y hacer un estudio de viabilidad económico con diferentes opciones y/o tecnologías.

#### Estado del arte de las pilas de cogeneración

A continuación se muestran los productos existentes en el mercado de las pilas de cogeneración y características técnicas de cada modelo:

EMPRESA	TECNOLOGÍA	POTENCIA ELÉCTRICA (kW)	POTENCIA TÉRMICA (kW)	DURABILIDAD	COSTE	COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO ELÉCTRICO	RENDIMIENTO CHP	OTROS
Baxi – innotech	LT PEM	1	1,7	Más de 20000 horas el sistema.	-	Gas natural o biogás natural.	32 %	85 %	Lleva un calderín de apoyo.
Ceres Power					-	Gas natural			Sistema completo que puede verter a red.
Ceramic Fuel Cells Limited (Bluegen con marcado CE)	SOFC	0,5 – 2	0,4 - 1	Más de 20000 horas el sistema.	-	Gas natural o metano puro.	36 – 60 %	60 – 85 %	Sistema completo que puede verter a red. 100000 € de coste. Venden sus equipos en Alemania por 40000 €. Coste de la electricidad en Alemania 25 c€, más fácil amortización.
Electro Power Systems	LT PEM	3 / 6	3 / 6	-	-	Hidrógeno	-	-	Se colabora con ellos en proyecto Flumaback
ClearEdge Power	PEM	5	5,86	Más de 20000 horas	\$ 56000 sin instalación (\$15000 - \$30000 la instalación)	Gas natural	40 %	-	Estudiar posible colaboración. Comenzarán comercialización en Europa en 2013. Sólo comercializan por el momento en California.
Ene – farm (Toshiba)	PEM	0.25 – 0.75	0.36 – 1.08	80000 horas (10 años de garantía)	\$ 33363	Hidrógeno, gas natural licuado (GNL), gas licuado del petróleo (GLP) o gas natural (GN).	38.5 %	55.5 %	Han vendido más de 20.000 unidades. Sólo venden en Japón.
Hexis (Galileo 1000 N)	SOFC	1	2	-	-	Gas natural o biometano	30 – 35 %	95 – 109 %	
Intelligent energy	PEM	1/10	1/10	-	-	Hidrógeno	-	-	
Hydrogenics	LT PEM	4,5	< 7	1500 horas o 1 año de garantía	24500 (excluyendo VAT)	Hidrógeno	< 50 %	-	-

Hydrogenics	LT PEM	8,5	< 13	1500 horas o 1 año de garantía	27500 (excluyendo VAT)	Hidrógeno	< 53 %	-	-
Hydrogenics	LT PEM	12,5	< 15	1500 horas o 1 año de garantía	27500 (excluyendo VAT)	Hidrógeno	< 53 %	-	-
IRD	LT PEM	1,5	0,9 - 2	100 horas o 6 meses de garantía	20000 (excluyendo VAT)	Hidrógeno	44 % - 47 %	94 %	Han reducido el precio desde el inicial de 25000. Se tiene que pagar el 100% antes de embarcar.
Serenergy	HT PEM AIR COOLING SERENUS 390 + EVAL KIT	3,2	3,2	5000 horas de vida	28995	Hidrógeno	-	-	Trabajo a 140°C – 160°C refrigerada por aire y con una tensión de salida de 120 V – 140 V
Serenergy	HT PEM LIQUID COOLING	5 - 6	10	20000 horas de funcionamiento	42995 (stack) + 8600 (BOP system) = 51594 €	Hidrógeno reformado	ó -	-	Temperatura de operación entre 150 – 180 °C
Ener1	HT PEM LIQUID COOLING	3	6	-	67500 €	Hidrógeno reformado	ó -	-	Temperatura de operación entre 150 – 180 °C
Inhouse engineering GmbH	PEM	5	5	24 meses de garantía	68833,01 €	Hidrógeno	-	-	Sistema completo con inversor incluido.
Ballard	LT PEM	1,234	1,234	40000 horas de funcionamiento	6923 €	Hidrógeno reformado	y -	-	Es un stack específico para cogeneración

**Propuesta de selección**

Se propone como primera opción la HyPM HD 4 de Hydrogenics porque es la opción competitiva en coste en la que la potencia eléctrica se ajusta a lo que se puede integrar.

Para un clima como el de España sólo se necesita calefacción en invierno, con lo que se conectaría la pila en esa época del año. Esta opción permitiría verter a red 4 kW eléctricos (por debajo de los 5,5 kW que se suelen tener contratados en las viviendas) y suministraría 4 kW térmicos que servirán para calentar 100 l/h de agua a temperatura 50 – 60 °C.

$$\dot{m} = \frac{C_e * \Delta T}{\dot{Q}} = \frac{4.17 \frac{kJ * kg}{K} * 40 K}{5 kW} = 0.03 \frac{kg}{s} = 107,9 l/h$$

Esta temperatura es un poco justa para los requerimientos de calefacción por radiadores de una vivienda, pero se ajusta muy bien a los sistemas de suelo radiante y fancoil. Los 4 kW térmicos de la pila nos permitirían calefactar con un sistema de baja temperatura entre 40 m<sup>2</sup> – 140 m<sup>2</sup> dependiendo del nivel de aislamiento, la ganancia solar y la ubicación concreta del piso o vivienda.

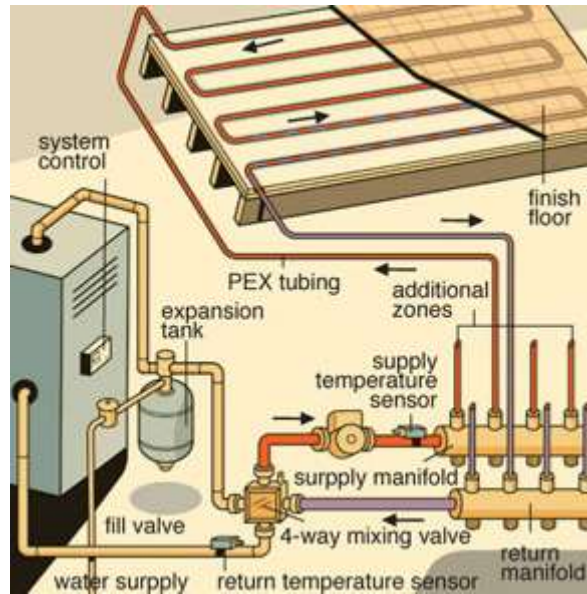
Los problemas de las tecnologías anteriormente expuestas es el acceso al hidrógeno, lo que no las hace comercializables en estos momentos ni en el futuro próximo en España. No aceptan hidrógeno reformado para su funcionamiento.

**Propuesta integración edificio: suelo radiante o fancoil**

Su instalación con fancoil ha sido detallada anteriormente por lo que en este apartado se detalla cómo sería su integración en suelo radiante.

El equipo se coloca en una ubicación cercana, mandando a la zona a calefactar únicamente dos tubos de agua (impulsión y retorno). Se necesitará colocar una bomba de impulsión.

La temperatura de salida de la pila únicamente lo hace apto, sin elementos auxiliares térmicos, para una aplicación de suelo radiante.



**Ilustración 60. Instalación suelo radiante**

La temperatura de entrada en estos sistemas debe ser de 45°C y la de retorno de 35°C lo que se adapta a las especificaciones técnicas ofrecidas por la pila.

Con estos datos de requerimiento de potencia calefactora de la superficie a climatizar, variación de temperatura entre ida y retorno y sabiendo que el fluido de trabajo sería agua se tiene:

$$\dot{m} = \frac{P}{C_p * \Delta T} = \frac{0,125 \frac{kW}{m^2} * 22,61 m^2}{4,1813 \frac{kJ}{kg * K} * 10 K} = 0,06759 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{Q} = \frac{\dot{m}}{\rho} = \frac{0,06759 \frac{kg}{s}}{1000 \frac{kg}{m^3}} = 6,759 * 10^{-5} \frac{m^3}{s} = 0,2433 \frac{m^3}{h}$$

A continuación se muestran algunas empresas que colocan suelo radiante:

- Saltoki (Zaragoza).
- Dac (Zaragoza).
- Politherm (Zaragoza).
- Torlo (Barcelona).
- Girasolar (Huesca).
- Sermar (Huesca).
- Orkli (Mondragón).



Ilustración 61. Diagrama del sistema de cogeneración – suelo radiante

### **Operación y mantenimiento**

La operación de este tipo de instalaciones está automatizada. El elemento crucial del mantenimiento es el stack, al ser el corazón tecnológico de las pilas. Las operaciones de comprobación que se realizan en la puesta en marcha son fundamentalmente las siguientes:

- Encendido del equipo
- Revisión y comprobación del stack
- Revisión y comprobación de bombas
- Revisión y comprobación seguridades
- Revisión y comprobación circuitos de refrigeración equipo
- Comprobación electroválvula seguridad
- Análisis de gases
- Revisión refractario, aislamiento y juntas
- Revisión y comprobación filtros de aire
- Revisión y comprobación humidificador

### **Aspectos medioambientales y normativos**

Debido al escaso número de instalaciones en uso comercial, los requerimientos normativos son un tanto más minuciosos que con cualquier otra tecnología que ya poseen un histórico de funcionamiento importante y no existe normativa específica para este tipo de instalaciones.

Las pilas de combustible deben cumplir los certificados CE de conformidad respecto a las siguientes Directivas europeas:

- Directiva de Gas: 90/396/CEE
- Directiva de Baja Tensión: 2006/95/CEE
- Directiva EMC: 89/336/CEE (revisada por 92/31/CEE, 93/68/CEE y por 2004/108/CEE).
- Directiva de Máquinas: 98/37/CEE, revisada por 98/79/CEE y por 2006/41/CEE. 2006/42/CE.

Normalmente las pilas de combustible también aportan documento de exención de la aplicación de la normativa ATEX de atmósferas explosivas al no haber acumulación de hidrógeno en ninguna de las partes del aparato.

En cualquier caso, las medidas de seguridad recomendadas son:

- Detector de hidrógeno para detección de posibles fugas, conectado a las electroválvulas de alimentación de gas
- Sondas de temperatura para control de temperaturas máximas admisibles
- Sistema de detección y control de la llama en el reformador
- Presostatos de: agua de alimentación para refrigeración, aire en el quemador, presión mínima de gas en la red, aire en el quemador
- Seguridades eléctricas habituales: Diferencial magneto-térmico, etc.

Se recomienda una temperatura máxima de uso de 50 °C, por lo que, unido con las consideraciones de seguridad, se recomienda una ventilación amplia para este tipo de



tecnología, sobre todo si ha de instalarse en habitáculos no plenamente abiertos.

En cuanto al ruido producido, los valores están en torno a 45-47 dB(A) a 1 metro de distancia del aparato.

#### **Cogeneración en edificación**

A nivel español, las normas básicas son el Código Técnico de Edificación (CTE) (Sección HE4) y el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios).

A nivel europeo, la norma básica es la Directiva 2010/31/UE de Eficiencia Energética en Edificios que todavía no ha sido traspuesta.

En esta Directiva sigue considerando a la cogeneración como un sistema de ahorro energético. Establece el concepto de NET ZERO ENERGY BUILDING, edificio con un nivel de eficiencia energética alto. También se establece la necesidad para edificios nuevos de realizar un estudio de viabilidad técnica, económica y medioambiental de las instalaciones en dichos edificios, comparando las diferentes alternativas (centralizadas, cogeneración, etc.).

Como conclusión hay que señalar que según la normativa actual existente no es posible la instalación de este tipo de dispositivos en instalaciones conectadas a red ya que las pilas de combustible no están reflejadas como generadoras de electricidad y no es posible verter a red la electricidad que producen.

En instalaciones aisladas sí que es posible instalar este tipo de dispositivos.

#### **Criterios económicos básicos**

La aplicación de la cogeneración tanto en el sector residencial como terciario, ha de plantearse más como un método de eficiencia energética y de reducción de costes que como una inversión financiera.

Las instalaciones, al ser de baja potencia, tienen las siguientes desventajas respecto a grandes instalaciones:

- Inversión unitaria más elevada
- Coste de combustible normalmente más alto, al tratarse de pequeños volúmenes suministrados a baja presión
- Coste de mantenimiento unitario más alto.

Sin embargo, el precio de venta de la energía eléctrica exportada normalmente es más alto. En general, los actuales diseños y fabricantes de cogeneración tanto con motores como con turbinas y pilas aseguran el cumplimiento por los equipos de los requisitos incluidos en el Real Decreto 661/2007 respecto al Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) lo cual es condición necesaria para la venta de la energía eléctrica producida a la red bajo el esquema de incentivos/primas del Régimen Especial.

En la UE es práctica habitual la compensación de los consumos eléctricos con la energía generada «in situ», ganando el sistema las pérdidas por transporte y

distribución de la red, lo que hace que los modelos económicos se basen en los precios de compra del consumidor, lo cual hace más atractivo el modelo de cogeneración a consumidores conectados a menor voltaje y menor potencia contratada.

Con toda probabilidad un sistema de cogeneración será económicamente más viable cuanto más se incremente el ratio entre los precios específicos de venta a la red de la energía eléctrica y el precio del gas natural.

La siguiente figura muestra una valoración cualitativa aproximada de los costes respecto a la comparativa de precios de electricidad y del gas:

RATIO DE PRECIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESPECTO PRECIO DEL GAS	VIABILIDAD DEL PROYECTO
1:1	Muy Improbable
2:1	Improbable
3:1	Posible
4:1	Viable
5:1	Viabilidad garantizada

**Ilustración 62. Viabilidad del proyecto vs precio de energía en cogeneración con motores**

Por otro lado, cuantas más horas el módulo de cogeneración con motor está en funcionamiento, la inversión inicial puede ser compensada por mayores cantidades de energía eléctrica y térmica generadas, con lo que la eficiencia económica aumenta.

La siguiente figura muestra una correlación cuantitativa aproximada entre el número de horas de funcionamiento y la eficiencia económica para un módulo de cogeneración con motores.

HORAS DE FUNCIONAMIENTO AL AÑO	EFICIENCIA DEL MÓDULO
2.000	Muy improbable
3.000	Improbable
4.000	Posible
5.000	Eficiente
6.000	Muy eficiente

**Ilustración 63. Viabilidad económica de un módulo de cogeneración con motores respecto a las horas de funcionamiento al año**

Esto hace que este parámetro básico (horas de funcionamiento) junto a la demanda térmica, emisiones a la atmósfera y costes de operación/CAPEX sean los criterios básicos de diseño de una cogeneración.

Hay que tener en cuenta que las tecnologías más elevadas en cuanto a CAPEX son por orden de mayor a menor, motor Stirling, pila de combustible, microturbinas y micromotores.

En cuanto a rentabilidades de la inversión, la cogeneración, tanto con motores como con turbinas, debe ser considerada como una inversión a largo plazo, como anexa a una infraestructura que es también una instalación de largo plazo.

Es difícil conseguir períodos de retorno de la inversión inferiores a 6 años y las tasas de retorno difícilmente son mayores del 6% lo que en la actualidad no hace que estos proyectos sean suficientemente atractivos con fines puramente de rentabilidad financiera a gran escala, aunque su utilización puede tener otro tipo de ventajas en cuanto al ahorro de energía primaria o emisiones y optimización de espacios, sobre todo en obra nueva o instalaciones en las que por las características singulares, la cogeneración se erige como la solución óptima.

#### **1.4.4. Instalación solar térmica**

La instalación se proyecta mediante un conjunto de colectores solares planos de baja temperatura, intercambio de calor, depósitos de acumulación para la producción de agua caliente, circuito hidráulico de ida y retorno y apoyo mediante las calderas existentes. En general, una instalación solar térmica consta de dos circuitos básicos, primario y secundario, conectados por medio de un intercambiador de calor. Los componentes principales se nombran a continuación:

**Subsistema de captación:** compuesto por varios colectores solares conectados entre sí con el fin de alcanzar la temperatura deseada en el fluido.

**Subsistema de acumulación:** formado por uno o varios depósitos de almacenamiento de agua caliente, conocido como acumulador.

**Subsistema de distribución:** conjunto de equipos que se encargan de transportar el agua caliente producida hasta los puntos de consumo. Está formado por el equipo de regulación, las tuberías, las bombas y los elementos de seguridad, entre otros.

**Subsistema auxiliar:** suele ser una caldera convencional o un calentador eléctrico, el cual entra en funcionamiento para apoyar a los colectores cuando la temperatura del agua de salida del acumulador es inferior a la demandada.

El esquema básico de una instalación solar térmica se muestra en la 64.

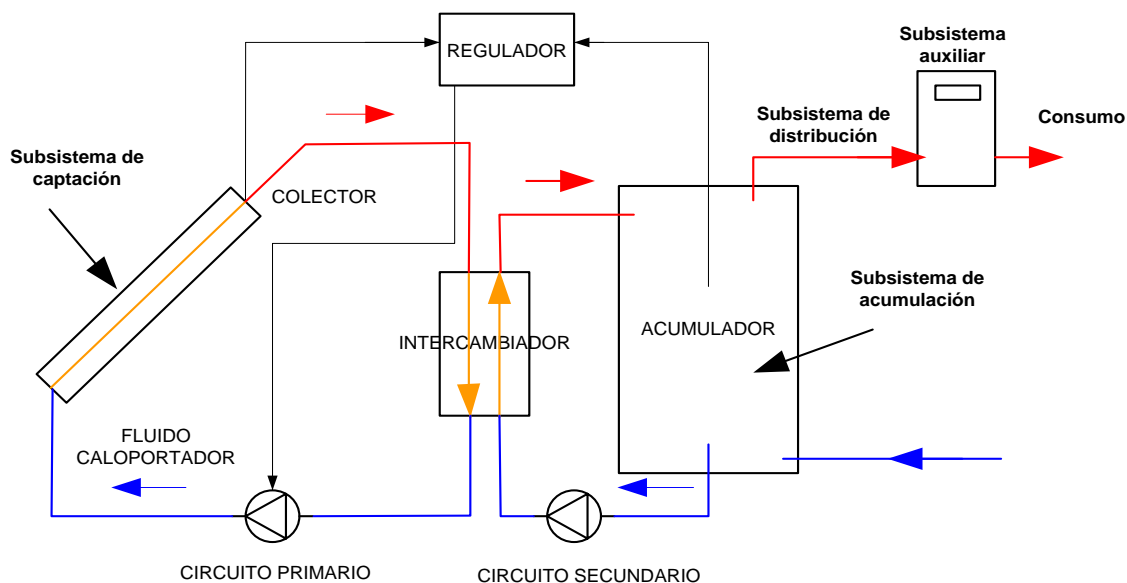


Ilustración 64. Esquema básico de una instalación solar térmica

El funcionamiento básico es el siguiente: el calor cedido por los colectores al fluido caloportador se transfiere a través de un intercambiador de calor al depósito de acumulación por medio de bombas controladas desde el regulador, que suele ser un termostato diferencial de temperaturas. Cuando la temperatura de salida del colector supera en más de 7°C a la temperatura del acumulador, el regulador pone en marcha la bomba y comienza la transferencia térmica desde el colector al acumulador. En el momento en que esa diferencia de temperatura es inferior a 2°C, el regulador para la bomba con el fin de no enfriar el agua acumulada y favorecer el calentamiento del fluido en el interior del colector. Finalmente, si el agua caliente del acumulador está a la temperatura de consigna ésta pasa directamente al consumo, en caso contrario se hará pasar por una caldera auxiliar donde será calentada hasta la temperatura deseada.

La conexión del sistema solar con la instalación de calefacción existente se produce justo antes de las calderas. El retorno de la calefacción, que antes era introducido directamente a las calderas, ahora se hace pasar previamente por los acumuladores y es la salida caliente de éstos la que se introduce a las calderas. Además, se dispone de una conexión directa del retorno de calefacción a las calderas, la cual será activada por un termostato diferencial cuando la temperatura de retorno sea superior a la temperatura del agua almacenada para evitar que

**evitar que ésta se enfríe. La integración de ambos sistemas es bastante sencilla, logrando muy buenos resultados. La**

**Ilustración 65. Cuarto de calderas del edificio**

muestra la sala de calderas del edificio, donde se pueden ver las calderas y las tuberías de distribución del agua caliente de calefacción.



**Ilustración 65. Cuarto de calderas del edificio**

### **1.1.1. Diseño de la instalación solar térmica**

Para dimensionar la superficie captadora se ha tenido en cuenta la cobertura solar del sistema para diferente número de colectores, la cual ha sido obtenida con el Método f-Chart, que es recomendado por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. La rentabilidad económica de la inversión se ha valorado con su periodo de retorno, el cual ha sido calculado a partir del ahorro de combustible que se produce anualmente debido al aprovechamiento solar.

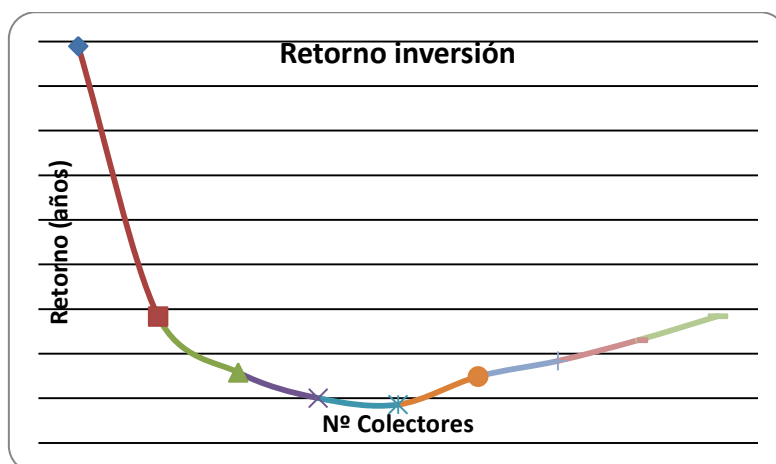


Ilustración 66. Estimación de la rentabilidad según el número de colectores

A la vista de los resultados, se decide instalar **25 colectores**, adaptándose perfectamente a la superficie disponible en cubierta. Un número mayor de colectores no estaría justificado debido al aumento de los excedentes no aprovechados. Se ha optado por una configuración serie-paralelo, para garantizar temperaturas más elevadas en el acumulador. Los colectores están distribuidos en 5 baterías unidas en paralelo, cada batería consta de **5 colectores conectados en serie**.

La posibilidad de conectar todos los colectores en paralelo ha sido rechazada porque no se alcanzan las temperaturas requeridas por el sistema de calefacción actual, donde la **temperatura de impulsión** es **58°C** y la de **retorno 50°C** (se ha simulado también este comportamiento y como mucho es posible alcanzar 54°C en el acumulador).

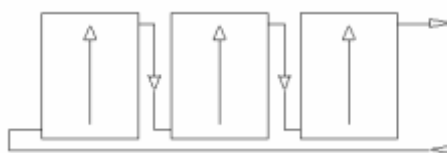


Ilustración 67. Conexión de los colectores en serie

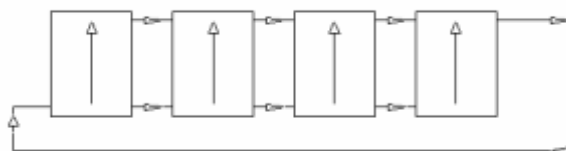


Ilustración 68. Conexión de los colectores en paralelo

La diferencia entre ambas configuraciones es que en paralelo todos los colectores funcionan térmicamente del mismo modo, calentando unos grados el agua que circula por cada colector; el caudal de la instalación es la suma de los caudales de cada captador y por tanto, el caudal total es mayor. La **configuración en paralelo** es adecuada cuando se requiere **mucho caudal a baja temperatura**, además es la más eficiente desde un punto de vista energético ya que el rendimiento de los colectores disminuye al aumentar la temperatura del fluido. Por el

contrario, en la **configuración en serie** el caudal de cada captador es el que circula a lo largo de la fila de colectores, el cual se va calentando a medida que avanza por la fila. Así pues, conforme aumenta la temperatura va disminuyendo la eficiencia del colector y el calor total recuperado es algo menor, pero de esta forma se asegura que la temperatura alcanzada en el acumulador permite calentar el agua de calefacción.

**A modo ejemplo, la Tabla 6. Diferencias entre la conexión en serie y en paralelo**

recoge la temperatura y energía recuperada por cada fila de cinco colectores para los dos tipos de conexión en función de la radiación, se ha tomado una temperatura exterior fija de 5°C. La radiación de la zona suele estar comprendida entre 500 y 650 W/m<sup>2</sup>. Se observa una pérdida en el calor recuperado debido a disminución del rendimiento en los últimos colectores de la fila y se comprueba que con la conexión en paralelo no es posible alcanzar las temperaturas requeridas.

**Tabla 6. Diferencias entre la conexión en serie y en paralelo**

Radiación (W/m <sup>2</sup> )	Colectores en paralelo		Colectores en serie	
	Energía (Wh)	Tª salida captadores (°C)	Energía (Wh)	Tª salida captadores (°C)
400	2.195,03	52,91	1.986,99	63,18
500	3.166,28	54,20	2.866,19	69,01
600	4.137,53	55,49	3.745,39	74,84
700	5.108,78	56,78	4.624,59	80,67
800	6.080,03	58,06	5.503,78	86,50
900	7.051,28	59,35	6.382,98	92,33
1000	8.022,53	60,64	7.262,18	98,16

Por otro lado, el **Plan de EERR 2005-2010**, en el capítulo dedicado al **Sector Solar Térmico** reconoce como líneas de innovación tecnológica la producción de energía solar a temperaturas superiores a 60°C y su aplicación a sistemas combinados de calefacción y refrigeración con energía solar, propósito que se busca alcanzar con esta instalación. Una forma muy interesante de mejorar la eficiencia global del sistema sería aprovechar la energía solar para producir refrigeración mediante una máquina de frío solar.

En la Ilustración 7 se muestra la distribución de los principales equipos de la instalación sobre el plano de cubierta del edificio: captadores, acumuladores, calderas y aerotermo.

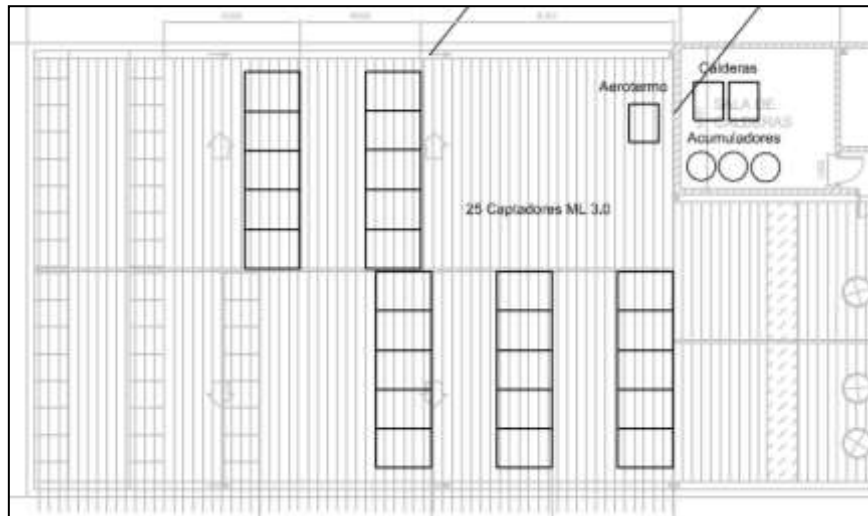


Ilustración 69. Ubicación en cubierta de los equipos principales de la instalación solar

El colector elegido es un **colector plano de alta eficiencia**, concretamente el modelo **CPC ML 3.0** que presenta una curva rendimiento bastante similar a un colector de tubo de vacío.

$$\eta = 0,75 - 2,9 \frac{T_e - T_a}{I}$$

La superficie colectora total a instalar es de **64,75 m<sup>2</sup>**. Los colectores van ubicados en la cubierta del edificio, la cual presenta una inclinación de 10º en las vertientes este y oeste, los colectores estarán orientados perfectamente al sur con una **inclinación de 50º** respecto a la horizontal, maximizando así la ganancia solar durante el invierno. La Figura 8 muestra la zona de la cubierta donde se van a instalar los captadores.





**Ilustración 70. Cubierta del edificio y cuarto de calderas**

El **volumen total de acumulación** será de **3000 litros**, el cual va a ser almacenado en tres depósitos de 1000 litros con serpentín interior donde se efectúa el intercambio de calor, limitando al máximo las pérdidas de calor. Los acumuladores van ubicados en el cuarto de calderas, próximo la zona donde se instalan los colectores, de esta forma se reduce la longitud de tuberías y se disminuyen las pérdidas. El agua caliente del acumulador será impulsada hacia las calderas donde se producirá un calentamiento adicional, en caso necesario, para alcanzar la temperatura de consigna de 58°C.

En este apartado se van a comentar las características de los principales componentes y el dimensionado básico de la instalación.

### **1.1.2. Equipos de la instalación**

#### **Fluido caloportador**

El fluido caloportador a utilizar en el circuito primario será una mezcla de agua con un 40% de propilenglicol como anticongelante para garantizar la protección contra heladas. Las propiedades de la mezcla a una temperatura de 60°C se recogen a continuación. El calor específico es de 0.92 kcal/(kg°C) y la densidad es de 1.005 g/cm<sup>3</sup>.

#### **Sistema de captación**

El captador seleccionado es un **colector plano de alta eficiencia**, concretamente el modelo **ML3.0**, fabricado por la empresa **IMS Calefacción** (Zaragoza).



Ilustración 71. Captador solar CPC ML 3.0

La curva característica del equipo se muestra a continuación:

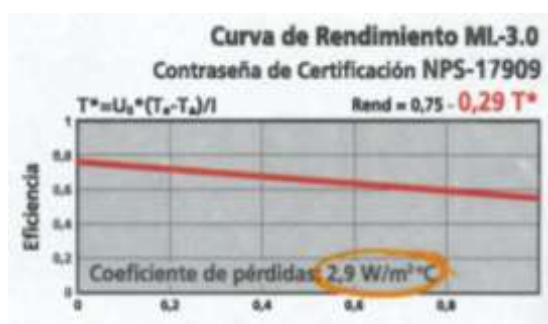


Ilustración 72. Curva de rendimiento ML 3.0

La instalación de los **25 captadores** se efectuará en la cubierta del edificio formando una superficie de captación de **64.75 m<sup>2</sup>**. Los colectores van anclados en estructuras soporte para 5 colectores ML 3.0 de aluminio extrusionado anodizado para su montaje en cubierta inclinada y estarán orientados perfectamente al sur con una **inclinación de 50º** respecto a la horizontal, maximizando así la ganancia solar durante el invierno. Se disponen en filas separadas entre sí una distancia de **4 metros** para garantizar los sombreamientos. La Ilustración 11 muestra la ubicación de los colectores en cubierta, en la foto se puede ver parte de la instalación fotovoltaica en aislada y el cuarto de calderas donde se instalarán los acumuladores.

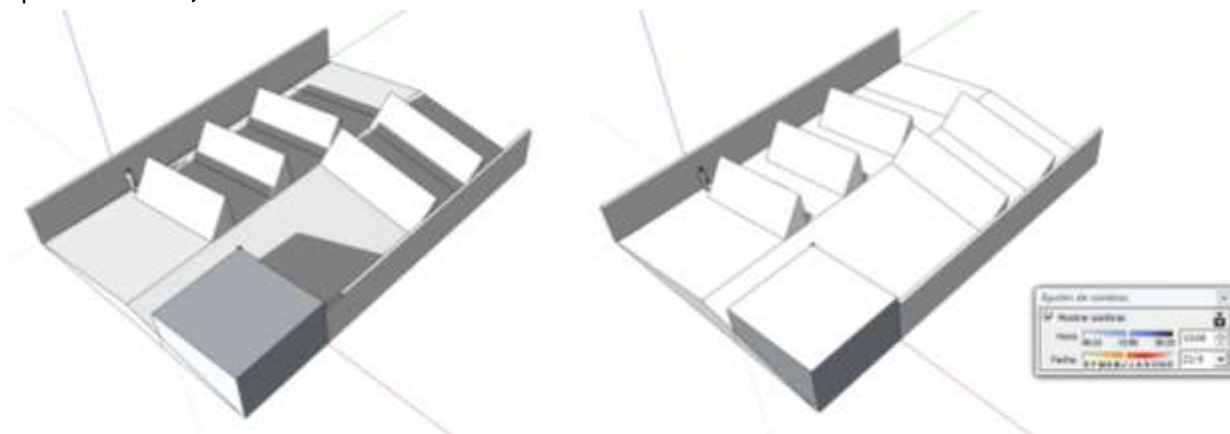


**Ilustración 73. Ubicación de colectores en la cubierta del edificio**

La configuración de los colectores será serie-paralelo, para garantizar temperaturas elevadas en el acumulador. Los colectores están distribuidos en cinco baterías unidas en paralelo, cada una consta de **cinco colectores conectados en serie**. Para favorecer el equilibrado hidráulico entre ramales se diseña un retorno invertido que garantiza el equilibrado del sistema, si fuera preciso se instalarán válvulas de equilibrado.

#### Análisis de sombras sobre el campo de captación

Se ha prestado una atención especial al análisis de los sombreados sobre el campo solar debidos a la caseta del cuarto de calderas y a las paredes laterales, resultando unas pérdidas inferiores al **4%**. La Figura 12 muestra las sombras proyectadas el **21 de diciembre** y **21 de junio**, ambas a las **13 horas**. En ellas se observa la diferencia en la altura del sol, esto evidencia la necesidad de colocar los colectores a **50º** de inclinación sobre la horizontal para favorecer la captación solar durante el invierno. El resultado del estudio es que las pérdidas por sombras representan el **3,6%**.



#### Ilustración 74. Sombreamientos sobre el campo solar

#### Sistema de acumulación-intercambio

La superficie colectora total es de **64,75 m<sup>2</sup>**, por lo que se precisa un volumen de acumulación de **3000** litros. Para este tipo de instalaciones se recomienda:

$$25 \leq \frac{V \text{ acumulación (litros)}}{S \text{ captación (m}^2\text{)}} \leq 50$$

**El acumulador elegido es el modelo 1000 AR-A fabricado por IBAIONDO S.A. El acumulador es de acero negro y tiene unas dimensiones exteriores de 860x2100 mm. El equipo está aislado exteriormente con poliuretano expandido rígido de 30 mm. de espesor, exento de CFC. En la Ilustración 75. Acumulador solar de 1.000 litros**

se puede ver uno de los acumuladores de la instalación.



Ilustración 75. Acumulador solar de 1.000 litros

Los acumuladores van colocados en el cuarto de calderas para facilitar su conexión con las calderas y disminuir la longitud de tuberías. Debido a las limitaciones constructivas impuestas por el edificio hay que instalar **3 acumuladores de 1000 litros** que están preparados para pasar por puertas de hasta 800 mm. La superficie de intercambio total es de 16.18 m<sup>2</sup>.

### **Circuito hidráulico**

El circuito hidráulico cumplirá, entre otras, las siguientes condiciones:

- Trazado de tuberías con retorno invertido para garantizar que el caudal se distribuya uniformemente entre los captadores y longitud de tuberías lo más corta posible para reducir las pérdidas térmicas. Los trazados horizontales de tubería tendrán una pendiente mínima del 1% en el sentido de circulación.
- Se montarán válvulas de corte para facilitar la sustitución o reparación de componentes sin necesidad de realizar el vaciado completo de la instalación. Estas válvulas independizarán baterías de captadores, acumuladores y bomba. El circuito irá provisto de válvulas de seguridad taradas a una presión que garantice que en ningún punto del circuito se supere la presión máxima de trabajo de los componentes. Se colocarán válvulas antirretorno donde sea preciso.
- Las tuberías y accesorios se aislarán y protegerán con materiales que cumplan las normas especificadas. El aislamiento térmico de tuberías y otros elementos del circuito primario será de espuma elatométrica, con espesor mínimo de 20 mm en tramos interiores y de 30 mm en tramos exteriores.

### Tuberías

El material utilizado para las tuberías será cobre tanto en el circuito primario como en el secundario. La longitud total de tubería es de **80 metros**.

El diámetro interior de las tuberías será de **25 mm** y cumple las siguientes tres condiciones:

- Pérdida de carga por metro lineal de tubo no superior a 40 mm ca.
- Velocidad de circulación del líquido inferior a 1.5 m/s.
- Pérdida total de carga en el circuito principal no superior a 7 m ca.

### Bomba de circulación

La bomba de circulación se calcula a partir de las pérdidas de carga de la instalación, debidas a las pérdidas en las singularidades (válvulas, codos, derivaciones...) y a las pérdidas en los colectores y los acumuladores. La bomba seleccionada es el modelo UPS Solar 25-120 180 de la marca Grundfos, la curva característica se muestra en la Ilustración 14, siendo capaz de vencer una pérdida de carga de **6,1 m.c.a.** para el caudal de la instalación que es **0,95 m<sup>3</sup>/h**.

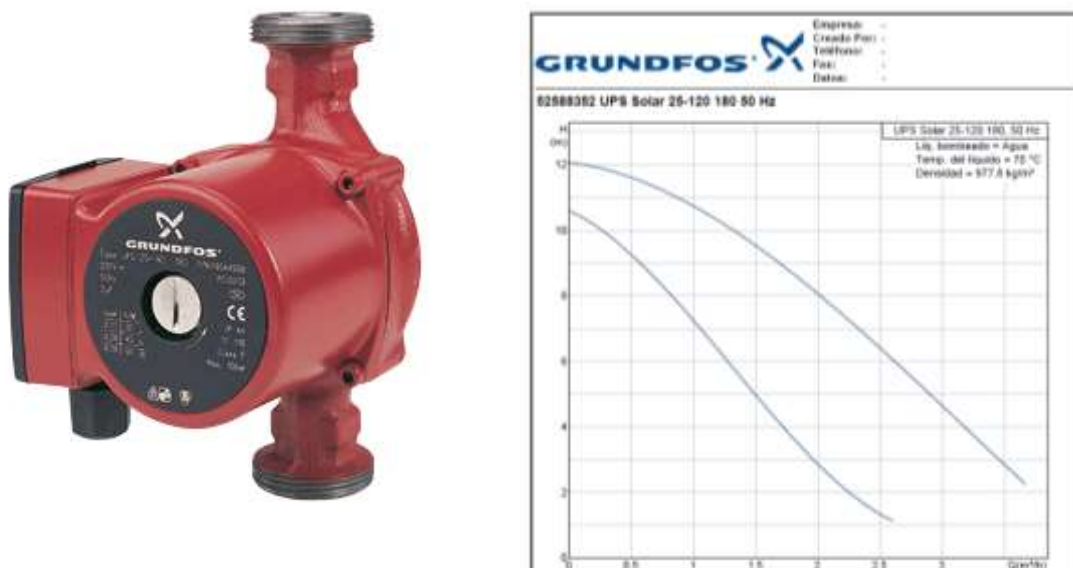


Ilustración 76. Bomba de circulación.

#### Vaso de expansión

En el circuito primario se instalará un vaso de expansión cerrado con el propósito de absorber las dilataciones del fluido en dicho circuito. Este sistema protege a la instalación frente a incrementos de presión causados por aumento de temperatura. La capacidad del depósito de expansión será de **50 litros**.

#### Purgadores y desaireadores

La instalación dispondrá de un sistema de purga de aire en la parte más elevada de la batería de colectores. Se dispondrá de un botellín de desaireación por cada fila de colectores, por lo que se instalarán **5 purgadores de 200 cm<sup>2</sup>** cada uno a la salida de cada fila de cinco colectores en serie.

#### Elemento disipador

Como en principio, la instalación proyectada va a ser utilizada solamente como apoyo al sistema de calefacción, hay que prever la instalación de elementos que garanticen la disipación del excedente de calor. El sistema disipador de calor tendrá una potencia de **30 kW** y será de tipo aerotermo. En un futuro se pretende aprovechar el excedente de calor generado durante el verano para generar frío mediante una máquina de absorción, de esta forma mejorará notablemente la eficiencia global del sistema.

Esta instalación solar térmica que se ha desarrollado e instalado en el edificio de la Fundación Hidrogeno Aragon, es totalmente extrapolable a cualquier edificio existente en la actualidad. A modo de ejemplo, vamos a mostrar los pasos que hay que llevar a cabo para el dimensionamiento de cualquier instalación solar térmica.

Lo primero, que hay que hacer a la hora de comenzar con el dimensionamiento de una instalación solar térmica es conocer la demanda mensual de ACS y la contribución solar mínima que tenemos en el emplazamiento de nuestro edificio.

En la siguiente tabla aparece el consumo de ACS de un edificio.

Mes	Días	Ocupación	Consumo ACS en m <sup>3</sup>
Enero	31	100 %	338
Febrero	28	100 %	305
Marzo	31	100 %	338
Abril	30	100 %	327
Mayo	31	100 %	338
Junio	30	100 %	327
Julio	31	50 %	169
Agosto	31	50 %	169
Septiembre	30	100 %	327
Octubre	31	100 %	338
Noviembre	30	100 %	327
Diciembre	31	100 %	338
<b>Total</b>			<b>3637</b>

Además de conocer el consumo de ACS, es necesario conocer las temperaturas que nos encontramos en nuestro emplazamiento, para conocer la energía que necesitamos para el calentamiento del ACS.

La energía necesaria mensual para calentar el agua caliente a consumir es igual al producto del incremento de temperatura mensual [°C] multiplicado por el consumo de agua a 60°C [m<sup>3</sup>], es decir:

$$\text{Energía necesaria mensual [Kcal.1000]} = \text{Incremento } T^a \text{ mensual [}^\circ\text{C]} * M(60^\circ\text{C}) [\text{m}^3]$$

La energía necesaria anualmente para el calentamiento del ACS, es igual al sumatorio de la energía necesaria mensual, es decir:

$$\text{Energía necesaria anual [Kcal.1000]} = \sum_{n=1}^N \text{Energía necesaria mensual [Kcal.1000]}$$

Para saber el número de colectores necesarios en nuestra instalación solar térmica se usará la siguiente expresión.

$$\text{Número de colectores} = \frac{\text{Volumen de acumulación [l]}}{\text{Volumen por colector [l/colector]}}$$

Y para conocer la superficie de los colectores:

$$\text{Área colectores } [m^2] = \text{Numero de colectores} * \text{Superficie útil colector } [m^2]$$

Para realizar el cálculo de la distancia mínima entre las distintas filas de los captadores se utiliza la siguiente expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

Para conocer el volumen de acumulación de ACS este volumen es igual al consumo por ocupante a 45°C [L/día], ya que es el valor de A.C.S. que debemos almacenar para cumplir con los requisitos de consumo diarios.

$$\text{Volumen de acumulación } [l] = \text{Consumo agua max ocupacion } 45^\circ C$$

$$\text{Volumen de acumulación } [l] = \frac{1000 * M(45^\circ C) \text{ anual } [m^3]}{365}, \text{ siendo } M(45^\circ C) \text{ anual:}$$

$$M(45^\circ C) \text{ anual } [m^3] = \sum_{n=1}^N M(45^\circ C) \text{ mensual } [m^3]$$

El volumen total de fluido caloportador que circula por el circuito primario es igual a la suma del volumen que circula por los captadores, al volumen que circula por el intercambiador de calor y al volumen que circula por la red de tuberías, es decir:

$$V_{total}(l) = V_{captadores}(l) + V_{intercambiador}(l) + V_{tuberias}(l)$$

$$V_{captadores}(l) = N * V_{unitario}(l)$$

El volumen del intercambiador es un dato que da el fabricante del mismo.

Para el cálculo del volumen de las tuberías utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{\phi}(l) = L(m) * V_{unitario}(l/m), \text{ donde:}$$

$V_{\phi}$ : Volumen que discurre por las tuberías de un mismo diámetro (litros).

$L$ : Longitud de la tubería (m).

$V_{unitario}$ : Volumen en función de la longitud de la tubería (litros/m).



Aplicando la expresión anterior obtenemos el volumen que discurre por las tuberías que poseen un mismo diámetro. Para conocer el volumen total que discurre por la red de tuberías realizamos el sumatorio de los volúmenes de las tuberías con un diámetro similar, es decir:

$$V_{tuberias} (l) = \sum^N V\phi (l)$$

Para calcular el volumen que debe tener el vaso de expansión cerrado utilizamos la siguiente expresión:

$$V = (V_r + V_{vap} + (V_{total} * \beta)) * C_p, \text{ donde:}$$

V: Volumen nominal del vaso de expansión (l)

V<sub>total</sub>: Volumen total circuito primario (l)

V<sub>r</sub>: Volumen de reserva de seguridad de fluido caloportador (l)

V<sub>vap</sub>: Volumen de vaporización (l)

β: coeficiente expansión fluido caloportador= 0,065 (mezcla agua y anticongelante)

C<sub>p</sub>: Coeficiente de presión

El coeficiente de presión (C<sub>p</sub>) viene determinado por la siguiente expresión:

$$C_p = \frac{P_{\max} + 1}{P_{\max} - (P_{\min} + (h/10))}, \text{ donde:}$$

P<sub>max</sub>: Presión máxima del circuito primario (kg/cm<sup>2</sup>)

P<sub>min</sub>: Presión mínima del circuito primario (kg/cm<sup>2</sup>)

h: altura estática de la instalación (m). Es la diferencia de alturas entre el punto más alto del campo de colectores y el depósito de expansión.

El volumen de vaporización viene determinado por la siguiente expresión:

$$V_{vap} = n * V_K + V_{tubsub}$$

Para el cálculo del volumen del vaso de expansión cerrado, utilizaremos la siguiente ecuación:

$$V = (V_r + V_{vap} + (V_{total} * \beta)) * C_p$$

El volumen total de fluido caloportador que circula por el circuito primario es igual a la suma del volumen que circula por el intercambiador de calor y al volumen que circula por la red de tuberías, es decir:

$$V_{total}(l) = V_{intercambiador}(l) + V_{tuberias}(l)$$

El volumen de las tuberías que forman el circuito secundario se calcula de la misma forma que en el caso del circuito primario.

Para calcular el volumen que debe tener el vaso de expansión cerrado utilizamos la siguiente expresión:

$$V = (V_r + V_{vap} + (V_{total} * \beta)) * C_p, \text{ donde:}$$

V: Volumen nominal del vaso de expansión (l)

V<sub>total</sub>: Volumen total circuito primario (l)

V<sub>r</sub>: Volumen de reserva de seguridad de fluido caloportador (l)

V<sub>vap</sub>: Volumen de vaporización (l),  $V_{vap} = n * V_K + V_{tubsub}$ , donde:

$V_K$ : Volumen contenido en cada captador (l)

$V_{tubsub}$ : Volumen contenido en las tuberías a cotas iguales o superiores a la de la parte inferior de los captadores (l)

n: Número de captadores solares

$\beta$ : coeficiente expansión fluido caloportador= 0,065 (mezcla agua y anticongelante)

C<sub>p</sub>: Coeficiente de presión

El coeficiente de presión (C<sub>p</sub>) viene determinado por la siguiente expresión:

$$Cp = \frac{P_{\max} + 1}{P_{\max} - (P_{\min} + (h/10))}, \text{ donde:}$$

P max: Presión máxima del circuito primario (kg/cm<sup>2</sup>)

P min: Presión mínima del circuito primario (kg/cm<sup>2</sup>)

h: altura estática de la instalación (m). Es la diferencia de alturas entre el punto más alto del campo de colectores y el depósito de expansión.

A continuación, habrá que calcular el diámetro de la tubería principal, para ello en primer lugar se calcula el caudal que circulará por la instalación. Para ello, se utiliza la siguiente expresión:

$$Q_{GLOBAL} [\text{litros} / \text{hora}] = q \left[ \frac{\text{litros}}{\text{hora} * \text{m}^2} \right] * S [\text{m}^2] * \frac{N_{CAPTADORES}}{N_{BATERIAS\ SERIE}}, \text{ donde:}$$

q: Caudal por m<sup>2</sup> [litros/ (hora \* m<sup>2</sup>)]

S: Superficie unitaria de captación [m<sup>2</sup>]

$N_{CAPTADORES}$  : Número total de captadores que hay en el circuito

$N_{BATERIAS\ SERIE}$  : Número de bancadas de captadores conectadas en serie

A continuación, se va a calcular el diámetro de la tubería principal de la instalación utilizando la siguiente expresión:

$$S = \frac{Q}{v}, \text{ donde}$$

S: Sección de la tubería [m<sup>2</sup>]

Q: Caudal del circuito [m<sup>3</sup>/sg]

v: Velocidad del fluido [m/sg]

Para el calculo del diámetro de la tubería, como  $S = \frac{\pi * D^2}{4}$ ; despejando obtenemos

$$\text{que } D = \sqrt{\frac{4 * S}{\pi}}$$

A la hora de dimensionar las tuberías del circuito primario se debe tener en cuenta que la velocidad del fluido en su interior no debe ser superior a 2 m/sg y el valor de la pérdida de carga lineal en la tubería no debe superar los 40 mmca/m.

A continuación, se llevara a cabo el cálculo de las pérdidas de carga que se tienen en el circuito primario y también en el circuito secundario.

La pérdida total de carga en el circuito primario es igual a la suma de la pérdida de carga primaria y la pérdida de carga secundaria (pérdida de carga en los accesorios de tubería o las piezas de empalme), es decir:

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{primarias} + \Delta P_{secundarias}$$

La pérdida de carga primaria es igual a la suma de la pérdida de carga en los colectores, pérdida de carga en las tuberías, pérdida de carga en el intercambiador de calor:

$$\Delta P_{primarias} = \Delta P_{captadores} + \Delta P_{tuberias} + \Delta P_{intercambiador}$$

La pérdida de carga secundaria es igual a las pérdidas de carga singulares o localizadas.

$$\Delta P_{secundarias} = \Delta P_{singulares}$$

- Pérdida de carga de los captadores:

Para obtener la pérdida de carga en los captadores utilizamos la siguiente expresión:

$$\Delta P_{primarias} = \Delta P_{LCAPTADOR} + \Delta pf * (L_{base\ colector} * N_{colectores\ bateria} * N_{baterias\ serie})$$

donde:

$\Delta P_{total\ captadores}$ : Pérdida de carga total en los captadores [mm.c.a.]

$\Delta P_{LCAPTADOR}$ : Pérdida de carga a lo largo de la longitud del captador [mm.c.a.]

$\Delta pf$  [mmca/m]: Pérdida de carga lineal en el interior del captador [mm.c.a./m]

$$\Delta pf [mmca / m] = 6'819 * \left( \frac{V [m / sg]}{145} \right)^{1'852} * \left[ \left( \frac{\phi_{INT} [mm]}{1000} \right)^{-1'167} * 1000 \right]$$

donde:

$\phi_{INT}$  : Diámetro interior [mm]

$$\phi_{INT} = \sqrt{\left( \frac{Q_{BATERIA} [l / h] * 3600}{v [m / sg] * \pi} \right) * 2 * 1000}$$

v: velocidad del fluido en el interior del captador [m/sg]

$$v [m / sg] = \frac{Q_{BATERIA} [l / h] * 3600}{\left( \frac{(\phi_{EXT} - 2)}{2} \right)^2 * \left( \frac{\pi}{1000} \right)}$$

$Q_{BATERIA}$  : Caudal de la batería de colectores [l/h]

$$Q_{BATERIA} = \frac{Q_{GLOBAL}}{N_{CAPTADORES}} * N_{CAPTADORES BATERIA}$$

$\phi_{EXT}$  : Diámetro de tubería exterior del captador [mm]

A continuación se va a calcular la pérdida de carga en las tuberías del circuito primario. Cabe destacar que la pérdida de carga por metro lineal de tubería no puede presentar un valor superior a 40 mmca/m.

Para obtener el valor de la pérdida de carga que se produce en cada tramo de tubería aplicamos la ecuación de Hazen-Williams:

$$\Delta pf [mmca / m] = 6'819 * \left( \frac{V [m / sg]}{145} \right)^{1'852} * \left[ \left( \frac{\phi_{INT} [mm]}{1000} \right)^{-1'167} * 1000 \right], \text{ donde:}$$

V: velocidad del fluido (m/sg)

$\phi_{INT}$  : Diámetro interior de la tubería (mm)

Para el cálculo de la pérdida de carga del intercambiador, se consultara la hoja de datos del fabricante del mismo.

Las pérdidas de carga secundarias son provocadas por los accesorios que componen la red de tuberías, como válvulas, codos, estrechamientos, etc.

Para realizar el cálculo de las pérdidas de carga secundarias se ha utilizado el método de la longitud equivalente. Éste método, consiste en aproximar la pérdida de carga que se produciría en una tubería del mismo diámetro que el accesorio, que tuviese una longitud determinada.

Conociendo para cada tramo el número de válvulas de retención, codos y T a 90º, válvulas de retención y de esfera, y aplicando la ecuación de Hazen-Williams enunciada anteriormente, obtenemos la pérdida de carga que provocan dichos elementos.

Los cálculos del circuito secundario, son de la misma forma que en el circuito primario, que se ha nombrado a continuación.

Con el procedimiento que acabamos de describir, se podrá dimensionar cualquier instalación solar térmica, sea cual sea la naturaleza del edificio y siendo indiferente la ubicación del mismo.

Mediante la implementación de una instalación solar térmica podemos evitar la emisión de una cantidad importante de emisiones de gases de efecto invernadero.

A modo de resumen, se podría dar los siguientes datos, en el centro de la península ibérica.

- 1 m<sup>2</sup> de captador evita al emisión de 0.75 tCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> sustituyendo a la electricidad
- 1 m<sup>2</sup> de captador evita al emisión de 0.22 tCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> sustituyendo al gasóleo
- 1 m<sup>2</sup> de captador evita al emisión de 0.19 tCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> sustituyendo al gas propano o butano.
- 1 m<sup>2</sup> de captador evita al emisión de 0.17 tCO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup> sustituyendo al gas natural.

Estos valores se refieren a valores anuales.

### **1.4.5. Instalación fotovoltaica para el autoconsumo**

El autoconsumo fotovoltaico es una modalidad de generación eléctrica y consumo eléctrico que está totalmente permitido por la legislación desde 2011. Ahora con la bajada del coste de las placas solares, es rentable (8-10 años de retorno de la inversión). Todavía existe bastante desconocimiento por la administración y las compañías eléctricas a la hora de legalizar estas instalaciones.

La Fundación Hidrógeno Aragón se propuso llevar a cabo este tipo de instalación, con el fin de conseguir hacer un uso más eficiente de la energía, evitar emisiones de CO<sub>2</sub> y reducir también la factura eléctrica, en este caso en más de mil euros anuales.

Cuando hablamos del **autoconsumo de nuestra propia energía**, de forma limpia y sin depender de nadie (más que del sol), suena utópico, irreal y sobre todo lejano. Pero lo cierto es que **ya puede ser real** debido a principalmente a dos razones:

- La tecnología fotovoltaica ha llegado a precios muy bajos y sin necesidad de ayudas
- La normativa y reglamentación eléctrica permiten que esto sea factible desde

noviembre de 2011



**Ilustración 77.** Instalación fotovoltaico en tejado

Podemos **autoconsumir nuestra electricidad** cuando haya recurso solar y cuando no lo haya **seguir utilizando la red eléctrica** para abastecernos.

Los decretos de ley están (**RD 1699/11**), los procedimientos existen (**régimen especial**), el reglamento eléctricos de baja tensión lo permite (**REBT ITC-BT-40**), pero las entidades que las tienen que aplicarlo están teniendo problemas por mero desconocimiento.

#### - **Instalación**

La instalación fue instalada por la empresa Instalaciones Ingenia S. COOP, verificada por el Departamento de Industria de la Diputación General de Aragón y puesta en marcha por Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.

Las características de la instalación son:

- Potencia instalada: 7kWp
- Paneles: Sanyo
- Inversor: SMA
- Orientación: sur
- Inclinación: 30º
- Tipo instalación: en tejado
- Ubicación: P.T. Walqa (Huesca)





**Ilustración 78. Instalación fotovoltaica en el tejado de la Fundación.**

Gracias a esta instalación se consigue:

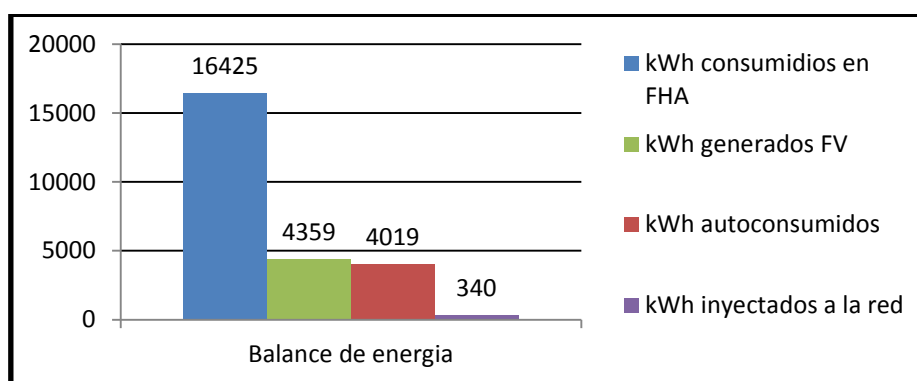
- Generar energía limpia
- Consumir energía en el mismo punto que se consume
- Reducir pérdidas energéticas por transporte eléctrico



**Ilustración 79. Primeros kWh autoconsumidos según el inversor DC/AC**

Concretamente esta instalación generará el 24% del consumo anual del edificio de la Fundación Hidrógeno Aragón en Walqa, por lo tanto la factura eléctrica se verá reducida en 1.151 € (contabilizando “peaje de respaldo” e impuestos).

Para este cálculo se ha procedido a leer los consumos a tiempo real del edificio de la Fundación desde 2012. Por otra parte se ha estimado la producción que va a realizar dicha instalación fotovoltaica y se ha analizado el casamiento (generación con consumo) que existe durante todo un año. El resultado es un 93% de casamiento, es decir, de autoconsumo instantáneo.



**Ilustración 80. Balance de energía en el edificio.**

Los trámites llevados a cabo han sido:

- Punto de acceso y conexión
- Condición de régimen especial

- Licencia de obras
- Certificado instalación eléctrica
- Contrato técnico de acceso
- Contrato compra-venta de energía
- Conexión a red y primera verificación
- REPE autonómico definitivo
- Registro establecimientos industriales
- Licencia de apertura o actividad
- REPE estatal definitivo

Cabe destacar que esta instalación ha sido la primera instalación fotovoltaica para autoconsumo que se conecta en la provincia de Huesca (fuente: Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U).

Este tipo de instalaciones de autoconsumo es totalmente extrapolable a cualquier edificio existente en la actualidad. Para ello, lo que tenemos que hacer es lo siguiente. Destacar, que este tipo de instalaciones de autoconsumo, se realizaran con instalaciones solares fotovoltaicas que actualmente es la tecnología renovable más desarrollada y por lo tanto la más económica.

Lo primero que hay que conocer es los consumos eléctricos, para intentar diseñar nuestra instalación lo más cercano a nuestros consumos, para que el porcentaje de casamiento sea lo máximo posible.

Conociendo los consumos de nuestro edificio, tendremos que conocer los datos de radiación solar que se tienen en la ubicación de nuestro edificio. Para ello, un sitio web en el que aparecen estos datos es el siguiente:

- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

TÁBLAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES SOLARES

LATITUD = 42°												
Inclinación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.06	1.05	1.03	1.02	1.02	1.02	1.04	1.06	1.08	1.09	1.09
10	1.15	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.04	1.06	1.11	1.15	1.18	1.17
15	1.21	1.17	1.13	1.08	1.04	1.03	1.04	1.09	1.15	1.22	1.26	1.25
20	1.27	1.21	1.15	1.09	1.04	1.03	1.05	1.1	1.18	1.28	1.34	1.32
25	1.32	1.25	1.17	1.09	1.04	1.01	1.04	1.1	1.21	1.33	1.4	1.38
30	1.36	1.26	1.19	1.09	1.02	1	1.02	1.1	1.23	1.37	1.46	1.44
35	1.39	1.3	1.19	1.08	1	.97	1	1.09	1.23	1.4	1.51	1.48
40	1.42	1.31	1.19	1.06	.97	.94	.97	1.08	1.24	1.42	1.54	1.52
45	1.43	1.32	1.18	1.04	.94	.9	.94	1.05	1.23	1.43	1.57	1.54
50	1.44	1.31	1.16	1	.88	.86	.9	1.02	1.21	1.44	1.59	1.56
55	1.44	1.3	1.13	.97	.85	.8	.85	.98	1.19	1.43	1.59	1.57
60	1.43	1.28	1.1	.92	.79	.75	.8	.93	1.15	1.41	1.59	1.57
65	1.41	1.25	1.06	.87	.74	.69	.74	.88	1.11	1.39	1.57	1.55
70	1.38	1.21	1.01	.81	.67	.62	.67	.82	1.07	1.35	1.55	1.53
75	1.35	1.17	.96	.75	.6	.55	.6	.76	1.01	1.31	1.52	1.5
80	1.3	1.12	.9	.68	.53	.48	.53	.69	.95	1.25	1.47	1.46
85	1.25	1.06	.83	.61	.46	.4	.46	.62	.88	1.19	1.42	1.41
90	1.19	1	.76	.54	.38	.32	.38	.54	.81	1.12	1.36	1.35

Para el dimensionamiento de la instalación, la potencia mensual del campo de captadores es igual al cociente entre consumo medio mensual y la radiación solar incidente sobre el emplazamiento del refugio, es decir:

$$\text{Potencia campo paneles (W)} = \frac{\text{Consumo(Wh / dia)}}{\text{Radiación incidente(kWh/ m}^2 \text{ / dia)}}$$

A la hora de realizar el dimensionamiento de la instalación, no se utilizará el método del mes peor, es decir cubrir con la instalación de los paneles solares la demanda de aquel mes cuyo consumo eléctrico es el mayor, sino se dimensionará utilizando el valor de la potencia del campo de paneles de un mes de consumo medio.

Los cálculos se realizan utilizando el método anterior principalmente por una razón económica, ya que los consumos del refugio no son constantes y varían mucho a lo largo del año debido a la ocupación del refugio, las horas de luz solar de cada mes, etc.

Si utilizásemos el método del mes peor, la instalación quedaría muy sobredimensionada para aquellos meses cuyos consumos son los más bajos, con el consiguiente desperdicio de energía eléctrica y además el coste de la instalación sería mayor al incrementarse el número de módulos fotovoltaicos que debemos instalar, así como la capacidad de las baterías, las potencias de los inversores de carga, etc.

El número de paneles a instalar, es igual al cociente entre potencia que debemos cubrir con la instalación y la potencia suministrada por cada uno de los módulos fotovoltaicos, es decir:

$$\text{Número paneles (W)} = 1'1 * \frac{\text{Potencia instalación (W)}}{\text{Potencia módulo (W)}}, \text{ donde:}$$

- *Potencia instalación* :Potencia que debemos cubrir con la instalación de los módulos fotovoltaicos, expresada en W.
- *Potencia módulo* : Potencia suministrada por cada módulo fotovoltaico, expresada en W.
- 1'1: Factor de seguridad. Utilizado para contrarrestar las posibles pérdidas de los

módulos.

Al encontrarnos con una instalación de autoconsumo fotovoltaico, un dato a tener en cuenta que no es necesario la instalación de una bancada de baterías, ya que la energía que se genera se auto consume instantáneamente.

Un apartado importante en el dimensionamiento de la instalación serán el calculo de la sección de los conductores eléctricos.

La sección de los cables de cobre se calculará utilizando la siguiente expresión conociendo este método de dimensionamiento por caída de tensión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{K * e}, \text{ donde:}$$

S: Sección de los conductores, expresada en mm<sup>2</sup>.

L: Longitud del conductor, expresada en m.

I: Intensidad de corriente, expresada en A.

cos  $\varphi$ : Factor de potencia.

K: Conductividad. (56 para el Cu)

E: Caída de tensión en la línea, expresada en V.

Para el cálculo de la sección de los conductores de protección seguiremos estas premisas que se exponen a continuación:

- Si  $S_{\text{fase}} < 16 \text{ mm}^2$ , entonces  $S_{\text{proteccion}} = S_{\text{fase}}$ .
- Si  $16 \text{ mm}^2 < S_{\text{fase}} < 35 \text{ mm}^2$ ; entonces  $S_{\text{proteccion}} = 16 \text{ mm}^2$
- Si  $S_{\text{fase}} > 35 \text{ mm}^2$ ; entonces  $S_{\text{proteccion}} = S_{\text{fase}}/2$

Como se ha podido observar mediante la utilización de este tipo de instalaciones, se puede reducir el consumo eléctrico de cualquier edificio, consiguiendo un ahorro económico en la factura eléctrica, así como también una reducción de las emisiones de gases de efectos invernadero.

### **1.4.6. Movilidad sostenible**

Dentro de la movilidad sostenible, el modelo que se ha desarrollado en este proyecto, es totalmente extrapolable a otros Parques Tecnológicos, polígonos industriales o incluso para el desarrollo de un plan de movilidad sostenible en cualquier ciudad de nuestra geografía.

Dentro del apartado de movilidad sostenible se han desarrollado varias aplicaciones que se muestran a continuación.

- Bicicletas eléctricas

Se ha realizado la transformación de una flota de veinte bicicletas de pedaleo asistido (ciclo equipado con pedales y un motor eléctrico auxiliar que no puede ser propulsado exclusivamente por medio de ese motor auxiliar).

Se ha dotado a las bicicletas de un motor eléctrico que alimentado a través de una batería eléctrica impulsa la bicicleta reduciendo el esfuerzo. Dicho motor se pone en funcionamiento siempre que no se dé una de las siguientes circunstancias:

- La velocidad sea mayor de 25km/h.
- Alguno de los frenos esté pulsado.
- Cese el pedaleo.

Estas bicicletas han sido cedidas al Parque Tecnológico Walqa en el marco de un convenio de colaboración para facilitar los desplazamientos de los trabajadores del parque, reduciendo de este modo las emisiones de CO<sub>2</sub> en la zona.

A continuación, se realiza una comparativa con dos tipos de aplicaciones similares.

#### **Comparativa con moto:**

- Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Son un medio de transporte mucho más económico.
- Reduce la contaminación acústica a cero.
- Sigue siendo un sistema rápido.
- Facilita el aparcamiento.
- Medio de transporte mucho más saludable.

### **Comparativa con bicicleta convencional:**

- Reducción del esfuerzo al mínimo.
- Alternativa real al transporte convencional.
- Saludable, segura y muy agradable de utilizar.
- Apta para todos los públicos.

En cuanto a las emisiones que se producen, cabe destacar, que con la única aplicación que tiene sentido la comparación es con la moto, las emisiones de una moto son aproximadamente 0,17 kgCO<sub>2</sub>/km, mediante un pequeño estudio se sabe que las bicicletas recorren del orden de 1300 km/año por lo tanto, con la utilización de estas bicicletas, se conseguiría evitar la emisión de 220 kgCO<sub>2</sub>/año.

- Vehículo eléctrico de pila de combustible de hidrogeno y vehiculo eléctrico de baterías.

Se ha llevado a cabo la conversión de un vehículo eléctrico de baterías a un vehículo eléctrico de pila de combustible de hidrógeno. Esta conversión proporciona aumento en la autonomía del vehículo (incluso hasta un 50%) y reducción en el tiempo de recarga (periodos de 8 horas inicialmente a recargas de 3-4 minutos).

El motor eléctrico se alimenta a partir de la energía eléctrica que proporciona la pila de combustible. Ésta se alimenta con hidrógeno comprimido a 350bar. El vehículo además cuenta con un sistema de recuperación del calor generado por la pila de combustible, el cual se emplea en el circuito de calefacción del vehículo, reduciendo de este modo el consumo total de energía.

Además, se ha llevado a cabo la homologación del mismo tras la conversión, con lo que el vehículo se encuentra totalmente operativo.

Además, se dispone también, de un vehículo eléctrico de baterías, que también servirá como vehículo de empresa para los trabajadores de la Fundación.

A continuación, se muestra una serie de comparativa entre los tres tipos de vehículos, estos tipos de vehículo son: vehículo diésel/gasolina, vehículo eléctrico de baterías, vehículo eléctrico de pila de combustible de hidrogeno.

En cuanto a consumos, el vehículo eléctrico de baterías, es de los tres tipos que menos kWh consume por km

- Diésel/gasolina: 0,68 kWh/km
- Eléctrico de baterías: 0,16 kWh/km
- Eléctrico de Pila de combustible: 0,4 kWh/km

En cuanto a las emisiones, cabe destacar que las emisiones que producen tanto el vehículo eléctrico de baterías como el vehículo eléctrico de pila de combustible de hidrogeno son de 0,0 kg CO<sub>2</sub> /km, mientras tanto que las emisiones de un vehículo de diésel

y/o gasolina son de 0,17 kg CO<sub>2</sub> /km. Sabiendo que los vehículos recorren aproximadamente 1.440 km/año, con el empleo de estos vehículos conseguimos evitar la emisión de 245 kg CO<sub>2</sub>/año.

Centrándonos en el vehículo de pila de combustible de hidrogeno, las ventajas que presenta este tipo de vehículo frente a los otros dos tipos de vehículos son las siguientes:

**Comparativa con diésel/gasolina:**

- Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Reducción de la contaminación acústica.
- Empleo de un medio de transporte respetuoso con el medio ambiente.
- Los únicos productos generados son agua y calor.

**Comparativa con eléctrico:**

- Aumento de la autonomía.
- Disminución del tiempo de recarga.

- HyTow (Hidrolimpiadora)

El proyecto *HyTow* consiste en el desarrollo de un sistema de limpieza de calles autopropulsado.

El prototipo, un carro o remolque, dispone de un depósito de agua con una manguera a presión que permite la limpieza de las calles en los cascos urbanos de las ciudades. La manguera guía el agua a presión propulsada por una bomba alimentada a través de una pila de combustible.

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que transforma de manera directa la energía del combustible, en este caso hidrógeno, en electricidad; reduciendo tanto la contaminación atmosférica como la acústica.

El manejo o movimiento de la limpiadora por las calles es muy sencillo para el operario, ya que está dotado de un sistema de jockey Wheel (rueda especial para desplazamientos) que permite libertad de movimientos.

El sistema equivalente, sería un conjunto formado por depósito y bomba de impulsión, alimentados a través de un motor diésel, incorporado en una camioneta o pick-up para los desplazamientos.

Dentro de las principales ventajas que tiene este vehículo autopropulsado, es la reducción de las emisiones acústicas, que son tan molestas, cuando estos vehículos trabajan en horario nocturno. El sistema HyTow, las emisiones acústicas son de 70 dB (equivalente al ruido de una



oficina), mientras que los sistemas convencionales estas toman valores cercanos a los 120 dB (equivalente al despegue de un avión).

A parte de esta ventaja, mediante la utilización de este sistema, evitara la emisión de 3 750kg CO<sub>2</sub>/año. La posibilidad de operación en periodo nocturno eliminando molestias a los vecinos y la reducción del tamaño del sistema, mejorando movilidad y accesibilidad, son otras de las ventajas que presenta este tipo de aplicación.

- Carretilla elevadora con pila de combustible de hidrogeno

Se ha llevado a cabo la transformación de una carretilla elevadora eléctrica de baterías en una carretilla eléctrica con pila de combustible.

Los principales problemas que presentan las carretillas de baterías son los largos tiempos de recarga de las baterías y la escasa autonomía que presentan.

En un mismo turno de trabajo de 8 horas, un operario deberá parar al menos una vez para reemplazar las baterías por unas cargadas (tiempo perdido en el reemplazo 15-30 minutos); con una carretilla de hidrógeno la recarga se hace inmediata (2-3 minutos) y una única carga permite operar durante todo el turno de trabajo.

En este desarrollo, la Fundación del Hidrógeno en Aragón ha llevado a cabo un balance de planta para la integración de una pila de combustible en la carretilla elevadora.

Cabe destacar, que esta aplicación, en la que la tecnología del hidrogeno, empieza a tener sentido en el tema económico, como se puede observar a continuación, con los costes aproximados de los diferentes tipos de carretilla.

- Carretilla diésel: 15 000 €
- Carretilla eléctrica: 14 700 €
- Carretilla hidrógeno: 28 000 €

Centrándonos en las emisiones, destacar que mediante el uso de carretillas eléctricas de baterías y carretillas eléctricas de pila de combustible de hidrogeno son nulas, mientras tanto que si utilizáramos una carretilla diésel estas toman el valor de 0,869 kgCO<sub>2</sub>/km.

La utilización de la carretilla en las instalaciones en la Fundación, es escasa, pueden llegar a recorrer del orden de 100 km al año, por lo tanto se evitara la emisión de 87 kgCO<sub>2</sub>/año.

Destacar que, esta reducción se verá aumentada considerablemente en centros logísticos en la

que la utilización de las carretillas es mucho mayor que en el caso de la Fundación Hidrogeno Aragón.

Una carretilla de pila de combustible de hidrogeno, presenta la siguientes ventajas frente a los dos tipos de tecnologías existentes.

**Comparativa con carretilla eléctrica:**

- Reduce el tiempo de recarga, pasando de 8 horas a un repostaje de 2-3 minutos (reducción 99,4%).
- Proporciona una autonomía del doble o el triple en cada repostaje.
- Aumenta la productividad (mayor número de desplazamientos/turno de trabajo).
- Reduce tiempos perdidos en repostaje (Reducción 87%).
- Elimina la necesidad de tener un segundo banco de baterías para operar mientras las primeras están cargando.

**Comparativa con carretilla diésel:**

- Elimina las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Funcionamiento silencioso.
- Reducción del número de piezas móviles y por lo tanto del mantenimiento.
- Mayor adaptación a la conducción (aceleración, velocidades, inclinación).

Después de ver todas las ventajas que nos aportan este tipo de aplicaciones, ni que decir tiene que todas ellas son totalmente extrapolables a diferentes puntos de aplicación, a modo de ejemplo, entraremos en el detalle de como se ha dimensionado el tren de potencia del vehículo eléctrico de pila de combustible de hidrogeno y que es totalmente extrapolable al resto de aplicaciones.

El principal cambio de las aplicaciones es el perfil del consumo, que varía según el tipo de aplicación, no consume lo mismo una carretilla elevadora que una bicicleta.

Conociendo el consumo de las diferentes aplicaciones y viendo el espacio disponible, se llevara a cabo el diseño del sistema de potencia. Este sistema de potencia, estará formado por unos depósitos de hidrogeno, que serán los que nos proporcionaran la autonomía que nosotros deseamos para nuestra aplicación, una pila de combustible de hidrogeno, que será la encargada de la generación de energía eléctrica que alimentara los motores de nuestra aplicación y además unas baterías, para dar una tensión constante y además almacenar la energía que se regenerara cuando se produzcan frenadas en nuestra aplicación.

Actualmente, el principal problema para que estas aplicaciones de movilidad triunfen en otros contextos, es la falta de hidrogeneras, que permitan la capacidad de repostar este tipo de vehículos dando igual la ubicación de dichas aplicaciones.

Ni que decir tiene mediante el empleo de estos medios de movilidad alternativos, se reducirán las emisiones de efecto invernadero, por todos es sabido, que la mayoría de las emisiones de efecto invernadero que tenemos en la actualidad, vienen

determinadas por nuestros vehículos, pero para esto también es necesario un cambio de mentalidad de toda la población mundial.

## 2. Conclusiones

Dentro de esta acción se han llevado a cabo diferentes instalaciones para utilizar el hidrógeno como vector energético. En este documento se han desarrollado las pautas a seguir para su implementación. Como conclusiones extraemos las siguientes:

- Los sistemas aislados son viables técnicamente en la actualidad. El apoyo con pila de hidrógeno deberá ofrecerse en los casos es que se desee un mayor ahorro de emisiones, ya esta opción actualmente no es atractiva desde el punto de vista económico.
- La inclusión de una pila de combustible de SAI, es una gran opción en aquellos sistemas de back-up en los que deseemos una gran autonomía y fiabilidad. La posibilidad de añadir almacenamiento mientras el quipo está en funcionamiento proporciona un gran valor añadido.
- Es posible instalar SAIs de hidrógeno en sala de servidores estándar, únicamente realizando un acondicionamiento de la sala, acompañado de su correspondiente estudio ATEX.
- Se ha demostrado la viabilidad técnica de la conexión de una pila a la red eléctrica, siendo la topología de conexión en autoconsumo como la más recomendable en la actualidad.
- En la actualidad la normativa española no contempla las pilas de combustible como generadores conectados a red, por lo que se propone el uso de las topologías aisladas o asistidas, desarrolladas también en el ámbito de la instalación aislada ensayada en el proyecto.
- La pila de combustible genera suficiente energía térmica para ser utilizada en suelo radiante o fancoil. La elección de un sistema u otro depende únicamente de las necesidades del cliente.

- En la instalación de pila de hidrógeno para cogeneración, según el marco regulatorio actual de generación eléctrica, no es posible instalar una pila de hidrógeno para verter electricidad a la red, por lo que la instalación debería ser aislada de la red.
- Las aplicaciones de movilidad para que triunfen se necesita una red de distribución de hidrogeno más desarrollada y además es necesario un cambio de mentalidad en la población. Pero la tecnología técnicamente está totalmente desarrollada, habría que seguir investigando en los temas de almacenamiento de energía, para conseguir unas autonomías superiores.
- Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, son una realidad y con ellas se reduce considerablemente las emisiones de efecto invernadero y además se reduce el consumo eléctrico y por lo tanto se produce un ahorro en la factura de la luz.

### 3. Resumen para el público general

A continuación, basándonos en la experiencia real de la Fundación Hidrogeno Aragon, se va a llevar a cabo una puesta en valor de los resultados obtenidos. Analizaremos la viabilidad de cada aplicación en la actualidad.

#### Instalación aislada de la red

Los sistemas aislados son viables técnicamente en la actualidad. El apoyo con pila de hidrógeno deberá ofrecerse en los casos es que se desee un mayor ahorro de emisiones, ya esta opción actualmente no es atractiva desde el punto de vista económico.

#### Instalación de back up (SAI de Hidrogeno)

La inclusión de una pila de combustible de SAI, es una gran opción en aquellos sistemas de back-up en los que deseemos una gran autonomía y fiabilidad. La posibilidad de añadir almacenamiento mientras el equipo está en funcionamiento proporciona un gran valor añadido.

Es posible instalar SAIs de hidrógeno en sala de servidores estándar, únicamente realizando un acondicionamiento de la sala, acompañado de su correspondiente estudio ATEX.

#### Pila de cogeneración

La pila de combustible genera suficiente energía térmica para ser utilizada en suelo radiante o fancoil. La elección de un sistema u otro depende únicamente de las necesidades del cliente.

Destacar, que no existe, en la actualidad normativa que regule el uso del hidrogeno para producir energía y su posterior venta a la red eléctrica, por lo que, hasta que salga a la luz normativa al respecto, la inclusión de pilas de combustible tendra que ser en aplicaciones aisladas de la red.

#### Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo

La instalación de autoconsumo fotovoltaico que se ha instalado en el edificio de la Fundación Hidrogeno Aragón, se ha construido con el fin de producir in situ la energía que posteriormente se consumirá en el edificio de la Fundación.

La instalación está formada por los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos Sanyo, con una potencia total de 7 kWp
- Inversor SMA

Con una instalación de este tipo conseguiríamos lo siguiente:

- Generar energía limpia
- Consumir energía en el mismo punto que se consume
- Reducir pérdidas energéticas por transporte eléctrico

#### Movilidad sostenible

- Bicicletas eléctricas

Las bicicletas eléctricas tienen un motor eléctrico que alimentado a través de una batería eléctrica impulsa la bicicleta reduciendo el esfuerzo. Dicho motor se pone en funcionamiento siempre que no se dé una de las siguientes circunstancias:

- La velocidad sea mayor de 25 km/h.
- Alguno de los frenos esté pulsado.
- Cese el pedaleo.

Estas bicicletas han sido cedidas al PT Walqa en el marco de un convenio de colaboración para facilitar los desplazamientos de los trabajadores del parque, reduciendo de este modo las emisiones de CO<sub>2</sub> en la zona.

- Vehículos eléctricos

Mediante la conversión de un vehículo eléctrico de baterías a un vehículo eléctrico de pila de combustible de hidrógeno. Esta conversión proporciona aumento en

la autonomía del vehículo (incluso hasta un 50%) y reducción en el tiempo de recarga (periodos de 8 horas inicialmente a recargas de 3-4 minutos).

El motor eléctrico se alimenta a partir de la energía eléctrica que proporciona la pila de combustible. Ésta se alimenta con hidrógeno comprimido a 350bar. El vehículo además cuenta con un sistema de recuperación del calor generado por la pila de combustible, el cual se emplea en el circuito de calefacción del vehículo, reduciendo de este modo el consumo total de energía.

Además, se ha llevado a cabo la homologación del mismo tras la conversión, con lo que el vehículo se encuentra totalmente operativo.

Además, también se dispone de un vehículo eléctrico de baterías, para el uso de los trabajadores de la Fundación y para realizar ensayos comparativos entre ambas tecnologías.

- Carretilla de pila de combustible

Mediante la transformación de una carretilla elevadora eléctrica de baterías en una carretilla eléctrica con pila de combustible.

Los principales problemas que presentan las carretillas de baterías son los largos tiempos de recarga de las baterías y la escasa autonomía que presentan.

En un mismo turno de trabajo de 8 horas, un operario deberá parar al menos una vez para reemplazar las baterías por unas cargadas (tiempo perdido en el reemplazo 15-30 minutos); con una carretilla de hidrógeno la recarga se hace inmediata (2-3 minutos) y una única carga permite operar durante todo el turno de trabajo.

- Hidrolimpiadora (HyTow)

El proyecto *HyTow* consiste en el desarrollo de un sistema de comunicación autosuficiente y totalmente renovable, con la utilización de paneles fotovoltaicos y una pila de combustible de hidrogeno.

El prototipo, un carro o remolque, dispone de una antena que permite dar una mayor cobertura en lugares con excesiva aglomeración de gente.

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que transforma de manera directa la energía del combustible, en este caso hidrógeno, en electricidad; reduciendo tanto la contaminación atmosférica como la acústica.

El manejo o movimiento del carro por los lugares donde se va a instalar es es muy sencillo para

el operario, ya que está dotado de un sistema de *jockey Wheel* (rueda especial para desplazamientos) que permite libertad de movimientos.

El sistema equivalente sería un conjunto lo que conocemos como un grupo electrógeno formado por de un motor diésel, incorporado en una camioneta o pick-up para los desplazamientos.