Capítulo 4 - Aplicaciones

Mejora de un sistema μ-CHP (electricidad y calor combinado) con pila de combustible PEM de alta temperatura basado en metanol

J. Escartín, E. Romero, J. Soler

Instituto Universitario de Investigación e Ingeniería de Aragón (I3A), Universidad de Zaragoza, Campus Río Ebro, edificio I+D, C/ Mariano Esquillor s/n, 50018 Zaragoza, España

RESUMEN: *En el presente trabajo se ha querido realizar un análisis de viabilidad de un sistema μ-CHP basado en metanol partiendo de una investigación anterior. Dicho trabajo se ha tomado como punto de partida (caso base) ya que, aunque estaba optimizado energéticamente en términos de rendimiento (tanto del reformador, como global), no lo estaba en términos de eficiencia (rendimiento exergético), por lo que se ha explorado ese aspecto, y se ha maximizado el rendimiento eléctrico, simplificando el diseño del combustor con una sola etapa de reacción. Simultáneamente se han propuesto redes de intercambio de calor en las que, bien se ha minimizado el número de equipos empleados, o bien se ha maximizado la eficiencia. Se ha escogido una solución intermedia, denominada configuración híbrida, que ha servido de base a los casos con combustión multietapa. Con los casos de combustión multietapa (en serie, en "split" y en paralelo) se ha tratado de analizar, de forma realista, qué tipo de alimentación al combustor está más indicada para implementar lo simulado a una instalación real. Las temperaturas de operación de los combustores (T > 1400 °C) descartan el uso de la última configuración. Por último, se ha evaluado la posibilidad de no precalentar las corrientes de alimentación al combustor, reduciendo así el número de intercambiadores. Esta opción también es viable, pero se requiere un borboteador para alimentar el metanol capaz de alcanzar la saturación de la corriente de aire.*

ABSTRACT: *In this paper we have tried to make a feasibility analysis of aμ-CHP system based on methanol based on previous research. That work has been taken as a starting point (base case) because it was energetically optimized in terms of performance (both the reformer and global) but it was not in terms of efficiency (exergetic efficiency), so that aspect was explored, and electrical performance is maximized, simplifying the design of combustor with a single reaction step. Simultaneously heat exchangers networks have been proposed either minimizing the number of equipment used, either maximizing the efficiency. An intermediate solution called hybrid configuration have been chosen, which has provided the basis for cases with multistage combustion. In the case of multistage combustion (serial, parallel and split) it has tried to analyse realistically what kind of fed to the combustor is best placed to approximate a real installation. Operating temperatures of combustors (T> 1400 °C) dismisses the use of the latest configuration. Finally, we evaluated the possibility of not preheating the feed streams to the combustor, thereby reducing the number of exchangers. This option is also viable but a methanol bubbler capable of reaching the saturation on air is required.*

Palabras clave: *sistemas de pilas de combustible, micro-CHP, HTPEMFC, reformado de metanol, modelado*
Keywords: *fuel cell systems, micro-CHP, HTPEMFC, methanol steam reforming, modelling*

1. INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de producción de electricidad y calor combinado (*Combined Heat and Power, CHP*), o cogeneración, se han desarrollado con el fin de aumentar la eficiencia energética de algunos sistemas. Consisten en el aprovechamiento del calor residual que se genera en un proceso de producción eléctrica. Este aumento de eficiencia energética supone una reducción de emisiones contaminantes y, por ello, en los últimos años en la Unión Europea y en otros países se han aprobado medidas que promueven su uso [2].

Una de las tecnologías más interesantes que pueden usarse en sistemas a pequeña escala (μ-CHP) son las pilas de combustible. Su uso supone una alternativa más beneficiosa para el medio ambiente que la forma convencional de abastecimiento energético: tomar electricidad de la red y calor de una caldera convencional o de condensación [3]. Otra ventaja de estos sistemas, es que la producción se hace de forma descentralizada, lo que permite que la electricidad sea producida en la zona de consumo. Debido a esto, se reducen considerablemente las pérdidas en el transporte, que se encuentran entre el 6 y el 24% para la red eléctrica Europea [4].

El trabajo presentado se basa en un sistema μ-CHP (producción combinada de electricidad y calor) propuesto en un estudio anterior [1]. El equipo

principal del sistema es una pila de combustible tipo *PEM* de alta temperatura (*HTPEM*) alimentada por hidrógeno. El hidrógeno se obtiene mediante reformado de metanol *in situ* en un reactor apropiado. Debido a que el reformado requiere aporte de calor, el sistema incluye un combustor catalítico que se alimenta, por simplicidad, también con metanol. El producto principal del proceso es electricidad, y como subproducto se obtiene energía calorífica en forma de agua caliente sanitaria (ACS). Tanto el modelo original como los diferentes modelos que se han propuesto basados en él, se han simulado en la plataforma Aspen One HYSYS®.

El modelo en el que se basa el proyecto no estaba totalmente optimizado (particularmente en cuanto al número de intercambiadores de calor), por lo que mediante técnicas basadas en el análisis *Pinch*, se ha realizado un trabajo de integración y optimización energética (y exergética) del modelo original, así como de otras configuraciones alternativas. Este trabajo se justifica en términos de eficiencia energética. Con el modelo o modelos finales obtenidos se proponen una serie de mejoras sobre el caso inicial.

Los objetivos del proyecto fueron mejorar la propuesta del sistema μ-CHP existente, capaz de suministrar 1 kW de potencia eléctrica, y analizar su viabilidad.

2. MODELO DEL SISTEMA

Para mejorar el modelo base [1] desde el punto de vista energético se planteó, por una parte, minimizar el número de intercambiadores de calor y, por otra parte, maximizar la eficiencia energética. Es importante saber que, desde el punto de vista del rendimiento energético global de la instalación, éste no puede mejorarse, ya que la energía que no se transforma en electricidad siempre se aprovecha en forma de agua caliente. No obstante, la calidad de la energía térmica y eléctrica es diferente y, por ello, se primará la producción de electricidad frente a la de agua caliente. Para establecer un criterio termodinámico que permita analizar la bondad del diseño de los procesos, se recurre al término de exergía. La exergía física es la debida al desequilibrio térmico y mecánico del sistema. Puesto que en el sistema tratado en el trabajo no hay desequilibrios mecánicos, la exergía física de un sistema, B_f, puede definirse aplicando la ecuación (1):

$$B_f = n[(h - h_0) - T_0(s - s_0)] \quad (1)$$

Donde h, n, y s son la entalpía, masa y entropía del sistema, y h_0, T_0 y s_0 son la entalpía, temperatura y entropía del ambiente de referencia, respectivamente. Realizando los cálculos pertinentes se obtiene, para el caso del metanol, que la relación entre el rendimiento eléctrico (η_e) y el térmico (η_T) es aproximadamente 16 veces mayor al considerar la exergía (η_{be} y η_{Te}, respectivamente), lo que se muestra en la ecuación (2):

$$\frac{\eta_{b_e}}{\eta_{b_{Te}}} = 15{,}97\frac{\eta_e}{\eta_T} \quad (2)$$

Esto implica que, en términos de exergía, elevar un 1% el rendimiento eléctrico es igual de eficiente que elevar un 16% el rendimiento térmico del proceso. Por este motivo (además de por motivos económicos) se preferirá maximizar el rendimiento eléctrico ante el rendimiento térmico, aunque el rendimiento global del proceso pueda ser inferior.

El modelado de la pila de combustible *HTPEM*, del reformador y del combustor se realiza en base al trabajo previo [1]. En presente caso se ha modelado el combustor según 4 configuraciones diferentes: combustor monoetapa, esto es, un solo combustor (Fig. 1) y varios combustores con configuraciones en serie, en *split* y en paralelo. Estas 3 últimas configuraciones se diferencian en la forma de introducir los reactivos en cada una de las etapas de combustión. En la configuración en serie se introducen todos los reactivos al primer combustor, en la configuración en paralelo los reactivos se introducen individualmente a los distintos combustores, y en la configuración *split* el aire se introduce a la primera etapa de combustión, pero el combustible se introduce a los diferentes combustores por separado.

A la hora de diseñar la red de intercambiadores de calor pueden perseguirse 2 objetivos: diseñar la red con el mínimo consumo de servicios (MS) o diseñar la red empleando el mínimo número de equipos (ME). Mientras que en una configuración MS se busca un óptimo termodinámico, en una configuración ME el objetivo es reducir el número de intercambiadores al mínimo. Se crearon, asimismo, modelos con las situaciones intermedias entre MS y ME (configuraciones híbridas), disponiendo diferente número de intercambiadores entre las dos situaciones extremas.

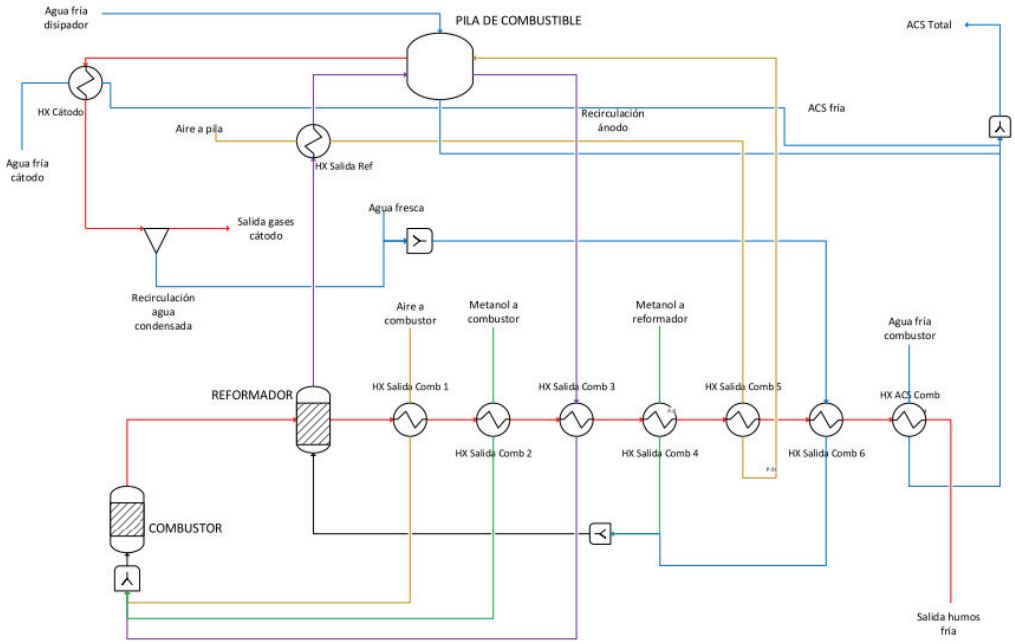

Fig. 1. Esquema de la configuración de combustor en monoetapa, minimizando el número de intercambiadores (ME).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Combustor monoetapa

Para el caso de combustor en monoetapa, se ha aplicado el método *Pinch* para simular las configuraciones MS, ME y las intermedias entre ambas (Tabla 1). Se comprueba que la optimización energética (MS) supone una maximización de rendimientos (global y especialmente eléctrico) a costa de tener un mayor número de equipos (16 intercambiadores). Se ha presentado en la Tabla 1 la configuración intermedia con 12 intercambiadores, la cual presenta elevados rendimientos global y eléctrico, pero reduciendo el número de cambiadores en 4 unidades (menores costes de instalación y de operación, y menor volumen del sistema).

Tabla 1. Rendimiento de las tres configuraciones para combustor monoetapa.

	MS	Híbrida	ME
Rto. Eléctrico	0,446	0,439	0,405
Rto. Térmico	0,543	0,549	0,574
Rto. Global	0,989	0,987	0,978
ACS (L/h)	25,4	26,2	29,8
Intercambiadores	16	12	10

Por tanto, se ha optado finalmente por una configuración híbrida de 12 intercambiadores para los posteriores modelos de varios combustores. La necesidad de trabajar en el combustor monoetapa a temperaturas superiores a 1300 °C hace necesario buscar condiciones de trabajo menos severas para dotar al sistema de una mayor aplicabilidad en un sistema real. Para ello se propone usar en el sistema combustores múltiples.

3.2. Combustores múltiples

En esta sección se han estudiado diferentes disposiciones, basadas en lo aprendido de las configuraciones con combustor monoetapa, y que han permitido dar un enfoque más realista al proceso. Los siguientes casos han sido elaborados a partir de la red de intercambiadores de la configuración híbrida. La red de intercambiadores se ha dispuesto de la misma forma, pero en lugar de obtener una única fuente de calor proveniente de la corriente de salida del combustor, la combustión se ha modelado en cinco equipos y entre cada uno de ellos se ha intercambiado calor de forma independiente. Los rendimientos obtenidos en ellas aparecen en la Tabla 2.

Tabla 2. Rendimiento de las tres configuraciones para combustores en varias etapas.

	Serie	Split	Paralelo
Rto. Eléctrico	0,439	0,439	0,432
Rto. Térmico	0,548	0,548	0,554
Rto. Global	0,987	0,987	0,986
ACS (L/h)	26,2	26,2	26,8

Los resultados de rendimiento son similares si bien las diferencias más notables se encuentran en las temperaturas de salida de cada uno de los cinco

combustores que componen cada caso. En la Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 3. Temperaturas de salida (°C) de las etapas de combustión en las tres configuraciones.

Combustor	Serie	Split	Paralelo
1	551	580	1427
2	459	482	1427
3	604	684	1427
4	501	527	1427
5	660	660	1427

Las altas temperaturas necesarias para operar los combustores en la configuración en paralelo lo descartan desde el punto de vista práctico por la necesidad de usar materiales especiales lo que encarecería el sistema y vería disminuida su durabilidad. En cuanto a las otras dos configuraciones las diferencias de temperatura no son relevantes.

3.3. Combustores múltiples sin precalentamiento

Por último se han evaluado modelos en los que los reactivos introducidos al combustor se han introducido a temperatura ambiente, sin emplear precalentamiento.

El hecho de no precalentar la corriente de metanol al combustor hace necesario emplear algún método de distribución del combustible para que la reacción se lleve a cabo de forma homogénea. Se ha decidido emplear un borboteador, simulado mediante un módulo *Separator* de HYSYS®, que simula un equilibrio de fases que se tiene al poner en contacto una corriente de metanol líquido con parte del aire de alimentación. De esta forma se consigue alimentar el metanol en forma de vapor y que la mezcla sea homogénea. La evaporación del metanol es endotérmica, por lo que es necesario aportar calor en el borboteador para mantener unas condiciones de temperatura constantes.

Con esta modificación se observa que el rendimiento es el mismo que el de las configuraciones análogas con precalentamiento si bien se pueden prescindir de al menos dos cambiadores de calor. Sin embargo, desde el punto de vista de la aplicabilidad, sería necesario en el diseño del borboteador garantizar que la saturación del aire en metanol alcanza los valores teóricos previstos en todo momento para que el flujo de metanol al sistema sea suficiente para conseguir los valores de producción de calor y temperatura esperados.

4. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se comprueba la necesidad de mejorar el rendimiento eléctrico en un sistema μ-CHP debido a que la calidad de la energía eléctrica es 16 veces mayor que la térmica.

Tras realizar variaciones en un caso inicial del sistema μ-CHP se seleccionó un caso intermedio (híbrido) entre una red con el mínimo consumo de servicios (MS) y una que emplea el mínimo número de equipos (ME). Esta configuración presenta unos rendimientos similares al caso MS pero puede operar con 4 intercambiadores de calor menos, lo que posibilita una menor inversión en equipos y una mejor integración de los mismos, además de un menor volumen del sistema.

Una vez seleccionado este sistema, se comprobó que el uso de cinco combustores en lugar de uno permitía disminuir la exigencia térmica en el proceso de combustión en dos de los tres casos. Así, para las configuraciones denominadas *serie* y *split* se consiguió mantener los valores de rendimiento obtenidos con un solo combustor pero sin sobrepasar los 700 °C de temperatura.

Una mejora adicional se consiguió incorporando una etapa de saturación de la corriente de aire con metanol utilizando un borboteador. Esta modificación permite la eliminación de dos intercambiadores de calor pero requiere un diseño cuidadoso del equipo y de la operación para asegurar que la saturación de la corriente sea cercana a los valores teóricos de manera que satisfaga las demandas de caudal para cumplir con las exigencias de electricidad y calor que se prevean en cada momento para el sistema.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer al MINECO (proyecto ENE2013-44350-R) y al Fondo Social Europeo (FSE) a través del Gobierno de Aragón (financiación Grupo de Investigación CREG) la financiación recibida.

Bibliografía

[1] E. Romero-Pascual, J. Soler, Int. J. Hydrogen Energy 39(8) (2014) 4053-4059.
[2] Directive 2004/8/EC of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.
[3] V. Kuhn, J. Klemeš, I. Bulatov, Appl. Thermal Eng. 28(16) (2008) 2039-2048.
[4] T. Elmer, M. Worall, S. Wu, S. B. Riffat, Renewable and Sustainable Energy Reviews 42 (2015) 913-931.

Operación de un sistema integrado

T. González Ayuso[1], J.L. Serrano[1], J.L. Ortiz[1], N. Santos[2], D. Corral[2] y J.M. Santiago[2]

[1]Unidad de Pilas de Combustible, Ciemat, Av. Complutense 40, 28040 Madrid, España
[2]Escuela Superior Ciencias Experimentales y Tecnología (ESCET), URJC, C/Tulipán 0, 28933 Móstoles, Madrid, España

RESUMEN: *Se discuten los resultados obtenidos durante la operación de un sistema integrado que constituye la planta de ensayos de la Unidad de Pilas de combustible del Ciemat. Se resumen algunos datos obtenidos por los diferentes equipos que constituyen la planta y se discuten los más representativos. Se han tratado datos de la generación de paneles solares fotovoltaicos, la acumulación de la energía generada en las baterías, su transformación en hidrógeno o su consumo directo en la carga dinámica y el almacenamiento del hidrógeno y su conversión en energía eléctrica mediante una pila de combustible.*

ABSTRACT: *We discuss the results obtained during the operation of an integrated system that constitutes testing plant of Fuel cells Unit of Ciemat. Summarizes data obtained from different equipment of the plant and most representative data are discussed. Data of the generation of photovoltaic solar panels, the accumulation of energy in the batteries, its transformation into hydrogen or their direct consumption in a dynamic load and storage of hydrogen and its conversion into electricity through a fuel cell have been treated.*

Palabras clave: *Sistema híbrido, energía renovable, pila de combustible, hidrógeno, integración de sistemas.*
Keywords: *Hybrid system, renewable energy, fuel cell, hydrogen, systems integration.*

1. INTRODUCCIÓN

Los excesos de producción que debe asumir la red eléctrica debido a la generación de los parques eólicos en horarios de bajo consumo provoca que el CECRE [1] tenga que disminuir la generación de algunas de estas instalaciones para evitar la sobrecarga de la red. Este es un problema que se viene estudiando desde hace tiempo con el objetivo de aprovechar el exceso de energía generado almacenándolo de alguna forma y reutilizándolo cuando el consumo es más alto. Uno de los sistemas que se emplean para el almacenamiento temporal de la electricidad es su conversión en energía química mediante la electrolisis del agua generando hidrógeno y su posterior alimentación a una pila de combustible para volver a generar electricidad.

Este ciclo puede integrarse también para la construcción de sistemas integrados que pueden utilizarse para fines tanto residenciales como industriales. En nuestros laboratorios se llevan estudiando estos sistemas y su integración desde hace varios años y en este trabajo se recopilan algunos datos recogidos durante la operación de nuestros equipos durante los últimos meses.

2. PARTE EXPERIMENTAL

Los equipos que componen la estación de ensayos EGA-3000 son dos grupos de paneles fotovoltaicos (PV) de 1,5 kW_p cada uno, que suministran una potencia total de 3 kW. Estos generadores proporcionan la energía con la que trabaja el sistema integrado. La energía puede ser almacenada en un sistema convencional basado en un grupo de baterías de plomo (Bat) con una capacidad de 600 Ah. La estación incluye un electrolizador alcalino (Claind) que puede convertir la energía eléctrica en energía química, con una capacidad de generación de hidrógeno de 1 Nm^3/h, que es el segundo sistema de almacenamiento, en este caso como hidrógeno en forma de hidruros metálicos, y con una capacidad de almacenamiento de 5 kg de hidrógeno (unos 70 Nm^3). Una pila de combustible PEM de la casa Horizon de 5 kW de potencia puede reconvertir la energía química a electricidad cuando es necesario. Una carga dinámica completa el ciclo y permite simular el consumo de la energía generada en función de las todas las variables del sistema. Todo este sistema esquematizado en la Figura 1 es controlado por un sistema de gestión energética (EMS), cerebro del sistema que ha sido desarrollado totalmente en nuestro laboratorio en lenguaje labview y optimiza el funcionamiento de todos los equipos que forman la mini red integrada [2].

La estación también tiene un emulador de turbina eólica (WT) con una potencia máxima de 6 kW que se conectará en breve.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Datos

Se presentan los datos de un día de operación del mes de diciembre pasado. El día era nublado y la generación solar fue durante todo el día bastante reducida.

3.2. Sistema de control

El programa de control permite trabajar en varios modos de funcionamiento en función de la forma de controlar el consumo de energía. En cualquiera de los tres modos el programa gestiona la estación empleando energía almacenada si es necesario o almacenando parte de la energía generada si su valor es mayor que la consumida.

En modo manual el operador fija un valor constante para la energía que debe ser consumida. En modo prefijado el programa toma un valor de un perfil de consumo diario. En modo automático el programa calcula el excedente de energía y lo deriva en función de los niveles de llenado hacia la batería, el electrolizador o se consume directamente en la carga dinámica.

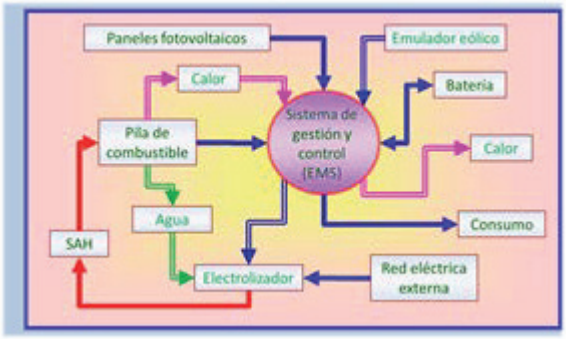

Fig. 1. Esquema de la estación de ensayos EGA-3000.

Los parámetros de operación son: modo de operación: automático. El programa calcula la energía generada, mantiene el nivel de carga de la batería y deriva el excedente a la carga. $SOC_{arranque\ FC}$ = 84 %. $SOC_{parada\ FC}$ = 86 %

3.3. Generación y consumo

En la Figura 2 se recogen los datos recopilados de las intensidades de corriente que circulan por cada equipo. Destacar que cuando la pila de combustible arranca la batería absorbe la corriente generada y se recarga. Cuando los paneles fotovoltaicos generan parte de la energía recarga las baterías y la otra parte se consume ya sea en la carga, cuando se genera por debajo de un límite fijado que en este ensayo ha sido de 500 W, o en el electrolizador, cuando la energía generada sobrepasa el límite marcado. Por último se observa cómo la batería genera o absorbe energía en función del resto de los equipos.

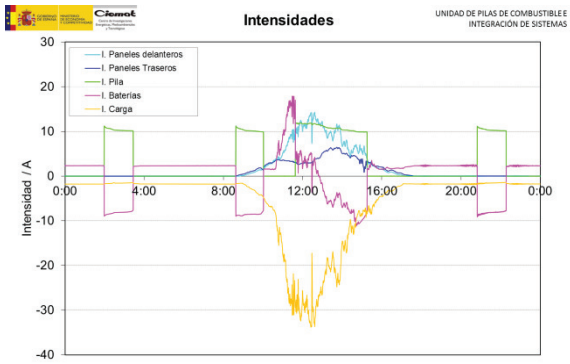

Fig. 2. Intensidades registradas a o largo de las 24 h de un día.

En las Figuras 3 y 4 se recogen los datos de la "potencia" generada (con signo positivo) o consumida (con signo negativo) por cada uno de los equipos. En la primera sólo figuran los datos de los paneles fotovoltaicos y de los sensores con los que se regula el consumo y en la segunda se agrupan los datos de cada uno de los equipos.

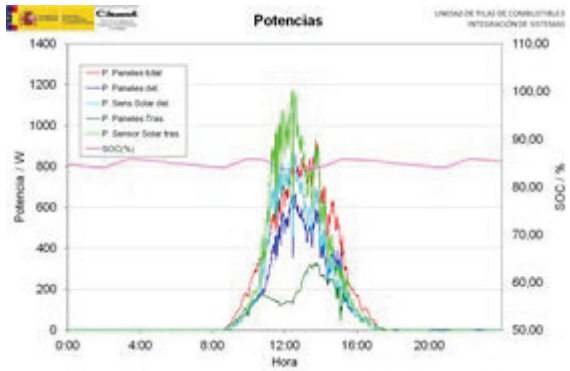

Fig. 3. Generación de los paneles solares.

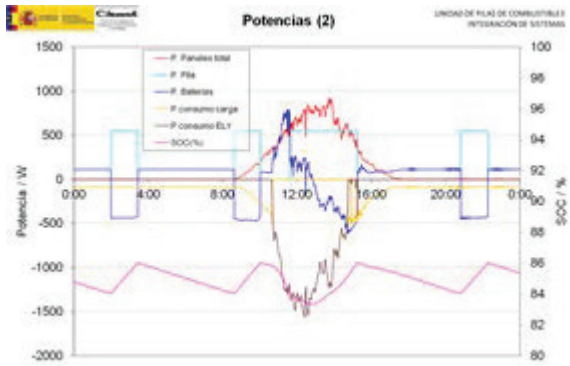

Fig. 4. Potencias de generación y consumo.

Existe una diferencia entre los sensores solares y la generación de los PV debido a su disposición física y a la distinta sensibilidad frente a la irradiancia solar.

También se aprecia el cambio de consumo cuando se llega al límite fijado de 500 W. Por debajo de este consumo el excedente de energía se consume en la carga dinámica, mientras que cuando se genera en mayor cantidad es electrolizador el que convierte la electricidad en hidrógeno.

En la Figura 5 se representan los datos almacenados de las tensiones de los equipos de la estación de ensayos.

La tensión de la pila de combustible permanece casi constante lo que se explica suponiendo que la salida del DC/DC que acondiciona su salida al bus de continua lo hace ligeramente por encima de los convertidores de los paneles solares. Al contrario ocurre con el convertidor que regula la salida de los paneles traseros: se obsevan dos "picos" en los que la tensión de este grupo de paneles alcanza valores máximos. Este comportamiento implica que la tensión de salida del convertidor está regulada con un valor muy cercano al del bus de continua y el equipo no es capaz de vencer esa barrera y no genera por lo que la tensión de los paneles se eleva a valores cercanos a su tensión de circuito abierto.

Fig. 5. Tensiones de salida de los generadores.

La tensión del bus, fijada por la tensión más alta de los equipos generadores no baja de los 48 V teóricos de las baterías, indicando un estado de carga bastante alto, probablemente superior al medido mediante el balance de las intensidades de corriente. Relevante es el dato de que las baterías tienen más de 15 años de operación con varios vasos en mal estado y, sin embargo, la tensión del bus en ausencia de generadores no baja del valor teórico mencionado.

En la Figura 6 se presentan los datos registrados relacionados con el hidrógeno.

El sistema de almacenamiento de hidrógeno está construido de tal forma que con el único másico del que disponemos se puede medir y controlar el caudal de entrada o el de salida y, en el caso de que el electrolizador esté generando y la pila de combustible operando, la medida que lee es la suma de los dos caudales. Por ello las cantidades de hidrógeno almacenado y consumido se calculan en función de la intensidad de corriente de los equipos.

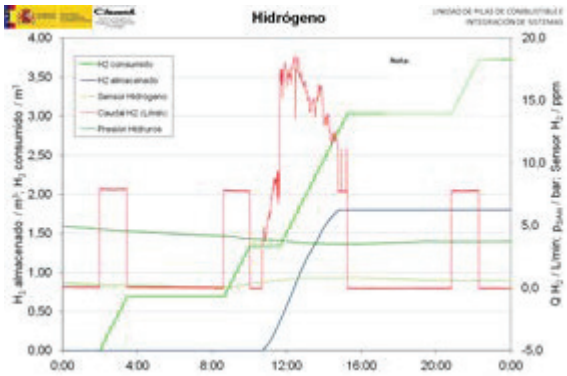

Fig. 6. Gestión del hidrógeno.

A partir de los datos calculados se comprueba que el balance de hidrógeno es negativo, como cabía esperar debido a la poca generación solar registrada por la estación. Se observa claramente el incremento en la generación de hidrógeno cuando los paneles contribuyen, aunque sea en una pequeña cantidad a la generación eléctrica de la estación.

En la Figura 7 se representan las temperaturas registradas durante el ensayo. Cabe destacar la variación de la temperatura en la superficie de los paneles, que sube hasta los 30 ºC cuando hay un alto valor de la irradiancia, y disminuye durante la noche en ausencia de calor solar, en función de la temperatura ambiente. Las otras temperaturas, que se corresponden con la ambiente en el interior de la caseta de ensayos, varían a lo largo del día tan sólo debido al calentamiento de la estancia.

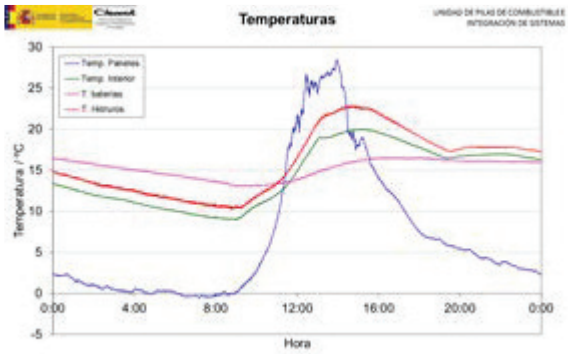

Fig. 7. Temperaturas.

De los datos de operación se pueden extraer los siguientes valores globales que corresponden al balance de generación y consumo de la estación a lo largo del día estudiado (Tabla 1).

Tabla 1. Balance diario de energía

Fuente	Energía
Energía solar disponible	6.327 kWh
Energía solar aprovechada	3.500 kWh
Energía entregada por las baterías	2.306 kWh
Energía absorbida por las baterías	-2.778 kWh
Energía absorbida por carga y electrolizador	-6.737 kWh
Energía generada por la pila de combustible	4.381 kWh

4. CONCLUSIONES

La operación de la estación permite modificar las estrategias de control y utilización de la energía para optimizar su utilización.

Dependiendo de las condiciones de generación solar y de las necesidades del consumo se pueden dimensionar los equipos integrantes para minimizar las pérdidas y la inversión en la instalación.

Agradecimientos

Este trabajo se ha realizado gracias a la financiación de la Comunidad de Madrid mediante el proyecto S009/ENE-1475. Otras fuentes de financiación de la Unidad que han permitido la realización de este trabajo han sido S-0505/ENE-304, MAT2010-20846, MAT2011-27151 y MAT2013-45043-P.

Bibliografía

[1] CECRE. http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/infografias-y-mapas/centro-de-control-de-energias-renovables-cecre-con-locucion

[2] T. González-Ayuso, M. Labrador, J.L. Serrano, M.A. Folgado, L. Daza. CONAPPICE 2006, 237-240.

[3] T. González-Ayuso, B. Martínez, J.L. Serrano, L. Daza. European Hydrogen Energy Conference EHEC2014.

Sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno

A. P. Vega-Leal[1], J.J. Brey[2], D. Rodriguez[3], M.T. Escudero Ávila[2]

[1]Dpto. Ingeniería Electrónica, Universidad de Sevilla, Av. Descubrimientos s/n, 41092 Sevilla, España
[2]Abengoa Hidrógeno, Campus Palmas Altas, C/ Energía Solar 1; 41014 Sevilla, España
[3]Solving Systems Engineering, Av. Leonardo Da Vinci 18, 41092 Sevilla, España

RESUMEN: *El almacenamiento es una de las grandes claves a resolver en los nuevos escenarios energéticos, basados en redes inteligentes, productores distribuidos e integración con renovables. Dentro de este sector, el hidrógeno se presenta como una alternativa más, tecnológicamente viable. El presente trabajo presenta dos configuraciones que Abengoa ha operado y opera en Sevilla, de cara a demonstrar esa viabilidad.*

ABSTRACT: *Storage is one of the key aspects to be handled, when approaching new energy scenarios, based on smart grids, distributed generation, and integrating renewable energy sources. Within this framework, hydrogen is introduced as one more option, technologically feasible. Current paper presents two different configurations, that have been operated (and continue to be) by Abengoa, in Seville, showing this feasibility.*

Palabras clave: *Almacenamiento energético, electrolizador, pila de combustible, sistema de control.*
Keywords: *Energy storage, electrolyzer, fuel cell, control system.*

1. INTRODUCCIÓN

El almacenamiento y la gestión de la energía se perfilan como uno de los grandes pilares de los paradigmas energéticos del futuro. Todos los escenarios (redes inteligentes, redes distribuidas, fuentes de energía renovable...) necesitan de unas adecuadas capacidades de almacenamiento de energía, que varían tanto en capacidad como en tiempo de almacenaje.

Dentro de este panorama, las soluciones basadas en pilas de combustible e hidrógeno juegan un papel crucial; por sus características, son capaces de competir con los dos principales métodos de almacenaje a gran escala: el aire comprimido y la hidráulica de bombeo, pero sin las necesidades de infraestructura civil y requerimientos de localización de estos métodos.

Los sistemas de almacenamiento energético basados en hidrógeno pueden dividirse en dos grandes familias: Power to Gas (P2G) y Power to Power (P2P). En los primeros, la energía eléctrica se convierte en hidrógeno mediante electrolizadores, para luego emplearse directamente como hidrógeno o como metano (mediante el adecuado proceso de metanación); en los segundos, el hidrógeno producido y almacenado vuelve luego a convertirse en energía eléctrica, habitualmente mediante el uso de pilas de combustible.

El presente proyecto presenta un sistema P2P, en el que se emplea un electrolizador para convertir energía eléctrica en hidrógeno, que es almacenado, para luego ser convertido de nuevo en energía eléctrica, cuando es requerido, mediante una pila de combustible.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El diagrama de bloques del sistema consta, básicamente, de tres componentes, amén del adecuado sistema de adecuación de potencia y de control. Por un lado, un electrolizador, que convierte la energía eléctrica (recibida durante el día y producida mediante paneles fotovoltaicos) en hidrógeno; por otro lado, hidruros metálicos para el almacenamiento de este gas; finalmente, una pila de combustible polimérica para convertir, durante la noche, el hidrógeno almacenado en electricidad, para alimentar las luminarias del área donde está instalado el sistema (Fig. 1).

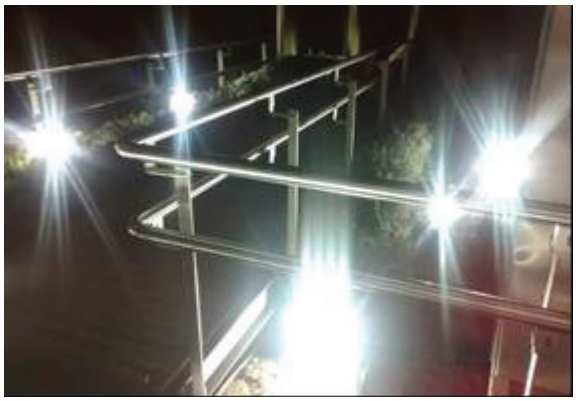

Fig. 1. Vista de la instalación desde el exterior, de noche, iluminada por la energía almacenada en hidrógeno.

Toda la instalación se encuentra ubicada en el Campus Palmas Altas, la sede de Abengoa en Sevilla. Para su instalación en el campus, se ha empleado una estructura tubular, dentro de la cual se encuentran todos los componentes del sistema de almacenamiento (salvo, como es lógico, los paneles fotovoltaicos).

2.1. Primera versión del hardware

La primera versión del sistema empleaba un electrolizador comercial alcalino para producir el hidrógeno (ver Fig. 2). Algunas de las características del sistema se encuentran recogidas en la Tabla 1.

Una fotografía del exterior de la estructura puede verse en la Fig. 3, y otra del interior en la Fig. 4.

El sistema estuvo funcionando durante un total de 1.440 horas. Tras este período, se procedió al cambio del electrolizador, pasando a emplear uno polimérico.

2.2. Segunda versión del hardware

La segunda versión del hardware (en funcionamiento en la actualidad) emplea un electrolizador polimérico desarrollado por Abengoa Hidrógeno (ver esquema en la Fig. 5). Algunas de las características del sistema se encuentran recogidas en la Tabla 2.

Una fotografía del interior de la estructura puede verse en la Fig. 6.

Hasta la fecha, el sistema ha estado funcionando durante más de 1.000 horas, y continúa en operación.

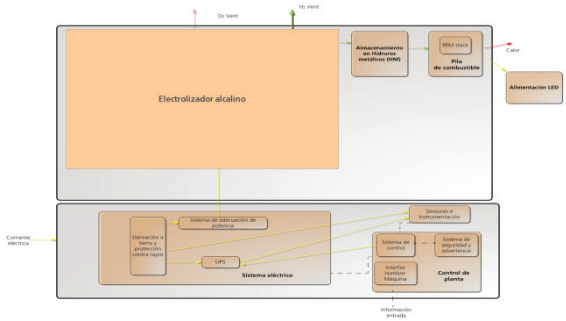

Fig. 2. Diagrama de bloques del sistema en su configuración con el electrolizador alcalino.

Tabla 1. Algunas magnitudes del sistema en su configuración con el electrolizador alcalino.

Características del electrolizador	
Potencia nominal (kW)	2,4
Producción de H_2 (kg/h)	0,044
Suministro potencia	AC 220V-50Hz
Máxima presión op. (barg)	0,7
Características de la pila de combustible	
Potencia nominal (kW)	1,2
Flujo de H_2 consumido (sL/m)	15
Pureza del H_2 (%)	99,999
Intensidad nominal (A)	52
Voltaje nominal (VDC)	20-36

Fig. 3. Vista del exterior del sistema en su configuración con el electrolizador alcalino.

Fig. 4. Vista del interior del sistema en su configuración con el electrolizador alcalino.

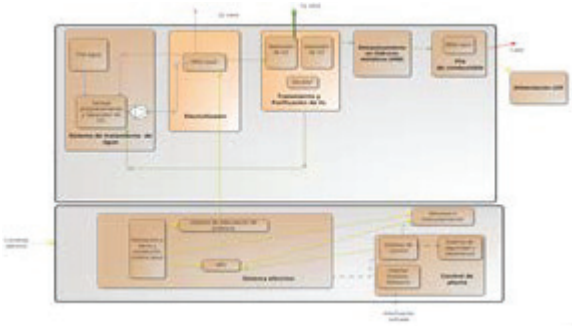

Fig. 5. Diagrama de bloques del sistema en su configuración con el electrolizador polimérico.

Tabla 2. Algunas magnitudes del sistema en su configuración con el electrolizador polimérico.

Características del electrolizador	
Potencia nominal (kW)	5,0
Producción de H_2 (kg/h)	0,079
Corriente entrada (A)	150
Máxima presión op. (barg)	20,7
Características de la pila de combustible	
Potencia nominal (kW)	1,2
Flujo de H_2 consumido (sL/m)	15
Pureza del H_2 (%)	99,999
Intensidad nominal (A)	52
Voltaje nominal (VDC)	20-36

Fig. 6. Vista del interior del sistema en su configuración con el electrolizador polimérico.

2.3. Sistema de control

Una de las principales novedades del sistema es el sistema de control de la planta, dividido a su vez en tres bloques: el sistema de control, propiamente dicho (que intercambia información con los sensores y la instrumentación), el sistema de seguridad y advertencia, y la interfaz hombre-máquina (MMI, de sus siglas en inglés). Este sistema de control ha logrado, en ambas versiones del hardware, un funcionamiento autónomo, con la capacidad de poder ser supervisado en remoto, extrayendo de cada configuración la máxima eficiencia.

3. CONCLUSIONES

Los sistemas de almacenamiento energético basados en hidrógeno son una alternativa real a otros métodos más "tradicionales", como las baterías. Permiten el almacenamiento estacional, de larga duración, o de una elevada cantidad de energía.

El sistema aquí reflejado lleva funcionando casi 2.500 horas, en las que se han evaluado dos electrolizadores, uno de tecnología alcalina y otro de tecnología polimérica. Ambos han funcionado correctamente, validándose técnicamente ambas configuraciones.

BOP y montaje de un Electrolizador de membrana

T. González Ayuso[1], J.L. Serrano[1], D. Corral[2] y J.M. Santiago[2]

[1]Unidad de Pilas de Combustible, Ciemat, Av. Complutense 40, 28040 Madrid, España
[2]Escuela Superior Ciencias Experimentales y Tecnología (ESCET), URJC, C/Tulipán, 0, 28933 Móstoles, Madrid, España

RESUMEN: *Se ha adquirido un electrolizador polimérico de la casa Acta, se ha diseñado y construido la planta su operación y se han realizados ensayos de operación con el objetivo de integrarla en una estación de ensayos que lleva funcionando en el Ciemat los últimos años.*

ABSTRACT: *A polymer electrolyser has been acquired from Acta, has been designed and built the Bop to operate the electrolyser, and several trials have been carried out to test the operation in order to integrate it into a testing station which has been running at the Ciemat in recent years.*

Palabras clave: *Electrolisis, generación de hidrógeno, renovables, pila de combustible, integración de sistemas.*
Keywords: *Electrolysis, hydrogen generation, renewable generation, fuel cells, system integration.*

1. INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de los recursos energéticos, la utilización de distintas fuentes de energía primarias y el planteamiento de sistemas de generación distribuida, están contribuyendo cada vez en mayor proporción a conseguir cierta independencia de la red eléctrica, y constituyen los retos tecnológicos que se afrontan en el grupo de trabajo.

Uno de los ciclos con mayor aplicación es el que integra la conversión de la energía excedente de las plantas de energías renovables, solar y eólica, en energía química mediante electrolisis, su almacenamiento en forma de hidrógeno, y su posterior reconversión en electricidad mediante pilas de combustible, para verterla a la red cuando sea necesaria.

2. PARTE EXPERIMENTAL

2.1. Equipos

Se ha adquirido un electrolizador de membrana que ha sido suministrado por Acta y se ha integrado en un sistema híbrido llamado EGA-1500, iniciales de Estación de Generación Autónoma [1].

Los equipos de la estación de ensayos EGA-1500 son dos grupos de paneles fotovoltaicos de 1,5 kW_p que suministran una potencia total de 3 kW y proporcionan la energía con la que trabaja el sistema integrado. Hay también dos sistemas de almacenamiento diferentes, un sistema convencional basado en un grupo de baterías de plomo con una capacidad de 600 Ah y un segundo sistema que permite el almacenamiento del hidrógeno generado por electrólisis como energía química. Este sistema incluye un electrolizador alcalino (Claind) para convertir energía eléctrica en energía química con una capacidad de generación de hidrógeno de 1 Nm^3/h, el gas generado se almacena en forma de hidruros metálicos en un sistema de almacenamiento de hidrógeno con una capacidad de 5 kg de H_2, y una pila de combustible PEM de la casa Horizon de 5 kW de potencia para reconvertir la energía química a electricidad cuando sea necesario. La energía puede ser almacenada o puede ser consumida en una carga dinámica que termina el ciclo y permite simular el consumo de la energía generada en función de las todas las variables del sistema. Todo este sistema es controlado por un sistema de gestión, cerebro del sistema que ha sido desarrollado en lenguaje labview y optimiza el funcionamiento de todos los equipos que forman la minired integrada.

2.2. Electrolizador

Un electrolizador nuevo, suministrado por Acta [2] ha sido adquirido para integrarlo en la estación de prueba de EGA-1500. El electrolizador está compuesto por 4 bloques de 22 celdas cada uno (ver figura 2), se suministran ensamblados con dos bloques en serie y otros dos en paralelo, con una capacidad nominal de producción de H_2 de 1017 L/h (a 20° C). La intensidad de corriente y la tensión nominales de operación son 26 Ah y 44 V para cada bloque.

El electrolito (una solución del 1% de K_2CO_3 en agua destilada) debe ser recirculado a través de las celdas con un caudal de 5 L/min. La temperatura del electrolito debe mantenerse entre 45 y 50 °C durante la operación. El electrolizador puede suministrar hidrógeno hasta una presión máxima de 30 Bar. El

consumo de energía en operación será de 4576 W (de los cuales 3272 W se utilizarán para la producción de hidrógeno y los otros 1304 W se convertirán en calor).

Fig. 1. Vista del electrolizador.

2.3.- Balance de planta

El objetivo del trabajo ha sido diseñar y construir una pequeña planta para generar hidrógeno mediante electrólisis. Para la distribución de los equipos se han diseñado seis secciones relacionadas con cada etapa del proceso (Figura 3).

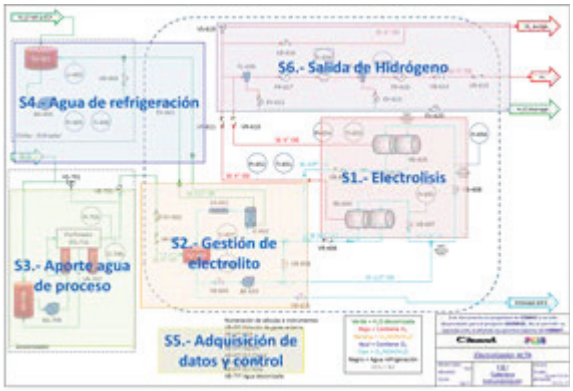

Fig. 2. Esquema de planta.

En la sección de electrólisis se encuentran los cuatro bloques del electrolizador; cada conjunto de dos bloques es alimentados por una fuente de alimentación AC/DC (TDK-Lambda GEN100-33) de 3300 W; por el momento las fuentes de alimentación trabajan en modo manual, pero en un futuro cercano serán operadas desde el sistema de control. Se han implementado los controles de caudal para cada grupo de dos stacks y control de presión y temperatura en las salidas de hidrógeno generado.

Una segunda sección gestiona el electrolito y debe recircular la disolución apropiada a través de las celdas y mantener un caudal adecuado. Incorpora controles para regular la temperatura del electrolito, calentando en los pasos previos a la operación y enfriando para mantener la temperatura entre los límites de operación.

La tercera sección se utiliza para controlar el aporte de agua de proceso que compensa consumo de agua en la electrólisis. Incluye un equipo de desmineralización y se controla mediante el registro del nivel de electrolito en el depósito.

La cuarta sección consiste en un equipo de aporte de agua para refrigeración. Es capaz de regular la temperatura del agua para conseguir la temperatura de proceso requerida.

La quinta sección de la planta acondiciona el hidrógeno generado para su suministro o almacenamiento. Elimina el agua que pueda ser arrastrada por el hidrógeno generado, controla el caudal de hidrógeno aportado al exterior y regula la presión de aporte.

El sistema de adquisición de datos para su tratamiento y de control de operación completa la planta de electrólisis. Con él se regula la producción de hidrógeno y el aporte eléctrico necesario.

Después de la construcción de esta planta, se han realizado varias pruebas para comprobar el funcionamiento del electrolizador. Se han estudiado la relación entre la producción de hidrógeno y el consumo de energía, y la influencia de la presión y la temperatura del electrólito en la generación de hidrógeno.

4. CONCLUSIONES

El equipo genera hidrógeno bastante seco que contrasta con el generado por el anterior equipo alcalino. En esta primera etapa se han mostrado los problemas de control de operación y se irán optimizando antes de su integración en la estación de ensayo.

Agradecimientos

Este trabajo se ha realizado gracias a la financiación de la Comunidad de Madrid (S009/ENE-1475). Otros proyectos MAT2010-20846 MAT2011-27151 y MAT2013-45043-P.

Bibliografía

[1] T. González-Ayuso y otros. CONAPPICE 2006, 237-240 (tomas.gonzalez@ciemat.es).
[2] http://www.actaspa.com/. Acta S.p.A.

ELECTRA. Electrolizador multi-tubular de alta temperatura. Posibilidad de integración con energías renovables.

Sarika Tyagi, Ignacio J. Castellano Moreno, Belén Sarmiento Marrón, Javier Brey Sánchez

Abengoa Hidrógeno, C /Energía Solar 1, Campus Palmas Altas, 41014 Sevilla, España

RESUMEN: *ELECTRA ("High temperature electrolyser with novel proton ceramic tubular modules of superior efficiency, robustness, and lifetime economy") es un proyecto de la FCH JU (EU FP7) para el desarrollo y construcción de un electrolizador multi-tubular de 1 kW con posibilidad de integración con fuentes de energía renovables. El electrolizador está basado en una tecnología conocida como "Proton Ceramic", ya usada anteriormente en pilas de combustible. Este electrolizador tiene la ventaja de producir hidrógeno seco puro presurizado, lo que simplificaría la instrumentación y los equipos auxiliares necesarios en la planta, eliminando la necesidad de un secador y un recombinador catalítico. La forma de mejorar la eficiencia de una instalación con dicho electrolizador sería la combinación, por ejemplo, con una planta termosolar para aprovechar el vapor y calor producido por ella.*

ABSTRACT: *FCH JU (EU FP7) project ELECTRA (High temperature electrolyser with novel proton ceramic tubular modules of superior efficiency, robustness, and lifetime economy) aims to develop a 1 kW multi-tubular electrolyzer and study the possibilities of integrating it with heat sources (renewables). The electrolyzer developed in this project is based on Proton Ceramic material technology. This electrolyzer produces pressurized dry and pure hydrogen which simplifies the balance of plant eliminating the need of dryer and catalytic combiner. Low temperature reactant steam produced from thermosolar plants is the best option to utilize the process heat from electrolyzer plant and improve the efficiency.*

Palabras clave: *Electrolizador, "Proton ceramic", Vapor, Termosolar, Auxiliares, Multi-tubular.*
Keywords*: Electrolyzer, Proton ceramic, Steam, Thermosolar, Ancillaries, Multi-tube.*

1. INTRODUCCIÓN

Los electrolizadores de alta temperatura (HTEs) de vapor, ofrecen una alta eficiencia en la producción de hidrógeno y la ventaja de poder utilizar fuentes de calor y vapor de, por ejemplo, plantas geotérmicas o plantas termosolares. Los electrolizadores de celdas de óxido sólido (SOECs), emplean como material conductor en el electrolito, iones negativos (aniones) y trabajan a unas temperaturas cercanas o superiores a los 800 ºC. El hidrógeno se produce en la parte de alimentación del vapor. Sin embargo, los electrolizadores con celdas "Proton Ceramic" (PCECs) usan como material conductor en el electrolito un protón a alta temperatura extraído del vapor, formando hidrógeno seco y dejando el oxígeno en el lado del vapor (como se muestra en Figura 1).

De esta manera, los PCECs pueden producir hidrógeno seco presurizado directamente y no es necesaria su separación del vapor. Otro aspecto importante de los PCECs, es la baja temperatura relativa del proceso (500-700 ºC). Este calor es necesario para producir vapor y es fácil de conseguir de un proceso industrial o de una fuente de energía renovable [1].

El proyecto que nos ocupa, ELECTRA, consiste en el diseño y desarrollo de un electrolizador multi-tubular de 1 kW de tecnología PCEC, cuyo objetivo es conseguir una producción de 250 nL/h, con una presión de 20 bares y a una temperatura de 700ºC. La principal ventaja radica en la alta presión y en la posibilidad de controlar y reemplazar cada uno de los tubos individuales que lo componen sin necesidad de desechar el electrolizador completo, suponiendo un ahorro en coste y tiempo.

En el presente artículo se muestran los avances del proyecto hasta la fecha.

2. EXPERIMENTAL

Se ha evaluado la operabilidad del proceso y las diferentes opciones de integración del PCEC con distintas fuentes de energía renovables, principalmente solar. Dentro de la energía solar, la mejor elección de integración para este tipo de electrolizador sería con plantas termosolares. Existen varias maneras de combinar ambas tecnologías:

- Introducir el vapor generado por el receptor solar directamente en el electrolizador, antes de que pase por la turbina.

- Emplear el vapor tras su paso por la turbina como vapor de baja temperatura.
- Diseñar y construir plantas solares de concentración (CSP) dedicadas a la producción de vapor para la generación de hidrógeno mediante la electrólisis.
- Recurrir al uso de almacenamiento térmico, como por ejemplo el de sales fundidas, para la generación de vapor a baja temperatura.

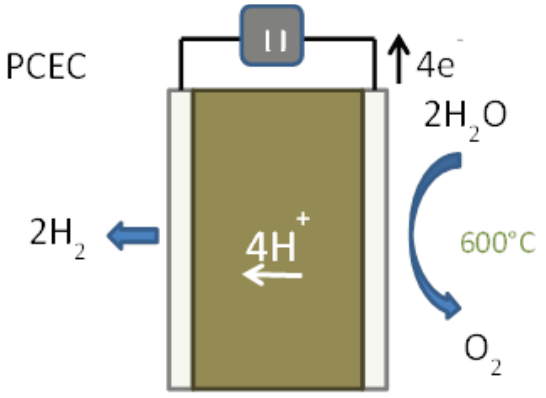

Fig. 1. Esquema del electrolizador "Proton Ceramic".

3. RESULTADO Y DISCUSIÓN

3.1. Operabilidad del proceso

El estudio y evaluación del sistema demuestra que los gases de salida del electrolizador tienen suficiente temperatura para poder ser aprovechados y sobrecalentar el vapor de entrada a la temperatura de operación del sistema.

Esto se traduce en un aumento de la eficiencia debido al bajo requerimiento de energía extra para calentar el vapor, o incluso vaporizar el agua, a la entrada del electrolizador, ya sea mediante resistencias eléctricas u otras fuentes de aporte de temperatura.

En el caso de poder emplear vapor de otro proceso industrial para alimentar el electrolizador en vez de tener que vaporizar agua líquida, se ahorraría en coste y energía incrementando la eficiencia del sistema entre un 15% y un 18%. Por ello, es importante la integración del electrolizador con una planta termosolar para poder aprovechar el vapor generado por ésta.

La ventaja de producir hidrógeno seco mediante PCEC frente a otras tecnologías como SOEC, alcalina o PEM, es que no es necesario el uso de un secador. Además, los electrolizadores PCEC tienen otra gran ventaja en la ausencia de oxígeno en la línea de producción del hidrógeno, evitando así tener que eliminarlo y prescindiendo de otro equipo como es el recombinador catalítico. Con todo ello se consigue simplificar la instrumentación y los equipos, ahorrando costes.

3.2. Opciones de integración con termosolar

El vapor generado por el receptor solar, tendrá una elevada temperatura que no es la óptima para la corriente de entrada al electrolizador PCEC. Por lo que dicha opción se descarta en un principio.

La posibilidad de usar el vapor de salida de la turbina y/o el obtenido del almacenamiento térmico proporciona los siguientes beneficios: aprovechamiento del exceso de calor del proceso de electrólisis y reducción al mínimo de la necesidad de calor para el sobrecalentamiento de la corriente de entrada del vapor al electrolizador.

Este tipo de electrolizador tiene la ventaja de poder operar tanto en modo endotérmico como en modo exotérmico. En el modo endotérmico, el calor necesario es posible obtenerlo de una planta termosolar o de almacenamiento térmico y en el modo exotérmico, al producirse un exceso de calor, éste queda disponible para mantener la temperatura de operación del sistema.

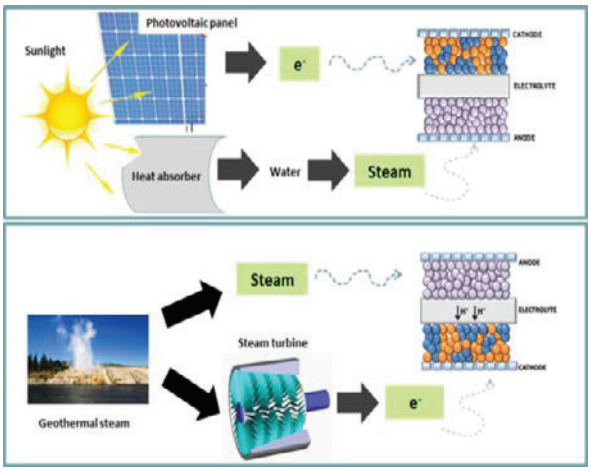

Fig. 2. Integración con energías renovables (fotovoltaica, termosolar y geotérmica) del PCEC.

4. CONCLUSIONES

Se ha valorado la integración del electrolizador de tecnología "Proton ceramic" con plantas termosolares para aprovechar el calor y el vapor generado por éstas.

Se han analizado los equipos para el diseño actual del PCEC para optimizar el proceso y mejorar la eficiencia del conjunto del proyecto de Electra.

A la finalización del proyecto se espera conseguir un modelo de eficiencia desarrollado y una estrategia de integración optimizada del PCEC con fuentes de energías renovables.

Agradecimientos

Agradecimientos al Séptimo Programa Marco de la Unión Europea (EU FP7) y a todos los socios del consorcio del proyecto Electra.

Bibliografía

[1] M. Marrony, Proton-Conducting Ceramics: From Fundamentals to Applied Research, pp.355-356.

Desarrollo, construcción y puesta en marcha de un sistema estacionario de cogeneración con pila de combustible de carbonatos fundidos de 300 kWe

Rocío Palomino Marín, Noelia Ibáñez Lirio, Belén Sarmiento Marrón, Javier Brey Sánchez

Abengoa Hidrógeno. Campus Palmas Altas. C/Energía Solar nº1, 41014 Sevilla, Spain.

RESUMEN: *Desarrollo, construcción y puesta en marcha de un sistema estacionario de cogeneración con pila de combustible de carbonatos fundidos de 300 kWe.*

Palabras clave: *pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC), módulo mecánico de balance de planta, (MBOP), cogeneración.*

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, ha habido un aumento en el interés de las tecnologías de ciclos combinados de producción de energía eléctrica y térmica, debido a la mejora de la eficiencia que participan en el uso del combustible, la reducción del impacto en las emisiones de efecto invernadero y la posibilidad de funcionar como sistema de generación independiente.

Una de las tecnologías que ha producido resultados importantes, ha sido el uso de pilas de combustible de alta temperatura como núcleo de la planta de cogeneración.

Las pilas de combustible cuentan con avances tecnológicos que las hacen muy atractivas para el uso de sistemas estacionarios de cogeneración, como son una alta eficiencia, emisiones ultra limpias, mayor fiabilidad, funcionamiento silencioso, fácil escalabilidad, disponibilidad de combustibles, capacidad de proveer energía térmica y eléctrica, etc.

En sistema de cogeneración con una pila de combustible, las emisiones de dióxido de carbono se pueden reducir hasta un 49%, el óxido de nitrógeno en un 91%, el monóxido de carbono un 68% y los compuestos orgánicos volátiles un 93%.

Como parte de este mercado emergente, Abengoa Hidrógeno ha desarrollado una planta estacionaria de cogeneración MCFC con una potencia neta de 300 kW de energía eléctrica, que se ha instalado y probado en sus instalaciones en Sevilla en la planta de pruebas de Torrecuéllar.

La planta opera de forma continua y consta de tres componentes principales mostrados en la Fig. 1; una pila de combustible MCFC donde tienen lugar la conversión electroquímica, un sistema mecánico de balance de planta (MBOP) encargado de realizar el pre-tratamiento del combustible y facilitar la transferencia de calor entre las distintas corrientes, y un último componente consistente en un módulo de acondicionamiento de potencia inversor DC/AC (EBOP), que adecúa la salida de tensión del sistema de pila de combustible a las necesidades de tensión y fase de la red eléctrica.

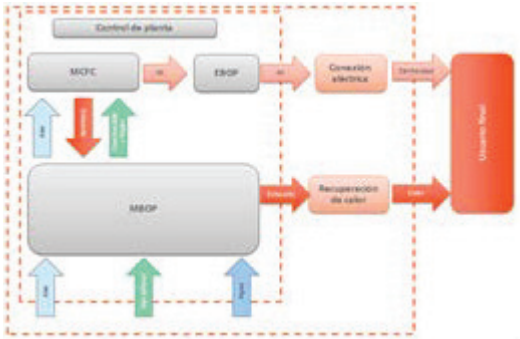

Fig. 1. Diagrama de bloques de la planta de cogeneración con pila de combustible MCFC.

La pila de combustible fue suministrada por FuelCell Energy, uno de los líderes mundiales más importantes de este tipo de tecnología de pilas de combustible, quien ha desarrollado la célula de combustible directa (DFC®).

Los módulos mecánicos (MBOP) y eléctricos (EBOP) así como la integración de la planta, han sido desarrollados por Abengoa Hidrógeno.

2. PARTE EXPERIMENTAL

La primera planta prototipo desarrollada por Abengoa Hidrógeno, funciona con gas natural suministrado de una estación de regulación y medida y es lo suficientemente robusta como para soportar los cambios en la composición del gas natural, especialmente los compuestos de azufre que pueden diferir en función del origen del gas.

Para realizar el proceso de dicho combustible y adecuarlo a las condiciones óptimas de entrada a la pila de combustible MCFC, Abenoga Hidrógeno ha desarrollado el módulo mecánico de balance de

planta (MBOP), que se encuentra integrado en un contenedor marítimo de 20 pies.

El módulo MBOP (Fig. 2) está compuesto por las siguientes unidades funcionales agrupadas en tres zonas, separadas en función de la probabilidad de formación de una atmósfera potencialmente explosiva: sistema de desulfuración, sistema de suministro de aire y recirculación, sistema de tratamiento y suministro de agua, sistema de humidificación, sistema de pre-reformado, sistema de suministro de gases, sistema de aire comprimido y sistema de alimentación eléctrica al módulo MBOP.

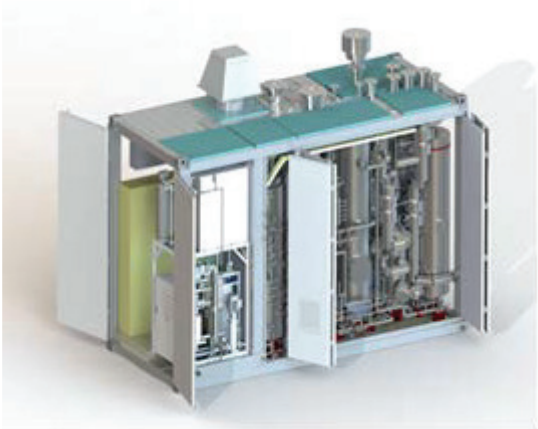

Fig. 2. Vista de diseño del MBOP.

A continuación, se muestra una descripción de las principales unidades funcionales.

2.1. Unidad de desulfuración

El sistema de desulfuración tiene por objeto reducir el contenido en compuestos azufrados del gas natural hasta el límite admisible a la entrada del sistema de pila de combustible (10 ppb). Contenidos en azufre por encima de este valor producirían el envenenamiento del ánodo y del catalizador de pre-reformado, dañando el módulo MCFC.

El proceso de desulfuración tiene lugar mediante adsorción de los compuestos de azufre en un lecho fijo. De esta forma, la unidad de desulfuración (Fig. 3) se compone de dos reactores de adsorción idénticos que trabajan en serie, alternando los roles de operación y centinela.

Los reactores se cargarán con los adsorbentes adecuados de manera que cada lecho pueda llevar a cabo la desulfuración de forma independiente durante un tiempo de servicio estimado de tres meses, permitiendo las operaciones de cambio de adsorbentes.

Inicialmente se trabaja con el primer lecho en servicio hasta alcanzar el punto de ruptura, momento en el que comienza la fuga de contaminante. En este punto, la alimentación de gas natural pasa al segundo lecho, que hasta el momento trabajaba en serie con el primero como centinela. De esta forma se dispone de un tiempo igual al tiempo de servicio del segundo lecho para realizar el cambio de absorbentes en el primero.

Fig. 3. Unidad de desulfuración.

Una vez finalizado el cambio de adsorbentes del primer lecho, se operará con el segundo lecho de adsorción en servicio y el primero en serie como centinela hasta que el segundo alcance el *break point*. En este punto, la alimentación de gas natural vuelve a cambiar al primer lecho de adsorción, disponiendo de un tiempo igual al tiempo de servicio para realizar el cambio de adsorbentes en el segundo equipo de adsorción.

2.2. Sistema de aire y recirculación

El sistema de aire y recirculación (Fig. 4) se encarga de suministrar el aire al sistema de pila de combustible con los siguientes objetivos: proporcionar el oxígeno necesario para la reacción electroquímica que tiene lugar en la pila de combustible, gestionar térmicamente el sistema de pila de combustible y asegurar que no se alcanzan los límites de explosividad durante la operación de la planta.

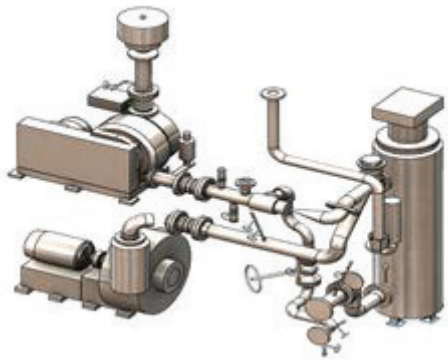

Fig. 4. Sistema de suministro de aire.

Estos objetivos se traducen en el suministro de aire en las condiciones de temperatura, composición y presión adecuadas para las interfaces del sistema de pila de combustible.

2.3. Sistema de tratamiento de agua

El sistema de tratamiento de agua (Fig. 5) tiene por objetivo la eliminación de las impurezas del agua de aporte que puedan afectar a al sistema de pila de combustible o al resto de los elementos y equipos que componen el módulo MBOP.

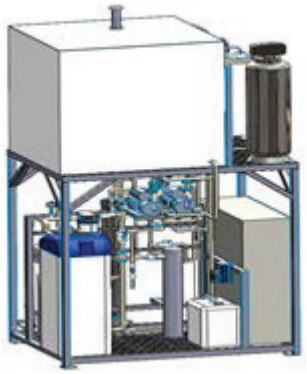

Fig. 5. Sistema de tratamiento de agua.

2.4. Sistema de humidificación

El sistema de humidificación (Fig. 6) se ubica tras los sistemas de tratamiento de agua y desulfuración y aguas arriba del sistema de pre-reformado. Las funciones del sistema de humidificación son evaporar el agua, humidificar el gas natural y sobrecalentar la mezcla de combustible (vapor y gas natural).

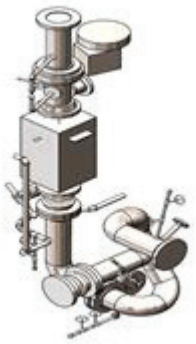

Fig. 6. Sistema de humidificación.

Para alcanzar estos objetivos se introduce agua y gas natural al sistema. El agua se pulverizará humidificando el gas natural y formando una mezcla uniforme de combustible. Por otra parte, al sistema se introduce un flujo de residuo catódico, que provocará el calentamiento de la mezcla combustible gas natural y agua. El control de la temperatura de salida de la mezcla combustible se controlará mediante un by-pass de la corriente de gas natural al sistema de humidificación.

2.5. Sistema de pre-reformado

El sistema de pre-reformado (Fig. 7) tiene como objetivo eliminar los hidrocarburos de cadena larga presentes en el gas natural y generar una corriente de combustible con un contenido mínimo de hidrógeno del 3%.

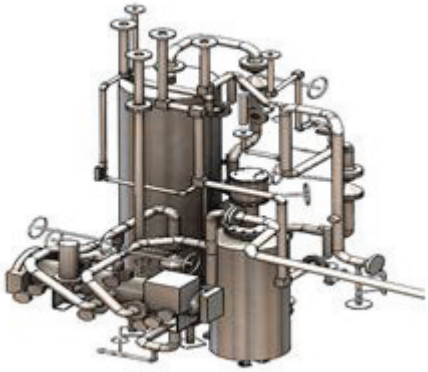

Fig. 7. Sistema de pre-reformado.

El proceso de pre-reformado tiene lugar en un reactor catalítico de lecho fijo en condiciones adiabáticas. Antes de alimentar la mezcla combustible al reactor, es necesario activar el catalizador mediante el flujo de una corriente de nitrógeno caliente, para lo que se dispone de una resistencia eléctrica de 10 kW.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Durante la última anualidad del proyecto, se han realizado pruebas de validación y evaluación energética de los sistemas prototipos, en la planta de pruebas de Abengoa Hidrógeno. Dichas pruebas se han agrupado en pre-comisionado, comisionado, pruebas de circuitos y puesta en marcha.

Durante la ejecución de las pruebas de pre-comisionado se identificaron una serie de faltas las cuales fueron reparadas en el 100% de las mismas para poder pasar a la siguiente fase de pruebas, y configurándose con ello el “apto” de las pruebas de pre-comisionado.

El comisionado es el período donde se llevan a cabo las verificaciones dinámicas de los equipos en operación, la simulación de los lazos de control y de los sistemas de seguridad y las pruebas de operación.

Al final de esta actividad todos los equipos contaban con el "apto" para pasar a fase de puesta en marcha.

El objeto de las pruebas de circuitos es el de garantizar que los sistemas que conforman el proyecto, interactúen entre sí de acuerdo a los diseños, normas, requerimientos del cliente y recomendaciones de los fabricantes. Los resultados obtenidos de forma satisfactoria, fueron recogidos en los distintos protocolos permitiendo así pasar a la siguiente fase de pruebas.

Las pruebas de puesta en marcha tienen como objetivo verificar que todos los equipos y sistemas que componen la planta operan como un todo de acuerdo con las condiciones y especificaciones de diseño de forma segura y controlada.

Durante la puesta en marcha se ha realizado la estabilización de variables hasta equilibrar el punto de funcionamiento de la planta de pila de combustible MCFC.

Cualquier evento operacional que se considere importante se recoge en el cuaderno de bitácora junto a la fecha y el responsable de la prueba en el momento en el que tiene lugar el evento.

En las Fig. 8 se muestra una imagen tomada durante la puesta en marcha del MBOP.

Fig. 8. Pruebas de puesta en marcha planta Procyon

4. CONCLUSIONES

De los diferentes tipos de pilas de combustible de alta temperatura, las pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC), son el principal candidato para el uso comercial debido a su desarrollo actual.

El presente proyecto ha permitido desarrollar, probar y validar el balance de planta necesario para correcto funcionamiento de la pila de combustible de MCFC.

Agradecimientos

Este proyecto ha sido financiado por la Corporación Tecnológica de Andalucía (CTA). También ha sido financiado por la Agencia IDEA y co-financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, FEDER, dentro del Programa Operativo de Fondo Tecnológico 2007-2013.

Diseño e Instalación de una estación de reportaje para vehículos de Hidrógeno a 350 bar

Beatriz Nieto Calderón, Francisco Javier Saiz Sevilla

Centro Nacional del Hidrógeno, C/ Prolongación Fernando el Santo s/n, 13500 Puertollano (Ciudad Real), España

RESUMEN: *El Centro Nacional del Hidrógeno, dentro del marco de actuaciones a nivel nacional para el impulso de las tecnologías del hidrógeno, ha llevado a cabo recientemente el diseño e instalación de una estación para el repostaje de vehículos de hidrógeno a 350 bar en su sede de Puertollano (Ciudad Real). La hidrogenera desarrollada forma parte de la ampliación de instalaciones y laboratorios que el Centro ha realizado en 2015 y queda integrada en un parque de almacenamiento de hidrógeno de origen renovable, el cual cuenta con diferentes niveles de presión de almacenamiento, desde los 10 hasta 450 bar. El objetivo de su implantación es la promoción del hidrógeno como vector energético en el transporte, constituyendo un punto de repostaje para vehículos de hidrógeno en el eje sur-centro de la península ibérica.*

ABSTRACT: *The National Hydrogen Centre, within the national framework of actions for the impulse of hydrogen technologies, has recently carried out the design and installation of a hydrogen refueling station (HRS) for vehicles at 350 bar in Puertollano (Ciudad Real). The HRS is part of the expansion of facilities and laboratories that the National Hydrogen Centre has recently implemented in 2015and it is integrated in a renewable hydrogen storage facility that can operate from 10 to 450 bar. The main aim of the HRS installation is to promote hydrogen as an energy carrier in transport, being a hydrogen refueling point on the Spanish south-centre axis.*

Palabras clave: *Hidrógeno, hidrogenera, almacenamiento, transporte*
Keywords: *Hydrogen, hydrogen refuelling station, storage, transport.*

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno como vector energético en el campo del transporte es una apuesta que ya se está haciendo realidad en países europeos como Alemania o Reino Unido y en otras grandes potencias como Estados Unidos o Japón. A día de hoy, en España, no existe una cultura del hidrógeno totalmente implantada, aunque no obstante en los últimos años se están realizando esfuerzos para que el hidrógeno se encuentre presente en nuestro país.

Un ejemplo de ello es el que se presenta en este trabajo, el cual se centra en describir el desarrollo e implantación de una estación de suministro de hidrógeno (en adelante hidrogenera) para vehículos de pila de combustible, ubicada en Puertollano (Ciudad Real), como parte de la ampliación de instalaciones que está llevando acabo el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2). El punto de repostaje desarrollado en un primer momento será de uso privado, formando parte de una cadena demostrativa de tecnología del hidrógeno que abarca desde su generación por vía renovable, almacenamiento a diversos niveles de presión y utilización en pilas de combustible de ámbito estacionario hasta el repostaje de vehículos con pila de combustible dentro del CNH_2.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

Los objetivos principales de la implantación del punto de repostaje son dos: por un lado, la instalación de un verdadero punto de suministro de hidrógeno para vehículos a 350 bar en el eje sur-centro peninsular y por otro, impulsar el hidrógeno como combustible en vehículos de pila de combustible PEM mediante un demostrador de dicha tecnología. Como parte de ese impulso, la hidrogenera servirá como plataforma de ensayos para equipos/dispositivos relacionados con esta tecnología, así como prototipos desarrollados en el CNH2, incidiendo en conceptos tales como procesos de carga y descarga con distintos niveles de presión (sistema de cascada), temperaturas alcanzadas en el proceso de repostaje (muy importante en recipientes compuestos de tipo IV) o sistemas de almacenamiento a bordo del vehículo.

Se describirán las tareas de diseño desarrolladas desde el punto de vista operativo y de seguridad para disponer de una hidrogenera para suministro de dicho gas a 350 bar. La instalación gestionará el hidrógeno generado en el CNH_2(generado en la medida de lo posible con los recursos renovables de su emplazamiento), y lo utilizará para repostaje de

vehículos según el esquema que se presenta en la Figura 1.

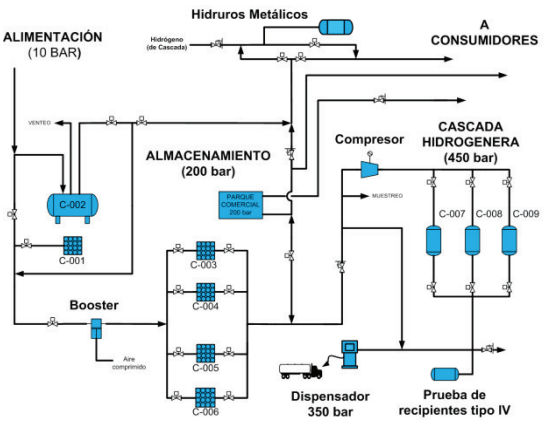

Fig. 1. Esquema Básico hidrogenera

La hidrogenera tendrála capacidad de repostar al menos dos vehículos ligeros con un lapso de tiempo de 30 minutos entre ellos y un máximo de 2 vehículos por día (10 kg/día) a una presión máxima de suministro de 350 bar. La capacidad de almacenamiento, la tasa de producción de hidrógeno y la tasa de compresión han sido diseñadas para satisfacer la demanda de combustible requerida.

De forma previa a su implantación y puesta en marcha ha sido necesario elaborar un estudio de seguridad con respecto al marco normativo nacional e internacional, centrándose en los requisitos acerca de las distancias de seguridad del almacenamiento de hidrógeno, teniendo en cuenta que se basa en reglamentación no específica en hidrógeno y en normas que son únicamente recomendaciones.

3. MARCO NORMATIVO DE REFERENCIA

A día de hoy no existen normativa específica a nivel nacional para este tipo de instalaciones, pudiéndose usar como referencia estándares ISO e IEC para sistemas similares, documentos SAE, CSA y reglamentación nacional que le pueda ser de aplicación.

En base a lo anterior, el diseño de la instalación y la implantación de los equipos se han realizado en base a lo establecido en la legislación española en los siguientes reglamentos:

- RD 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, MIE-APQ-5,MIE-APQ-6 y MIE-APQ-7.
- RD 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.

Además se ha realizado un estudio ATEX de las zonas objeto de adecuación siguiendo las pautas establecidas en la normas UNE-EN 60079-10-1:2010 y UNE 202007:2006 IN y cumpliendo la recientemente publicada DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, en la que se emplaza a cumplir con las siguientes normas y recomendaciones técnicas:

- Los puntos de repostaje de hidrógeno al aire libre que distribuyan hidrógeno gaseoso para su utilización como combustible por vehículos de motor deberán ser conformes con las especificaciones técnicas de la norma ISO/TS 20100 relativa al suministro de hidrógeno gaseoso.
- El grado de pureza del hidrógeno distribuido por los puntos de repostaje de hidrógeno deberá ser conforme con las especificaciones técnicas de la norma ISO 14687-2.
- Los puntos de repostaje de hidrógeno deberán utilizar algoritmos y equipos de suministro conformes con la norma ISO/TS 20100 relativa al suministro de hidrógeno gaseoso.
- Los conectores de los vehículos de motor para el repostaje de hidrógeno gaseoso deberán ser conformes con la norma ISO 17268 relativa a los dispositivos de conexión para el suministro de hidrógeno gaseoso a vehículos de motor.

4. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LA HIDROGENERA

En el diseño se han tenido en cuenta las diferentes presiones de almacenamiento presentes, de forma que la localización de los distintos equipos se ha realizado en función de ésta variable, mejorando de esta forma la operatividad y seguridad del sistema en su conjunto.

4.1. Etapa de almacenamiento a 10 bar

Esta etapa estará compuesta por 2 almacenamientos, que se describen a continuación:

- Conjunto de botellas recargables: con un total de 16 botellas estándar de 50 litros de volumen, este almacenamiento actuará como recipiente pulmón (buffer) para asegurar la aspiración del booster encargado de elevar la presión del hidrógeno a 200 bar.
- Tanque de alta capacidad (Figura 2.): cuenta con un volumen de 7,5 metros cúbicos y estará conectado en paralelo al conjunto de botellas anterior. El hidrógeno que contiene procede degeneración por electrólisis. Su disposición asegura poder operar ambos almacenamientos a baja presión de forma independiente.

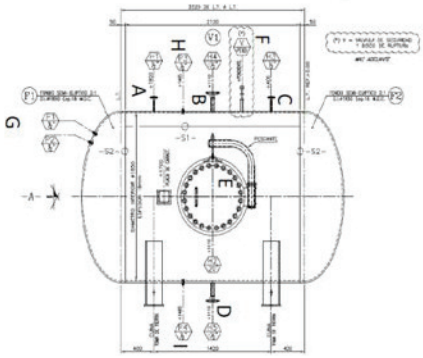

Fig. 2. Esquema tanque alta capacidad

4.2. Etapa de compresión de 10 a 200 bar

El hidrógeno almacenado procedente de electrólisis pasa a ser comprimido hasta la presión de 200 bar. Para ello, en esta etapa de compresión se dispone de un booster. En esta aplicación en concreto dados los caudales y presión requerida, la instalación de un booster es preferible a la de un compresor de membrana pues se logra un sistema muy compacto y de menor coste. En concreto, se trata de un equipo compuesto de dos booster marca Haskel asociados en serie, ambos de doble acción y una sola etapa. Un modelo 86982-ATEX (AGD-7 H2 service) que alimenta al siguiente modelo 86985-ATEX (AGD-32 H2 service).

4.3. Almacenamiento a 200 bar

Se tendrá la posibilidad de suministrar tanto hidrógeno producido en el electrolizador como hidrógeno comercial para poder operar en situaciones de falta de hidrógeno producido por electrólisis. La forma de almacenar el hidrógeno será en botellas de acero estándar, mediante bloques de 16 botellas B50 de 200 bar.

4.4. Etapa de compresión de 200 a 450 bar

La equipoa utilizar para comprimir el hidrógeno de 200 bar a 450 barseráun compresor de membrana. Se trata de un compresor PDC Machines mod. PDC-4-3750/6500(150), cuya estructura preliminar es la que se muestra en la Figura 3.

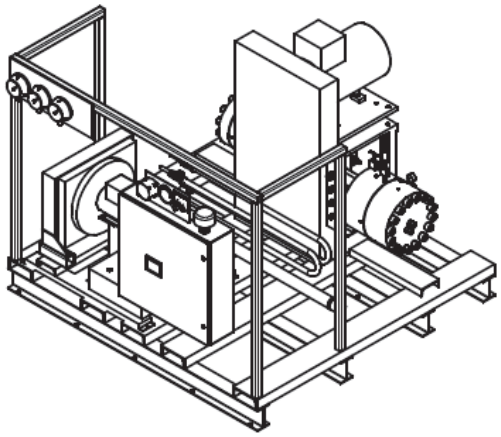

Fig. 3. Esquema compresor de membrana

4.5. Almacenamiento a 450 bar

El sistema de almacenamiento a alta presión seleccionado para dar servicio al dispensador se basa en una cascada compuesta por varias etapas de almacenamiento. Este sistema se configura, habitualmente, con tres recipientes que operan a niveles de presión diferentes (denotados como baja, media y alta presión) [1,2]. En este tipo de configuraciones, la secuencia de repostaje empieza por el recipiente de más baja presión. Cuando la velocidad del flujo alcanza un nivel prefijado en el sistema, se cambia al recipiente de media presión y posteriormente al de alta presión hasta completar el llenado. Sin embargo, la secuencia de llenado de los recipientes desde el compresor se hace de forma inversa, es decir, se empieza llenando el de alta presión. De esta forma se asegura que el recipiente de alta presión se mantenga a la máxima presión el mayor tiempo posible, garantizando así una disponibilidad de hidrógeno a alta presión.

Para esta instalación se han establecido 3 rack de almacenamiento de hidrogeno, con una capacidad de 984 litros de agua cada uno y niveles de presión de 250, 320 y 450 bar. Cada rack está formado por 12 botellas de acero con refuerzo parcial de fibras (tipo II) cuya capacidad es de 82 litros y están conectadas entre sí con válvulas comunes de carga/descarga y sobrepresión.

Adicionalmente se dispone de un puesto de trabajo para el ensayo de recipientes y sistemas de almacenamiento a bordo basados en recipientes tipo IV (liner plástico y refuerzo mediante fibras de carbono) para comprobar su comportamiento en los procesos de carga rápida, sobre todo en aspectos relativos a la temperatura del recipiente [3].

4.6. Dispensación

El dispensador suministrará el hidrógeno desde el almacenamiento a alta presión encascada y lo hará a 350 bar de presión siguiendo las indicaciones de la *SAE J2601 – Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles*, con una estimación de 2 recargas de vehículo al día considerando 5 kg de hidrógeno por cada una. El equipo seleccionado es un dispensador de IDROMECCANICA con boquerel WEH TK17.

5. CONCLUSIONES

Como resultado del desarrollo e implantación de la hidrogenera, y derivado de su testeo y utilización se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- En el ámbito de las normativas aplicables quedará puesto de manifiesto que es necesario insistir en el desarrollo de normas específicas para este tipo de instalaciones. Se obtendrán una serie de recomendaciones y prácticas aplicables a la hora de llevar a cabo la implantación de hidrogeneras para uso público.
- Derivado de la experimentación con la instalación se esperan obtener protocolos y procedimientos específicos para el repostaje de vehículos de hidrógeno.
- Dado que la instalación está integrada en una cadena de hidrógeno con generación renovable se desarrollarán las estrategias de control más adecuadas para suministrar a consumidores (laboratorios del CNH2 y vehículo de pila de combustible) de la manera más óptima posible y reduciendo el consumo de energía procedente de fuente no renovable.
- Por otro lado se espera profundizar en el comportamiento de los recipientes tipo IV fabricados en composite y de los sistemas de almacenamiento a bordo desarrollados frente a ciclos continuados de carga y descarga con el fin de poder optimizar su diseño y fabricación.

Agradecimientos

La implantación de la hidrogenera ha sido un gasto cofinanciado con Fondos Feder_ICTS_2005, según informe Favorable recibido por parte de la Comisión de Selección de Proyectos Cofinanciados a través del "Programa Operativo Fondo Tecnológico" de Infraestructuras Científicas y Técnicas Singulares(ICTS) con fecha 19/12/2013 y número de documento de salida 2013-00428-S.

Bibliografía

[1] M. Farzaneh-Gord, M. Deymi-Dashtebayaz, H. Reza, H. Niazmand, Int. J. Hydrogen Energy 37 (2012) 3500 – 3509.

[2] E. Rothuizen, W. Mérida, M. Rokni, M. Wistoft-Ibsen, Int. J. Hydrogen Energy 38 (2013) 4221 – 4231.

[3] N. De Miguel, B. Acosta, P. Moretto, R. Ortiz, Int. J. Hydrogen Energy 40 (2015) 14768 – 14774.

Bor4store: Desarrollo, caracterización y construcción de la bancada de pruebas

Tamara Guerrero Cervera, Ignacio J. Castellano Moreno, Javier Brey Sánchez, Belén Sarmiento Marrón

Abengoa Hidrógeno, C/ Energía Solar, Campus Palmas Altas, 41014 Sevilla, España

RESUMEN: *Una de las principales características de las pilas de combustible de óxido sólido es la elevada temperatura de operación a la que trabajan. La energía en forma de calor que desprenden puede reutilizarse para el calentamiento de líneas, y concretamente en este proyecto, para el calentamiento del depósito contenedor del material de metal hidruro en el que el hidrógeno se almacena adsorbido. Con el diseño adecuado de una batería de intercambiadores de calor, el sistema de pila SOFC y depósito térmicamente integrados, hace que no se necesite energía externa para la correcta desorción del gas (hidrógeno) que alimentará a la pila de combustible.*

ABSTRACT: *One of the main characteristics of solid oxide fuel cells is their high temperature of operation. The heat produced during it operation can be used to heat up inlet pipelines, and concretely in the application of this project, for the heating up of the metal hydride that contains the adsorbed hydrogen. With an appropriate design of heat exchangers, the thermal integrated system of the solid oxide fuel cell and the tank, does not need any external power source to supply power for the desorption of the gas (hydrogen) that is used as fuel for the fuel cell.*

Palabras clave: *SOFC, pila de combustible, hidrógeno, integración térmica.*
Keywords: *SOFC, fuel cell, hydrogen, thermal integration.*

1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia un sistema sostenible, libre de emisiones y fiable como suministro de energía capaz de satisfacer la creciente demanda de la sociedad, es considerada uno de los mayores desafíos del siglo XXI. Con el fin de integrar las fuentes de energía renovables, que se distribuye de manera desigual en el lugar y el tiempo, los sistemas de almacenamiento de energía avanzados tienen que ser desarrollados.

El objetivo de este trabajo proviene del proyecto europeo "Fast, reliable and cost effective boron hydride based high capacity solid state hydrogen storage materials" (Bor4store).

Este proyecto europeo busca la aproximación, desarrollo y ensayo optimizado de materiales de almacenamiento costo-eficientes basados en hidruro de boro con un rendimiento superior a los existentes en el mercado y para aplicaciones específicas con pila de combustible. Este proyecto ha recibido financiación del Séptimo Programa Marco de la Unión Europea (FP7 / 2007-2013) para Pilas de Combustible e Hidrógeno, iniciativa tecnológica conjunta en virtud de acuerdo de subvención nº 303.428.

La participación de Abengoa Hidrógeno en este proyecto consiste en el desarrollo, caracterización y supervisión de la construcción en colaboración con Sunfire y HZG, de un banco de pruebas con una pila de combustible de óxido sólido, integrado con un tanque de hidruro metálico (MH).

2. INTEGRACIÓN TÉRMICA DEL SISTEMA

El sistema completo de Bor4store está dividido en dos subsistemas comunicados entre sí: el subsistema de la pila de combustible SOFC y el subsistema del depósito de metal hidruro. Abengoa Hidrógeno participa estrechamente en el desarrollo del subsistema de la SOFC que se representa en la Figura 1.

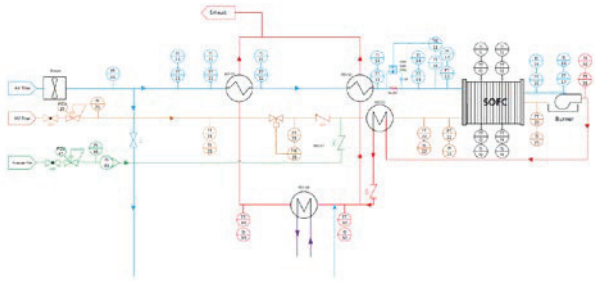

Fig. 1. P&ID del subsistema de la SOFC

La bancada construida por la empresa Sunfire está compuesta de una pila de combustible de óxido sólido de 1 kW, cuatro intercambiadores de calor térmicamente integrados con las líneas de gases del subsistema del tanque, una soplante para la alimentación de aire a la pila de combustible y un quemador a la salida de la SOFC para generar la combustión controlada de la posible mezcla de gases en el exhausto. En la Figura 2 se representa de forma simplificada la integración de los equipos de dicho subsistema.

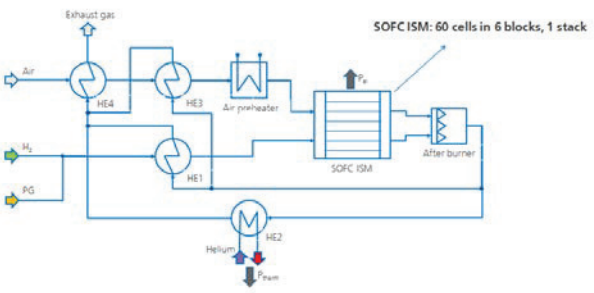

Fig. 2. P&ID simplificado del subsistema de la SOFC

3. CARACTERISTICAS DEL SUBSISTEMA DE PILA DE COMBUSTIBLE

Las características de los principales componentes que conforman el subsistema de la SOFC de la bancada de pruebas se resumen en la Tabla 1.

Integrated Stacks Module	Type B215, 60 cells, 1 kW_{el}
Electrical air preheater	3.5 kW, max. 250 Nl/min, designed to 1050 °C, 0.1 bar(g)
Heat exchanger 1 (H2 / ex. gas)	Designed to 1050 °C, 0.25 bar(g)
Heat exchanger 2 (He / ex. gas)	Designed to 1050 °C, 0.5 bar(g)
Heat exchanger 3 (air / ex. gas)	Designed to 1000 °C, 0.25 bar(g)
Heat exchanger 4 (air / ex. gas)	Designed to 500 °C, 0.25 bar(g)
After burner	Diffusion burner, 0.6-1.5 kW, 750-1050 °C, 0.1 bar(g)
Electrical load	1.5 kW power input

Tabla 1. Características de los equipos principales.

4. DISEÑO MECÁNICO Y CONSTRUCCIÓN

La bancada de pruebas se distribuye en parte caliente, parte fría y cuadro eléctrico.

En la parte caliente se distinguen la pila SOFC y la "hotbox" donde están emplazados los intercambiadores de calor y el quemador, aislados para una correcta integración térmica. En la parte fría ("coldbox") se encuentra la soplante, y en el cuadro eléctrico se encuentran el PLC que controla el sistema y todo el conexionado de cables.

En las siguientes figuras (Fig. 3-4) pueden distinguirse las dimensiones y la distribución del banco de pruebas.

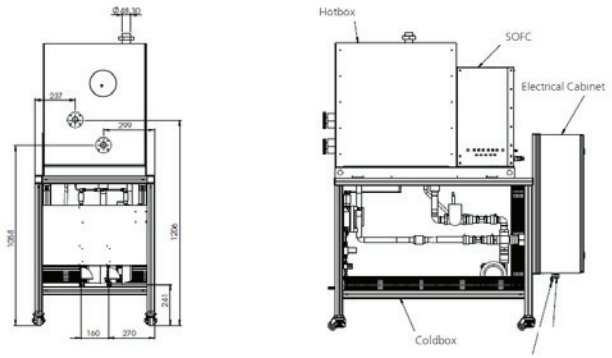

Fig. 3. P&ID simplificado del subsistema de la SOFC

En el siguiente 3D pueden distinguirse con un poco más de detalle los componentes que forman la hotbox y la coldbox.

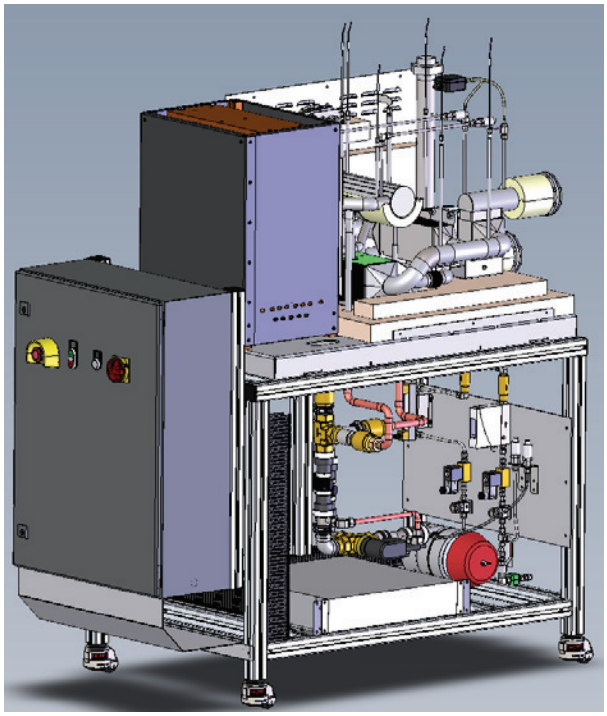

Fig. 4. Diseño 3D de la bancada de prueba del subsistema SOFC (Sunfire)

5. CONCLUSIONES

Tanto el desarrollo, la caracterización y la construcción de la bancada del subsistema de pila de combustible SOFC se han finalizado con éxito. Se cuenta con las pruebas FAT y SAT correctamente realizadas, tanto en fábrica como en su emplazamiento final, HZG en Geesthacht, con las que se da por cerrada la fase de construcción.

Agradecimientos

Agradecimientos al Séptimo Programa Marco de la Unión Europea (FP7 / 2007-2013) y a todos los socios del consorcio del proyecto Bor4store, especialmente a HZG por su labor de coordinación.

Bibliografía

[1] Ley, Morten B.; Jepsen, Lars H.; Lee, Young-Su; Cho, Young Whan; von Colbe, Jose M. Bellosta; Dornheim, Martin; Rokni, Masoud; Jensen, Jens Oluf; Sloth, Mikael; Filinchuk, Yaroslav; Jorgensen, Jens Erik; Besenbacher, Flemming; Jensen, Torben R., *"Complex hydrides for hydrogen storage - new perspectives"*, MATERIALS TODAY, 17 (3) (2014), 122 – 128, DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.mattod.2014.02.013

[2] A.G. Yiotis, M.E. Kainourgiakis, L.I. Kosmidis, G.C. Charalambopoulou, A.K. Stubos, *"Thermal coupling potential of Solid Oxide Fuel Cells with metal hydride tanks: Thermodynamic and design considerations towards integrated systems"*, Journal of Power Sources, 269 (2014) 440-450, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.07.023.

Diseño y construcción de un procesador multicombustible para alimentar PEMFC's

T. González Ayuso[1], A.J. Martín[2], J.L. Serrano[1], L. Daza[3]

[1]Unidad de Pilas de Combustible, Ciemat, Av. Complutense 40, 28040 Madrid, España
[2]ETH Zurich. Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Suiza
[3]Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (CSIC), C/ Marie Curie 2, Campus Cantoblanco, 28049 Madrid, España

RESUMEN: *Desde hace varios años se ha trabajado en el diseño y desarrollo de un procesador de combustible que permita la obtención de una corriente gaseosa rica en hidrógeno a partir de combustibles con base carbonosa, especialmente biocombustibles como biogás y bioetanol; el gas obtenido alimentará una pila de combustible con el objetivo final de generar electricidad. Tras el desarrollo de un primer prototipo que ha estado funcionando satisfactoriamente en una planta de biogás procedente de aguas residuales, se ha acometido el desarrollo de un nuevo procesador que permita operar en diferentes condiciones de operación en cuanto a gases de alimentación, temperatura, presión, tipo de reformado (seco, con vapor, combinado) con el objetivo de disponer de un sistema versátil que permita el estudio y validación de la tecnología para producir un hidrógeno de la pureza adecuada para alimentar una pila de combustible polimérica. No sólo se ha modificado la unidad de reformado para poder adecuarse a cada uno de los combustibles que se alimente, sino que se han introducido modificaciones en cada uno de los subsistemas que lo componen para mejorar el rendimiento y disminuir el coste. El sistema desarrollado permitirá la evaluación de catalizadores en cada una de las etapas a escala de planta piloto, así como la optimización del proceso catalítico; los datos que se obtengan permitirán establecer las bases para una futura transferencia tecnológica.*

ABSTRACT: *Our group has been working for several years in the design and development of a processor of fuel that allows obtaining an hydrogen rich gas stream from carbonaceous fuels, especially biofuels like biogas and bioethanol; the retrieved gas will feed a fuel cell with the ultimate goal of generating electricity. Following the development of a first prototype which has been running successfully in a biogas plant from sewage water, it has undertaken the development of a new processor that allows to operate in different conditions of operation in terms of feeding gases, temperature, pressure and type of reforming reaction (dry, steam, combined) with the aim of having a versatile system that allows study and validation of the technology to produce a suitable purity hydrogen for feeding a polymeric fuel cell. This renovated unit not only has been modified to be able to adapt to each of the fuels that will feed, but that changes have been made in each of the subsystems that compose it to improve performance and reduce cost. The developed system allows the evaluation of catalysts in each one of the stages to scale pilot plant, as well as the optimization of the catalytic process; the data obtained will allow establish the basis for a future technology transfer.*

Palabras clave: *Hidrógeno, Procesador de combustible, biogás, bioetanol, PEMFC.*
Keywords: *Hydrogen, fuel processor, biogas, bioetanol, PEMFC.*

1. INTRODUCCIÓN

La generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables es una alternativa para el aprovechamiento de los excedentes de producción de plantas basadas en energías renovables. Una segunda vía de generación de hidrógeno es su obtención a partir de combustibles carbonosos mediante reformado y acondicionamiento del gas resultante para su alimentación a pilas de combustible. Las pilas de combustible pueden convertir el hidrógeno en energía eléctrica con un buen rendimiento teórico debido a que, aunque limitados por las leyes de la termodinámica, no están sujetas a limitaciones que afectan a ciclos térmicos.

Por otro lado, la biomasa es una fuente de energía renovable y puede ser utilizada mediante los mismos tratamientos, para producir composiciones ricas en hidrógeno. El reformado es un proceso bien conocido que se ha utilizado durante más de un siglo para obtener hidrógeno a partir de una amplia variedad de materias primas. Estas motivaciones han conducido al diseño y desarrollo de un sistema de generación de electricidad fiable, compuesto por un procesador de combustible acoplado a una pila de combustible capaz de transformar los compuestos hidrogenados en energía eléctrica [1].

El objetivo de este trabajo ha sido el diseño y construcción de un procesador con capacidad para procesar diferentes gases y líquidos combustibles para su conversión en una corriente rica en hidrógeno que pueda alimentar una pila de combustible convirtiendo la energía química de los gases alimentados en energía eléctrica.

2. PARTE EXPERIMENTAL

Para acometer el diseño del procesador, se han tenido en cuenta los componentes principales:

- Alimentación de reactivos: gases para simular la composición del biogás, bioetanol, aire, agua de proceso y refrigeración.
- Reactor de reformado: su diseño, y el dos sistemas auxiliares, permite la reacción de reformado seco, con vapor y combinado.
- Quemador: para generar el calor requerido por la reacción de reformado. En él se quema parte del combustible alimentado hasta conseguir la temperatura necesaria para el reformado.
- Reactor para la reacción de Water gas shift (WGS): Se convierte la mayor parte del contenido de CO en CO_2 haciéndolo reaccionar con vapor de agua.
- Reactor para la oxidación selectiva de CO (COPROX): para la eliminación total de monóxido de carbono previa a la alimentación a la pila de combustible.
- Subsistemas de refrigeración y calefacción
- Sistema de control: permite el seguimiento de las variables de operación.

Los catalizadores utilizados en cada uno de los procesos catalíticos han sido desarrollados en el Grupo de Hidrógeno y Pilas de Combustible del ICP-CSIC [2-5].

Dado que el objetivo final es el aprovechamiento de la corriente gaseosa rica en hidrógeno para generación de electricidad, se ha abordado la integración de una pila de combustible polimérica de 5 kW de potencia nominal al procesador para disponer de un sistema autónomo de generación de energía.

3. RESULTADOS

A partir de los datos obtenidos tras la operación del primer procesador utilizando biogás como combustible [6], se abordó el diseño del nuevo procesador. En las Figuras 1 y 2 se recogen dos esquemas de la planta con los principales equipos incorporados.

Las principales modificaciones que se han implementado en el procesador, con objeto de optimizar su funcionamiento, se resumen a continuación.

1) Diseño del reformador

Se han modificado algunas partes del diseño para permitir la operación con diferentes combustibles:

- Biogás: se podrá llevar a cabo tanto en reformado seco (CO_2), reformado con vapor, o reformado combinado ($CO_2 + H_2O$)
- Metano e hidrocarburos pesados (CxHy): reformado con vapor
- Biocombustibles: reformado con vapor de combustibles líquidos, especialmente bioetanol.

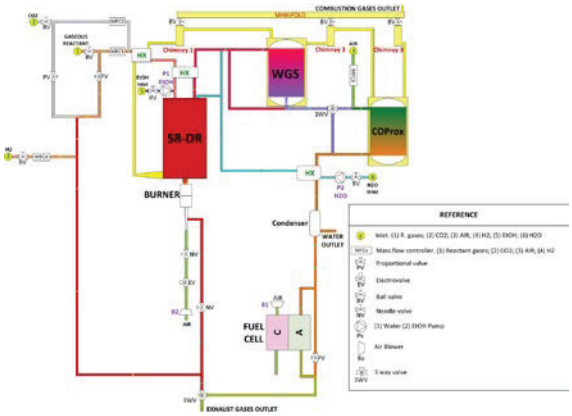

Fig. 1. Esquema del procesador de combustible.

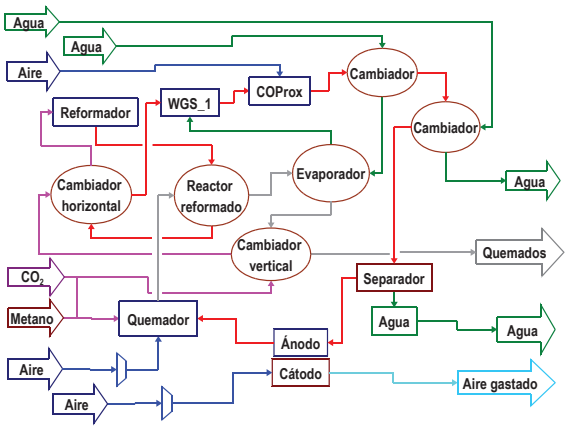

Fig. 2. Diagrama de las etapas del procesador.

2) Diseño de circulación gases de quemado

Los gases de combustión del quemador, después de proporcionar la temperatura necesaria al reformador se expulsaban a la atmósfera con la consiguiente pérdida calorífica. En este segundo prototipo se aprovecha este calor residual de la chimenea para acelerar la puesta en marcha de la planta. Se ha incorporado un sistema que lleva los humos de la chimenea desde su salida del reformador hasta los reactores de WGS y COPROX,

para acelerar el calentamiento de estos reactores y bajar sustancialmente el tiempo de arrancada.

Su operación se consigue mediante la instalación de bypass en cada uno de los dos reactores para poder aprovechar más o menos flujo de calor en cada uno.

Se han modificado ambos reactores incorporando una corona circular por la que se hacen circulan los humos del quemador. Se ha tenido en cuenta la necesidad de que la conducción de humos sea muy amplia en todo momento, para no añadir pérdida de carga en la conducción de estos gases.

Las "camisas" que incorporan los reactores de WGS y COPROX permiten circular los gases de quemado, con lo que se aumentaría la temperatura de los reactores, o aire fresco procedente de una soplante, para bajar las temperaturas en caso de que fuera necesario.

3) Diseño de los intercambiadores de entrada de los gases al reformador

Se han modificado los intercambiadores que precalientan los gases alimentados antes de la entrada al reformador utilizando la salida de los gases ya reformados, para que tuviese una mejor eficiencia, ya que es clave a la hora de evitar la formación de carbón por baja temperatura en la entrada del reactor.

4) Control de presión a la entrada de la pila de combustible

Para mejorar el control de la presión de entrada a la pila de combustible, tanto por arriba como por debajo, se ha sustituido la válvula de bypass por un regulador de *back pressure,* solucionando así los dos problemas que se habían detectado: se asegura la presión mínima necesaria, ya que la válvula no abre por debajo de la presión fijada, y al mismo tiempo se establece la presión de operación requerida mediante el regulador.

5) Sistema de control y adquisición de datos

En el primer prototipo el sistema de arranque del quemador dio muchos problemas derivados de la pobre composición alimentada.

Se ha incluido un nuevo controlador del quemador y se han implementado diferentes secuencias para centralizar en el programa de control todo lo asociado al quemador:

- El control del flujo de aire se regula en función del parámetro de llama (señal correspondiente) y en función de la temperatura de salida de la llama.
- Se han programado también barridos con aire de la cámara de combustión entre los distintos encendidos, para evitar las pequeñas pero desagradables explosiones que se producen durante el encendido.
- Se monitoriza el control de las válvulas de admisión en todas las circunstancias.
- Se ha incorporado una rutina que permite operar en forma automática o manual.

6) Componentes

Se han incorporado nuevos materiales con mejores prestaciones para operar en las condiciones de alta temperatura del quemador y reformador, principalmente se han sustituido diferentes tramos de tubería por materiales con menor contenido en níquel, para evitar formación de carbón cuando bajan las temperaturas de los gases.

7) Sistema de análisis

Se utilizará un micro cromatrógrafo de gases, de la marca Agilent, para el análisis y seguimiento de la composición gaseosa en cada uno de los puntos cruciales del sistema.

En el sistema de control se han implementado secuencias para analizar el CO en las tres entradas a los reactores catalíticos (reformado, WGS y COPROX) y a la salida de COPROX, así como H_2, CO_2, CH_4 a la entrada y salida del reactor de reformado, a la entrada al quemador, para controlar la llama, y a la salida del reactor de COPROX para asegurar que la composición gaseosa que llegue a la pila de combustible tiene las características deseadas.

Dado que el micro cromatrógrafo de gases requiere ausencia de agua para poder operar satisfactoriamente, se ha diseñado un sistema de eliminación de agua específico que garantiza su eliminación y permite el análisis de la corriente gaseosa.

8) Parámetros de operación

En la Tabla 1 se recogen los principales parámetros de diseño para la operación de la planta con biogás.

Tabla 1. Parámetros de diseño y operación.

Consumos		Parámetros nominales	
Biogás	5 $Nm^3 \cdot h^{-1}$	Generación de H_2	3,9 $Nm^3 \cdot h^{-1}$
Agua	12,6 $kg \cdot h^{-1}$	Potencia eléctrica nominal	5 kW
Aire	32,3 $m^3 \cdot h^{-1}$	% biogás al quemador	0 - 20%
Consumo eléctrico	0,6 kW	Potencia quemador	15,5 kW

En la Fig. 3 se muestra el procesador de combustible durante la etapa de montaje.

Fig. 3. Procesador de combustible durante la etapa de montaje y ensamblaje de los equipos.

4. CONCLUSIONES

Se ha completado el diseño y fabricación de un procesador de combustible que admite la alimentación de hidrocarburos y biocombustibles gaseosos y líquidos (biogás, bioetanol) para la producción de hidrógeno.

La unidad de reformado ha sido modificada para poder adecuarse a cada uno de los combustibles que se alimente, pudiendo llevarse a cabo el reformado con vapor, reformado seco o reformado combinado. El procesador consta de dos unidades de eliminación de monóxido de carbono (WGS y COPROX), con catalizadores específicos desarrollados en el Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (CSIC), validados en un procesador de bioetanol de 10 kW, que garantizan la obtención de hidrógeno con la pureza adecuada para alimentar una pila de combustible polimérica (< 10 ppm CO).

Otras modificaciones introducidas en cada uno de los subsistemas que lo componen redundan en una mejorara del rendimiento y disminución del coste de fabricación. El sistema desarrollado, además de ser versátil, permitirá la evaluación de catalizadores en cada una de las etapas a escala de planta piloto, así como la optimización del proceso catalítico en condiciones específicas.

Se ha llevado a cabo la integración de una pila de combustible polimérica que funcionará con el gas rico en hidrógeno obtenido del procesador. El sistema de control, desarrollado en la Unidad de Pilas de Combustible de Ciemat, permite estudiar también el comportamiento de la pila de combustible en diferentes condiciones de alimentación, temperatura y presión, pudiendo establecer las condiciones óptimas de funcionamiento. Los datos que se obtengan permitirán establecer las bases para una futura transferencia tecnológica.

Agradecimientos

Este trabajo se ha realizado gracias a la financiación de la Comunidad de Madrid mediante el proyecto S009/ENE-1475 y el proyecto del CSIC 201280E132. Otras fuentes de financiación que han permitido la realización de este trabajo han sido S-0505/ENE-304, MAT2010-20846, MAT2011-27151 y MAT2013-45043-P.

Bibliografía

[1] A.J. Martín, T. González Ayuso, J. Mielgo, J.L. Serrano, L. Daza, Analysis of a Biogas Processing Plant Coupled to a 5 kW Fuel Cell. Abstract 205, Fuel Cell Seminar and Exposition, Orlando, October 31st-November 1st, 2011.

[2] M. Benito, S. García, P. Ferreira-Aparicio, L. García Serrano and L. Daza, J. Power Sources 169 (2007) 177-183.

[3] A. Serrano-Lotina, L. Daza, Influencia de las variables de operación sobre la reacción de reformado seco de metano. Libro de comunicaciones CONAPPICE 2012, pág. 211.

[4] L. Daza, M. Benito, R. Isabel, R. Padilla, Patente PCT/ES 2006/070102, WO 2007/006838, 2005.

[5] L. Daza, M. Benito, R. Padilla, Patente P200603286, 2006.

[6] Project LIFE07 ENV/E/000847 – BIOCELL

Presentación del proyecto ELYNTEGRATION: electrolizadores alcalinos multi-MW integrados en la red eléctrica para servicios de red y energéticos

E. Albertín, D. Embid, R. Canalejas, F. Palacín

Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, Parque tecnológico Walqa, Ctra. N-330A, km. 566, 22197 Cuarte, Huesca, España

RESUMEN: *El documento presenta los conceptos y resumen del proyecto ELYNTEGRATION, comenzado en septiembre de 2015, y que tiene entre otros objetivos desarrollar los diferentes subsistemas de electrólisis alcalina, siendo un proyecto colaborativo que incluye a centros de investigación y empresas tecnológicas de Europa. El objetivo final del proyecto es el diseño e ingeniería de un electrolizador alcalino de varios MW de potencia, robusto, flexible, eficiente y competitivo en coste con un solo stack basado en la tecnología alcalina con una capacidad de producción de hasta 4,5 toneladas de hidrógeno al día. Las características del electrolizador diseñado serán determinantes para su uso en sistemas dinámicos, que pueden esperarse en el marco de generación a nivel distribución-transporte eléctrico con alta penetración de energías renovables.*

ABSTRACT: *This document presents some concepts and summary of the project ELYNTEGRATION, started in September 2015, which will aim at achieving developments in alkaline water electrolyser's subsystems, being a collaborative project involving research institutions and technological companies established on the European Union. The final goal of the project is the design and engineering of a robust, flexible, efficient and cost-competitive single stack, based on IHT technology, Multimegawatt High Pressure Alkaline Water Electrolyser of 4,5 Tons of hydrogen per day. The cutting edge capabilities of the designed electrolyzer will be determinant for its use under highly dynamic power supplies, which can be expected in the frame of generation/ transmission/ distribution scenarios integrating high renewable energy shares.*

Palabras clave: *hidrógeno, electrólisis alcalina, optimización, servicios de red.*
Keywords: *hydrogen, alkaline electrolysis, optimization, grid services.*

1. INTRODUCCIÓN

En el marco del proyecto ELYNTEGRATION diferentes aspectos de la electrólisis alcalina, tales como desarrollos a nivel stack, balance de planta (BoP por sus siglas en inglés) y sistema de control de proceso y comunicación para su integración, han de ser optimizados tanto a nivel técnico como de coste. Además, se dedicará especial atención a las fases de pruebas (tests) y a la integración en redes eléctricas, además de realizar análisis de mercado y casos de negocio de electrolizadores suministrando servicios de red.

2. PARTE EXPERIMENTAL

Para el diseño del electrolizador objetivo del proyecto, los socios colaboradores de ELYNTEGRATION desarrollarán varios prototipos de electrolizadores de diferentes rangos de trabajo, desde escala micro piloto (130 mm de diámetro aproximadamente) hasta la escala real industrial (1600 mm de diámetro).

Estas plataformas de ensayo se utilizarán para estudiar las propiedades y capacidades de cada desarrollo tecnológico del proyecto (separadores, electrodos y diseños de celda a nivel stack) en los diferentes diámetros, y los datos obtenidos servirán como información para realizar la selección de los componentes de mejor comportamiento y rendimiento. Una vez que los componentes han sido seleccionados conforme a requisitos, y tras su montaje final, el sistema completo será sometido a una serie de ensayos demostrativos en un entorno operacional.

Por tanto, el nuevo diseño de stack estará basado en las mejoras y análisis de resultados de las pruebas realizadas a escalas menores, desde laboratorio, micro piloto y piloto. El demostrador final consistirá en un sistema de stack único de hasta 250 kW a escala real industrial, para proveer de información tanto de escala como de los sistemas de control desarrollados y la investigación sobre el balance de planta.

3. FASES DEL PROYECTO

Gracias a la identificación de requisitos de los potenciales usuarios finales, realizada en la primera fase del proyecto, así como los parámetros críticos de operación a nivel técnico, se espera que el sistema diseñado y los componentes desarrollados faciliten la integración e implementación futura, así como el desarrollo comercial de electrolizadores alcalinos de alta potencia basados en la tecnología alcalina de IHT. La puesta en marcha de este tipo de equipos debería ser la siguiente fase tras la conclusión del proyecto, en el marco de proyectos demostrativos a gran escala, o a escala industrial completa.

Fig. 1. Electrolizador alcalino de IHT, instalaciones de FHA.

El desarrollo y evaluación del prototipo final a escala real será el fruto del trabajo colaborativo de todos los miembros del consorcio. El diseño y montaje de los stacks está liderado por IHT (Industrie Haute Technologie, Suiza), como empresa tecnológica y fabricante a nivel internacional de electrolizadores de potencias en el rango de MW. VITO (Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, Bélgica) y Fraunhofer-IFAM (Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, Alemania) proveerán su experiencia para el desarrollo de separadores y electrodos, respectivamente. Por otra parte, INYCOM (Intrumentación y Componentes, España) está a cargo del desarrollo y mejora de los sistemas de control y comunicaciones a desarrollar para la integración en red del electrolizador, mientras que IAEW (Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Universidad de Aachen, Alemania) proveerá el conocimiento para la correcta implementación del sistema en mercados emergentes, encargándose de facilitar los requisitos de usuarios finales y análisis de mercados. FHA (Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, España) está a cargo de la coordinación del proyecto, liderando también tareas de optimización del balance de planta y rediseño de la planta, poniendo también a disposición sus instalaciones para los ensayos demostrativos en un entorno operacional.

4. CONCLUSIONES

ELYNTEGRATION comenzó en septiembre de 2015, siendo la reunión de lanzamiento en las instalaciones de FHA en el mes de octubre. El proyecto tiene una duración de tres años. Los resultados del proyecto deberán facilitar el camino hacia la implementación y desarrollo comercial de tecnología de electrólisis alcalina de varios MW y con producción de hasta 4,5 toneladas de hidrógeno al día.

Agradecimientos

El proyecto ELYNTEGRATION recibe financiación de la Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking bajo el acuerdo No 671458. Esta Iniciativa Conjunta recibe el apoyo de la Unión Europea a través del programa de investigación e innovación Horizonte 2020, así como de España, Bélgica, Alemania y Suiza.

Techno-economical optimization of a stand-alone wind-photovoltaic-hydrogen power system

M. Douak[1], N. Setou[1], T. González Ayuso[2], R. Ghedamsi[1], B.Negrou[1]

[1] Université kasdi Merbah Ouargla, Laboratoire de Valorisation et Promotion des Ressources Sahariennes (VPRS), Algeria
[2]Unidad de Pilas de Combustible, Ciemat, Av. Complutense 40, 28040 Madrid, Spain

RESUMEN: *La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles es la principal causa de las emisiones de gases de efecto invernadero y cambios climáticos. En nuestros días el consumo de energía en edificios representa el 40% del consumo total de energía en los países más desarrollados. Este problema podría reducirse significativamente a través del diseño sostenible, incrementar la eficiencia energética y uso de fuentes renovables para generar la electricidad necesaria. Los mayores obstáculos con que se enfrenta este tipo de energía provienen de la intermitencia de estas fuentes así como los problemas de almacenamiento y transporte. Entre todos los candidatos responder a estos problemas, el hidrógeno presenta la mejor respuesta. Este trabajo propone un modelo de optimización de un sistema híbrido PV/viento/pila de combustible capaz de cubrir las necesidades de demanda de energía eléctrica de una residencia típica fuera de manera aislada de la red de manera sostenible. El modelo matemático utilizado tiene en cuenta los submodelos del sistema híbrido, la probabilidad de pérdida de suministro energético (LPSP) y el costo de ciclo de vida (LCC).*

ABSTRACT: *Electricity generation by fossil fuels is the major cause of greenhouse gas emissions and climate changes. In present days significant energy consumption is observed in buildings which represent 40 % of the total energy consumption in the most developed countries. This problem might be significantly reduced through sustainable design, increasing energy efficiency and using renewable sources to generate electricity required. But, the greatest obstacles which face electric energy comes from renewable energy systems are often referred to the intermittency of these sources as well as storage and transport problems. Among all the candidates answering these criteria, hydrogen presents the best answer. This paper proposes an integrated PV/Wind/Fuel cell hybrid system optimization model able to cover the demand of a typical off-grid residence for its electrical energy needs in a sustainable way. The mathematical model used takes into account the sub-models of the hybrid system, the loss of Power Supply Probability (LPSP) and the Life cycle Cost (LCC).*

Palabras clave: *Simulación, Integración de sistemas, Fotovoltaica, Pila de combustible, Energía eólica*
Keywords: *Simulation, integration systems, photovoltaic, fuel cell, eolic energy*

1. INTRODUCTION

Buildings are seen as a key-part of the needed transition towards Sustainability in its energy dimension. This derives from the fact that the buildings sector represents between 30% and 40% of the demand of final energy in most developed countries. Given that in buildings there is a high use of electricity, these figures often convert to about or more than 40% in primary energy and energy-related CO_2 emissions. Complementarily, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) fourth assessment report states that about 30 percent of the projected global greenhouse gas emissions in the building sector can be avoided by 2030 with net economic benefit [1].

2. HYBRID SYSTEM DESCRIPTION

The configuration of a (wind/PV/fuel cell (FC)) hybrid considered in this paper is shown in Fig. 1. Wind and PV are the primary power sources of the system, and an FC–electrolyzer combination is used as a backup and a long-term storage system, when there is a deficit in power generation, the FC stack will begin to produce energy using hydrogen from the reservoir tank.

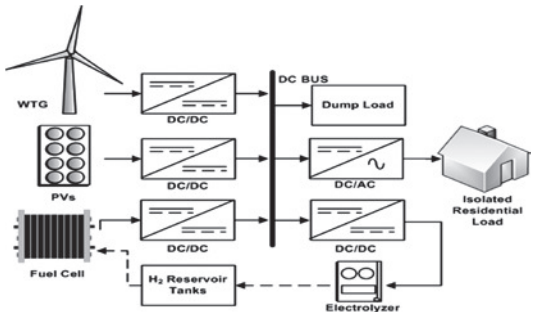

Fig. 1. Renewable generating system configuration [3].

3. MODELING THE SYSTEM COMPONENTS

3.1. PV generator model

The hourly output power of the PV generator with an area A_{pv} (m^2) at a solar radiation on tilted plane module G_{in} (W/m^2) is given by:

$$p_{pv}(t) = \eta_{gen}.A_{pv}.G_{in} \quad (1)$$

where η_{gen} represents the PV generator efficiency and is given by:

$$\eta_{gen} = \eta_{PC}\eta_r\left(1-\gamma\left(T_c-25\right)\right) \quad (2)$$

where η_r is the reference module efficiency, ηpc is the power conditioning efficiency which is equal to 1 if a perfect maximum power tracker (MPPT) is used. β is the generator efficiency temperature coefficient, it is assumed to be a constant and for silicon cells the range of β is 0.004-0.006 per (°C), T_{cref} is the reference cell temperature (°C) and Tc is the cell temperature (°C) and can be calculated as follows :

$$T_c = T_a + G_{in}\left(\frac{NOCT-20}{800}\right) \quad (3)$$

where T_a is the ambient temperature (°C) and NOCT is the nominal cell operating temperature (°C). η_{pc}, β, NOCT and A_{pv}, are parameters that depend upon the type of module used. The data are obtained from the PV module manufacturers.

If the number of PV systems is N_{pv}. The overall produced power is

$$P_{pv}(t) = N_{pv}.p_{pv}(t) \quad (4)$$

3.2. Wind turbine system model

Choosing a suitable model is very important for the wind turbine power simulations. For a typical wind turbine, the power output characteristic can be assumed in such a way that it starts generating at the cut-in wind speed $V_{cut\text{-}in}$, the power output increases linearly as the wind speed increases from V_c to the rated wind speed V_r, The rated power P_r is produced when the wind speed varies from V_r to the cut-out wind speed $V_{cut\text{-}out}$ at which the wind turbine will be shut down for safety considerations. Then the wind turbine power output can be simulated by

$$p_{WT}(t) = \begin{cases} 0 & V^t \prec V_{cut-in} \\ P_r\dfrac{V(t)-V_{cut-in}}{V_r-V_{cut-out}} & V_{cut-in} \le V^t \le V_r \\ P_r & V_r \le V^t \le V_{cut-out} \\ 0 & V^t \succ V_{cut-out} \end{cases} \quad t = 1,2,\ldots,T \quad (5)$$

where P_R is the rated electrical power; $V_{cut\text{-}in}$ is the cut-in wind speed; V_r is the rated wind speed; and $V_{cut\text{-}out}$ is the cut-out wind speed. In this study, the adjustment of the wind profile for height is taken into account by using the power law that has been recognized as a useful tool to model the vertical profile of wind speed. The equation can be described by:

$$V_2 = V_1\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^{\alpha} \quad (6)$$

where, V_1 (m/s) is the actual wind speed at a height of Z_1 (m); V_2 (m/s) is the wind speed at the required height Z_2 (m) and α is the wind speed power law coefficient defined by:

$$\alpha = \frac{0.37-0.088\ln(V_1)}{1-0.088\ln(Z_1/10)} \quad (7)$$

The overall produced power is:

$$P_{pv}(t) = N_{WT}.p_{WT}(t) \quad (8)$$

3.3 Fuel cell (FC)

A simplified fuel cell model is used in this paper. We assume that the fuel cell works on a fixed operation point, so that its output power ($P_{FC}(t)$) can be evaluated from (3) [2].

$$P_{FC}(t) = \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} - P_{gen}(t)\right)\Big/\eta_{FC} \quad (9)$$

where η_{FC} and η_{inv} are the FC and inverter's efficiency, respectively, and $P_{gen}(t)$ is the total power generated by wind and PV every hour, computed as (10).

$$P_{gen}(t) = P_{PV}(t) + P_{WT}(t) \quad (10)$$

One hour time step is employed. Thus, generated and demanded power levels are equivalent to generated and demanded energies at a particular hour, as is specified by (11) and (12).

$$P_{gen}(t) = E_{gen}(t) \quad (11)$$

$$P_{Load}(t) = E_{Load}(t) \quad (12)$$

3.4. Electrolyzer

The transferred power from electrolyzer to hydrogen tank can be defined as follows:

$$E_{elect}(t) = \left[E_{gen} - E_{Load}(t)/\eta_{inv}\right].\eta_{elect} \quad (13)$$

3.5. Hydrogen tank

We assume that the electrolyzer works at a constant operating point, so that the hydrogen produced by the electrolyzer is proportional to its efficiency. The hydrogen equivalent energy is

takenfrom the electrolyzer and it is stored in the reservoir tanks.

If the power generated from the wind/PV system is greater than the load demand at time t, the electrolyzer will be used to fill the hydrogen tanks, which is described by Equation (14) [3].

$$E_{stor}(t) = E_{stor}(t-1) + \left[E_{gen}(t) - E_{Load}(t)/\eta_{inv}\right].\eta_{elect} \quad (14)$$

where $E_{Stor}(t)$ and $E_{Stor}(t-1)$ are the energy stored in the hydrogen tanks at hours t and t-1, respectively, η_{Inv} is the efficiency of the inverter, and η_{Elect} is the efficiency of the electrolyzer.

When the load demand is greater than the energy generated by the wind/PV system, the FC is used to supply the load. In this case, the amount of hydrogen in the tanks at hour t is obtained by

(15)

where η_{FC} is the overall efficiency of the FC and its corresponding DC/DC converter.

The mass of stored hydrogen, at any time step t, is calculated as follows [4]:

$$m_{stor}(t) = \frac{E_{stor}(t)}{HHV_{H_2}} \quad (16)$$

where, the Higher Heating Value (HHV) of hydrogen is equal to 39.7 kWh/kg. It is worth to note that there are lower and upper limits for amount of the stored hydrogen. It is not possible that the mass of stored hydrogen exceeds the rated capacity of the tank. On the other hand, because of some problems, e.g. hydrogen pressure drop, a small fraction of the hydrogen (here, 5%) may not be extracted. This fraction is the lower limit of the stored energy. Therefore

$$E_{stor\,\min} \le E_{stor}(t) \le E_{stor\,\max} \quad (17)$$

4. OPTIMAL SIZING CRITERIA FOR HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEM

The suggested energy management strategy can be summarized in the subsequent steps:

(a) If the power generated by the hybrid system exceeds the energy required by the load demand, the energy surplus is stored in the tank and the new state of charge is calculated using Eq. (14).

(b) When the energy required is greater than the energy generated, the reservoir tank will be used to assure the load demand. In this case, the new state of charge at hour t is calculated using Eq. (15).

In case (a) when the state of charge of the reservoir tank reaches a maximum value, $E_{stormax}$, the control system stops the charging process. The excess power generated (EPG) is an important parameter, which gives the excess in power generated and unutilized by the system. This value can vary due to the variation of hourly average demand, insolation, wind velocity and state of charge of the reservoir tank. At hour t, the excess power generated (EPG) can be expressed as follows:

$$EPG(t) = E_{Gen}(t) - \left[E_{Load}(t)/\eta_{inv} + \left(E_{stor\,\max} - E_{stor}(t-1)\right)\right] \quad (18)$$

The Relative Excess Power Generated (REPG), expressed as the ratio of power excess to the sum of load demand during the considered period is calculated by the following equation:

$$REPG(t) = \sum_{t=1}^{T} EPG(t) \Big/ \sum_{t=1}^{T} E_{Load}(t) \quad (19)$$

In case (b), if the state of charge of the reservoir tank decreases to its minimum level, $E_{stormin}$, the control system disconnects the load and that deficit called lost power supply (LPS) at hour t, can be expressed as:

$$LPS(t) = E_{Load}(t) - \left[E_{gen}(t) + (E_{stor}(t-1) - E_{stor\,\min}).\eta_{FC}\right]\eta_{inv} \quad (20)$$

The loss of Power Supply Probability (LPSP), for a considered period T, can be defined as the ratio of all the (LPS(t)) values for that period to the sum of the load demand. This can be defined [5]:

$$LPSP = \sum_{t=1}^{T} LPS(t) \Big/ \sum_{t=1}^{T} E_{Load}(t) \quad (21)$$

An LPSP of 0 means the load is always satisfied, while an LPSP of 1 means that the load never be satisfied.

Table 1. Input data for selected component

System parameter	Data
Specification of the PV module, Type, P_{max}, PV panel price	
Specification of the wind turbine	5.62
April	7.06
May	7.25
June	7.69
July	7.91
August	7.42
September	6.00
October	4.33
November	3.3
December	2.66
Annual	5.54

References

[1] https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf.

[2] V.M. Sánchez, A.U. Chavez-Ramirez, S.M. Duron-Torres. Int. J. Hydrogen Energy 39 (2014) 16646-16655.

[3] A. Maleki, A. Askarzadeh. Int. J. Hydrogen Energy 39 (2014) 9973-9984.

[4] A. Kashefi Kaviani, G.H. Riahy, SH.M. Kouhsari. Renewable Energy 34 (2009) 2380–2390.

[5] A. Kaabeche , M. Belhamel, R. Ibtiouen. Solar Energy 85 (2011) 2407–2420.

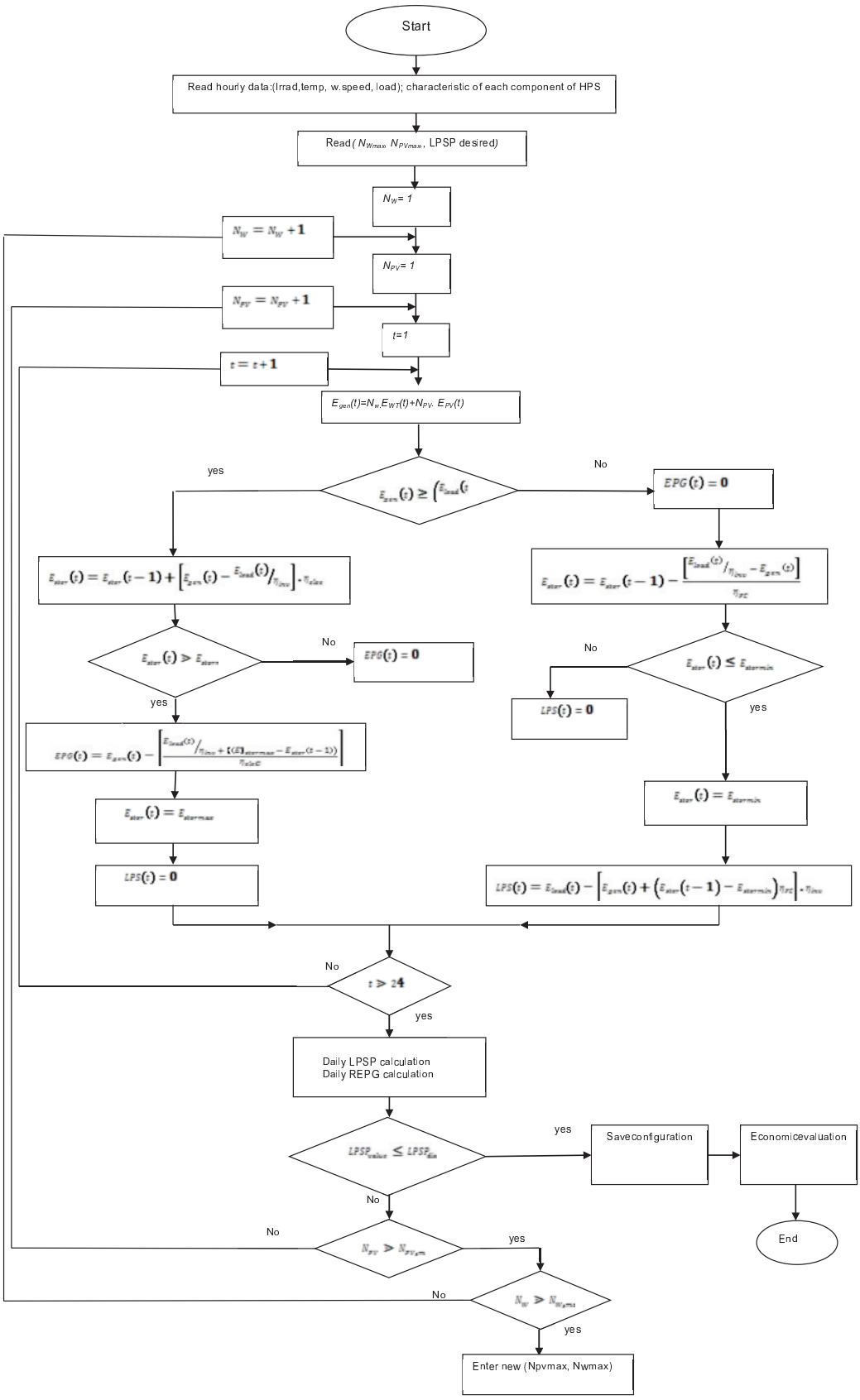

Fig. 3. Flow chart of the optimal sizing model.

Emulador de una pila de combustible PEM

A. P. Vega-Leal[1], J.J. Brey[2], D. Rodriguez[3], D. Muñoz Alé[2], T. Guerrero Cervera[2]

[1]Dpto. Ingeniería Electrónica, Universidad de Sevilla, Av. Descubrimientos s/n, 41092 Sevilla, España
[2]Abengoa Hidrógeno, Campus Palmas Altas, C/ Energía Solar 1, 41014 Sevilla; España
[3]Solving Systems Engineering, Av. Leonardo Da Vinci 18, 41092 Sevilla, España

RESUMEN: *El desarrollo de nuevas aplicaciones que se alimentan directamente de pilas de combustible debe tener en cuenta la respuesta dinámica de la pila. El uso de modelos teóricos permite realizar simulaciones, pero la validación del sistema no se realiza hasta que se conecta con la PEM. El presente trabajo presenta un sistema electrónico que emula el comportamiento tanto estático como dinámico de una PEM, para poder probar aplicaciones sin necesidad de conectar la pila, ahorrando costes de montaje experimental así como reducir el riesgo de deterioro de la PEM por comportamientos inadecuados del sistema en desarrollo.*

ABSTRACT: The development of new electronic systems that take their power directly from fuel cells must take into account the dynamic response of the stack. Using theoretical models allows for behavioural simulations, but the system validation is not performed until it includes the PEM. This paper presents an electronic system that emulates the static and dynamic behavior of a PEM to test application electronics without connecting the fuel cell, saving experimental assembly costs and reducing the risk of damage to the PEM by inappropriate behavior of the system under development.

Palabras clave: *Emulador, pila de combustible, montaje experimental.*
Keywords: *Emulator, fuel cell, experimental setup.*

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de nuevas aplicaciones que se alimentan directamente de la corriente suministrada por pilas de combustible debe tener en cuenta la respuesta dinámica de la pila. Esta respuesta provoca fluctuaciones en la tensión con la que se alimenta el sistema conectado y, por tanto, en la corriente que este sistema va a demandar a la pila. De no tenerse en cuenta, esto puede provocar inestabilidad en la alimentación que, por una parte provoca deterioro de las prestaciones de la pila de combustible y, por otro, provoca oscilaciones en la alimentación del sistema que deberá ser compensada y filtrada.

El uso de modelos teóricos [1, 2] permite realizar simulaciones del sistema funcionando junto con la PEM. Esto permite una primera aproximación para el diseño del sistema.

El presente trabajo presenta un sistema electrónico que emula el comportamiento dinámico de una PEM para poder probar aplicaciones sin necesidad de conectar la pila, ahorrando costes de montaje experimental así como reduce el riesgo de deterioro de la PEM por comportamientos inadecuados del sistema en desarrollo.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1. Caracterización de la PEM

La pila elegida es una PEM de Horizon, modelo H30. Cuenta con 14 celdas de entre 0,7 y 1V de tensión cada una, obteniéndose una potencia eléctrica de 30W en su punto máximo. Sus principales características se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Características de la PEM emulada.

Características del electrolizador	
Potencia nominal (W)	30
Punto de trabajo	8,4V@3,6A
Reactivos	Hidrógeno y aire ambiente
Máxima temperatura	55ºC
Presión H2	0,45-0,55bar
Humidificación	Auto humidificada
Caudal máximo	0,42L/min
Eficiencia del sistema	40%

Se ha llevado a cabo un ensayo de calibración para caracterizar, tanto en su comportamiento estático como dinámico la pila de combustible.

En la Figura 1 se muestra la curva de polarización estática obtenida experimentalmente de la pila PEM H30. En la Tabla 2 se muestran las variables de entorno del experimento.

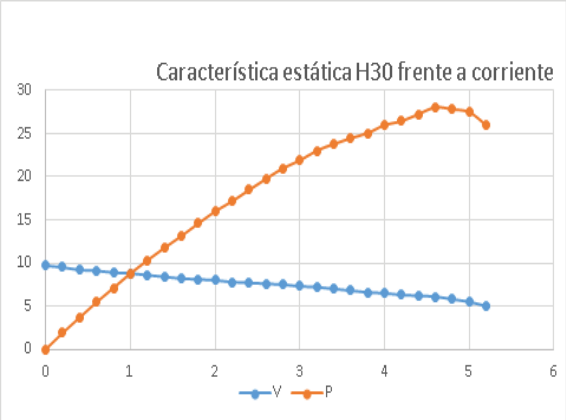

Fig. 1. Caracterización experimental estática de la H30.

Tabla 2. Variables de entorno de la caracterización.

Variables de entorno	
Presión de oxígeno (bar)→Po2	0,21
Presión de hidrógeno (bar)→Po2	0,3
Temperatura de stack (K) →T	308,15
Humedad del stack (%) →λm	14
Espesor de la membrana (m)→tm	0,01275

Asimismo, se ha caracterizado la pila en su comportamiento dinámico. Para ello se ha realizado un barrido senoidal entre 0,1Hz y 10kHz.

El resultado de la caracterización dinámica consiste en la medida de la impedancia equivalente de la pila, considerándola una fuente ideal con el valor correspondiente del punto de polarización medido en el punto anterior (ver Figura 2).

Si bien el valor de la impedancia es importante medirlo para cada punto de polarización, por razones lógicas, sólo se muestran los resultados para el punto de polarización de 1A. La señal de estímulo consiste en una señal senoidal de amplitud 0,5A con un valor de continua de 1A.

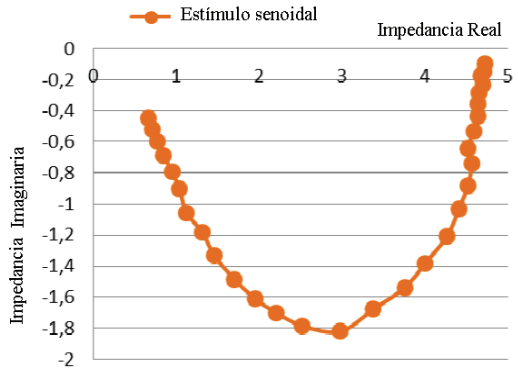

Fig. 2. Caracterización dinámica. Espectrometría de impedancias.

2.1. Modelo estático de la PEM

En los últimos años han sido propuestos en la literatura muchos modelos con el propósito se describir el funcionamiento de la pila de combustible. En este proyecto se van a comparar tres modelos; uno teórico y dos empíricos. El más interesante por su intento de modelar según las características físicas del comportamiento de la PEM es el propuesto por [1]. Este modelo pretende reflejar exhaustivamente el proceso físico y electroquímico que tiene lugar en la pila. Por tanto, intervienen factores como el espesor de la membrana, la temperatura del stack, la humedad, etc. Para llegar a la expresión analítica que lo describe se desglosan tanto el término de voltaje en vacío como las distintas pérdidas como se indica en la Ecuación (1):

$$V_{fc}=E-V_{act}-V_{ohm}-V_{conc} \quad (1)$$

$$E=1{,}229-8{,}5\cdot 10^{-4}\cdot(T-298{,}15)+4{,}308\cdot 10^{-5}\cdot T\cdot[\ln P_{H2}+0{,}5\cdot \ln P_{O2}] \quad (2)$$

$$Vact=x_1-8{,}5\cdot 10^{-4}\cdot(T-298{,}15)+4{,}308\cdot 10^{-5}\cdot T\cdot[\ln P_{H2}+0{,}5\cdot \ln P_{O2}]+[(x_2\cdot T+x_3)\cdot P_{O2}^{2}+(x_4\cdot T+x_5)\cdot P_{O2}+(x_6\cdot T+_{x7})]\cdot(1-e^{-x8i}) \quad (3)$$

$$v_{ohm}=\frac{i\cdot t_m}{(0{,}005139\cdot\lambda_m-0{,}00326)\cdot e^{x_9\cdot(\frac{1}{303}-\frac{1}{T})}} \quad (4)$$

$$v_{conc}=i\cdot[(x_{10}\cdot T+x_{11}\cdot P_{O2})\cdot\frac{i}{x_{12}}]^{x_{13}} \quad (5)$$

El ajuste del modelo propuesto se ha realizado mediante MATLAB. Se ha empleado la función lsqcurvefit,

El método de mínimos cuadrados es una técnica de análisis numérico usada comúnmente en el ajuste de curvas. El objetivo del método es encontrar el polinomio de grado n que mejor se aproxime a un conjunto de m pares de datos (xi, yi).

El problema de este método radica en proporcionar los valores iniciales adecuados x0 para que el algoritmo encuentre unos coeficientes válidos. Este proceso de asignar los valores iniciales de búsqueda deberá realizarse para cada pila en particular y puede resultar una tarea difícil, ya que los coeficientes encontrados pueden no tener sentido si estos valores no son los adecuados.

Para la pila H30, el ajuste según el modelo de [1] permite además hacer una predicción de su comportamiento y, por tanto, una emulación en condiciones variables de operación.

Una vez calculados los coeficientes obtenidos considerando las condiciones experimentales de la caracterización estática, en la Figura 3 se muestra el ajuste del modelo para variaciones de la presión de oxígeno de entrada (Po2).

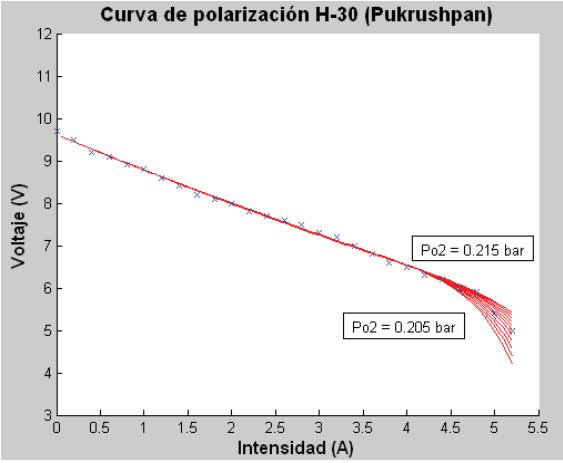

Fig. 3. Ajuste estático de la respuesta de la pila H30.

2.2. Modelo dinámico de la PEM

El comportamiento dinámico de la pila se ha obtenido previamente mediante espectroscopía de impedancias. De este modo se obtiene la impedancia de salida en condiciones del punto de operación elegido. Para poder emular la PEM se aplica este resultado a una fuente ideal con una impedancia serie determinada por el resultado experimental. Para ello se usa el modelo RANDLES [3]. Al igual que el modelado estático, en este caso también se recurre a algoritmos de mejor ajuste. Como resultado se obtienen os parámetros eléctricos equivalentes del circuito mostrado en la Figura 4.

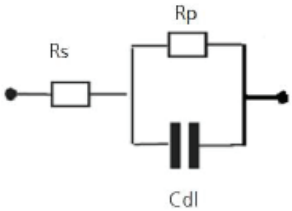

Fig. 4. Modelo de impedancia equivalente de Randles.

Los valores de componentes elegidos se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Valores circuitales del modelo dinámico.

Valores circuitales	
Rs (Ω)	0,664
Rct (Ω)	3,997
Cdl (F)	0,00102

2.3. Sistema electrónico de emulación

Para la emulación se ha realizado un sistema electrónico que, incorporando el modelo completo (estático y dinámico), entrega la potencia demandada a la salida con el par V, I calculado de forma que sigue el mismo comportamiento que la PEM estudiada.

El sistema completo se compone de dos placas de circuito impreso de distinta naturaleza, una de ellas incluye un microprocesador digital y controla los aspectos de comportamiento y emulación como el cálculo del estado de carga y tensiones a la salida.

La otra placa controla la potencia y la estabilidad de la salida en función de la consigna de tensión calculada. Todo ello es alimentado mediante un convertidor de alterna a continua para obtener la potencia de la red eléctrica.

La comunicación con el ordenador es opcional y sirve para configurar los parámetros del modelo que se pretende emular comportamiento.

El sistema central es el circuito de control de potencia. Mediante una realimentación analógica se controla en todo momento la salida del sistema de potencia, comparando la salida con la consigna de entrada se regula la tensión en las puertas de los transistores para mantener la tensión deseada en bornas de salida.

El control digital tiene la misión de medir la tensión y la corriente generadas en todo momento mediante un convertidor analógico-digital y almacenar sus valores. Además se encarga de calcular la ce consigna de tensión en base a las ecuaciones del modelo de la PEM. Con las medidas de tensión, corriente, y el tiempo trascurrido, el microprocesador calcula el estado de la pila de combustible y determina el valor de tensión que debe tener en las bornas de salida. El valor de tensión calculado es convertido a una señal analógica mediante un convertidor digital-analógico y será la referencia para el sistema de potencia.

Finalmente, Mediante un software de control y monitorización, en el PC se pueden generar gráficas y tablas del comportamiento del sistema a lo largo del tiempo así como modificar sus parámetros y modos de funcionamiento.

En la Figura 5 se muestra el diagrama de bloques general del sistema electrónico.

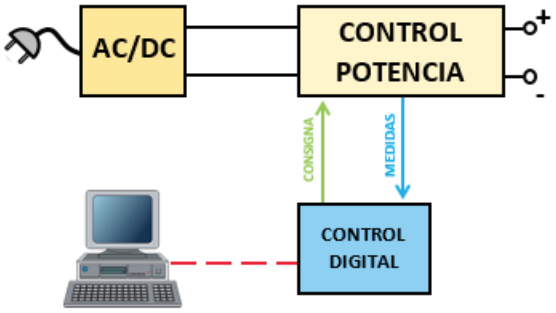

Fig. 5. Vista del exterior del sistema en su configuración con el electrolizador alcalino.

3. CONCLUSIONES

El diseño de sistemas de alimentación basados en pilas de combustible requiere para su validación la conexión a la pila. En la fase de caracterización y validación de prototipos y demostradores de concepto, esto presenta el riesgo de un mal funcionamiento que dañe a la propia pila. Para una correcta validación se precisan emuladores que integren tanto el comportamiento estático como el dinámico.

El sistema aquí presentado emula el comportamiento de una pila de combustible PEM que ha sido previamente caracterizada.

De esta forma se permite validar el sistema bajo pruebas sin requerir del sistema de pila de combustible, con los costes que implica relacionados con la gestión del equipamiento de hidrógeno.

Bibliografía

[1] Jay T. Pukrushpan, Anna Stefanopoulou y Huei Peng. Control of Fuel Cell Power Systems, Springer, 2004. ISBN: 978-1-4471-3792-4

[2] Junbom Kim, Seong-Min Lee, Supramaniam Srinivasan, K. ChopModeling of Proton Exchange Membrane Fuel Cell Performance with an Empirical Equation. J. Electrochem. So&, Vol. 142, No. 8, August 1995

[3] Randles, J. E. B. (1947). Kinetics of rapid electrode reactions.Discussions of the Faraday Society 1: 11.