



Hidrógeno electrolítico para la gestión de la red eléctrica

F. Gutiérrez-Martín, M.T. Domínguez-De Juan, M. Ruiz-Pastrana

La introducción de las nuevas energías renovables sitúa al sistema eléctrico español ante unos retos formidables; el hidrógeno podría entonces también emplearse como un poderoso y novedoso vector energético de gestión de la red en forma eficaz.

La variabilidad de la demanda a lo largo de las horas del día y las estaciones del año, junto a la generación aleatoria de la mayoría de las fuentes de energía renovable, sitúan al sistema eléctrico ante un nuevo y fascinante paradigma; ello resulta especialmente relevante en redes relativamente aisladas y con una notable penetración de los parques eólicos, como sucede actualmente en España. La figura 1 muestra una curva típica, con dos puntas que reflejan sobre todo las necesidades de climatización durante las horas cálidas del estío e iluminación en los días cortos

del invierno. Dado que la electricidad es poco almacenable, debe predecirse dicho consumo de modo que las plantas puedan hacer un seguimiento y mantener el equilibrio de la red en todo momento. Ello afecta a la estructura y gestión del sistema de generación, donde las nucleares operan en modo base, mientras las térmicas e hidráulicas pueden regularse para ajustar la carga; finalmente, las fuentes renovables tienen prioridad de evacuación, pero con el inconveniente de su variabilidad y falta de disponibilidad, de forma que a veces exceden la demanda y mu-

chas otras precisan de la potencia rodante de las centrales térmicas. Pueden apreciarse las restricciones a la energía eólica durante una noche ventosa de 2008, donde el operador (REE) tuvo que ordenar la parada durante varias horas de casi un 40% de los parques en funcionamiento en ese periodo, para evitar caídas de la red eléctrica (figura 2). Es previsible que a medida que aumente la potencia eólica instalada, hasta los más de 40 GW previstos para 2020 (notablemente superior a los valles nocturnos), este tipo de eventos sea cada vez más frecuente. Por su parte, la curva monótona de carga (figura 3) muestra que en solo las 300 h de máxima demanda anual se consume el equivalente a tres grandes centrales nucleares (aprox. 6 GW); por lo que existe una gran reserva de capacidad que únicamente se utiliza en las horas punta o en momentos de fuerte caída

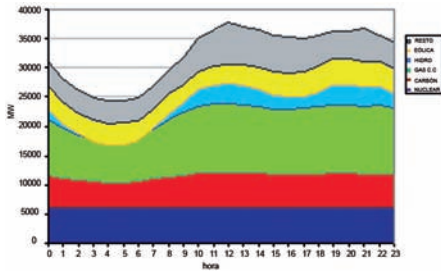


Figura 1.- Curvas de carga diaria.

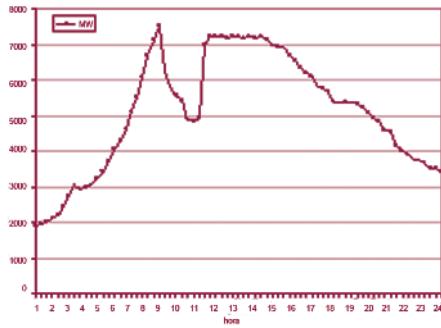


Figura 2.- Límites de evacuación eólica.

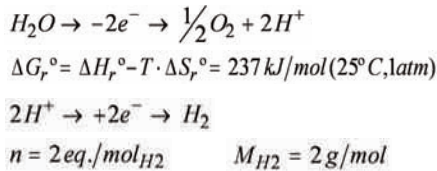
de otras fuentes. Todo ello supone una mayor necesidad de infraestructuras y la dificultad de integración de las energías renovables (intermitentes), aún contando en nuestro país con un centro de control modélico en el mundo (CECRE) y cierta capacidad de bombeo hidráulico.

Parece pues necesario un mayor potencial de almacenamiento para optimizar la producción de la energía eléctrica, donde las características del hidrógeno podrían jugar un importante papel: la idea clave es convertirlo en electricidad cuando el viento o el sol no están disponibles, mientras que en los periodos de mayor potencial la energía sobrante se transformaría en hidrógeno

no por medio de un electrolizador.

ELECTROLISIS DEL AGUA

El proceso implica la oxi-reducción de moléculas de H_2O , promovida por una corriente continua, que es la suma de dos reacciones independientes en los electrodos y permite obtener el hidrógeno con alta pureza:



El rendimiento se aproxima al 100%, por lo que puede utilizarse el "equivalente de Faraday" para estimar directamente la intensidad de corriente (I_o , kA) atendiendo a la capacidad de producción (Q_t , $kg_{H_2}/\text{día}$) y los tiempos de operación (t , $s/\text{día}$) que sean de interés para el consumo de electricidad:

$$I_o = (Q_t / M_{H_2}) \cdot n \cdot 3 / t \quad (1)$$

No obstante, el voltaje necesario depende fundamentalmente de la intensidad y temperatura de la electrolisis, donde deben utilizarse las curvas características I-V (figura 4) para modelar el comportamiento electroquímico del electrolizador.

El potencial para la electrolisis viene determinado por la "ecuación de Nernst" ($e_o = \Delta G_r / n \cdot \mathcal{F}$) al que se añaden la sobretensión en los electrodos y la caída óhmica en la celda, que aumenta linealmente con la densidad de corriente ($J = I/S$):

$$V(\text{volt}) = E_o + \rho L \cdot J \quad (2)$$

Por tanto, una mayor intensidad mejora la productividad del equipo, pero al mismo tiempo aumenta el voltaje a aplicar y ello reduce la eficiencia del proceso, lo que conduce a un delicado análisis para optimizar el funcionamiento de la instalación.

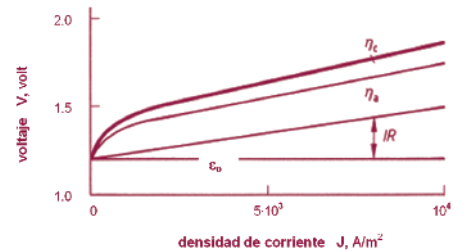


Figura 4.- Curvas corriente-voltaje para electrolizadores alcalinos avanzados.

La potencia se obtiene a partir del voltaje e intensidad nominal: $P_w = V \cdot I_o$ (kW), y el consumo energético unitario de la electrolisis puede expresarse con la siguiente ecuación que depende de la reacción y rendimiento electroquímico:

$$W_u (\text{kWh/kg}_{H_2}) = \frac{P_w}{(Q_t / t)} = 26,8 \cdot (\epsilon_o n / M_{H_2}) \cdot \eta^{-1} \quad (3)$$

En términos generales, el precio del hidrógeno producido puede dividirse en costes de capital y variables: los primeros representan los gastos relacionados con la compra y mantenimiento de las instalaciones, mientras los segundos incluyen la energía, agua desmineralizada y otros.

El consumo de electricidad supone típicamente hasta un 70% del coste final del hidrógeno, por lo que su futuro más plausible incluye aquellos escenarios donde la demanda eléctrica sea temporalmente baja, e.g. por la noche, o si quieren evitarse problemas de sobrecapacidad y regulación con centrales térmicas o nucleares de base; otras aplicaciones de gran interés son la gestión de energías intermitentes (eólica, solar), sistemas autónomos, o en el

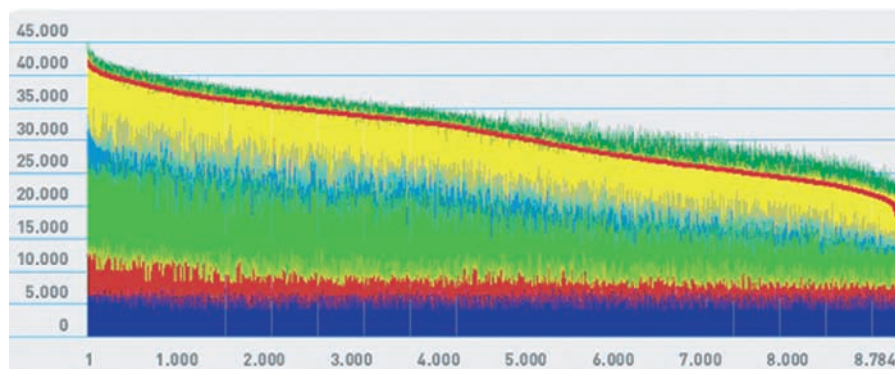


Figura 3.- Duración anual (España, 2008).

caso que la transmisión de electricidad a larga distancia sea más costosa que el transporte de hidrógeno. Visto con esta perspectiva, la electrolisis puede ser una buena solución para almacenar los excedentes de energía eléctrica, al mismo tiempo que mejora la gestión de la red y produce un vector energético limpio. Aparte del papel determinante de los precios de la electricidad, los costes de capital son todavía elevados por el escaso desarrollo de este mercado y la contribución de los costes fijos aumenta cuando se acortan los periodos de utilización del equipo. Así pues, la electrolisis del agua es un proceso relativamente simple y bien establecido, que solo necesita de ciertas mejoras para estas "nuevas aplicaciones". La simulación con cargas variables muestra los beneficios que pueden conseguirse utilizando los excedentes eléctricos a bajo precio, además de su efecto nivelador sobre los balances de las plantas generadoras. La estrategia consiste en regular la densidad de corriente en cada periodo, teniendo en cuenta el tamaño, la eficiencia y dinámica de los equipos.

ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO

Un sistema de gestión eléctrica con hidrógeno estaría constituido básicamente por electrolizadores, dispositivos de almacenamiento y pilas de combustible. Para optimizar la operación de los electrolizadores, es necesario desarrollar una estrategia que tenga en cuenta:

- La potencia disponible y las demandas de electricidad.
- La carga neta sobre las plantas térmicas debido a estos factores y la electrolisis.

De forma específica para los electrolis-

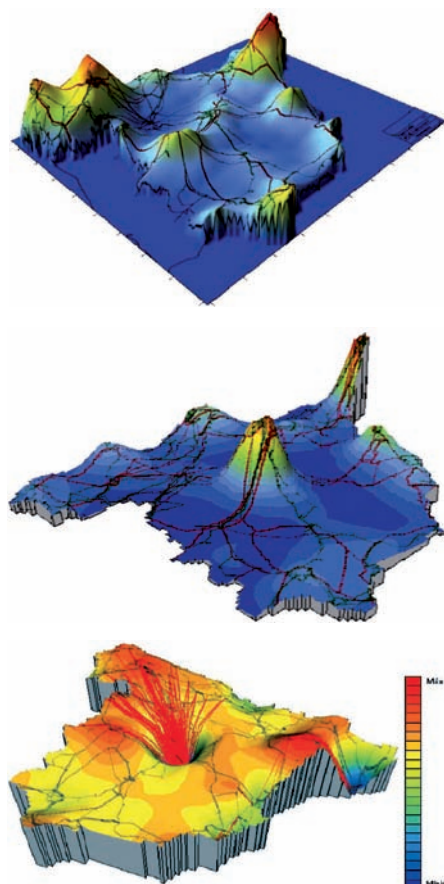


Figura 5.- Generación regional media, consumos y balances netos de electricidad en España (2008).

zadores, cuando la energía generada es mayor a la requerida por la red, estos deben controlarse para seguir un perfil que absorba dichas diferencias, aunque siempre por encima de un mínimo operativo para evitar las paradas y arranques continuos que

perjudican el proceso (alrededor del 20% de la potencia nominal).

El sistema eléctrico español es todavía muy dependiente de energías importadas y altamente carbonizadas; al mismo tiempo, el consumo específico es elevado y mal distribuido a lo largo del tiempo y la geografía del país: ello significa más generación y transporte debido a las "horas punta" y dificultad para integrar las energías renovables en las "horas valle".

La capacidad instalada en 2008 era de 90.9 GW, que incluye la generación de base como el carbón, nuclear, hidráulica o eólica, etc., además de las centrales en puntas (fuelóleo y gas) y otras tecnologías. El consumo anual alcanzó los 278.3 TWh, por lo que el factor de utilización global es: $u = 100 \cdot (278300 \text{ GWh/año}) / (90.9 \text{ GW} \times 8784 \text{ h/año}) = 34,9\%$.

Este factor resulta muy bajo y representa una media de las diversas tecnologías: e.g. para la nuclear fue del 87%, mientras que las térmicas controlables no llegaron al 50%, la hidráulica solo a un 15%, el fuel un 6% y las energías especiales, mayoritariamente variables, un 12%. Por otro lado, el análisis de las curvas de carga muestra que las puntas anuales están creciendo

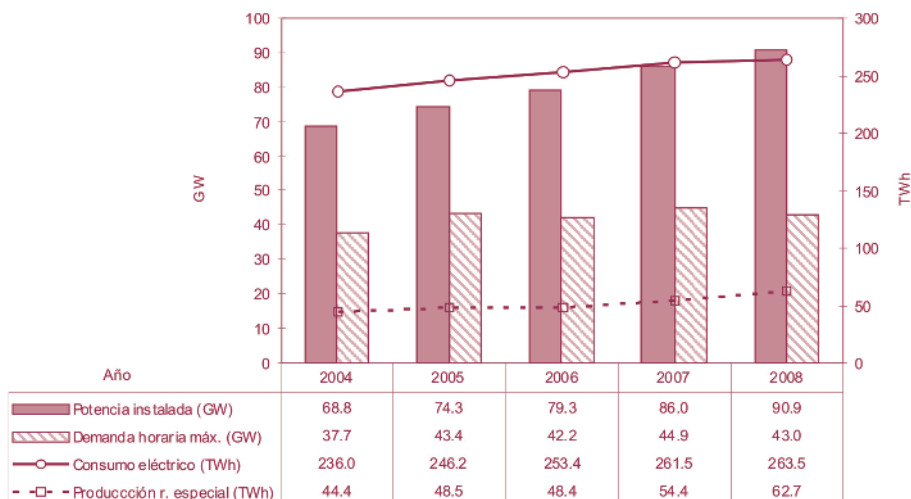


Figura 6.- Evolución de la capacidad, puntas de demanda, consumo eléctrico y energías especiales en España

zaragoza (spain)
www.windpowerexpo.es

8ª edición
8th edition

wind

power
expo+

27-29
septiembre/
september
2011

VIII Feria Internacional de
la Energía Eólica
VIII International Exhibition
on Wind Energy

SE CELEBRA SIMULTÁNEAMENTE CON
/ SIMULTANEOUSLY WITH:



Organiza / Organized by:



InfoPOWER

Colabora / With the support of:



por encima del consumo medio de electricidad, al mismo tiempo que la contribución de las energías renovables a la cobertura de dicha demanda aumenta (figura 6).

En la actualidad, la producción eléctrica de base representa una parte relativamente pequeña de la capacidad total instalada en España, mientras la demanda horaria debe ajustarse mediante centrales térmicas, hidráulicas u otros generadores. Esto significa que la electricidad potencialmente en exceso puede estimarse bastante alta, a partir de un parque eléctrico de referencia de más de 90 GW, por lo que cabe pensar en la producción masiva de hidrógeno electrolítico operando muchas de las plantas disponibles en 'modo base'; de esta forma, las curvas de carga no tendrían por que modularse únicamente por la vía de la energía producida, sino también de la electricidad consumida por los electrolizadores.

La tabla 1 muestra datos promedio de la demanda horaria en España (2009), que permiten estimar el exceso de electricidad en un escenario muy simple donde la potencia base se limita a poco más de un tercio de la capacidad actualmente existente (34 GW). Estos datos suponen un consumo diario de 743 GWh, con un ratio de utilización del sistema muy ajustado (producción/demanda: 1.10). El hidrógeno producible en los periodos valle, con un exceso de 80.6 GWh/día, alcanzaría los 56.4 GWh (suponiendo una eficiencia de la electrolisis del 70%); el déficit de electricidad durante los periodos punta es solo de 7.3 GWh, que puede generarse fácilmente con el hidrógeno previamente almacenado (vía motores o pilas de combustible). Es conveniente profundizar en el

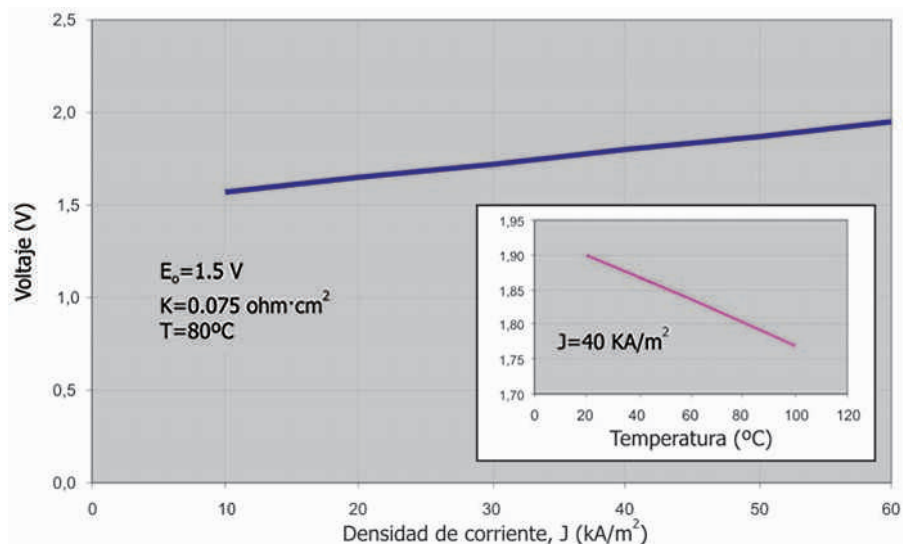


Figura 7.- Relaciones del potencial electroquímico con la densidad de corriente y temperatura (Nafion 112).

Horas (h)	0	1	2	3	4	5	6	7
W_t (MW)	30036	27625	25237	24007	23420	23253	23884	25840
	8	9	10	11	12	13	14	15
	28720	31032	33593	34948	35284	35440	34793	33729
	16	17	18	19	20	21	22	23
	33459	33292	33836	34828	34811	34648	34558	32485

Tabla 1.- Demanda de potencia horaria para los días promedio de Enero y Julio en España (2009).

análisis para una operación óptima de los electrolizadores, de acuerdo a la energía disponible en cada momento y un punto mínimo que evite los problemas de los ciclos dinámicos con paradas frecuentes. Para una explotación máxima de la energía, su capacidad debería tomarse de acuerdo con el valor promedio mayor del exceso de electricidad (en este caso 10.747 MW a las 5.00-6.00 h), a una densidad de corriente elevada (e.g. 40 kA/m²). Observando la curva característica para un electrolizador tipo PEM (figura 7), el voltaje nominal es 1.8 V y el número total de instalaciones 215 con una potencia unitaria de 50 MW y una superficie electrónica: $WT/V0J0 = 694 \text{ m}^2$.

Los electrolizadores se regulan para absorber la energía en cada periodo, ajustando la intensidad de corriente al voltaje óptimo, hasta su punto mínimo (20% de la potencia nomi-

nal). Por medio de esta aproximación, se ha desarrollado un modelo basado en las ecuaciones electroquímicas de la sección anterior para calcular la producción de hidrógeno en términos del coeficiente de utilización, $u_t = W_t/W_T$ ($0.20 < u_t < 1.00$):

$$Q_t(t_{H2}/h) = \frac{W_t}{26.8 \times V_t}$$

$$V_t = E_0 + k \cdot \frac{26.8 \times Q_t(E_0 + kJ_0) \cdot J_0}{W_t}$$

$$0.036 \cdot Q_t^2 + 40.2 \cdot Q_t - 10747 \cdot u_t = 0 \quad (4)$$

El resultado de esta simulación proporciona un potencial de hidrógeno de $Q = 2370 \text{ ton/día}$, con una utilización media de los electrolizadores del 41%. La energía consumida por los electrolizadores alcanza 107 GWh/día, debido a los excedentes de electricidad y la operación no interrumpida de las instalaciones fuera de las "horas valle". Los consumos por encima de la potencia disponible suponen $W_p = 33.8 \text{ GWh/día}$, debido a las demandas

ordinarias y los electrolizadores, que pueden cubrirse utilizando el hidrógeno para regenerar la electricidad con pilas de combustible ($\eta_{el} = 60\%$):

$$Q_p = W_p (MWh/d) \cdot \quad (5)$$

$$3600(s/h) / \eta_{el} \Delta G_r (MJ/t_{H_2}) = 1710 t_{H_2} / d$$

De forma que la producción neta de hidrógeno para otros usos, como vehículos, aplicaciones estacionarias o procesos químicos, sería:

$$Q_n = 240 kt_{H_2} / año.$$

El pronóstico económico es muy favorable, ya que se basa mayoritariamente en energía excedente a bajo precio, además del efecto nivelador en la red eléctrica, ya que consume un 72% de energía en las horas valle y produce electricidad de mayor valor, ahorra capacidades en plantas convencionales, mejora la calidad de la energía, y supone beneficios ambientales.

La figura 8 resume los balances de electricidad y la potencia a los electrolizadores, junto con la producción

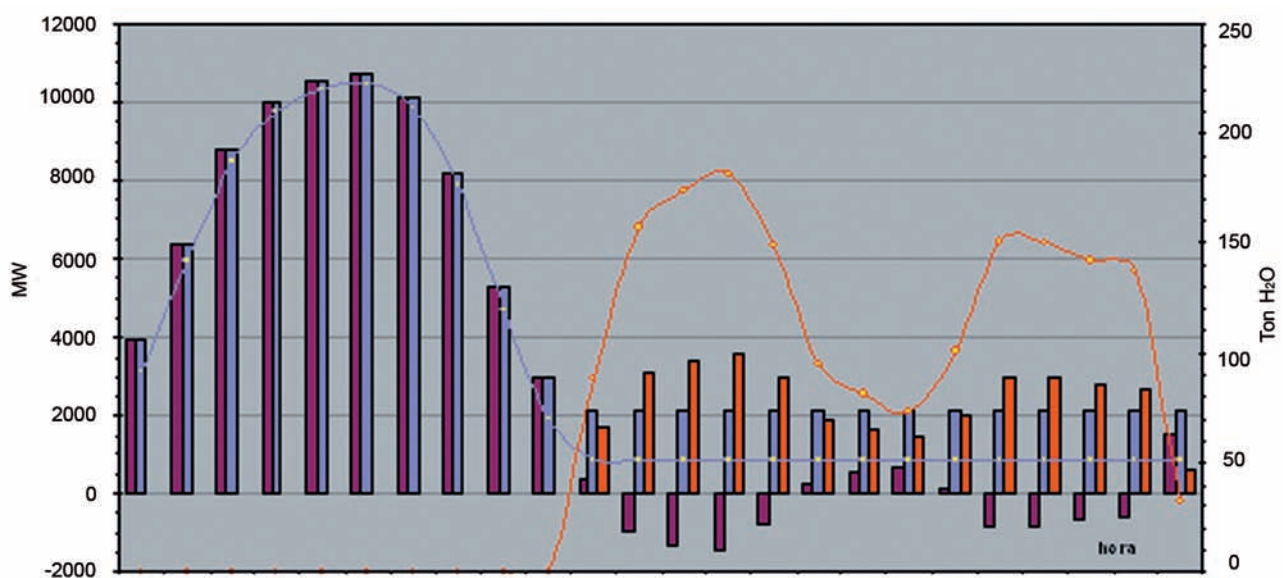
de hidrógeno y el consumo de las pilas de combustible, para cada periodo horario. Puede apreciarse el funcionamiento de electrolizadores y pilas, que siguen el balance energético durante las horas con mayores excesos y operan al mínimo el resto del tiempo, mientras las pilas de combustible solo necesitan activarse en los momentos con déficit de energía. Es por supuesto necesario considerar escenarios geográficos y temporales más específicos y detallados, que incluyen típicamente las energías renovables intermitentes, las cuales están constreñidas por su falta de controlabilidad y pueden suponer un problema para el suministro cuando alcanzan niveles de penetración elevados.

SISTEMAS DE HIDRÓGENO Y ENERGÍAS RENOVABLES

La presencia de fuentes aleatorias introduce nuevos aspectos en el análisis de los sistemas de potencia,

que resultan de gran interés para la gestión de las redes eléctricas por medio de la integración del hidrógeno y las energías renovables. Uno de los ejemplos más prominentes es el caso eólico, donde la Agencia Internacional de la Energía ha aprobado una propuesta española sobre el hidrógeno denominada "Wind Energy and System Integration" (Task 24). Diversos proyectos de demostración han probado ya que las energías renovables intermitentes y la operación dinámica de los electrolizadores pueden llegar a correlacionarse estrechamente, siendo capaces de responder rápidamente a la generación variable de los convertidores de energía eólica.

Desde 2009, el parque eólico español (con cerca de 17.000 MW) ocupa ya el tercer lugar por tamaño dentro del sistema generador -por detrás de los ciclos combinados y la hidroeléctrica- con una proyección de 40.000



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Balance electr. (MW)	3964	6375	8763	9993	10580	10747	10116	8160	5280	2968	407	-948	-1284	-1440	-793	271	541	708	164	-828	-811	-648	-558	1515
Electrolisis, P (MW)	3964	6375	8763	9993	10580	10747	10116	8160	5280	2968	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149	2149
Electr. punta (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1742	3097	3433	3589	2942	1879	1608	1441	1986	2978	2960	2797	2707	634
Producción, P (TonH2)	91.8	141.7	187.4	209.8	219.8	222.7	211.7	176.2	119.6	69.9	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4	51.4
Pilas comb., C (Ton H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	88.2	156.8	173.8	181.7	149.0	95.1	81.4	73.0	100.5	150.8	149.9	141.6	137.1	32.1

Figura 8.- Balances de electricidad e hidrógeno para las diferentes horas de un día promedio (España, 2009).

MW para 2020. Su generación neta fue superior a 27.000 GWh en 2008, lo que supuso más del 10% del consumo eléctrico nacional, e incluso llegó a cubrir más del 20% de la demanda durante días consecutivos, con suministros puntuales del 43%. La penetración creciente de esta fuente de energía constituye una gran ventaja estratégica y ambiental para el país, pero introduce nuevos problemas de gestión del sistema ya que las curvas diarias de producción eólica y consumos eléctricos no suelen seguir el mismo patrón. Por ello, analizamos en este apartado la factibilidad de un sistema hidrógeno-eólico que permita ajustar la generación y demanda, almacenando la energía cuando se exceden los límites de potencia en el nudo de distribución eléctrica; el último paso, usando pilas de combustible, reconvierte el hidrógeno en electricidad lista para ser distribuida y vendida de nuevo.

En primer lugar, se ha realizado un análisis estadístico a lo largo de un año de generación de un parque eólico ubicado en Galicia, con una potencia de 48.8 MW y una energía equivalente a 2.390 h/año. Los datos fueron comparados durante las horas valle con el límite de evacuación en el nudo, agrupándose como se muestra en la fig. 9, donde se observa que un 36% del tiempo los aerogeneradores producen en promedio más energía de la que el nudo puede transportar (200 MW), teniendo en cuenta la potencia total conectada en el mismo. El resultado es una sobreproducción acumulada de 247.6 GWh/año, equivalente al 18.4% de la electricidad producida por el conjunto de parques eólicos localizados en la zona. En este caso, la capacidad total de los electrolizadores fue escalada con un límite de 21.3 MW (para el parque

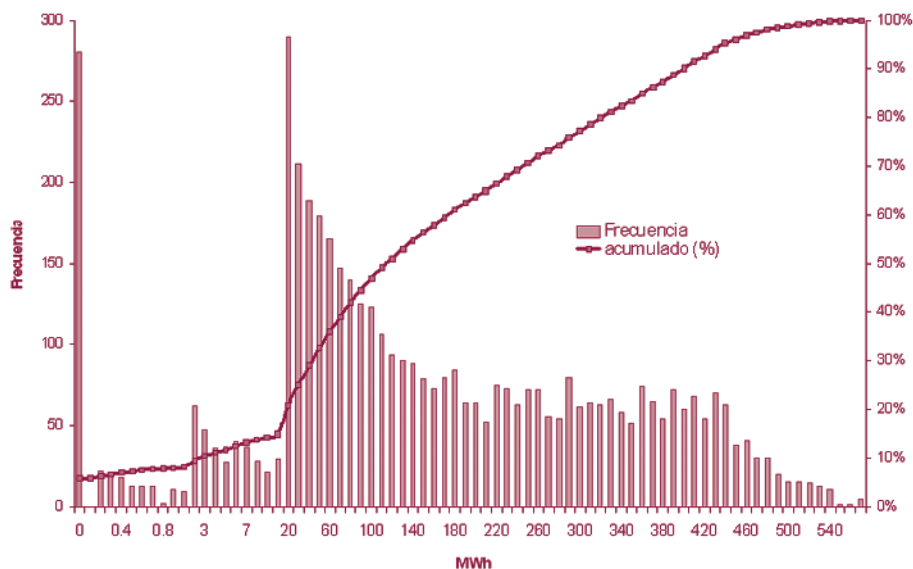


Figura 9.- Histograma de la producción de electricidad en el nudo durante los periodos valle.

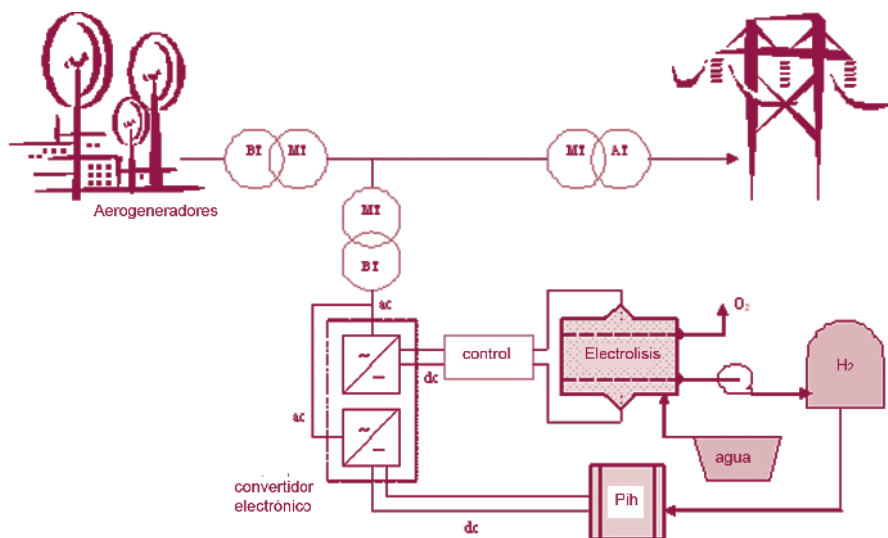


Figura 10.- Esquema de la instalación eólica conectada al sistema de almacenaje y conversión de hidrógeno.

considerado), que tiene el potencial de convertir más del 97% del excedente de electricidad; se seleccionan 10 unidades en paralelo (de tipo alcalino) con una densidad de corriente nominal de 8.6 kA/m², un voltaje entre electrodos de 1.8 V y una eficiencia del 62%. La operación se gobierna con un controlador, que mide la energía instantánea disponible y la distribuye de forma óptima entre los electrolizadores; fijando los puntos de consigna para la intensidad y el voltaje a partir de la curva característica (figura 4), en el intervalo lineal

de altas densidades de corriente que resultan de interés en nuestro caso:

$$V(\text{volt}) = 1.44 + 4.2 \cdot 10^{-5} \cdot J(\text{A/m}^2) \quad (6)$$

Los electrolizadores operan en un rango del 20-100% de su intensidad nominal, distribuyéndose la energía en paralelo, de modo que trabajen en todo momento con la máxima eficiencia posible ($\eta_{ei} = 1.23/V$). El análisis final del sistema indica que puede gestionarse el excedente de un año típico, elevando en más del 12% la potencia del sistema híbrido; el rendimiento global sería del 35%, que representa el porcen-

taje de energía que el sistema es capaz de reintegrar en la red, en caso de que fuese desperdiciada por cualquier circunstancia. Cabe añadir otros factores favorables, como ya se ha dicho, tales como los ahorros en reserva y líneas eléctricas, una mejor regulación, el despliegue de las fuentes renovables y beneficios ambientales de todo tipo.

CONSIDERACIONES FINALES

En este trabajo se ha analizado y optimizado el diseño y la operación de sistemas basados en hidrógeno electrolítico, para revelar su posible papel en la gestión de excedentes de energía eléctrica. Se ha elegido la alternativa del hidrógeno por su capacidad y versatilidad: la ventaja es que la electricidad puede usarse (venderse) cuando aumenta la demanda, y las necesidades (precios) son por tanto más elevados; hay sin embargo dos inconvenientes: los costes en nuevas instalaciones y las pérdidas energéticas debido a los procesos de transformación. El objetivo es convertir la energía en distintos periodos, teniendo en cuenta el tamaño, utilización y eficiencia de los equipos; para ello, se ha desarrollado un modelo de gestión óptima de este tipo de sistemas, que se ejemplifica con dos escenarios basados en la curvas medias de carga y un 'parque eólico' en España: en ambos casos, la gestión se basa en el análisis de las variaciones de potencia disponible y un funcionamiento óptimo de los electrolizadores. La simulación de estas operaciones intermitentes muestra los beneficios que pueden lograrse utilizando electricidad a bajo precio durante las horas de bajo consumo, además de su efecto nivelador en los balances de energía de la red; y sirve para

mostrar el gran potencial de conversión de los excedentes de electricidad en vectores de hidrógeno, así como para gestionar los subsistemas energéticos de potencia en sociedades altamente electrificadas.

Finalmente, son necesarias aún investigaciones mucho más detalladas, que tengan en cuenta los balances de generación y consumo a diversas escalas, para planificar y operar las instalaciones de un modo óptimo. Estas deberían incluir los sistemas complejos de mix eléctrico, con una amplia gama de disponibilidad y variabilidad de fuentes, donde una mejora de la gestión puede tener consecuencias muy notables no solo en el despliegue de las energías renovables, sino también en nuestro más que confuso e ineficiente funcionamiento del mercado eléctrico y en la sostenibilidad del sistema energético en su conjunto.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Red Eléctrica de España (REE) y a la Asociación Empresarial Eólica (AEE), por los datos proporcionados para hacer realidad los estudios incluidos en este artículo.

REFERENCIAS

- Eur. Commission. European strategy for sustainable, competitive and safe energy (8.3.2006).
- Euroserv'er - the state of renewable energies in Europe - edition 2008.
- Asob, I. Energía eólica e hidrógeno, una iniciativa y necesidad internacional. *Energética*. 2009, 21, 118.
- Red Eléctrica de España (REE), <http://www.ree.es/> <https://demanda.ree.es/eolica.html>
C. Control del Régimen Especial (CERE), http://www.ree.es/operacion/regimen_especial.asp

- REE. Jornadas Técnicas: Gestión de la demanda eléctrica; situación y retos de las ERs, 2008.

- REE. El Sistema Eléctrico Español, 2009.

- Asociación Empresarial Eólica (AEE). <http://www.aeeolica.es/galicia.php> <http://www.blogenergiasrenovables.com/index.php/2008/05/parque-eolico-experimental-sotavento/>

- Norsk Hydro Electrolyzers AS. <http://www.nortech.es/productos/Atmospheric%20Electrolysers-es.pdf>

- Gutiérrez-Martín, F.; García, J. M.; Bañri, A.; Laraqi, N. Management strategies for surplus electricity loads using electrolytic hydrogen. *Int J Hydrogen Energy*. 2009, 34(20), 8468-8475. doi:10.1016/j.ijhydene.2009.08.018

- Gutiérrez, F.; Confente, D.; Guerra, I.; Amador, J.; Ceña, A. y Mostaza, J.J. Gestión Eólica con Hidrógeno. *Energía*. 2009, 217, 50-60.

- Gutiérrez-Martín, F.; Confente, D.; Guerra, I. Management of variable electricity loads in wind-hydrogen systems: the case of a Spanish wind farm. *Int J Hydrogen Energy*. 2010, 35(14), 7329-7336. doi:10.1016/j.ijhydene.2010.04.181

- Gutiérrez, F.; Atanes, E. (2010, October 1). Power management using electrolytic hydrogen. *SciTopics*. http://www.scitopics.com/Power_management_using_electrolytic_hydrogen.html

- Gutiérrez-Martín, F.; Atanes-Sánchez, E. Focus on Energy Management. Chapter 1. Nova Science Publishers, Inc. (2011). ISBN: 978-1-61209-632-2.

F. Gutiérrez-Martín, M.T. Domínguez-De Juan, M. Ruiz-Pastrana.

Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial