

ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN DEL TAMAÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍA

Alejandro J. del Real

Universidad de Sevilla, adelreal@cartuja.us.es

Alicia Arce

Universidad de Sevilla, aarce@cartuja.us.es

Carlos Bordons

Universidad de Sevilla, bordons@esi.us.es

Resumen

Se presenta en este trabajo un método sistematizado para la elección del tamaño óptimo de plantas de potencia híbridas. En pro de una formulación general del problema, este estudio se basa en una metodología de modelización de interfaces de energía o “energy hubs” descrita anteriormente en la literatura. La optimización resultante minimiza una función objetivo basada en costes y eficiencias de los elementos del sistema, teniéndose en cuenta asimismo las restricciones presentes y las condiciones de funcionamiento estimadas, léanse precios futuros de la energía, disponibilidad de las fuentes y demandas energéticas. La arquitectura óptima encontrada constituye asimismo un marco para el posterior diseño del controlador del sistema.

Usando este planteamiento general, se optimiza el tamaño de una instalación consistente en generador eólico, baterías y almacenamiento intermedio de hidrógeno. Como condiciones de funcionamiento, se usaron datos reales de viento y de demandas residenciales. El sistema de almacenamiento intermedio de hidrógeno integra electrolizador, pila de combustible y tanques de hidrógeno. Comparando la arquitectura híbrida óptima con otras distribuciones posibles, se obtienen mejoras en el coste de hasta el 30% con respecto a los casos más desfavorables.

Palabras clave: optimización, sistemas, híbridos, energía, hidrógeno

1. INTRODUCCIÓN

La infraestructura energética que hoy conocemos va a sufrir cambios profundos: los precios del petróleo suben cada año, a la misma vez que crece la demanda energética. Junto con la concentración de gases de efecto invernadero, las energías renovables se presentan como una alternativa al modelo energético actual [1].

Uno de los principales problemas asociados a este tipo de sistemas es la calidad y fiabilidad de la energía generada. Como las fuentes renovables suelen ser intermitentes, las fluctuaciones en la generación son co-

munas [2]. Esto unido a que normalmente generación y demanda están desacoplados, produce un sistema desequilibrado. Es por esta razón que se hace necesaria la inclusión en la infraestructura de algún medio de almacenamiento: baterías, super-condensadores, “fly-wheels”, aire comprimido, etc [3]. Pero es el hidrógeno el llamado a liderar esta revolución energética, el cual será usado en muy diversas aplicaciones [4, 5] por sus buenas cualidades en cuanto a costes, autonomía, flexibilidad y respeto al medio ambiente[6].

Estos futuros sistemas energéticos híbridos plantean sin embargo grandes problemas, al aumentar la complejidad del conjunto. En lo que respecta a la etapa de control, existe una literatura cada vez más extensas de propuestas de diseño, basadas muchas en estrategias heurísticas y de prueba-error [7, 8, 9, 10]. Las basadas en control borroso [11, 12] son equivalentes a las anteriores en el sentido de que se basan en un conocimiento previo del sistema. Sin embargo, las estrategias basadas en optimización de un determinado criterio son más apropiadas en cuanto que resultan en diseños de control más rigurosos y generales [13].

En esta última línea se encuentran los trabajos presentados en [14] y [15], minimizando el consumo de hidrógeno de una instalación híbrida residencial en base a una optimización en línea. Existen también otros algoritmos basados en el conocimiento de las condiciones futuras de operación, que aunque no se pueden usar directamente en control en tiempo real, sí que son interesantes en cuanto que constituyen un marco para la evaluación de estrategias de control en línea [16].

Pero, tanto como el diseño del controlador de la planta, la elección óptima del tamaño de la arquitectura es igualmente importante de cara a conseguir el mayor rendimiento del sistema. A pesar de ello, muy poca literatura está a ello dedicada. En [17] se discute sobre las mejores opciones de combinar baterías y almacenamiento de hidrógeno de cara a un coste de inversión menor. Los resultados del citado estudio demuestran que, con la tecnología actual, la combinación de hidrógeno y baterías es mejor que sistemas análogos usando una sola de estas tecnologías. También, en [18] se propone una formulación matemática general para determinar la mejor distribución de elementos en las

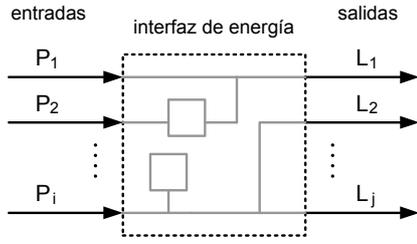


Figura 1: Diagrama de un interfaz de energía

plantas híbridas motivo de esta discusión.

Este trabajo, basándose en el concepto de “energy hub” o, en español, interfaz de energía, presentado en [18] y otros trabajos relacionados de los mismos autores [16, 19, 20, 21], propone una optimización novedosa en cuanto que no se encamina sólo a obtener la mejor disposición de elementos en el sistema como se hace en [18], sino que calcula también el tamaño de dichos elementos.

En el siguiente apartado se describe brevemente la formulación matemática general de un interfaz de energía. En el apartado 3 se propone una nueva función de coste para minimizar el tamaño de los elementos de un interfaz, teniendo en cuenta eficiencias y costes de inversión. En el apartado 4 se aplica esta formulación general a un problema particular, a la vez que se discute acerca de los resultados obtenidos. Por último, se aportan en el apartado 5 las principales conclusiones de este estudio.

2. CONCEPTO Y FORMULACIÓN DE UN INTERFAZ DE ENERGÍA

A la vez que avanza una concepción de generación más distribuida de la energía, términos sajones como “multiple energy carrier systems”[22] y “hybrid energy systems”[23] son cada vez más usuales. En este sentido, hay distintos enfoques para formular estos sistemas [21]: “energy-services supply systems”[24], “basic units”[25], “microgrids”[26] y los llamados “hybrid energy hubs”[27] o interfaces híbrid de energía.

Por su carácter intuitivo y general, hemos aquí adoptado la última de las formulaciones enumeradas [21]. En base a dicha formulación, el interfaz de energía se define como el puente entre productores, consumidores e infraestructura de transporte (ver fig. 1, donde P_i son las entradas y L_j las salidas del sistema). Los interfaces de energía así definidos incluyen tres elementos básicos: conexiones directas, convertidores y almacenamiento (véase la fig. 2, donde Q_k es la potencia de entrada al almacenamiento, \tilde{Q}_k la potencia que se almacena y E_k la cantidad de energía almacenada).

Los convertidores vinculan entradas y salidas de

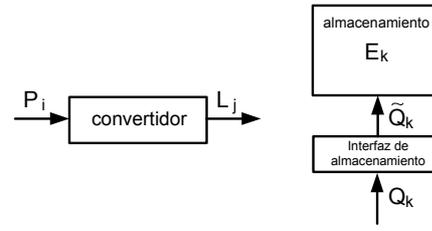


Figura 2: Elementos básicos de un interfaz: convertidor (izquierda) y almacenamiento (derecha)

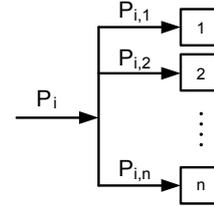


Figura 3: Distribución de la energía de entrada

energía a través de los denominados *factores de acoplamiento* $c_{i,j}$, que pueden ser considerados como la eficiencia de dichos elementos:

$$L_j = c_{i,j} P_i \quad (1)$$

Considerando todo el conjunto de entradas \mathbf{P} y salidas \mathbf{L} , resulta la siguiente *matriz de acoplamiento* \mathbf{C} :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} L_1 \\ \vdots \\ L_i \end{bmatrix}}_{\mathbf{L}} = \underbrace{\begin{bmatrix} c_{1,1} & \dots & c_{i,1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{1,j} & \dots & c_{i,j} \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}} \underbrace{\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_j \end{bmatrix}}_{\mathbf{P}} \quad (2)$$

Dado que las entradas P_i pueden ser distribuidas entre varios convertidores (ver fig. 3), los *coeficientes de distribución* $v_{i,n}$ especifican qué cantidad de energía P_i entra en el convertidor n :

$$P_{i,n} = v_{i,n} P_i \quad (3)$$

La conservación de la energía introduce la siguiente restricción:

$$0 \leq v_{i,n} \leq 1 \quad \forall i, \forall n \quad (4a)$$

$$\sum_n v_{i,n} = 1 \quad \forall i \quad (4b)$$

En lo que respecta al almacenamiento, la potencia intercambiada Q_k y la energía almacenada E_k están relacionadas a través de la ecuación:

$$\tilde{Q}_k = e_k Q_k = dE_k/dt \approx \Delta E_k / \Delta t \triangleq \dot{E}_k \quad (5)$$

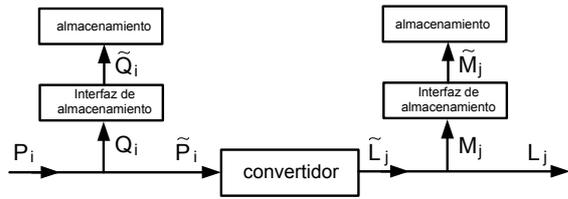


Figura 4: Esquema de convertidor y elementos de almacenamiento

siendo e_k la eficiencia del proceso de carga/descarga:

$$e_k = \begin{cases} e_k^+ & \text{si } Q_k \geq 0 & \text{(carga/standby)} \\ 1/e_k^- & \text{en el resto de casos} & \text{(descarga)} \end{cases} \quad (6)$$

Cuando existe almacenamiento, dependiendo de en qué lado éste se encuentre, se puede realizar la siguiente formulación (ver fig. 4):

$$\tilde{P}_i = P_i - Q_i \quad (7a)$$

$$\tilde{L}_j = L_j + M_j \quad (7b)$$

Añadiendo el almacenamiento a la ecuación (2) queda:

$$[\mathbf{L} + \mathbf{M}] = \mathbf{C} [\mathbf{P} - \mathbf{Q}] \quad (8)$$

Suponiendo constantes los elementos de la *matriz de acoplamiento* \mathbf{C} y aplicando superposición queda:

$$\mathbf{M}^{eq} = \mathbf{C} \mathbf{Q} + \mathbf{M} \quad (9)$$

Reescribiendo la ecuación (8) de una manera más condensada,

$$\mathbf{L} = \mathbf{C} \mathbf{P} - \mathbf{M}^{eq} \quad (10)$$

Definiendo, por otra parte, la *matriz de almacenamiento* \mathbf{S} para modelar la manera en que cambios en la energía almacenada afectan a las salidas del interfaz, la potencia equivalente almacenada \mathbf{M}^{eq} puede ser definida como

$$\underbrace{\begin{bmatrix} M_1^{eq} \\ \vdots \\ M_k^{eq} \end{bmatrix}}_{\mathbf{M}^{eq}} = \underbrace{\begin{bmatrix} s_{1,1} & \dots & s_{1,k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{1,k} & \dots & s_{k,k} \end{bmatrix}}_{\mathbf{S}} \underbrace{\begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \vdots \\ \dot{E}_k \end{bmatrix}}_{\mathbf{P}} \quad (11)$$

Resumiendo todas las ecuaciones anteriores, el modelo completo de interfaz de energía queda como:

$$\mathbf{L} = \mathbf{C} \mathbf{P} - \mathbf{S} \dot{\mathbf{E}} \quad (12)$$

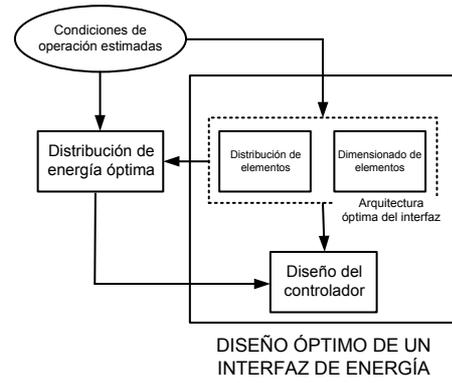


Figura 5: Etapas del diseño óptimo de un interfaz de energía

3. DIMENSIONADO ÓPTIMO DE UN INTERFAZ DE ENERGÍA

El diseño óptimo de un interfaz de energía puede dividirse en dos etapas: diseño de la arquitectura y diseño del controlador (véase fig. 5). La mayoría de los trabajos en la literatura, como se indicó en el apartado 1, están principalmente enfocados a la segunda de las etapas, proponiéndose diferentes estructuras de control: reglas heurísticas, lógica borrosa, etc. Sin embargo, arquitectura y control son dos elementos muy interrelacionados, y el rendimiento global del sistema depende no sólo de la calidad del controlador, sino también de la arquitectura de la planta.

El dimensionado óptimo de un interfaz consiste en la elección del tamaño más óptimo de los convertidores y elementos de almacenamiento. Para ello, la optimización que se propone se basa en las condiciones típicas de operación del sistema (esto es, precios medios de la energía, disponibilidad de la energía de entrada al interfaz, demanda, etc). El proceso de evaluación de la arquitectura consistirá entonces en un proceso iterativo de cálculo del mejor dimensionamiento de los elementos integrantes del interfaz, para las posibles disposiciones de éstos. Así, la arquitectura óptima será aquella disposición de elementos que tenga un coste de inversión menor.

Una vez calculada la arquitectura óptima y supuestas fijas las condiciones de operación del sistema, se puede también formular un problema de optimización base de comparación de estrategias de control en tiempo real. Dicho tipo de optimización es llamado en la literatura "optimal power dispatch" (distribución óptima de energía) [16].

El objetivo de este trabajo es la formulación del problema de dimensionamiento óptimo de una determinada distribución de elementos en el interfaz de energía. Dicho problema puede expresarse por tres elementos: una función objetivo asociada al coste de cada elemento del sistema; las leyes físicas que modelan el inter-

faz; y las limitaciones técnicas del sistema expresadas como restricciones matemáticas. Utilizando el mayor horizonte de optimización posible para tener así en cuenta todas las posibles condiciones de operación del sistema, la optimización puede ser formulada como un problema no lineal con restricciones.

Un interfaz de energía, como ya se ha comentado, puede ser descrito según las ecuaciones presentadas en el apartado 2. Extendiendo esta formulación en el tiempo para considerar diferentes horizontes de control, el modelo queda:

$$\mathbf{L}^{(t)} = \mathbf{C}^{(t)} \mathbf{P}^{(t)} - \mathbf{S}^{(t)} \dot{\mathbf{E}}^{(t)} \quad \forall t \quad (13)$$

donde

$$\dot{E}_k^{(t)} = e_k^{(t)} Q_k^{(t)} - e_k^{(t-1)} Q_k^{(t-1)} \quad (14)$$

teniendo también en cuenta los factores de distribución de energía (4).

Las restricciones en forma de desigualdad modelan las limitaciones técnicas de convertidores y elementos de almacenamiento. La ecuación (15a) modela los límites de potencia de los convertidores. Las ecuaciones (15b) y (15c) se corresponden con la capacidad de almacenamiento, modelando la ecuación (15d) el límite de carga/descarga de dichos elementos. La última desigualdad (15e) impone que la cantidad de energía almacenada al final del horizonte de optimización N_t sea igual o mayor que la inicial, para de esta manera asegurar la disponibilidad de energía en el siguiente periodo de optimización.

$$\underline{P}_{i,n} \leq v_{i,n}^{(t)} P_i^{(t)} \leq \bar{P}_{i,n} \quad \forall t, \forall i, \forall n \quad (15a)$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_i^{(t)} \leq \bar{Q}_i \quad \forall t, \forall i \quad (15b)$$

$$\underline{M}_j \leq M_j^{(t)} \leq \bar{M}_j \quad \forall t, \forall j \quad (15c)$$

$$\underline{E}_k \leq E_k^{(t)} \leq \bar{E}_k \quad \forall t, \forall k \quad (15d)$$

$$E_k^{(0)} \leq E_k^{(N_t)} \quad \forall k \quad (15e)$$

La función objetivo \mathcal{F} depende de la capacidad máxima de convertidores y elementos de almacenamiento. Nótese que, según la formulación general adoptada, el límite de la velocidad de carga puede ser diferente al límite de la velocidad de descarga, donde \bar{Q}_i y \bar{M}_j son las capacidades máximas de carga y \underline{Q}_i y \underline{M}_j son las capacidades máximas de descarga. La solución del problema de optimización da entonces los valores óptimos de las restricciones (15). Así, la función objetivo queda como:

$$\mathcal{F} = \mathcal{F}(\bar{P}_i, \bar{E}_k, \bar{Q}_i, \bar{M}_j, \underline{Q}_i, \underline{M}_j) \quad (16)$$

Considerando una función cuadrática:

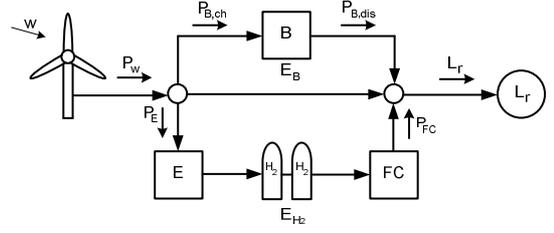


Figura 6: Sistema de potencia híbrido

$$\begin{aligned} \mathcal{F} = & \sum_i c_{\bar{P}_i} \bar{P}_i^2 + \sum_k c_{\bar{E}_k} \bar{E}_k^2 + \sum_i (c_{\bar{Q}_i} \bar{Q}_i^2 + c_{\underline{Q}_i} \underline{Q}_i^2) \\ & + \sum_j (c_{\bar{M}_j} \bar{M}_j^2 + c_{\underline{M}_j} \underline{M}_j^2) \end{aligned} \quad (17)$$

siendo $c_{\bar{P}_i}$ el coste por W instalado del convertidor i , $c_{\bar{E}_k}$ el coste por J instalado del elemento de almacenamiento k , y $c_{\bar{Q}_i}$, $c_{\underline{Q}_i}$, $c_{\bar{M}_j}$ y $c_{\underline{M}_j}$ el coste por W de carga i /descarga j .

Con todo, el problema de dimensionado óptimo de los elementos de un interfaz queda como:

Minimizar	Funcion objetivo (17)
sujeto a	Modelo del interfaz (4), (13), (14)
	Restricciones del sistema (15)

Cuando la función objetivo es convexa y las restricciones están expresadas como ecuaciones lineales, el óptimo global puede ser encontrado utilizando métodos numéricos, dado que el espacio de solución es convexo.

4. APLICACIÓN

Consideremos el sistema de la fig. 6. La fuente primaria de energía es un generador eólico, conectado a una demanda residencial (L_r). La electricidad producida gracias al viento (w) puede ser vertida directamente a la carga o bien ser redirigida al electrolizador (E) y las baterías (B). La energía consumida por el electrolizador (Q_E) es usada para producir hidrógeno, que es almacenado en los tanques situados a continuación (E_{H_2}). La pila de combustible (FC), produce electricidad al ser alimentada desde dichos tanques de hidrógeno (Q_{FC}). De manera análoga, las baterías pueden cargarse ($Q_{B,ch}$) almacenando así energía sobrante (E_B), o bien descargarse ($Q_{B,dis}$), complementando de esta manera la potencia total demandada por la carga.

Particularizando las ecuaciones generales para este problema particular, y suponiendo unas condiciones de operación determinadas, se calcula en los siguientes

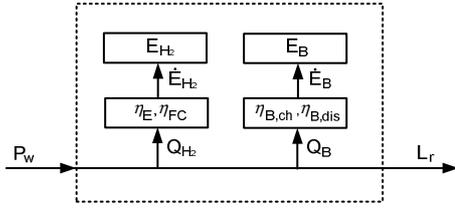


Figura 7: Formulación como interfaz de energía del sistema de potencia híbrido

Cuadro 1: Eficiencia de los elementos de almacenamiento del sistema

Elemento	Eficiencia
Electrolizador	$\eta_E = 0,74$
Pila de combustible	$\eta_{FC} = 0,47$
Carga de baterías	$\eta_{B,ch} = 0,7$
Descarga de baterías	$\eta_{B,dis} = 0,9$

subapartados el tamaño óptimo de los elementos de la instalación objeto de discusión. Para ello, el problema de optimización se formulará como se ha descrito en el anterior apartado 3

4.1. Modelo particularizado del interfaz de energía

Las ecuaciones del modelo particularizado están basadas en la formulación presentada en el apartado 2. De esta manera, el interfaz de energía particularizado tendrá los elementos que se ven en la fig. 7. Las entradas, salidas y cantidad de energía almacenada se definen así de la siguiente manera:

$$\mathbf{P}^{(t)} = \begin{bmatrix} P_w^{(t)} \end{bmatrix} \quad (18a)$$

$$\mathbf{L}^{(t)} = \begin{bmatrix} L_r^{(t)} \end{bmatrix} \quad (18b)$$

$$\dot{\mathbf{E}}^{(t)} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{H_2}^{(t)} & \dot{E}_B^{(t)} \end{bmatrix}^T \quad (18c)$$

Siguiendo la formulación presentada, la *matriz de acoplamiento* $\mathbf{C}^{(t)}$ y la *matriz de almacenamiento* $\mathbf{S}^{(t)}$ quedan:

$$\mathbf{C}^{(t)} = \begin{bmatrix} 1 \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$\mathbf{S}^{(t)} = \begin{bmatrix} 1/e_{H_2}^{(t)} & 1/e_B^{(t)} \end{bmatrix} \quad (20)$$

donde $e_{H_2}^{(t)}$ y $e_B^{(t)}$ son las eficiencias de carga/descarga del elemento de almacenamiento (véase la tabla 1), correspondiendo el electrolizador al estado de carga y la pila de combustible al estado de descarga. Nótese la diferencia entre ambas eficiencias, resultando:

$$e_{H_2}^{(t)} = \begin{cases} \eta_E & \text{si } Q_{H_2}^{(t)} \geq 0 & \text{(electrolizador)} \\ 1/\eta_{FC} & \text{en los demas casos} & \text{(pila de combustible)} \end{cases} \quad (21a)$$

$$e_B^{(t)} = \begin{cases} \eta_{B,ch} & \text{si } Q_B^{(t)} \geq 0 & \text{(carga de baterías)} \\ 1/\eta_{B,dis} & \text{en los demas casos} & \text{(descarga de baterías)} \end{cases} \quad (21b)$$

donde las potencias de carga/descarga $Q_{H_2}^{(t)}$, $Q_B^{(t)}$ y los cambios en la cantidad de energía almacenada $\dot{E}_{H_2}^{(t)}$, $\dot{E}_B^{(t)}$ son expresados como:

$$\dot{E}_{H_2}^{(t)} = e_{H_2}^{(t)} Q_{H_2}^{(t)} - e_{H_2}^{(t-1)} Q_{H_2}^{(t-1)} \quad (22a)$$

$$\dot{E}_B^{(t)} = e_B^{(t)} Q_B^{(t)} - e_B^{(t-1)} Q_B^{(t-1)} \quad (22b)$$

4.2. Restricciones

Las limitaciones técnicas se modelan como en (15). De esta manera, se evalúan en lo que sigue los límites en las potencias de entrada, de carga/descarga y de capacidad de almacenamiento de energía.

En lo que respecta a las entradas, la potencia eólica $P_w^{(t)}$ depende de la disponibilidad de viento y del tamaño del aerogenerador. Definiendo $\hat{P}_w^{(t)}$ como la potencia eólica disponible normalizada para un aerogenerador de 1 W, las limitaciones en la potencia de entrada quedan:

$$\begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_w^{(t)} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \hat{P}_w^{(t)} \bar{P}_w \end{bmatrix} \quad (23)$$

donde \bar{P}_w es el tamaño del aerogenerador de la instalación propuesta.

Las potencia de carga/descarga dependen de las capacidades de electrolizador y pila de combustible:

$$\begin{bmatrix} -\bar{Q}_{FC} \\ -\bar{Q}_{B,dis} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} Q_{H_2}^{(t)} \\ Q_B^{(t)} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \bar{Q}_E \\ \bar{Q}_{B,ch} \end{bmatrix} \quad (24)$$

donde, con respecto al caudal de hidrógeno, \bar{Q}_E y \bar{Q}_{FC} representan las capacidades máximas de generación y consumo respectivamente. En lo que respecta a las baterías, $\bar{Q}_{B,ch}$ y $\bar{Q}_{B,dis}$ son las capacidades máximas de carga/descarga. Nótese que estos límites están dados por la capacidad de almacenamiento \bar{E} de dichas baterías, habiéndose aquí supuesto que $\bar{Q}_{B,ch} = 0,2 \bar{E}$ y $\bar{Q}_{B,dis} = 2 \bar{E}$.

La capacidad máxima de almacenamiento depende del tamaño de los tanques de hidrógeno \bar{E}_{H_2} y de las baterías \bar{E}_B . Debido a limitaciones técnicas, las baterías nunca deberían estar completamente descargadas ni cargadas. Es por ello que se toman unos

Cuadro 2: Coste de los elementos de almacenamiento

Elemento	Coste
Potencia eólica	$c_{\bar{P}_w} = \$2/W$
Electrolizador	$c_{\bar{Q}_E} = \$1.9/W$
Pila de combustible	$c_{\bar{Q}_{FC}} = \$2.5/W$
Tanque de hidrógeno	$c_{\bar{E}_{H_2}} = \$0.03/Wh$
Batería	$c_{\bar{E}_B} = \$0.2/Wh$

niveles de seguridad, quedando las restricciones correspondientes expresadas de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0,2\bar{E}_B \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} E_{H_2}^{(t)} \\ E_B^{(t)} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \bar{E}_{H_2} \\ 0,9\bar{E}_B \end{bmatrix} \quad (25)$$

Por último, se introduce también una restricción para verificar un almacenamiento de energía sostenible,

$$\begin{bmatrix} E_{H_2}^{(0)} \\ E_B^{(0)} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} E_{H_2}^{(N_t)} \\ E_B^{(N_t)} \end{bmatrix} \quad (26)$$

4.3. Función objetivo

Particularizando el caso general (17), la función objetivo, cuyos términos se enumeran en la tabla 2 [17], queda:

$$\mathcal{F} = c_{\bar{P}_w} \bar{P}_w^2 + c_{\bar{E}_{H_2}} \bar{E}_{H_2}^2 + c_{\bar{E}_B} \bar{E}_B^2 + c_{\bar{Q}_{FC}} \bar{Q}_{FC}^2 + c_{\bar{Q}_E} \bar{Q}_E^2 \quad (27)$$

4.4. Condiciones de operación

Dado que el cálculo de la arquitectura óptima está basado en condiciones de operación estimadas, mientras más precisos sean los datos utilizados en el cálculo, mejor dimensionada estará la planta. En lo que respecta a la disponibilidad de energía eólica, se usaron datos correspondientes a dos meses de potencia eólica disponibles reales $\hat{P}_w^{(t)}$ (ver fig 8). En lo que respecta a la carga L_r , se utilizó el consumo medio de una vivienda española [28] (ver fig. 9). El tiempo de muestreo para todos estos datos es de 1h.

4.5. Resultados de la optimización

La optimización se realizó para tres posibles distribuciones de elementos: distribución híbrida, combinando hidrógeno y baterías; o bien distribución sólo de hidrógeno o sólo de baterías. El problema matemático se implementó en MATLAB y se resolvió con la herramienta de optimización ‘‘CPLEX’’, resultando un problema de programación cuadrática con variables continuas y discretas (problema MIQP). En línea con la discusión realizada en [17], con la tecnología y

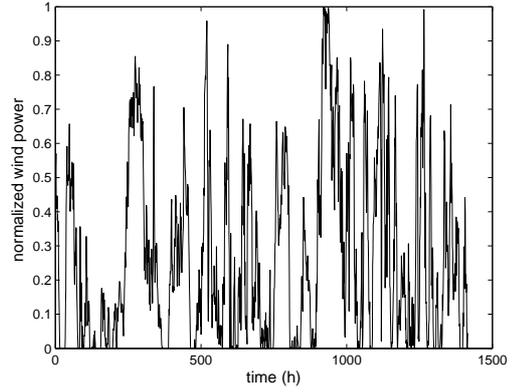


Figura 8: Datos de potencia eólica normalizados

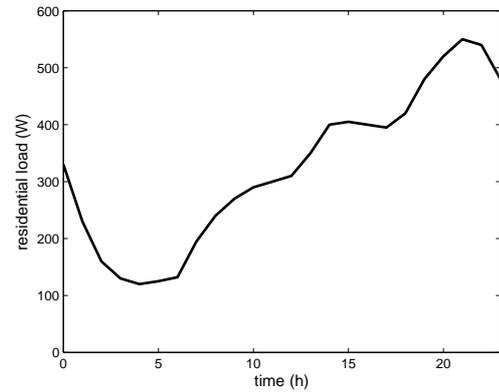


Figura 9: Datos medios de demanda residencial

costes actuales, el interfaz híbrido resultó tener un coste de inversión sensiblemente inferior a las otras posibilidades. Más exactamente, el interfaz de sólo hidrógeno resultó ser un 11.91 % más caro que el híbrido, siendo el de sólo baterías un 28.02 % más costoso que dicho interfaz híbrido (véase la tabla 3 y 4).

Como puede verse en la fig. 10, el interfaz híbrido combina las mejores características de cada sistema de almacenamiento. En particular, el almacenamiento de hidrógeno se utiliza como base energética, aportando las baterías los picos de potencia.

5. CONCLUSIONES

Se ha presentado en este estudio una formulación para el problema de dimensionado óptimo de sistemas de energía que combinan fuentes de energía y almacenamiento. La formulación matemática se basa en el concepto de interfaz de energía o ‘‘energy hub’’ previamente descrito en la literatura. El problema general de optimización se particularizó para una planta de potencia híbrida que combina almacenamiento de hidrógeno con almacenamiento en baterías convencionales. La arquitectura óptima mejora los costes de

Cuadro 3: Coste desglosado del sistema (I)

	Conf. Híbrida
Equipo	Coste (Tamaño)
Generador eólico	\$7600 (3800 W)
Electrolizador	\$656 (345 W)
Pila de comb.	\$450 (180 W)
Tanque de H ₂	\$1642 (54.730 kWh)
Baterías	\$2268 (11.34 kWh)
Coste total	\$12616
Incremento	Base de cálculo

Cuadro 4: Coste desglosado del sistema II

	Sólo H ₂	Sólo baterías
Equipo	Coste (Tamaño)	Coste (Tamaño)
Generador eólico	\$8600 (4300 W)	\$12500 (6250 W)
Electrolizador	\$665 (350 W)	—
Pila de comb.	\$1375 (550 W)	—
Tanque de H ₂	\$3681 (122.695 kWh)	—
Baterías	—	\$3651 (18.255 kWh)
Coste total	\$14321	\$16151
Incremento	11.91%	28.02%

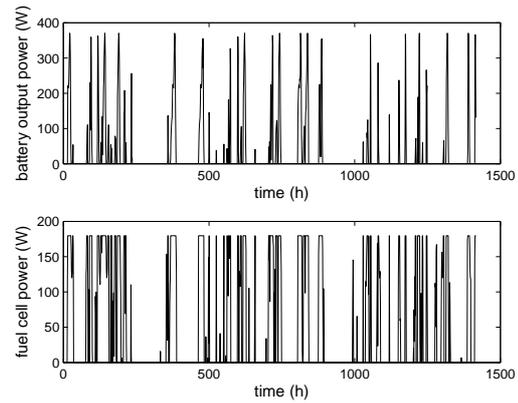


Figura 10: Utilización óptima de las baterías (gráfico superior) y pila de combustible (gráfico inferior) para la planta híbrida de potencia

inversión de la instalación en casi un 30% con respecto a la distribución de elementos más desfavorable.

6. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen las aportaciones de Carlos Pardo Bordons, contribuciones realizadas en el marco de la realización de su proyecto fin de carrera.

Referencias

- [1] A. M. Borbely and J. F. Kreider, Eds., *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millenium*. Boca Raton: CRC Press, 2001.
- [2] D. Anderson and M. Leach, "Harvesting and re-distributing renewable energy: On the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen," *Energy policy*, vol. 32, pp. 1603–1614, 2004.
- [3] R. Dell and D. Rand, "Energy storage—a key technology for global energy sustain," *Journal of Power Sources*, vol. 100, pp. 2–17, 2001.
- [4] E. Leal and J. Silveira, "Study of fuel cell co-generation systems applied to a dairy industry," *J. Power Sources*, vol. 106, no. 1, pp. 102–108, 2002.
- [5] A. Lokurlu, T. Grube, B. Hohlein, and D. Stolten, "Fuel cells for mobile and stationary applications—cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel cells," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 7, pp. 703–711, 2003.

- [6] J. Kaldellis and D. Zafirakis, "Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency," *Energy*, 2007.
- [7] O. Onar, M. Uzunoglu, and M. Alam, "Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system," *J. Power Sources*, vol. 161, pp. 707–722, 2006.
- [8] S. Kélouwani, K. Agbossou, and R. Chahine, "Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage," *J. Power Sources*, vol. 140, pp. 392–399, 2005.
- [9] J. Vanhanen, P. Kauranen, P. Lund, and L. Manninen, "Simulation of solar hydrogen energy systems," *Solar Energy*, vol. 53, no. 3, pp. 267–278, 1994.
- [10] A. Arce, A. del Real, and C. Bordons, "Power management heuristic control for a hybrid fuel cell vehicle (in spanish)," in *XXVIII Jornadas de Automática*, 2007.
- [11] K. Jeong, W. Lee, and C. Kim, "Energy management strategies of a fuel cell/battery hybrid system using fuzzy logics," *J. Power Sources*, vol. 145, pp. 319–326, 2005.
- [12] A. Bilodeau and K. Agbossou, "Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications," *J. Power Sources*, vol. 162, pp. 757–764, 2006.
- [13] A. Schell, H. Peing, D. Tran, E. Stamos, C. Lin, and M. Kim, "Modelling and control strategy development for fuel cell electric vehicles," *Annual Reviews in Control*, vol. 29, pp. 159–168, 2005.
- [14] I. Valero, S. Bacha, and E. Rulliere, "Comparison of energy management controls for fuel cell applications," *J. Power Sources*, vol. 156, pp. 50–56, 2006.
- [15] A. del Real, A. Arce, and C. Bordons, "Hybrid model predictive control of a two-generator power plant integrating photovoltaic panels and a fuel cell," in *Proc. 2007 Conference on Decision and Control*, New Orleans, LA, Dec. 2007.
- [16] M. Geidl and G. Andersson, "Optimal power dispatch in systems with multiple energy carriers," in *Proc. of 15th Power Systems Computation Conference*, Liege, Belgium, 2005.
- [17] S. Vosen and J. Keller, "Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 24, pp. 1139–1156, 1999.
- [18] M. Geidl and G. Andersson, "Optimal coupling of energy infrastructures," in *Proc. of IEEE PES PowerTech*, Lausanne, Switzerland, 2007.
- [19] M. Geidl, G. Koepfel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, and K. Fröhlich, "Energy hubs for the future," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 1, pp. 24–30, 2007.
- [20] M. Geidl and G. Andersson, "Optimal power flow of multiple energy carriers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 145–155, 2007.
- [21] M. Geidl, "Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems," Ph.D. dissertation, ETH, Zurich, 2007.
- [22] B. Bakken, A. Haugstad, K. S. Hornnes, and S. Vist, "Simulation and optimization of systems with multiple energy carriers," in *Proc. of Scandinavian Conference on Simulation and Modeling*, Linköping, Sweden, 1999.
- [23] J. F. Manwell, "Hybrid energy systems," *Encyclopedia of Energy*, vol. 3, pp. 215–229, 2004.
- [24] H. M. Groscurth, T. Bruckner, and R. Kümmel, "Modeling of energy-services supply systems," *Energy*, vol. 20, no. 9, pp. 941–958, 1995.
- [25] I. Bouwmans and K. Hemmes, "Optimising energy systems—hydrogen and distributed generation," in *Proc. of 2nd International Symposium on Distributed Generation*, Stockholm, Sweden, 2002.
- [26] R. H. Lasseter, "Microgrids," in *Proc. of IEEE PES Winter Meeting*, New York, USA, 2002.
- [27] R. Frick and P. Favre-Perrod, "Proposal for a multifunctional energy bus and its interlink with generation and consumption," Master's thesis, ETH, High Voltage Laboratory, Zurich, 2004.
- [28] "Proyecto INDEL: Atlas de la Demanda Eléctrica Española," Red Eléctrica de España, Tech. Rep., 1997.