DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE MINAS Y ENERGÍA

TESIS DOCTORAL

**INTEGRACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ENERGÍAS RENOVABLES, EN
UN SISTEMA ELÉCTRICO LIBERALIZADO, A PARTIR DE VECTORES
ENERGÉTICOS.**

Autor: Pablo Reina Peral

Ingeniero de Minas

Director: Angel Vega Remesal

Dr. Ingeniero de Minas

Catedrático Universidad Politécnica de Madrid

MADRID FEBRERO 2016

TESIS DOCTORAL

INTEGRACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ENERGÍAS RENOVABLES, EN UN SISTEMA ELÉCTRICO
LIBERALIZADO, A PARTIR DE VECTORES ENERGÉTICOS.

Tribunal formado por el Magnífico y Excelentísimo Señor Rector de la Universidad Politécnica
de Madrid el día de 2016

Presidente:

Vocal:

Vocal:

Vocal:

Secretario:

Realizado el acto de defensa y lectura de la Tesis el día de 2016

En la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía

PRESIDENTE

VOCALES

SECRETARIO

AGRADECIMIENTOS

A mis tres amores

Contenido

Capítulo 1: Introducción.....	3
¿Quién consume la energía?.....	3
¿Quién tiene los recursos? Y ¿Cuánto queda?	6
La energía eólica y el sector eléctrico.	9
Objetivos de esta tesis	13
Referencias	14
Capítulo 2: Sistemas de almacenamiento de energía	15
Sistemas de almacenamiento de energía	15
Hidrógeno.....	19
Estimación de los costes de los equipos principales	47
Referencias	59
Capítulo 3: Sistemas híbridos.....	61
Configuración de los sistemas híbridos.....	61
<i>Configuración parques eólicos y planta de almacenamiento.</i>	61
Operación del sistema híbrido.....	64
Referencias	89
Capítulo 4: Influencia del almacenamiento de energía en la red.....	90
Algoritmo de optimización.....	91
Aplicación de la solución propuesta.....	102
Resultados obtenidos	104
Referencias	121
Capítulo 5: Conclusiones	122
Conclusiones previas.....	122
Costes de generación de hidrógeno	122
Operación de la planta.....	123
Influencia en la red.....	124
Trabajos futuros	124
ANEXO A	125
ANEXO B	140
ANEXO C	164

ANEXO D..... 166

RESUMEN

El objetivo de la tesis es estudiar la bondad del almacenamiento de energía en hidrógeno para minorar los desvíos de energía respecto a su previsión de parques eólicos y huertas solares. Para ello se ha partido de datos de energías horarias previstas con 24 h de antelación y la energía real generada.

Se ha procedido a dimensionar la planta de hidrógeno, a partir de una modelización de la operación de la misma, teniendo siempre como objetivo la limitación de los desvíos. Posteriormente, se ha procedido a simular la operación de la planta con dos objetivos en mente, uno limitar los desvíos y por otro lado operar la planta como una central de bombeo, generando hidrógeno en horas valle y generando electricidad en horas punta. Las dos simulaciones se han aplicado a tres parques eólicos de diferentes potencias, y a una huerta solar fotovoltaica.

Se ha realizado un estudio económico para determinar la viabilidad de las plantas dimensionadas, obteniendo como resultado que no son viables a día de hoy y con la estimación de precios considerada, necesitando disminuir considerablemente los costes, dependiendo fuertemente de la bondad de los métodos de previsión de viento.

Por último se ha estudiado la influencia de la disminución de los desvíos generados sobre una red tipo de 30 nudos, obteniendo como resultado, que si bien no disminuyen sensiblemente los extra costes generados en regulación, sí que mejora la penetración de las energías renovables no despachables en la red. Se observa disminuyen los vertidos eólicos cuando se usa la planta de hidrógeno.

ABSTRACT

The aim of this thesis is to study the benefit of hydrogen energy storage to minimize energy deviations of Wind Power and Solar Photovoltaic (PV) Power Plants compared to its forecast. To achieve this goal, first of all we have started with hourly energy data provided 24 h in advance (scheduled energy), and real generation (measured energy).

Secondly, It has been sized the hydrogen plant, from a modeling of its working mode, always keeping the goal in mind of limiting energy imbalances. Subsequently, It have been simulated the plant working mode following two goals, one, to limit energy imbalances and secondly to operate the plant as a pumping power plant, generating hydrogen-in valley hours and generating electricity at peak hours. The two simulations have been applied to three wind power plants with different installed power capacities, and a photovoltaic solar power plant.

It has been done an economic analysis in order to determine the viability of this sized plants, turning out not viable plants today with the estimated prices considered, requiring significantly lower costs, depending heavily on the reliability of the Wind Power forecast methods.

Finally, It has been studied the influence of decreasing measured imbalances (of energy) in a 30 grid node, resulting that, while it not reduces significantly the extra costs generated by reserve power, it does improve the penetration of non-manageable renewable energy on the grid, by reducing the curtailments of power of these plants.

Símbolos

$\hat{P}_{w,h}$ [MW]	Potencia eólica programada en la hora h
$P_{w,h}$ [MW]	Potencia eólica real en la hora h
$P_{elec,h}$ [MW]	Potencia inyectada al electrolizador en la hora h
P_{comp} [MW]	Potencia compresor de hidrógeno
$P_{FC,h}$ [MW]	Potencia producida por la pila de combustible en la hora h
$P_{e,h}$ [MW]	Potencia inyectada en la hora h
$B_{H2,a}$ [MWh]	Almacenamiento de hidrógeno
$B_{H2,h}$ [MWh]	Almacenamiento de hidrógeno en la hora h
η_{elec}	Rendimiento del electrolizador
η_{FC}	Rendimiento de la pila de combustible
η_{AC-DC}	Rendimiento del rectificador
η_{DC-AC}	Rendimiento del inversor
PCI_{H_2} [$\frac{kJ}{kg}$]	Poder calorífico inferior del hidrógeno
$Pres_{comp,1}$ [bar]	Presión de entrada al compresor
$Pres_{comp,2}$ [bar]	Presión de salida del compresor
$Temp_{comp,1}$ [K]	Temperatura del hidrógeno a la entrada al compresor
R [$\frac{kJ}{kgK}$]	Constante de los gases
η_{isen}	Rendimiento del compresor
η_{acc}	Rendimiento del accionamiento del compresor
π_e [$\frac{\text{€}}{MWh}$]	Precio de la electricidad
π_{DESV} [$\frac{\text{€}}{MWh}$]	Coste del desvío
$Desv_h$ [MW]	Desvío en la hora h
E [MWh]	Energía producida
I_h [$\frac{\text{€}}{h}$]	Ingresos en la hora h
$C_{h,a}$ [$\frac{\text{€}}{h}$]	Costes de la instalación de hidrógeno en la hora h, con el almacenamiento $B_{H2,a}$
$Benef_h$ [$\frac{\text{€}}{h}$]	Beneficios en la hora h

$Desv_{h,a}$ [MW]	Desvío en la hora h, con el almacenamiento $B_{H2,a}$
$A_{desv,a}$ [€]	Ahorro en desvíos con el almacenamiento $B_{H2,a}$
$C_{H2,a}$ [$\frac{€}{MWh}$]	Coste del almacenamiento $B_{H2,a}$
C_{comp} [€]	Coste del compresor
$\dot{m}_{H_2}$	Caudal de hidrógeno
π_{elec} [$\frac{€}{MW}$]	Coste del electrolizador
π_{FC} [$\frac{€}{MW}$]	Coste de la pila de combustible
$\pi_{O\&M}$ [$\frac{€}{h}$]	Coste de operación y mantenimiento
N	Años de vida de la planta de hidrógeno
r_{invH2} [pu] almacenamiento	Porcentaje sobre la inversión de electrolizador, pila y almacenamiento
$P_{elec,a}^{max}$ [MW]	Potencia máxima del electrolizador, con el almacenamiento $B_{H2,a}$
$P_{FC,a}^{max}$ [MW]	Potencia máxima de la pila de combustible, con el almacenamiento $B_{H2,a}$
ht	Número total de datos
I_a [€]	Inversión con el almacenamiento $B_{H2,a}$
i	Tasa interna de retorno
$E_{Adesv,a}$ [MWh]	Energía ahorrada en los desvíos
$\pi_{e,h}$ [$\frac{€}{MWh}$]	Precio de la electricidad en la hora h
$\bar{\pi}_e$ [$\frac{€}{MWh}$]	Precio medio de la electricidad
$P_{H2ec,h}$ [MWh]	Energía comprada en horas valle
$C_{H2ec,h}$ [€]	Coste de la energía comprada en horas valle
$\pi_{C\&V,h}$ [$\frac{€}{MWh}$]	Precio de compra-venta de energía en la hora h
$P_{FC,V,h}$ [MWh]	Energía vendida en horas punta
$I_{FC,h}$ [€]	Ingresos por la venta de energía en horas punta
$Benf$ [€]	Beneficios por la compra-venta de energía

Capítulo 1: Introducción

Aunque el objeto de esta tesis pretende ser técnico, se ha dejado este capítulo para la reflexión sobre la necesidad del uso de energías renovables, para la mejora de las condiciones de acceso a la energía a todo el mundo. Cuando se trata el tema de las energías renovables nos encontramos con posturas enfrentadas, defensores a ultranza y enemigos acérrimos. Las tesis de ambas facciones se basan en razonamientos lógicos en algunos casos y oportunistas en otros.

Las energías renovables tienen ventajas evidentes, pero como todo sistema de aprovechamiento y conversión de energía hay que pagar un peaje. Una diminuta pastilla de uranio guarda ingentes cantidades de energía y el viento sopla cuando quiere, donde quiere, siendo una fuente de energía extensiva, que es necesario capturar allí donde se encuentre. Entre estos dos extremos hay gran variedad de fuentes de energía que permiten al ser humano desarrollarse.

¿Quién consume la energía?

El desarrollo del ser humano está ligado al consumo de energía, cuanto más intensivo es dicho consumo mayor es el nivel de desarrollo del ser humano y mejor su nivel de vida. A lo largo del tiempo el hombre ha usado elementos externos para mejorar su capacidad de hacer cosas. En la Figura 1-1 se muestra las diferentes fuentes de energía que el hombre ha usado en su beneficio.

Elaboración propia

Figura 1-1 Uso de la energía

Todas producen en mayor o menor medida el calor y el trabajo necesario para mejorar las condiciones del ser humano.

Sin embargo, la energía no está al alcance de todos ni está uniformemente repartida. En la figura 1.2 se observa como el consumo de energía primaria está concentrado en ciertas zonas geográficas (Norte América, 23%, Europa, 25%, y Asia, 38%), consumiéndose del orden del 86% de la energía primaria.

Elaboración: Foro nuclear

Figura 1-2 Reparto del consumo de energía primaria

Al ver la evolución del consumo de energía primaria, a lo largo del tiempo se observa como la zona asiática ha aumentado de manera dramática el consumo de energía durante la última década, Figura 1-3. Así mismo, las zonas que tradicionalmente han sido grandes consumidores, se han estabilizado, haciéndose más eficientes y moderados en el consumo de energía.

Elaboración propia

Figura 1-3 Evolución temporal del consumo de energía primaria.

Elaboración propia

Figura 1-4 Comparativa del consumo de energía primaria de diferentes países

En la Figura 1-4 resalta que a diferencia de Alemania, cuya tendencia es a consumir menos energía, China sobre el año 2000, cambia su tendencia de crecimiento, convirtiéndose en un auténtico devorador de energía.

Otro aspecto que resalta es el hecho de que Oriente Medio, África y Sudamérica están muy lejos de los índices de consumo de los países desarrollados.

	% Población	% Consumo
Oriente Medio	3,0%	5,4%
Antigua URSS	4,3%	9,1%
América del Norte	6,6%	24,8%
América del Sur y Central	6,9%	5,1%
Europa	11,0%	26,2%
Eg+Arg+Sud	2,5%	2,2%
Resto África	12,3%	1,0%
India	17,0%	3,8%
Asia	52,3%	34,0%
Total	6688 M	11295 MTEP

Japón	1,9%	4,5%
China	19,9%	17,7%
España	0,7%	1,3%
USA	4,6%	20,4%
Alemania	1,2%	2,8%
Francia	1,0%	2,3%
Reino Unido	0,9%	1,9%
Italia	0,9%	1,6%

Elaboración propia

Figura 1.4 Reparto del consumo de energía y de la población

Es más si se compara la distribución del consumo de energía y el reparto de la población se observa como en Europa se consume el 26.2% de la energía primaria con un 11% de la población, mientras que África consume un 1% de la energía, siendo el 12.3% de la población.

Existe por tanto un desequilibrio brutal en el reparto de la energía, dejando zonas con un consumo desmedido y otras donde es realmente difícil el acceso a la energía, y por tanto a unas condiciones de vida muy por debajo de la media.

¿Quién tiene los recursos? Y ¿Cuánto queda?

La energía primaria que consumimos se basa fundamentalmente en fuentes de energía fósil, Figura 1-5. El 88% del consumo de energía primaria procede del petróleo (34%), gas natural (24%) y carbón (30%). Estas fuentes de energía han tardado millones de años en gestarse y no se encuentran al alcance de la mano, de hecho nadie sabe a ciencia cierta cuanto recurso fósil queda y la estimación de los mismos, no solo está sujeta a la tecnología de evaluación de recursos, sino también a intereses geopolíticos.

Fuente: Foro nuclear

Figura 1-5 Fuentes de energía primaria

Las reservas y recursos de combustibles fósiles tienen una distribución geográfica diferente de la del consumo de energía.

Tabla 1-1 Relación Reservas/Producción [Años]

	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Consumo Energía primaria
Norte América	228	12.5	41.7	23%
Sudamérica	124	45.2	>100	5%
Europa & Eurasia	242	75.9	22.3	25%
Oriente Medio		>100	78.7	6%
África	118	71.7	41.2	3%
Asia-Pacífico	53	35	14	38%
Total Mundo	112	63.6	54.2	

Fuente: B. P. Statistical Review of World Energy. (2012)

En la Tabla 1-1 se observa como las reservas de carbón están homogéneamente distribuidas, no ocurre lo mismo con las de petróleo o gas natural. Las zonas geográficas donde se encuentran las mayores reservas de petróleo o gas natural, no son precisamente las más intensivas en consumo de energía. Por lo tanto, las reservas son limitadas aunque eso está sujeto al precio del combustible, que puede hacer rentables recursos, que a día de hoy no lo son. Aunque este aumento del precio hará que solo aquellos que tienen recursos económicos tengan acceso a este combustible, ahondando más aún en el desequilibrio entre zonas geográficas. Por otro lado, estas reservas se encuentran en gran medida en lugares donde no tiene acceso a la energía, lo que origina tensiones geopolíticas y conflictos armados. Jeremy Rifkin [1] en su libro “La economía del hidrógeno” hace una disertación sobre lo que significan las luchas por los recursos energéticos y como han ido modelando el mundo tal y como lo conocemos.

Desde hace unos años el precio de los combustibles ha estado muy alto lo que posibilitado la irrupción en el mercado de nuevas fuentes de combustibles fósiles, como el *Shale gas*, que ha dado lugar al aumento del grado de independencia energética de Estados Unidos.

El acceso a la energía de los países emergentes ha originado una aceleración en el consumo de combustibles fósiles, dado que detrás de estos se encuentran las tecnologías más asentadas, de fácil acceso y más baratas. De esta forma será más fácil que se instale una central de gas con turbina de gas en ciclo abierto, que un ciclo combinado. Así, en [2] se estima que, para el año 2030, se reduzca el consumo de carbón y petróleo en la generación de electricidad, siendo sustituido por gas natural en Europa y Estados Unidos, mientras que en Asia, el carbón seguirá ocupando un papel preponderante en la generación de energía eléctrica, Figura 1-6.

Figura 1-6 Previsión de consumo de combustibles fósiles a 2030.

Otro dato significativo visto en [3], es como se le da un peso muy relevante a las energías renovables en el mix de consumo de energía primaria, Figura 1-7, así como en la generación de energía eléctrica.

Figura 1-7 Evolución del mix de energía primaria (izquierda) y en generación de energía eléctrica (derecha)

Las energías renovables están jugando un papel fundamental en el abastecimiento de energía. Una de las razones fundamentales es que está ligada a unas fuentes de energía que se encuentran en el lugar donde se consumirán, uniando de esta forma la distancia entre el recurso y quien lo consume. Otro factor a tener en cuenta son los bajos niveles de contaminación y de emisiones que este tipo de tecnología produce.

Actualmente, el uso de energías renovables está muy extendido, siendo en algunos países, como España, un pilar en la cobertura de la demanda. La energía eólica y la energía solar fotovoltaica están sustentadas por tecnologías ya probadas y a un coste razonable. En la Tabla 1-2 se muestra la potencia instalada en las diferentes zonas geográficas, destacando Europa, donde la concienciación medioambiental y la necesidad de reducir la dependencia energética del exterior han dado lugar a políticas que favorecen el florecimiento de estas tecnologías.

Tabla 1-2 Potencia eólica y solar instalada 2012

	Energía eólica [GW]	Energía solar [GW]
Norte América	67.9	8.2
Sudamérica	4	
Europa & Eurasia	109.5	68.5
Oriente Medio		
África	1.3	
Asia-Pacífico	101.1	23.5
Total Mundo	284.2	100.1

La información de potencia instalada no dice nada si no se acompaña del grado de cobertura de la demanda, que da idea de cómo ayuda al sistema la generación renovable. La Figura 1-8 mostraba como Estados Unidos o China, con altas potencias eólicas instalada tienen una cobertura de la demanda irrelevante, frente a países como Dinamarca o España, con menos potencia instalada pero con mucho más peso en el mix de generación. En España se cubrió alrededor de un 19.8% de la demanda eléctrica con generación eólica, y si se tienen en cuenta el resto de renovables y cogeneraciones, la cobertura de la demanda asciende a un 39.8%. Esto implica que este sector de la energía tiene un peso muy importante en el funcionamiento del sistema, y es necesario saber qué implicaciones tiene sobre el funcionamiento del sistema eléctrico.

Figura 1-8 Cobertura de la demanda con energía eólica

La energía eólica y el sector eléctrico.

Los recursos energéticos de los que se suplen algunas energías renovables no pueden ser almacenados con facilidad, así el viento o el sol deben ser aprovechados cuando se dan las condiciones adecuadas. Esto hace que este tipo de energías deban ser tratadas de manera especial por el sistema energético donde están integradas.

Fuente: Elaboración propia

Figura 1-9 Cobertura de la demanda

El sistema eléctrico es muy particular ya que la electricidad es un producto muy perecedero, se debe producir en el mismo instante en el que se consume y además el consumo debe estar

garantizado. Luego toda la gestión de la red eléctrica tiene como objetivo cubrir la demanda, dando una energía con los estándares de calidad marcados, niveles de tensión adecuados, onda limpia, frecuencia adecuada. Al estar la demanda está compuesta por multitud de pequeños consumidores, de hábitos muy dispares, existe una incertidumbre sobre la demanda real que se tendrá en un determinado horizonte temporal.

Fuente: Elaboración propia

Figura 1-10 Desacoplo entre la evolución de la demanda y la generación eólica

Tradicionalmente el sistema eléctrico ha tenido unos pilares muy sólidos en las centrales térmicas, nucleares e hidráulicas, que les han permitido mantener siempre el equilibrio generación – demanda. La irrupción de manera masiva de las energías renovables en el sistema eléctrico ha hecho que deba cambiar su manera de funcionar, ya que ahora se dispone de un recurso del que solo se tienen previsiones hasta el momento en que se pone en juego la energía, uniéndose así a la propia incertidumbre de la demanda. En la Figura 1-9 se puede ver como la demanda es cubierta por diferentes tipos de generación. Cada tipo de central tiene unas características particulares, así las centrales nucleares en España no tienen tradición de regular y como se observa en la Figura 1-9, las centrales nucleares no modulan. Las centrales de carbón, de más inercia, hacen un seguimiento de la demanda, aunque no tan exhaustivo como las centrales de ciclo combinado, mucho más flexibles. Son las centrales hidráulicas y los

intercambios internacionales, los que hacen el ajuste de la generación y la demanda, al ser los de más rápida respuesta.

La generación eólica no sigue a la demanda, ya que su propósito ha sido obtener la mayor cantidad de energía posible del viento. Esto hace que la energía eólica en algunos casos ayude al sistema y en otros sea un lastre, como se muestra en la Figura 1-10, donde se observa el desacople de la generación eólica y la demanda.

Al ser una tecnología incipiente se dieron casos de disparos en cascada de parque eólicos por huecos de tensión, que ponían en serio riesgo la estabilidad del sistema eléctrico. En Figura 1-11 se muestra la caída casi instantánea de 700 MW eólicos, por un hueco de tensión, y que en su momento debieron ser cubiertos en regulación primaria, y sobretodo recurriendo a intercambios internacionales. Este problema se ha solucionado con la obligación de los parques eólicos, y ahora de las instalaciones fotovoltaicas, de soportar huecos de tensión.

Figura 1-11 Disparo de parques eólicos por hueco de tensión

La influencia de las energías renovables en un sistema eléctrico no solo tiene lugar sobre la parte técnica, sino también sobre la económica. En un sistema desregularizado el mecanismo de compra-venta de energía se rige por las reglas de un mercado diseñado para ello. En el caso español existe un mercado diario donde se gestiona la energía para el día siguiente, y una serie de mercados de ajuste (intradiarios), que se convocan cada 4h aproximadamente. Actualmente, las centrales renovables hacen ofertas de venta de energía a precio, por lo que necesitan saber con antelación, su posible producción para poder realizar las ofertas y maximizar sus beneficios.

Los desajustes entre producción vendida y real originan desvíos, que deben ser compensados a través de los mecanismos de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos, dando lugar a un coste extra en el sistema. La incertidumbre en la generación renovable hace que sea necesario dejar centrales de generación convencional al mínimo técnico como respaldo, y el aumento en los servicios de regulación de energía.

Parece necesario reducir el grado de incertidumbre en la previsión de generación renovable. Para ello existen herramientas que tratan de mejorar la previsión de viento con un horizonte temporal de entre 24 a 48 h. Los modelos usados se dividen en los que están basados en predicciones meteorológicas y los basados en el análisis de series temporales. En [4] se hace un repaso de la evolución de los métodos de predicción de viento, como el Sipreolico de REE, o el RegioPred de CENER-CIEMAT. Actualmente se usan mezclas de modelos físicos (Previento, Prediktor, Casandra, Gh Forecaster, ...) y estadísticos (WPPT, Sipreolico,...). Todos los modelos de predicción de viento llevan asociados errores que son difíciles de eliminar, Figura 1-12.

Fuente: [5]

Figura 1-12 Evolución del error de predicción en función del horizonte temporal.

En [6] se dan datos sobre los errores de predicción en parques eólicos, Figura 1-13. En este análisis resulta curioso como la disminución del horizonte temporal no mejora sensiblemente el error de previsión, así las diferencias entre dos horizontes de predicción (13h y 37h) son relevantes.

Fuente: [6]

Figura 1-13 Histogramas de desvíos de parques eólicos, para diferentes horizontes temporales

Otra forma de disminuir los desvíos generados consiste en usar sistemas de almacenamiento que regulen la energía que los parques ponen en juego, ajustando así la energía vendida en el mercado y la real producida.

Este será el punto de partida de la presente tesis.

Objetivos de esta tesis

En el desarrollo de esta tesis se aborda el uso de una planta de hidrógeno como medio de almacenamiento de energía, con el objetivo de disminuir los desvíos en los que pueden incurrir parques eólicos y huertas solares. Por lo tanto el objetivo fundamental ha sido:

Estudiar la viabilidad del uso del hidrógeno como medio de almacenamiento a corto plazo de la generación renovable no predecible.

En el capítulo 2 de la tesis se analiza la tecnología ligada al hidrógeno y se hace una revisión bibliográfica para poder obtener una estimación de los costes en los que se incurre en este tipo de plantas.

El capítulo 3 tiene como objetivo simular el funcionamiento de la planta de hidrógeno a partir de los datos de generación eólica, prevista y real, de tres parques eólicos diferentes y de una huerta solar, teniendo en siempre en mente que el objetivo de la planta fuese disminuir los desvíos originados. Una vez programado el funcionamiento de la planta, se ha buscado el almacenamiento óptimo económico utilizando como herramienta el concepto de *coste equivalente de la electricidad* (LCOE). Adicionalmente, se ha simulado el funcionamiento de la planta compensando desvíos y utilizándose como central de bombeo en los casos en los que el precio de compra-venta fuese adecuado. Esta simulación se hizo para tratar de mejorar la viabilidad de la planta de hidrógeno.

En el capítulo 4 se estudia la influencia de las instalaciones renovables sobre una red eléctrica dada, con y sin almacenamiento. En este caso la red de referencia ha sido la IEEE 30 nudos y se ha tratado de simular el mercado eléctrico y los servicios complementarios, usando la aproximación de los mercados a un flujo óptimo de carga, en el que se minimiza el coste de generación convencional. Para ello se supone que los generadores renovables ofertarían a precio instrumental, entrando siempre en el mercado. La finalidad de la simulación es observar cómo afecta a la red los desvíos originados y corregidos.

Referencias

- [1] J. Rifkin, *La economía del hidrógeno: La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra*, Paidós Iberica, 2002.
- [2] «BP Energy Outlook 2030,» 2013.
- [3] BP, «BP Energy Outlook 2035,» 2014.
- [4] A. e. a. Costa, «A review on the young history of the wind power short-term prediction,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 12, pp. 1725-1744, 2008.
- [5] M. e. a. Ahlstrom, «Efficiently integrating wind energy and wind forecast,» *IEEE power & energy magazine*, pp. 46-52, november-december 2013.
- [6] F. Economics, «Blowing in the wind - measuring and managing the cost of renewable generation in Europe,» London, 2009.

Capítulo 2: Sistemas de almacenamiento de energía

Sistemas de almacenamiento de energía

Existen diversos sistemas de almacenamiento de energía con diferentes fines, desde el punto de vista de la gestión de energía [1]. Una central hidráulica de bombeo almacena energía en horas de precios de la electricidad bajos, para luego generar en horas con precios altos. Un ultracondensador serviría para amortiguar fluctuaciones muy rápidas, del orden de segundos.

La energía se puede almacenar de diferentes formas, puede ser mecánica (energía cinética o potencial), energía química o térmica. El rango de aplicación de los Sistemas de almacenamiento es muy amplio:

- Aplicaciones de baja potencia en sistemas aislados, como por ejemplo alimentar transductores.
- Aplicaciones de media potencia en sistemas aislados para uso residencial, por ejemplo.
- Sistemas conectados a red para suavizar la diferencia entre las energías requeridas en horas punta y valle.
- Sistemas que mejoran la calidad de la potencia que se pone en juego en el sistema

Algunos de los parámetros más importantes en relación con cualquier tipo de almacenamiento de energía son densidad de energía o energía específica y el factor tiempo. Si el tamaño del volumen de almacenamiento es una limitación, entonces es necesario maximizar la densidad de energía. Del mismo modo, si el peso de almacenamiento es una limitación, entonces la energía específica por kilogramo debe ser maximizada.

Si la energía se va a almacenar durante largos períodos de tiempo (horas, días, y meses), el factor tiempo debe ser un parámetro predominante.

Centrales hidráulicas.

Estas centrales se basan en tecnologías maduras cuyo rango de funcionamiento va desde los kW hasta los MW. Es el sistema de almacenamiento de energía más usado y aun así solo supone el 3% de toda la potencia instalada en el mundo, [2], tienen un alto rendimiento, por encima del 60%, alta capacidad de almacenamiento de energía, pudiendo almacenar días y una vida útil muy alta (más de 30 años). El problema que tiene asociado la energía hidráulica es que necesita grandes embalses de agua para poder funcionar. En el caso de centrales de bombeo, son necesarios dos embalses a diferente cota. Por otro lado, en el caso de España los emplazamientos para poder hacer grandes centrales hidráulicas están prácticamente agotados y se encuentran con una fuerte oposición pública y medioambiental.

Recientemente, en la isla del Hierro se ha puesto en marcha un proyecto de hibridación de parques eólicos y una central de bombeo, de forma que la central regula las fluctuaciones eólicas y de la propia demanda [3]. El objetivo de esta planta es abastecer a la isla del Hierro solo con energías renovables, Figura 2-1.

Fuente: [1]

Figura 2-1 Central hidráulica de bombeo como apoyo a parques eólicos

Almacenamiento térmico.

Se aprovecha la capacidad de ciertas sustancias, como por ejemplo hidróxido de sodio [1], para almacenar calor, bien en forma de calor latente o calor sensible.

Fuente: [1]

Figura 2-2 Sistema de almacenamiento térmico.

Este tipo de almacenamiento se usa en el entorno residencial, con acumuladores térmicos para calefacción, o a gran escala en centrales solares térmicas, donde se usa almacenamiento térmico en sales o aceite para alargar y mejorar el funcionamiento de las centrales solares térmicas. El calor almacenado se usa para generar vapor en un intercambiador de calor y posteriormente utilizarse, en una turbina de vapor.

Aire comprimido.

Los sistemas de aire comprimido usan minas, domos salinos o cavernas subterráneas para almacenar aire a alta presión (4 - 8 MPa), que luego se expande en una turbina de gas. De esta forma se desacopla el funcionamiento del compresor, que trabajaría en horas valle y de la turbina, que lo haría en horas punta. Junto con el almacenamiento hidráulico con sistemas adecuados para hibridar con los parques eólicos, ya que pueden almacenar grandes cantidades de energía y tienen tiempos de respuesta muy bajos. En Huntorf (Alemania) tienen desde 1978, una instalación de 290 MW para 2 h de funcionamiento.

Fuente: [1]

Figura 2-3 Sistema de aire comprimido.

Estos sistemas tienen una densidad de energía del orden de 12 kWh/m³.

Este sistema necesita que el almacén subterráneo tenga suficiente estabilidad geológica y sea estanco, para evitar pérdidas.

Baterías.

Las baterías son un sistema químico de almacenamiento de energía usando las reacciones de oxidación – reducción de ciertas sustancias. Las baterías más tradicionales son las de plomo ácido, que tienen electrodos de plomo y el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico. Se usan en vehículos, como apoyo a instalaciones fotovoltaicas, en sistemas aislados. Pero existe una diversidad de químicas diferentes que dan lugar a diferentes tipos de baterías.

En el proyecto STORE se han instalado baterías Li-ión de 1 MW y 3 MWh de energía en La aldea de San Nicolás para regulación de potencia y control de tensiones.

Existen otro tipo de baterías llamada flow batteries, que tienen dos sistemas de electrolitos diferentes que almacenan la energía, pueden ser de NaS, BrZn, VBr, ..., con densidades energéticas en torno a 75-85 Wh/kg.

Tabla 2-1 Características de las baterías

Batería	Densidad de energía [Wh/kg]	Ciclos de vida	Rendimiento	Coste[€/kWh]
Plomo-ácido	30-50	500 - 1000	70 -90 %	200 – 450
Ni-Cd	50 - 75	2000-2500		~ 750
Ni-MH	240	600		
NaS	150-230	2500	75-90%	250
Li-ión	75-200	10000		1200

Fuente: [1]

Figura 2-4 Esquema de Batería de flujo

Volantes de inercia.

El volante de inercia acumula energía cinética de rotación en una masa, que posteriormente cede parte de su energía a un alternador. Las velocidades de giro rondan las 100000 rpm y tienen densidades de energía del orden de 130 Wh/kg. Son sistemas que pueden dar su energía en cortos periodos de tiempo, con lo que ponen en juego altas potencias. Los costes están entre 1000 – 5000 \$/kWh, [2].

Ultracondensadores.

En los ultracondensadores se sustituye el material dieléctrico por un electrolito, de esta forma se consiguen altas densidades de energía 5 – 15 Wh/kg. En Breña Alta (La Palma) el proyecto STORE instalará 4 MW de ultracondensadores para mantener la frecuencia en el sistema eléctrico.

Todos los sistemas de almacenamiento de energía tienen sus ventajas e inconvenientes y cada uno tiene un nicho en el que desarrollarse. En el caso que nos ocupa en esta tesis el rango de

potencias que habría que usar estaría entre 1 MW y 100 MW, con almacenamientos de energía por encima de 10 MWh, por lo que se podrían usar almacenamiento en aire comprimido, baterías de flujo o hidrógeno y centrales de bombeo.

Fuente: [1]

Figura 2-5 Campos de aplicación de los sistemas de almacenamiento

Otro parámetro a considerar son los tiempos de respuesta de los diferentes tipos de almacenamiento, ya que será un elemento a considerar a la hora de determinar su campo de aplicación.

Atendiendo a los tiempos de respuesta, se observa como los sistemas químicos serían los más adecuados para su uso como almacenamiento de energía, para el filtrado de potencia de los parques eólicos.

Hidrógeno

El hidrógeno no se encuentra disponible como tal en la naturaleza, sino que se produce industrialmente. El hidrógeno se puede considerar como un vector energético muy interesante debido a su bajo impacto ambiental (la combustión del hidrógeno produce únicamente agua), su alto contenido energético y la variedad de aplicaciones.

El hidrógeno tiene una elevada difusividad (es decir, se mezcla rápidamente con el aire). Esta difusividad impide quemar el hidrógeno en condiciones externas, es decir, la combustión de hidrógeno se tiene que producir en condiciones cerradas y controladas. Otra característica a tener en cuenta es su carácter explosivo, ya que presenta un amplio rango de explosividad (4%

- 75%), además de una baja energía de ignición (20 μ J), por lo que presenta una explosión muy enérgica y severa.

Uno de sus mayores inconvenientes radica en el hecho de que no es una energía primaria y por tanto es necesario realizar un proceso para su obtención. En comparación con la electricidad (una energía secundaria también), el hidrógeno se puede almacenar más fácilmente y por mucho tiempo. Se puede producir a partir de recursos energéticos renovables. Desde el punto de vista medioambiental, la oxidación del hidrógeno produce agua, por lo que sus efectos contaminantes son muy reducidos.

Fuente: [1]

Figura 2-6 Tiempos de respuesta de los sistemas de almacenamiento.

A pesar de sus muchas ventajas, en la actualidad utilizar este elemento como combustible resulta todavía más costoso económicamente que los carburantes convencionales fósiles, ya que se necesita una fuente de energía primaria para su producción. La tecnología de las pilas de combustible (dispositivo electroquímico en el cual se combinan de forma controlada el hidrógeno y el oxígeno para producir directamente una corriente eléctrica y calor) está evolucionando hasta tal punto que ya es más eficiente que la conversión de H_2 en máquinas termodinámicas, y se presenta como una de las tecnologías clave de este siglo en el sector energético, por lo que es de esperar que el tirón de las pilas de combustibles lleve asociado una evolución en las técnicas de generación de hidrógeno, un abaratamiento en los costes y por tanto una mayor difusión.

Características del hidrógeno.

En la Tabla 2-2, aparecen distintas características del hidrógeno. De entre las que destaca su alta densidad de energía por kg, lo que le hace interesante como combustible, su baja densidad y alta

difusividad, que le hace tener una baja densidad de energía por unidad de volumen; y por tanto difícil de almacenar. Su baja temperatura de licuefacción, que hace que su almacenamiento licuado sea complicado y costoso. Su amplio rango de mezclas explosivas y su baja energía de activación hacen que sea un combustible muy delicado de tratar.

Tabla 2-2 Datos del hidrógeno

Densidad	0,0899 kg/m ³ _(g)	70,79 kg/m ³ _(l)
PCI	3,00 kWh/Nm ³ _(g)	10,8 MJ/Nm ³ _(g)
	2,359 kWh/l _(l)	8,495 MJ/l _(l)
	33,33 kWh/kg _(g)	120,0 MJ/kg _(g)
PCS	3,54 kWh/Nm ³ _(g)	12,75 MJ/Nm ³ _(g)
	2,790 kWh/l _(l)	10,04 MJ/l _(l)
	39,41 kWh/kg _(g)	141,86 MJ/kg _(g)
Punto de ebullición	20,39 K (0,1013 MPa)	
Capacidad del calor específico	C _p	C _v
	14.199 J/kg/K	10.074 J/kg/K
Límite de explosión en el aire	4,0 % – 75,0 % en volumen	
Límite de detonación en el aire	18,3 % – 59,0 % en volumen	
Coeficiente de difusión	0,61 cm ² /s	

Tabla 2-3 Datos de PCI de distintos combustibles

Hidrógeno	3,00 kWh/Nm ³	33,33 kWh/kg
Crudo de petróleo	≈ 1 tep/ton	≈ 11,6 kWh/kg
Diesel	≈ 10 kWh/l	≈ 11,9 kWh/kg
Gasolina	≈ 8,8 kWh/l	≈ 12,0 kWh/kg
Metanol	4,44 kWh/Nm ³	5,47 kWh/kg
Metano	9,97 kWh/Nm ³	13,9 kWh/kg
Gas Natural (82 % - 93 % CH ₄)	8,8 – 10,4 kWh/Nm ³	10,6 – 13,1 kWh/kg
Propano	25,89 kWh/Nm ³	12,88 kWh/kg
Butano	34,39 kWh/Nm ³	12,7 kWh/kg
Gas ciudad ¹	4,54 kWh/Nm ³	7,57 kWh/kg

Si se compara el poder calorífico del Hidrógeno con el de otros combustibles, Tabla 2-3, se observa como el Hidrógeno es el que mayor PCI tiene por unidad de masa, sin embargo, debido a su baja densidad, no puede competir con los combustibles convencionales, sobre todo en aplicaciones de automoción.

Analizando y comparado los combustibles convencionales y los alternativos con el hidrógeno basado en los siguientes criterios o merecidos factores:

- Movilidad (sólo para propósitos de transporte)
- Versatilidad (convertibilidad para su uso final)
- Eficiencia de utilización
- Compatibilidad medioambiental (en la extracción, transporte, procesos y uso final)
- Seguridad (toxicidad y fuego peligroso)
- Economía (efectivos costes sociales)

¹ 51 %_{vol} H₂; 18 %_{vol} CO; 19 %_{vol} CH₄; 2 %_{vol} C_nH_m; 4 %_{vol} CO; 6 %_{vol} N₂

El hidrógeno es un gas inoloro e incoloro, de bajo punto de ebullición ($-252,77\text{ }^{\circ}\text{C}$). Su densidad de $0,0899\text{ kg/m}^3$ lo hace más ligero que el aire que le rodea y le confiere la capacidad de dispersarse rápidamente si se libera en la atmósfera. Como hemos visto antes, si comparamos la densidad de energía en peso, 1 kg de hidrógeno contiene la misma cantidad de energía que 2,1 kg de gas natural ó 2,8 kg de gasolina; si se compara la energía en volumen, el hidrógeno líquido posee 2.36 kWh/l , el gas natural contiene $5,8\text{ kWh/l}$ y la gasolina registra $8,76\text{ kWh/l}$. Estos hechos son relevantes para la comparación del tamaño de un tanque de hidrógeno y el tamaño de un tanque de gasolina. La baja densidad del hidrógeno hace que el almacenamiento sea crítico, así se puede observar que para igualar energéticamente un depósito de gasolina de 100 l, sería necesario almacenar 300 Nm^3 de hidrógeno.

Históricamente, la tendencia en el uso de la energía indica una transición lenta desde combustibles con contenido alto de carbón, comenzando con la madera, a combustibles con más hidrógeno, Figura 2-7. Los combustibles basados en el petróleo liberan cantidades de dióxido de carbono en la atmósfera, teniendo el carbón el contenido más alto de carbono, después el petróleo, y finalmente el gas natural, que emite la más baja cantidad de dióxido de carbono por unidad térmica.

Fuente: Seth Dunn, Hydrogen future: Toward a sustainable energy system, 20

Figura 2-7 Transición desde el carbón al hidrógeno

Generación de hidrógeno

El hidrógeno es un elemento esencial en la industria actual y su producción mundial se estima en unos 20 millones de toneladas anuales. La mayoría del hidrógeno se obtiene a partir del reformado con vapor de hidrocarburos (gas natural o destilados ligeros). En la Figura 2-8 se muestran las principales formas de obtención del hidrógeno a nivel industrial, siendo el gas natural y el petróleo las principales fuentes de obtención del hidrógeno industrial.

Fuente: [4]

Figura 2-8 Origen de hidrógeno actualmente

En lo que se refiere al consumo, los principales destinatarios son la generación de amoníaco (50%), refinerías (37%) u obtención de metanol (8%). Los métodos de generación de hidrógeno son muy variados, desde el uso de reactores para descomponer el gas natural o el petróleo al uso de microorganismos.

Fuente: [4]

Figura 2-9 Procesos de generación de hidrógeno

Dado que los combustibles fósiles poseen cantidades importantes de hidrógeno, pueden ser usados para obtenerlo. El hidrógeno se puede producir desde el carbón, la gasolina, el metanol, gas natural y cualquier otro combustible fósil actualmente disponible. Algunos combustibles fósiles tienen una alta relación de hidrógeno respecto del oxígeno que los hace mejores candidatos para el proceso de reformado. La presencia de mayor cantidad de hidrógeno y los menores compuestos extraños hacen que el proceso de reformado sea más simple y más eficiente.

El combustible basado en petróleo que tiene la mejor relación hidrógeno – carbono, es el metano o el gas natural (CH₄).

El uso de carbón para la producción de hidrógeno ha sido muy común durante al menos un siglo. También lo es la gasificación del carbón cuando no está disponible el gas natural.

La gasificación a partir del coque del petróleo también ha sido considerada en las refinerías para la producción de hidrógeno destinado al uso interno ya que cuanto más pesado es el crudo de partida, más hidrógeno se requiere para el procesamiento de los productos y mayor cantidad de coque se genera. Normalmente, estas refinerías se ven forzadas a importar gas natural extra para producir el hidrógeno necesario y, además, el coque de petróleo supone problemas logísticos y medioambientales. Su utilización como materia prima en plantas de gasificación aportaría hidrógeno reduciendo el aporte extra de gas natural y solventando las dificultades derivadas de su eliminación.

Otros gases que contienen hidrocarburos también son adecuados para la producción de hidrógeno; tal es el caso de diferentes gases (biogases) procedentes de la fermentación anaerobia de biomasa y residuos.

Reformado

Esta reacción es endotérmica cuando transcurre de izquierda a derecha. Las altas temperaturas y las bajas presiones favorecen la producción de monóxido de carbono e hidrógeno. Si bien la presión suele venir determinada por los requerimientos del uso final del hidrógeno, siempre se precisan elevadas temperaturas para alcanzar una conversión aceptable. Para alcanzar tales temperaturas (800 °C – 900 °C) en la zona gaseosa del proceso, los tubos rellenos de catalizador donde tiene lugar la reacción se encuentran inmersos dentro de la sección radiante de un horno (reformador primario), en el cual el calor se intercambia directamente entre la llama y la superficie del tubo.

Para el reformado, el gas libre de azufre se mezcla con el vapor y la mezcla alimenta de forma uniforme los tubos de reformado paralelos por medio de un sistema de entrada múltiple. Los tubos de reformado se encuentran conectados al sistema de entrada por medio de conducciones flexibles. La caída de presión del gas en estas conducciones garantiza una distribución uniforme de la mezcla gas-vapor a través de todos los tubos. El proceso en el tubo de reformado puede dividirse en tres fases: precalentamiento, reacción y sobrecalentamiento.

En primer lugar, la mezcla de vapor y gas se calienta a la temperatura de reacción. Dicha reacción es, como ya se ha señalado, altamente endotérmica y el calor necesario debe generarse por combustión. La tercera fase del proceso, que tiene lugar en la parte más baja del tubo de reformado, está constituida por el sobrecalentamiento de los productos y por el ajuste de las condiciones de equilibrio en el gas resultante. Este gas procedente de todos los tubos es recogido por medio de un sistema de salida múltiple y alimenta los convertidores.

Los tubos del reformador realizan una doble misión. Por un lado, se encargan de retener el catalizador y los gases de reacción bajo presión y, por otro, aseguran una transferencia de calor eficiente desde el gas quemado al gas de proceso y al catalizador para promover la reacción. El diseño final resulta de un compromiso entre los requerimientos señalados ya que ambas funciones sólo pueden ser satisfechas mediante criterios opuestos de diseño. Las tendencias actuales hacia unas temperaturas más elevadas del gas de proceso a la entrada y a la salida del reformador y hacia presiones y cargas más elevadas han planteado exigencias crecientes en los aspectos metalúrgicos. El desarrollo de nuevos materiales ha permitido, hasta cierto punto, hacer frente a estos retos.

Aguas abajo del reformador se suelen disponer de reactores que, en presencia de vapor de agua y catalizadores como el Fe_2O_3 , Cr_2O_3 y MgO , vuelven a generar hidrógeno y CO_2 .

Este proceso es la base para los procesos de captura de CO_2 , llamados de precombustión.

Oxidación parcial

Se realiza una combustión con defecto de oxígeno, generando una corriente de CO e H_2 . Teniendo un rendimiento del orden del 70%.

En este proceso se usan combustibles pesados como naftas, queroseno o fuelóleo.

Pirólisis

Su objetivo es descomponer térmicamente combustibles sólidos como el carbón o la biomasa en ausencia de oxígeno. La biomasa puede utilizarse para producir hidrógeno. La biomasa primero es convertida en un gas mediante gasificación a alta temperatura, que produce un vapor. El vapor rico en hidrógeno se condensa en aceites de pirólisis, y entonces puede usarse el vapor reformado para generar hidrógeno. Este proceso presenta rendimientos del 12 % al 17 % de hidrógeno en peso de la biomasa seca. La alimentación para este método puede consistir en serrín, residuos de plantas de tratamiento alimenticias, agrícolas, R.S.U. etc.... Cuando los residuos biológicos son usados como alimentación, este método para la producción de hidrógeno llega a ser un método completamente renovable, y sostenible.

Figura 2-10 Productos obtenidos de la pirólisis

Existen otros procesos que se encuentran en fase de investigación y pruebas piloto en laboratorio [5], como son:

- Descomposición superadiabática de H_2S
- Proceso Synmet Zn/ZnO (se basa en la reacción de oxidación-reducción de Zinc)
- Ciclo SI (basado en el azufre y en halógenos)
- Ciclo UT-3 (basados en el bromo)
- Fotoreactores (basados en el uso de bacterias)

Las plantas de gasificación de carbón son muy diferentes de los sistemas basados en el reformado con vapor. Esta diferencia no sólo se encuentra en el propio reactor de gasificación, sino también en el equipo auxiliar utilizado para la manipulación del carbón, la eliminación del azufre, el tratamiento del agua y la separación del aire. La complejidad de la planta hace que únicamente las instalaciones de gran tamaño se encuentren justificadas económicamente.

Por último, se puede usar la electricidad para descomponer el agua y obtener H_2 , o usar H_2 en una pila de combustible para generar electricidad. Aunque el elevado consumo eléctrico hace que esta alternativa no sea muy atractiva para la mayoría de los usuarios industriales, algunas ventajas específicas de este proceso lo convierten en un buen candidato para su utilización en regiones aisladas o integradas con energías renovables.

Los pequeños consumidores de hidrógeno utilizan convertidores de metanol y craqueadores de amoníaco para producir un gas rico en hidrógeno y que puede ser purificado posteriormente. Actualmente, estos sistemas no representan una alternativa significativa a los reformadores con

vapor para la producción industrial de hidrógeno debido al alto coste de la alimentación. Sin embargo, es posible encontrar aplicaciones muy interesantes para este tipo de unidades en las pilas de combustible. La principal ventaja se encuentra en la relativa simplicidad del reactor que se traduce en una menor inversión.

La purificación del hidrógeno puede conseguirse, según las condiciones, por lavado de gases con soluciones adecuadas (absorción), por paso a través de membranas semi-permeables o tamices moleculares (adsorción), por destilación criogénica o por reacción del hidrógeno con compuestos metálicos especiales para formar hidruros. Gracias a la purificación, estas corrientes ricas en hidrógeno que son valoradas como combustible se convierten en productos con un precio mucho más elevado.

Electrolisis

La electrólisis es el nombre técnico que se da al utilizar la electricidad para separar el agua en sus elementos constituyentes, hidrógeno y oxígeno. La separación del agua se realiza pasando una corriente eléctrica a través del agua siguiendo la reacción:

Esta reacción se lleva a cabo en el electrolizador, que está compuesto por una serie de celdas conectadas en serie, donde cada celda se compone de un par de electrodos y un electrolito.

Figura 2-11 Esquema de un electrolizador

El electrolito usado en la electrólisis del agua puede ser:

- Alcalino, como soluciones de hidróxido de potasio acuoso (KOH)
- Ácidas, como los electrolitos sólidos poliméricos (SPE).

Los electrolizadores alcalinos tienen un electrolito en disolución acuosa de KOH (25-30%) o de NaOH (15-20%), mientras que los ácidos cuentan con una membrana que humedecida se encarga de realizar el intercambio iónico. Esta membrana suele ser un polímero sulfonado (membrana NAFION), que aporta H^+ a la reacción.

En la Tabla 2-4 se muestra las reacciones anódica y catódica teniendo lugar en electrolitos alcalinos y ácidos. En un electrolito alcalino, como KOH, el ión potasio K^+ y el ión hidróxido OH^- se ocupan del transporte iónico, mientras que uno ácido SPE, se ocupa el ión hidronio H_3O^+ o H^+ .

Tabla 2-4 Reacciones de electrolisis, según el tipo de electrolizador

<i>Electrolito</i>	<i>Reacción en el ánodo (electrodo)</i>	<i>Reacción en el cátodo (electrodo)</i>
Alcalino (KOH)	$2OH^-(aq) \rightarrow \frac{1}{2}O_2(g) + H_2O(l) + 2e^-$	$2H_2O(l) + 2e^- \rightarrow H_2(g) + 2OH^-(aq)$
Ácido (SPE)	$H_2O(l) \rightarrow \frac{1}{2}O_2(g) + 2H^+(aq) + 2e^-$	$2H^+(aq) + 2e^- \rightarrow H_2(g)$

Para que esta reacción se pueda llevar a cabo, es necesario aportar calor y trabajo externo (energía eléctrica). El trabajo externo es la entalpía libre cuyo valor depende las condiciones en las que se lleve a cabo la reacción, siguiendo a [6],

$$\Delta G = \Delta G^* + RT_{celda} \ln \frac{p_{H_2} p_{O_2}^{1/2}}{p_{H_2O}}$$

Donde se separa la influencia de las temperaturas y de la presión de los gases en los electrodos

$$\begin{aligned} \Delta G^* &= \Delta H^* - T_{celda} \Delta S^* \\ &= \left[H_{H_2}(T_{cat}) + \frac{1}{2} H_{O_2}(T_{an}) - H_{H_2O}(T_{an}) \right] \\ &\quad - T_{celda} \left[S_{H_2}(T_{cat}, P_o) + \frac{1}{2} S_{O_2}(T_{an}, P_o) - S_{H_2O}(T_{an}, P_o) \right] \end{aligned}$$

Para que esta reacción ocurra una mínima corriente eléctrica debe ser aplicada a los dos electrodos. Este mínimo voltaje, o voltaje reversible, puede ser determinado a partir de la energía de Gibbs para la separación del agua.

$$E = -\frac{\Delta G}{2F} = E_o + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{p_{H_2} p_{O_2}^{1/2}}{p_{H_2O}} \right)$$

donde,

- n , número de moles de electrones transferidos por mol de agua ($n=2$)
- E , f.e.m. o diferencia de potencial a través de los electrodos de una celda simple, V
- F , constante de faraday, $F=96485 \text{ C mol}^{-1}$ o $As \text{ mol}^{-1}$

Esta tensión reversible es del orden de 1.225 V a 25 °C, por celda. Si cambian las condiciones de temperatura o presión cambiará la tensión de celda.

Sin embargo, para el funcionamiento de un electrolizador se necesita alimentarlo a una tensión superior a la reversible, ya que durante la electrolisis se producen fenómenos de difusión de los reactivos hacia los electrodos, adsorción de los mismos sobre el electrodo, intercambio electrónico entre reactivos y electrodos, desorción de los productos del electrodo y difusión de los mismos en el electrolito. Todos estos fenómenos se ven reflejados en caídas de tensión que deben ser compensadas para poder llegar a realizar la reacción química. Estos sobre-potenciales se clasifican en sobretensiones de difusión, activación, reacción, que deben ser modelizados para evaluar el comportamiento del electrolizador.

Luego la tensión a la que hay que someter al electrolizador para que pueda funcionar se puede dividir, en la tensión reversible (E), el sobre-potencial de activación (η_{act}), la caída de tensión óhmica (η_{Ω}) y el sobre-potencial de difusión (η_{diff}).

$$V = E + \eta_{act} + \eta_{\Omega} + \eta_{diff}$$

El η_{act} se debe calcular tanto en el ánodo como en el cátodo y depende de la temperatura, T , de la corriente de intercambio iónico ($i_{o,cat} = 10^{-3}$ A/cm², $i_{o,an} = 10^{-7} - 10^{-12}$ A/cm²) y de un factor de corrección experimental ($\alpha_{cat} = 0.5$, $\alpha_{an} = 2$)

$$\eta_{act} = \frac{RT}{\alpha F} \operatorname{arcsenh}\left(\frac{i}{2i_o}\right)$$

El η_{diff} depende de la concentración de H₂ ($C_{H_2,mem}$) y O₂ ($C_{O_2,mem}$) en la interfase entre membrana y electrodo, respecto a unas condiciones de referencia.

$$\eta_{diff,an} = \frac{RT_{an}}{4F} \ln\left(\frac{C_{O_2,mem}}{C_{O_2,mem,0}}\right)$$

$$\eta_{diff,cat} = \frac{RT_{cat}}{4F} \ln\left(\frac{C_{H_2,mem}}{C_{H_2,mem,0}}\right)$$

La caída de tensión óhmica depende de la estructura y material de los electrodos, y de la resistividad de la membrana, en caso de ser un electrolizador PEM (de membrana polimérica)

Estas caídas de tensión dan lugar a la curva característica de un electrolizador, como las de la Figura 2-12.

La caracterización y modelado adecuado de un electrolizador es relativamente complejo y para estudios energéticos se suelen usar simplificaciones. Una muy utilizada es propuesta por Ulleberg en su tesis doctoral [7], en la que se relaciona la tensión en bornas del electrolizador y la corriente con la que se alimenta.

$$U = U_{rev} + \frac{r_1 + r_2 \cdot T}{A} \cdot I + (s_1 + s_2 \cdot T + s_3 \cdot T^2) \cdot \log \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2}}{A} \cdot I + 1 \right)$$

Donde,

A es el área electiva de los electrodos

r_i, s_i, t_i son valores experimentales para tener en cuenta las caídas de tensión óhmicas y por difusión y activación.

Fuente: [6]

Figura 2-12 Curva I-V de un electrolizador

Este modelo ha sido usado por el autor de esta tesis en un artículo derivado de la misma, [8] donde se define una batería de electrolizadores alimentados por un parque eólico.

El caudal de hidrógeno depende de la corriente, del área del electrodo y del rendimiento de Faraday, que se determina en función de la temperatura del electrolizador.

$$\eta_F = a_1 \cdot \exp \left(\frac{a_2 + a_3 \cdot T + a_4 \cdot T^2}{I/A} + \frac{a_5 + a_6 \cdot T + a_7 \cdot T^2}{(I/A)^2} \right)$$

Por lo que el caudal de hidrógeno quedaría:

$$\dot{n}_{H_2} = \eta_F \cdot \frac{n_c \cdot I}{n \cdot F}$$

Donde n_c es el número de celdas en serie y n el número de electrones que se ponen en juego en la reacción.

Pilas de Combustible

Dentro de los usos que presenta el hidrógeno es de interés su aplicación a la generación de energía eléctrica, tanto en su aplicación directa o como base de sistemas de automoción. Así, el máximo exponente de aprovechamiento del hidrógeno es la pila de combustible, que permite obtener energía eléctrica de una forma relativamente limpia, que puede ser usada para usos generales o como fuente de propulsión en medios de transporte. La pila de combustible tiene los mismos elementos constitutivos que un electrolizador (electrodos y electrolito) y realiza la reacción inversa. Usa hidrógeno y oxígeno para generar agua y trabajo.

Cada pila además, tiene un electrolito, que, transporta las partículas eléctricamente cargadas de un electrodo a otro, y un catalizador, que, acelera las reacciones en los electrodos.

El hidrógeno es el combustible básico, pero las pilas de combustible también requieren oxígeno. Una gran ventaja de las pilas de combustible es que generan electricidad con muy baja contaminación, ya que, la mayoría del hidrógeno y oxígeno usados en la generación eléctrica finalmente se combinan para formar un subproducto inofensivo como es el agua. En la Figura 2-13 se muestra el funcionamiento de una pila de combustible convencional.

Una pila simple genera una minúscula cantidad de corriente eléctrica continua (DC). En la práctica, muchas pilas de combustible están conectadas en serie, formando un stack.

Las ventajas de la combustión de hidrógeno es que involucran tecnologías maduras (por ejemplo, los motores de combustión interna o las turbinas de gas), a diferencia de las pilas de combustible que todavía están en una etapa de desarrollo. Sin embargo, una ventaja importante de una reacción de pila de combustible en relación a una reacción de combustión, es la mayor eficiencia de conversión total, debido al límite del Ciclo de Carnot, de las máquinas de combustión.

Por lo tanto, las pilas de combustible son más eficientes en la extracción de energía desde un combustible. El calor residual de algunas pilas puede ser también aprovechada en cogeneración, mejorando el rendimiento de estos sistemas. En [9] se puede encontrar una explicación muy detallada de los diferentes tipos de pilas de combustible.

Fuente: pilasde.com

Figura 2-13 Pila de combustible

Se han desarrollado diferentes tipos de pilas de combustibles que operan a diferentes temperaturas y presiones. Los principales tipos de pilas de combustibles se detallan a continuación.

Pila de combustible alcalina (AFC)

Las pilas de combustible alcalinas operan con hidrógeno y oxígeno comprimido. Generalmente usan una solución de hidróxido potásico (KOH) en agua como su electrolito. El rendimiento es de alrededor del 60 %, y las temperaturas de operación van de los 90°C a 100 °C. Los rango de potencia van desde 300 W a 5 kW. Las pilas de combustible se usaron en la nave espacial Apolo para proveer electricidad y agua. Requiere como combustible hidrógeno puro y sus catalizadores de los electrodos de platino son caros.

Las reacciones que se ponen en juego son:

Fuente: [9]

Figura 2-14 Pila de combustible alcalina

Son pilas que necesitan que el H_2 y el O_2 sean muy puros, además de trabajar con un electrolito corrosivo.

Estas pilas operan en un rango de temperaturas que les permiten hacer cogeneración (calefacción, agua caliente sanitaria) y podrían ser usadas en hibridación con centrales renovables, ya que son de rápida respuesta.

Pilas de carbonatos fundidos (MCFC)

Pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) usa compuestos de carbonatos (CO_3) de sales (Li-K, Li-Na) a alta temperatura como electrolito. El rango de rendimientos va desde el 40 % al 60 %, y la temperatura de operación es alrededor de $650\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$, permitiéndoles operar con combustibles sin reformar. Se han construido unidades con salidas de hasta 2 MW, existiendo diseños para unidades hasta 20 MW. La alta temperatura limita el peligro por el envenenamiento por monóxido de carbono de la pila y el calor residual puede ser recirculado para cogenerar electricidad adicional. Sus catalizadores de electrodo de níquel son caros comparados con los de platino usados en otras pilas. Las temperaturas de funcionamiento más altas de las MCFC dan una oportunidad para lograr rendimientos del sistema total más altos y flexibilidad mayor en el uso de combustibles disponibles. Por otra parte, las temperaturas de funcionamiento provocan problemas de corrosión y la vida de los componentes de la pila. Además, la alta temperatura también limita los materiales y requieren un tiempo importante para alcanzar la temperatura de funcionamiento. También, los iones carbonatos del electrolito usados en las reacciones, hacen necesario la inyección de dióxido de carbono. Una descripción esquemática de los componentes en una MCFC se muestra en la Figura 2-15 durante la

reducción del oxígeno. En esta figura se muestran las características principales de operación de este tipo de pila y sus reacciones fundamentales.

Fuente: [9]

Figura 2-15 Pila de Carbonatos fundidos

Las reacciones que se ponen en juego en esta pila son:

Siendo el electrolito una disolución de litio, sodio y carbonato potásico.

Este tipo de pila necesita altas temperaturas y por tanto son más lentas en su respuesta, arranques y paradas, lo que las hace menos flexibles para hibridar con las centrales renovables.

Pilas de combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)

Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) usan ácido fosfórico como electrolito. El rango de rendimientos va desde el 40 % al 45 %, y las temperaturas de operación están entre 150 °C a 200 °C. La potencia usual de estas pilas está en el entorno de 200 kW, y han sido ensayadas unidades de 11 MW. Las pilas PAFC toleran una concentración de monóxido de carbono de alrededor de 1,5 %, el cual ensancha la elección de combustibles que pueden usar. Los

catalizadores de electrodos de platino son necesarios, y las partes internas deben ser capaces de resistir el ácido corrosivo.

Las reacciones que se ponen en juego en esta pila son:

Pila de combustible de óxido sólido (SOFC)

Pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) usan como electrolito un compuesto de óxidos metálicos ($Y_2O_3 + ZrO_2$) duros y cerámicos. El rendimiento es de alrededor del 45 %, y las temperaturas de operación están alrededor de 1000 °C. La potencia de salida de estas pilas está sobre los 100 kW. A tales altas temperaturas no se requiere un reformador para extraer el hidrógeno desde el combustible, y el calor residual puede ser recirculado para cogeneración.

Fuente: [9]

Figura 2-16 Pila de combustible de óxido sólido

Las reacciones que se ponen en juego son:

sea muy pura. Se usa un catalizador de platino en ambos lados de la membrana, elevando los costes.

La baja temperatura de funcionamiento hace que los tiempos de respuesta sean muy cortos, así como los tiempos de arranque y parada. Como generador es ideal para trabajar en regulación.

Fuente: [9]

Figura 2-18 Pila de combustible PEM

Las reacciones que se ponen en juego son:

Pilas de Metanol (DMFC)

La DMFC convierte directamente metanol en electricidad y no requiere tipo de reformado alguno. Sin embargo, la tecnología DMFC está aún lejos de la madurez. El centro de la pila de combustible directa de metanol es la membrana de intercambio de protones: una membrana delgada cubierta sobre ambos lados con una capa fina de platino e intercalada entre los dos electrodos. Una solución de metanol/agua se introduce en un electrodo cargado negativamente que reacciona espontáneamente rompiendo aparte las moléculas de metanol. Una vez separado, el átomo de carbono se combina con los átomos de oxígeno del metanol y

el agua en el electrodo negativo para formar dióxido de carbono. Los átomos de hidrógeno son divididos de nuevo, mientras pasan protones mediante la membrana al electrodo positivamente cargado. Mientras tanto, los electrones de hidrógeno son forzados a ir alrededor de la membrana formando una corriente eléctrica. Las dos partes de los átomos de hidrógeno se reúnen en el electrodo positivo, y combinados con el oxígeno para producir agua. Por lo fácilmente que libera su hidrógeno para reaccionar en la pila de combustible, el metanol es un transportador ideal de hidrógeno.

Trabaja a temperaturas entre 60 – 100 °C, con rendimientos del orden del 40 %. Se alimentan directamente de metanol y aunque trabajan a baja temperatura son lentas.

Las reacciones que se ponen en juego en la pila son:

A modo de resumen, en Tabla 2-5 y Tabla 2-6 se resumen las características fundamentales de las pilas de combustibles típicas y sus posibilidades de funcionamiento.

Tabla 2-5 Tipos de Pilas de combustible

	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
	Alcalina	Membrana de Intercambio de protones	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxidos sólidos
Electrolito	35 %-50 % en peso. Hidróxido Potásico (KOH)	Membrana Polimérica (Nafion)	Ácido fosfórico Concentrado (H ₃ PO ₄)	Multicarbonatos (Li ₂ CO ₃ /Na ₂ CO ₃ /K ₂ CO ₃)	(ZrO ₂ /Y ₂ O ₃)
Temperatura °C	90 - 100	60 – 80	150 – 200	650 – 1000	1000
Combustible	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂
Portador de carga	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Rendimiento %	60	40 – 50	40 - 55	40 - 60	~ 45

Estado electrolito	Líquido	Sólido	Líquido inmovilizado	Líquido inmovilizado	Sólido
Catalizador	Platino	Platino	Platino	Níquel	Perovskitas
Calor de cogeneración	Ninguno	Ninguno	Baja calidad	Alto	Alto

Tabla 2-6 Comparación de características de las pilas de combustibles

<i>Pila de combustible</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>	<i>Aplicaciones</i>
PEM (electrolito de polímero/membrana)	<ul style="list-style-type: none"> - Electrolito sólido reduce la corrosión y problemas de mantenimiento. - Baja temperatura. - Arranque rápido. - Diseño compacto. - Larga vida operativa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bajas temperaturas necesitan catalizadores caros. - Alta sensibilidad a impurezas - Alto coste - Mucho equipo auxiliar - No tolera contaminantes 	<p>Transporte. Unidades portátiles</p> <p>Unidades de generación estacionaria de media y alta potencia.</p>
AFC (alcalina)	<ul style="list-style-type: none"> - Rápida reacción catódica. Alto rendimiento. - Bajo coste de inversión y de operación y mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Caro eliminar el CO₂ del combustible. - Requiere corriente de aire. - Necesita H₂ y O₂ muy puros. - Trabaja con electrolito líquido corrosivo. 	<p>Militar.</p> <p>Espacial.</p>
PAFC (ácido fosfórico)	<ul style="list-style-type: none"> - Más de un 85% de eficiencia con cogeneración. - Uso de H₂ impuro como combustible. - Disponible comercialmente 	<ul style="list-style-type: none"> - Catalizador de platino. - Baja corriente y potencia. - Gran tamaño y peso. 	<p>Transporte.</p>
MCFC (carbonatos fundidos)	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia. - Flexibilidad en el uso de combustibles. - Catalizadores baratos. - Cogeneración. 	<p>Las altas temperaturas aumentan la corrosión y el fallo de componentes.</p>	<p>Generación eléctrica gran escala.</p>

SOFC (Oxido sólido)	- Ventajas de las MCFC - Ventajas de las PEM	Las de las MCFC	Generación eléctrica a gran escala.
DMFC (Metanol)	- Diseño compacto. - No necesita compresor. - El fuel es metanol líquido y se alimenta directamente.	- Stack complejo. - Tiempo de respuesta lento. - Baja eficiencia (20%)	Aplicaciones móviles y estacionarias.

Comportamiento de las pilas de combustible

Al igual que los electrolizadores el comportamiento de las pilas de combustible se rige por la ecuación de Nerst.

$$E = E_o + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{p_{H_2} p_{O_2}^{1/2}}{p_{H_2O}} \right)$$

A la que hay que superponer los efectos de activación, difusión y resistencia eléctrica. Estos efectos se caracterizan como caídas de tensión, de tal forma que la curva I-V que define el comportamiento de la pila de combustible se puede ver en Figura 2-19.

Temperature	25°C (298K)	80°C (353K)	100°C (373K)	205°C (478K)	650°C (923K)	800°C (1073K)	1100°C (1373K)
Cell Type		PEFC	AFC	PAFC	MCFC	ITSOFC	TSOFC
Ideal Voltage	1.18	1.17	1.16	1.14	1.03	0.99	0.91

Fuente: [9]

Figura 2-19 Curva característica de una pila de combustible

A diferencia de los electrolizadores no se ha encontrado un modelo simple para modelizar las pilas de combustible, debiendo partir de las presiones y caudales de entrada de los gases a los electrodos. Una descripción detallada de este tipo de modelización se encuentra en [10], donde se estudia la pila de combustible para su uso en automoción. Para ello se modela además de la pila de combustible, el sistema de reformado, los auxiliares y el sistema de control.

Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno se caracteriza por su bajo punto de ebullición ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) y baja densidad en condiciones estándar (0.08245 kg m^{-3}), por lo tanto, en condiciones ambientales el hidrógeno sólo existe como gas.

El hidrógeno puede ser almacenado mecánicamente y/o químicamente, cada uno de estos almacenamientos tiene ventajas y desventajas específicas. Los criterios principales para elegir un método u otro de almacenamiento deberían ser seguridad y facilidad de uso. Sin tener en cuenta el almacenamiento en compuestos químicos (almacenamiento de hidrógeno en moléculas como metano, etanol y metanol), los conceptos de las cuatro formas básicas de almacenamiento de hidrógeno son:

- Almacenamiento de hidrógeno líquido (LH_2)
- Almacenamiento adsorbido (por ejemplo, H_2 en carbón superactivado, H_2 en nanoestructuras de carbón) actualmente en la etapa de investigación y desarrollo
- Almacenamiento en forma de hidruros metálicos (MH) (H_2 en aleaciones de metales)
- Almacenamiento de hidrógeno gas (PH_2) presurizado
- Almacenamiento subterráneo, caso especial del almacenamiento de gas comprimido

Como ya se ha dicho, cada alternativa tiene ventajas y desventajas. Por ejemplo, el hidrógeno líquido tiene la densidad más alta de almacenamiento de cualquier método, pero también requiere un recipiente aislado de almacenamiento y una energía intensa en el proceso de licuefacción.

A continuación se encuentran los diferentes métodos de almacenamiento disponible hoy en día además de algunas técnicas que están todavía en la etapa de investigación y desarrollo.

Almacenamiento en hidruros metálicos

El almacenamiento de hidrógeno en forma de hidruros metálicos se realiza mediante enlace químico entre el hidrógeno y el metal o elementos metaloides y aleaciones. Los hidruros son únicos porque algunos pueden adsorber el hidrógeno a presión atmosférica o mayor, y liberar el hidrógeno luego a presiones significativamente más altas cuando se calientan, a más alta

temperatura, más altas presiones. Hay una amplia gama de temperaturas de operación y presiones para los hidruros dependiendo de la aleación elegida. Cada aleación tiene características diferentes de actuación, tal como ciclo de vida y calor de reacción.

El hidrógeno reacciona con el metal formando una sal. Esta sal va cambiando de fase aumentando su contenido en hidrógeno. La reacción de partida es de la forma:

Por ejemplo,

El gas se introduce a presión en la sal, que lo va adsorbiendo hasta que llega un momento en el que se produce un cambio de fase, generando una nueva sal, Figura 2-20. En los periodos A, C, E de la Figura 2-20 se produce la adsorción del hidrógeno en la matriz de la sal, siendo los periodos B y D los correspondientes al cambio de fase de la sal.

Estas sales deben cumplir con unos requisitos determinados en lo referente a sus entalpías de formación, ya que hidruros con entalpías altas, del orden de -75 kJ/mol H₂, forman hidruros muy estables, y es difícil regenerar el hidrógeno almacenado. Mientras que hidruros con entalpías por debajo de 25 kJ/mol H₂, se consideran débiles ante cambios de temperatura y presión, lo que daría lugar a emisiones no controladas de hidrógeno.

Fuente: Thermodynamics of metal hydrides. Martin Dornhe

Figura 2-20 Funcionamiento del almacenamiento en hidruros

Los metales de transición (IIIB, IVB, VB) y las tierras raras tienen buen comportamiento cinético pero baja capacidad de almacenamiento, mientras que los grupos IA y IIA forman enlaces fuertes, con baja cinética y alta capacidad de almacenamiento.

La Figura 2-21 muestra la relación entre la temperatura y la presión para un típico hidruro. Cuando la presión parcial del hidrógeno es primeramente aumentada, el hidrógeno se disuelve en

el metal o aleación, comenzando a enlazarse al metal. Durante el período de enlace, la presión de equilibrio, permanece constante en un periodo de tiempo que va desde que se ha almacenado el 10 % del hidrógeno, hasta que se alcanza alrededor del 90 % de la capacidad de almacenamiento. Después del punto del 90 %, se requieren presiones más altas para alcanzar el 100 % de la capacidad de almacenamiento de los hidruros. El calor liberado durante la formación de los hidruros debe ser continuamente eliminado para impedir que los hidruros se calienten. Si a la temperatura se le permite aumentar, la presión de equilibrio aumentará hasta que no ocurra ningún enlace más. Si el hidrógeno está siendo recuperado desde otro gas, algo de hidrógeno puede ser permitido que escape, eliminando de esta forma cualquier contaminante para que no se enlace con el hidruro.

Fuente: Cost of Storing and Transporting Hydrogen. National renewable Energy Laboratory. 1988

Figura 2-21 Operación del almacenamiento en hidruros

Para recuperar el hidrógeno desde el hidruro metálico, debe agregarse calor para romper los enlaces entre el hidrógeno y el metal. Nuevamente, a temperatura más alta, se libera a presión más alta. Inicialmente la presión del gas es alta y va disminuyendo aunque con una pequeña liberación de hidrógeno, alcanzándose una presión de equilibrio en la que se rompen los enlaces con el metal y se produce la liberación del hidrógeno. Cuando sólo alrededor del 10 % del hidrógeno permanece, la presión de equilibrio baja. Esta última parte de hidrógeno disuelto en la matriz del metal es difícil de quitar, y representa el hidrógeno fuertemente enlazado que no puede recuperarse en el ciclo normal de carga/descarga.

La cantidad total de hidrógeno absorbida es generalmente del 1 % al 2 % del peso total del tanque. Algunos hidruros metálicos son capaces de almacenar de 5 % al 7 % de su peso propio, pero sólo cuando se calientan a temperaturas de 2500 °C o mayores y tiene altas densidades volumétricas de almacenamiento. Los hidruros almacenan alrededor del 2 % al 6 % de hidrógeno en peso. La vasija que contiene el hidruro debe estar presurizada y contener suficiente área de intercambio de calor para permitir una rápida transferencia de calor para cargar y descargar el hidruro. La aleación de hidruro metálico debe también ser estructuralmente y térmicamente estable para resistir los numerosos ciclos de carga/descarga.

Los Hidruros metálicos ofrecen la ventaja de seguridad en la entrega de hidrógeno a una presión constante. La vida de un tanque de almacenamiento de hidruros está directamente relacionada con la pureza del hidrógeno que almacena. Las aleaciones actúan como una esponja, la cual

absorbe hidrógeno, pero también absorbe cualquiera de las impurezas introducidas en el tanque por el hidrógeno. El resultado es que el hidrógeno liberado desde el tanque es sumamente puro, pero la vida del tanque y la capacidad para almacenar hidrógeno se reduce con las impurezas que sobran (se quedan en el tanque) y llenan los espacios que antes ocupó el hidrógeno en el metal.

Almacenamiento en hidrógeno comprimido

El hidrógeno puede comprimirse en tanques a alta presión. El almacenamiento comprimido de hidrógeno gas es la solución de almacenamiento más simple, el equipo único requerido es un compresor y una vasija de presión. El principal problema con el almacenamiento comprimido de gas es la baja densidad de almacenamiento, que depende de la presión de almacenamiento, siendo el espacio que el gas comprimido ocupa es comúnmente bastante grande teniendo como resultado una densidad de energía menor que cuando se compara con el tanque tradicional de gasolina. Un tanque de gas hidrógeno que contenga un almacenamiento de energía equivalente a un tanque de gasolina es más de 3 000 veces más grande que el tanque de gasolina.

El almacenamiento comprimido se realiza en botellas a 200 bar, de acero, con una densidad de energía de 0.45 kWh/kg, aunque hay tanques de composites que pueden llegar a almacenar 5 kWh/kg. Hay prototipos de tanques a 700 bar. El mayor problema asociado a este tipo de almacenamiento es el gasto energético necesario para comprimir el gas.

Un problema en los tanques de almacenamiento (especialmente almacenamiento subterráneo) es el colchón de gas que permanece en mismo al final del ciclo de descarga. En recipientes más grandes esto puede representar una gran cantidad de gas perdida. Una opción es usar un líquido como la salmuera para llenar el volumen del recipiente y desplazar el restante el hidrógeno gas. En general, presiones de almacenamiento más altas dan mayor capital y costes de la operación.

Almacenamiento licuado

El hidrógeno líquido tiene que ser almacenado típicamente a 20 K ó a -253 °C. Los requisitos de temperatura para el almacenamiento líquido de hidrógeno necesitan un gasto de energía para comprimir y enfriar el hidrógeno en su estado líquido. Los procesos de enfriamiento y compresión requieren un gran gasto energético, teniendo por resultado una pérdida neta de alrededor del 30 % de la energía que el hidrógeno líquido almacena. Los tanques de almacenamiento están aislados, para conservar la temperatura, y reforzados para almacenar el hidrógeno líquido bajo presión.

El margen de seguridad en lo que concierne al almacenamiento del hidrógeno líquido depende de la integridad del tanque y preservar las temperaturas que el hidrógeno líquido requiere. Si se combina la energía requerida en el proceso de obtención de hidrógeno en estado líquido y la requerida en los tanques para mantener la temperatura y la presión de almacenamiento, el almacenamiento líquido de hidrógeno llega a ser muy caro comparado con otros métodos. La investigación en el campo del almacenamiento del hidrógeno líquido se centra alrededor del desarrollo de los materiales que componen el tanque, teniendo como resultado unos tanques más fuertes y más livianos, y en el desarrollo de mejores métodos para licuar hidrógeno.

El proceso más simple de licuefacción es el ciclo de Linde o el ciclo de expansión de Joule-Thompson. En este proceso, el gas se comprime a presión ambiente, entonces se enfría en un intercambiador de calor, antes de pasar por una válvula donde experimenta una expansión isentálpica de Joule-Thompson, produciendo algo de líquido. Este líquido se almacena y el gas fresco vuelve al compresor por medio del intercambiador de calor. Un esquema del proceso de Linde se muestra en la Figura 2-22.

Fuente: [11]

Figura 2-22 Ciclo Linde, para licuación de hidrógeno

El ciclo de Linde trabaja para gases, como el nitrógeno, que se enfrían en la expansión a la temperatura del recinto, debido al efecto Joule-Thomson. El hidrógeno, sin embargo, se calienta en la expansión a la temperatura de recinto. Para que el hidrógeno gas se enfríe sobre la expansión, su temperatura debe ser inferior a su temperatura de inversión de 202 K. Para alcanzar la temperatura de inversión, los modernos procesos de licuefacción del hidrógeno usan nitrógeno líquido preenfriado para rebajar la temperatura del hidrógeno gas a 78 °K antes de la primera válvula de expansión. El nitrógeno gas se recupera y recirculado en un bucle de refrigeración.

Una alternativa al proceso Linde de preenfriado, es pasar el gas a alta presión a través de un motor de expansión. Un motor de expansión, o turbina, enfriará siempre un gas, sin considerar su temperatura de inversión. El proceso teórico referido a tal licuefacción ideal usa una expansión reversible para reducir la energía requerida para la licuefacción. Consiste en un compresor isoterma, seguido por una expansión isentrópica para enfriar el gas y producir un líquido. Se usa como una base teórica para la cantidad de energía requerida para la licuefacción, o el trabajo ideal de licuefacción, y se usa para comparar los procesos de licuefacción. En la práctica, una turbina o motor de expansión puede ser usado solamente para enfriar el vapor de gas, no para condensarlo porque la formación de excesivo líquido en el motor de expansión dañaría las palas de la turbina.

El trabajo ideal de licuefacción para el hidrógeno es 3,228 kWh/kg. Para la comparación, el trabajo ideal de licuefacción para el nitrógeno es sólo 0,207 kWh/kg.

Un problema asociado a la licuación es que las moléculas de hidrógeno existen en dos formas, *para* y *orto*, dependiendo de las configuraciones del electrón en el dos átomos individuales de hidrógeno. En el punto de ebullición del hidrógeno de 20 °K, la concentración de equilibrio es casi toda hidrógeno *para*, pero a la temperatura del recinto o más alta, la concentración de equilibrio es 25 % hidrógeno *para* y 75 % hidrógeno *orto*. La conversión sin catalizar desde hidrógeno *orto* a hidrógeno *para*, se realiza muy lentamente, tanto, que sin un paso de conversión catalizada, el hidrógeno puede ser licuado, pero puede contener todavía cantidades importantes de hidrógeno *orto*. Este hidrógeno *orto* eventualmente se convertirá en la forma *para* en una reacción exotérmica.

Esto plantea un problema porque la transición desde hidrógeno *orto* a hidrógeno *para* libera una cantidad importante de calor (527 kJ/kg). Si el hidrógeno *orto* permanece después de la licuefacción, este calor de transformación lentamente será liberado como el proceso de conversión, resultando la evaporación de alrededor del 50 % del hidrógeno líquido en unos 10 días. Esto significa que el almacenamiento a largo plazo de hidrógeno requiere que el hidrógeno sea convertido desde su forma *orto* a su forma *para*, para minimizar las pérdidas por 'boil-off'.

Esto puede realizarse usando catalizadores incluyendo carbón activo, asbesto platinizado, óxido férrico, metales de las tierras raras, óxido de cromo, y algunos compuestos de níquel. El carbón activo es el más usado, pero el óxido férrico es también una alternativa barata. El calor liberado en la conversión se elimina comúnmente enfriando la reacción con el nitrógeno líquido.

Un punto importante en el almacenamiento de hidrógeno líquido es minimizar las pérdidas de hidrógeno producidas en la ebullición o 'boil-off' del líquido. Porque el hidrógeno líquido se almacena como un líquido criogénico que está en su punto de ebullición, cualquier transferencia de calor al líquido ocasiona algo de hidrógeno evaporado.

Los recipientes criogénicos, se diseñan para minimizar el calor conductivo, convectivo, y radiante transferido desde la pared exterior del recipiente al líquido. Todos los recipientes criogénicos tienen una construcción de doble muro. En el espacio entre las paredes se hace vacío para limitar la transferencia de calor de la convección y la conducción. Para reducir la transferencia de calor radiante se disponen múltiples capas de blindaje, que reflejan la baja emisión de calor, normalmente plástico aluminizado *Mylar*, entre el interior y exterior de las paredes de la vasija. Una alternativa más barata a la película de *Mylar* es la perlita (sílice coloidal) puesta entre las paredes de la vasija. Algunas vasijas grandes de almacenamiento tienen una pared exterior adicional con el espacio lleno del nitrógeno líquido.

La mayoría de los tanques líquidos de hidrógeno son esféricos, porque esta forma tiene el área más baja para la transferencia de calor por unidad de volumen. Cuando el diámetro del tanque aumenta, el volumen aumenta más rápido que el área de superficie, por tanto un tanque grande tendrá proporcionalmente menos área de transferencia de calor que un tanque pequeño, reduciendo el 'boil-off'. Los tanques cilíndricos son a veces usados porque son más fáciles y más baratos para construir que tanques esféricos y su relación volumen - área de superficie es casi la misma.

Almacenamiento en nanotubos de carbono

Los nanotubos de carbón son estructuras de carbono que absorben el hidrógeno. La capacidad de almacenamiento de los mismos depende de las condiciones de presión y temperatura, que pueden ser del orden de 40 bar y temperaturas del orden de 200 °C. Actualmente el carbón puede adsorber hasta el 4 % de hidrógeno en peso, con una meta de alcanzar alrededor del 8 % a la temperatura del recinto con investigación adicional.

Estimación de los costes de los equipos principales

Para la realización de las simulaciones se tienen que estimar los costes en los que incurriría en una instalación de hidrógeno. Estos datos no resultan fáciles de obtener, dado que en la bibliografía son dispares y se encuentran diluidos en artículos que buscan otros objetivos. En la Tabla 2-7, se muestran datos obtenidos de diferentes referencias.

Sin embargo, en [17] se hace una análisis muy exhaustivo sobre la evolución del coste de electrolizadores alcalinos y ácidos, que permite mejorar la estimación de los costes, y además discernir que tecnología es la más adecuada para el propósito de esta tesis. Según Bertuccioli et al, la evolución de consumo energético de ambas tecnología de electrolizadores que se prevé en [17] indica que los electrolizadores tipo PEM serán más eficientes en el futuro, Tabla 2-8 y Figura 2-23. Se prevé que en 2020 el consumo de energía de los electrolizadores PEM sea del orden de 1.43 kWh_{el}/kWh_{H₂}, frente a un consumo de 1.55 kWh_{el}/kWh_{H₂} de los alcalinos, referenciados ambos valores al PCI del hidrógeno (33.6 kWh/kg).

Tabla 2-7 Costes de los elementos de la instalación de hidrógeno

	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]	[16]
Electrolizador [€/kW]	2632	280	1625	1040	2131	667

Compresor [€]				200000		
almacenamiento [€/MWh]				11956	13357	37104
Pila de combustible [€/kW]	3403	700	3468	4000		
Convertidor AC-DC		50				
Coste O&M	0.65 €/h		5%			
Construcción (%)		10				
Ingeniería (%)		6				

Electrolizadores

Tabla 2-8 Previsión del consumo de energía de electrolizadores

Años	Consumo Electrolizador Alcalino [kWhel/kgH2]	Consumo Electrolizador PEM [kWhel/kgH2]	Consumo Electrolizador Alcalino [kWhel/kWhH2]	Consumo Electrolizador PEM [kWhel/kWhH2]
2014	54	57	1,61	1,70
2015	53	52	1,58	1,55
2020	52	48	1,55	1,43
2025	51	48	1,52	1,43
2030	50	47	1,49	1,40

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-23 Previsión del consumo de energía de electrolizadores

La evolución del coste de los electrolizadores tiende a bajar según las previsiones del informe y con tendencia a homogeneizarse el precio de las dos tecnologías de electrolisis, Figura 2-24.

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-24 Previsión del coste de capital de electrolizadores

Se ve que los electrolizadores alcalinos son más baratos que lo PEM, y que la reducción de costes puede ser muy fuerte, pudiendo ser, a 2020, del 43% en el caso de los electrolizadores alcalinos y del 52% en el de los PEM, Tabla 2-9. En estos costes no se incluyen los gastos de compresión y de limpieza de gases.

Tabla 2-9 Previsión del coste de capital de electrolizadores

Años	Costes de capital Electrolizador alcalino [€/kW]	Costes de capital Electrolizador PEM [€/kW]
2014	1100	2090
2015	930	1570
2020	630	1000
2025	610	870
2030	580	760

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX), Tabla 2-10, están entre el 2% - 5% de la inversión inicial, al año. El OPEX depende del tamaño de la instalación.

Tabla 2-10 Evolución de OPEX con el tamaño

Tamaño de planta [MW]	1	5	10	20	50	100	250	1000
OPEX (% capex por año)	5	2,2	2,2	1,85	1,64	1,61	1,54	1,52

La disponibilidad en horas al año de ambos tipos de electrolizadores ronda las 8500 h/año.

Un aspecto importante a tener en cuenta es el mínimo técnico de funcionamiento, aquí el electrolizador PEM saca ventaja frente al alcalino, al tener un mínimo técnico más bajo, pudiendo llegar según las previsiones al 4% de plena carga, frente al 15% de los alcalinos, Figura 2-25 y Tabla 2-11.

Tabla 2-11 Evolución del mínimo técnico

Años	Mínimo técnico electrolizador alcalino [% plena carga]	Mínimo técnico electrolizador PEM [% plena carga]
2014	30	9
2015	24	7
2020	15	4
2025	15	4
2030	15	4

Esto hace que el electrolizador PEM pueda aprovechar mejor las variaciones de viento o de radiación solar, al poder funcionar de forma estable con un nivel de carga menor que el electrolizador alcalino.

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-25 Evolución del mínimo técnico

Otra característica a tener en cuenta es el tiempo de arranque con el electrolizador frío, hasta el mínimo técnico. En este caso la tecnología alcalina tiene un tiempo de arranque del orden

de 20 min, frente a 5 min del PEM, lo que le da una ventaja muy importante al electrolizador PEM frente al alcalino. También se debe tener en cuenta la capacidad que tienen estos equipos de subir y bajar carga en cortos periodos de tiempo, Tabla 2-12.

Tabla 2-12 Evolución de rampa de subida de potencia[% plena carga/s]

Años	Electrolizador Alcalino	Electrolizador PEM
2014	7	40
2015	13	40
2020	17	40
2025	17	40
2030	17	40

Tanto en Tabla 2-12, Tabla 2-13 como en Figura 2-26, Figura 2-27 se observa como los electrolizadores pueden adaptarse rápidamente a cambios en la generación, siendo los más rápidos los de tipo PEM, con rampas de hasta el 40 % de plena carga por segundo.

Tabla 2-13 Rampa de bajada [% plena carga/s]

Años	Electrolizador Alcalino	Electrolizador PEM
2014	10	40
2015	20	40
2020	25	40
2025	25	40
2030	25	40

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-26 Evolución de la rampa de subida de potencia

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-27 Evolución de la rampa de bajada de potencia.

De los datos aportados se desprende que, aunque el electrolizador alcalino es más lento que el PEM, ambos son muy rápidos si los comparamos con las variaciones de potencia que se pueden dar en los parques eólicos o en las huertas solares. De hecho, el electrolizador PEM es tan rápido, que podría servir como elemento de regulación primaria, que trabaja en el rango de segundos.

La vida útil del stack, Tabla 2-14, es otro factor a tener en cuenta, ya que incrementará el coste de la instalación.

Tabla 2-14 Vida útil [horas de funcionamiento]

Año	Electrolizado Alcalino	Electrolizador PEM
2012	75000	62000
2030	95000	75000

Se observa como el tipo alcalino tiene una vida útil mayor que uno ácido, y dependerá de las horas anuales de funcionamiento, que sea necesario reemplazar el stack o no.

Con los datos disponibles los únicos factores que discriminan los dos tipos de electrolizadores, son el coste, el mínimo técnico y la vida útil del electrolizador. De estos dos factores parece que los costes tenderían a homogeneizarse en el futuro pero no así el mínimo técnico, ni la vida útil, por lo que el único factor que decantaría por elegir un electrolizador PEM, sería el mínimo técnico de funcionamiento y la vida útil llevaría a seleccionar el alcalino. Se hace necesario simular con ambos tipos de electrolizadores para discernir que tecnología sería la más adecuada.

Pilas de combustible

De los diferentes tipos de pilas de combustible que se pueden utilizar para generar energía eléctrica, las más adecuadas para funcionar integradas en parques eólicos o en instalaciones fotovoltaicas son las que funcionan a baja temperatura, ya que los tiempos de respuesta, los arranque serán bajos, y por tanto podrán adaptarse a variaciones de potencia. Por ello, se usarán pilas de combustible PEM, cuya temperatura de funcionamiento ronda los 60 °C y son de rápida respuesta.

En [18] se realiza un estudio que puede orientar sobre el coste de las pilas de combustible, en función del posible número de ventas, usando la pila como una cogeneración en el entorno residencial, comercial e industrial. En el estudio se evalúan pilas de combustible que van desde 1 kW hasta 1 MW. En el caso que nos ocupa resulta interesante la evaluación de pilas PEM y SOFC de 1 MW. En Figura 2-28, se muestra la evolución de la instalación alimentada a partir de gas natural, dando información sobre coste de inversión, operación y mantenimiento, así como el desglose de los costes. Se puede observar cómo, actualmente, una pila de 1 MW puede costar del orden de 5.2 M€, de los que 4.3 M€ corresponden al coste de la instalación. El stack costaría 1.5M€, siendo mayor el balance de planta, inversores y el reformador, que costarían alrededor de 2.5 M€ y solo 0.3 M€ la instalación.

En el documento se asocia un OPEX de 60000 €/año y un coste de 0.85 M€ para reemplazar el *stack*. Hay que tener en cuenta que se propone reemplazar el *stack* 3 veces en 11 años, aproximadamente una vez cada 3.5 años, lo que llevaría a cambiar 6 veces el *stack* durante la vida útil de un parque que puede ser 20 años.

Fuente: [18]

Figura 2-28 Desglose de costes de Pilas de combustible de 1 MW (PEMFC y SOFC)

Si se suponen unas ventas anuales de 500 unidades se puede comparar la evolución de los costes en función de la potencia de la pila de combustible, Tabla 2-15.

Tabla 2-15 Evolución de costes con la potencia de la pila de combustible

Potencia [kW]	OPEX [€]	Reemplazo stack [€]	Stack [€]	Refor+BOP [€]	Coste [€]
1	400	3950	6000	7300	18150
5	700	10300	14435	24100	43790
50	3000	35600	105544	157475	282816
1000	50000	460000	600000	1200000	2100000

Sin embargo, es mejor realizar la comparación en €/kW, observándose como la tendencia es a bajar conforme aumenta la potencia instalada, y permite realizar una estimación de lo que costarían las pilas de combustible de la instalación híbrida.

En la tabla adjunta se observan los costes [€/kW] para diferentes potencias.

Tabla 2-16 Costes en €/kW de las pilas de combustibles

Potencia [kW]	OPEX [€/kW]	Reemplazar Stack [€/kW]	Refor+BOP [€/kW]	Stack [€/kW]	CAPEX [€/kW]
1	400	3950	7300	6000	18150
5	140	2060	4820	2887	8758
50	60	712	3150	2111	5656
1000	50	460	1200	600	2100

Se han usado leyes potenciales de decrecimiento de los costes, aunque la extrapolación a potencias superiores a 1 MW no tiene por qué ser la realidad si en un futuro llegasen a imponerse esta tecnología de generación.

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-29 Evolución de los costes de instalación de pilas de combustibles.

Si estos datos se incorporan a la Tabla 2-7, se tendrá la Tabla 2-17, que se utilizará para las simulaciones.

Tabla 2-17 Desglose de costes

	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18] [1MW]
Electrolizador [€/kW]	2632	280	1625	1040	2131	1570 (PEM) 930 (Alcal)	
Compresor				200000 €	7% inv		
almacenamiento [€/MWh]				11956	13357		
Pila de combustible [€/kW]	3403	700	3468	4000			2100
Reemplazo Stack (4 reemplazos)							1840
Convertidor AC-DC[€/kW]		50					
Coste O&M	0.65 €/h		5%			2%	50 €/kW

Los datos de la pila de combustible está referido a una pila de 1 MW, suponiendo que se vendieran del 500 unidades al año. Hay que tener presente que en el estudio estiman tres

reemplazos del stack durante 11 años, lo que implica que sobre una estimación de vida de la planta de 15 años, el sobrecoste de cambiar 4 veces el stack es del orden de 1380 €/kW.

Convertidor AC-DC y convertidor DC-AC.

El coste asociado al convertidor AC-DC que alimentará al electrolizador, se ha tomado de [19], siendo de 120 €/kW, con un rendimiento del 90 %. En el mismo artículo se ofrece una tabla de costes del convertidor DC-AC, Tabla 2-18, asociado a la pila de combustible, que permitirá estimar el coste del inversor de la instalación.

Tabla 2-18 Coste del convertidor DC-AC. [8]

Inversor [kVA]	Precio [€]
0	0
50	17000
100	30000
200	50000
300	70000
400	85000
500	100000

En la Figura 2-30, se representan los valores de [19] y la curva obtenida por mínimos cuadrados.

Fuente: Elaboración propia

Figura 2-30 Estimación precio del convertidor DC-AC

Se ha aproximado por mínimos cuadrados la tabla de costes al siguiente modelo:

$$C_{DC-AC}[k\text{€}] = C_{DC-AC}^{ref}[k\text{€}] \cdot \left(\frac{P_{DC-AC}}{P_{DC-AC}^{ref}} \right)^\alpha = 17 \cdot \left(\frac{P_{DC-AC}}{50} \right)^{0.7744} \quad (a)$$

Compresor

Para el cálculo del coste del compresor se ha recurrido a la información aportada en [11], que calcula el coste de compresión a partir de un compresor base, donde la potencia del compresor se calcula, utilizando los datos de la Tabla 2-19.

$$C_{comp}[\text{€}] = C_{comp}^{ref} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \cdot P_{comp}^{ref}[\text{kW}] \cdot \left(\frac{P_{comp}[\text{kW}]}{P_{comp}^{ref}[\text{kW}]} \right)^{0.8} \cdot \left(\frac{Pres_{comp}[\text{bar}]}{Pres_{comp}^{ref}[\text{bar}]} \right)^{0.18} \quad (b)$$

Tabla 2-19 Compresor de referencia

C_{comp}^{ref}	14662	€/kW
P_{comp}^{ref}	12	kW
$Pres_{comp}^{ref}$	450	bar

La potencia del compresor la calcular a partir de la potencia de referencia y del caudal y presión del compresor nuevo.

$$P_{comp}[\text{kW}] = \dot{m}_{H_2} \cdot \frac{P_{comp}^{ref}[\text{kW}]}{\dot{m}_{H_2}^{ref}} \cdot \frac{\log(Pres_{comp})}{\log(Pres_{comp}^{ref})}$$

Para el caso que nos ocupa, la potencia del compresor se calculará siguiendo a [20], a partir del caudal ($\dot{m}_{H_2}$ [kg/s]), temperatura de entrada al compresor ($T_{comp,1}$ [K]), por la presión de entrada ($Pres_{comp,1}$ [bar]) y salida del compresor ($Pres_{comp,2}$ [bar]), $R=4.124$ kJ/(kg.K), Coeficiente adiabático (γ) de 1.4, siendo el rendimiento isentrópico ($\eta_{isen} = 0.75$) y el del accionamiento del compresor ($\eta_{acc} = 0.95$).

$$P_{comp}[\text{kW}] = \frac{1}{\eta_{isen} \cdot \eta_{acc}} \cdot T_{comp,1} \cdot \dot{m}_{H_2} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot R \cdot \left(\left(\frac{Pres_{comp,2}}{Pres_{comp,1}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)$$

Almacenamiento de hidrógeno

Para el cálculo del almacenamiento de hidrógeno usa el modelo de cálculo seguido en [11], utilizando como almacenamiento de referencia el usado en [16].

$$C_{alm}[\text{€}] = C_{alm}^{ref} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] \cdot Alm_{ref}[\text{kg}] \cdot \left(\frac{Alm[\text{kg}] \cdot Pres_{alm}^{ref}[\text{bar}]}{Pres_{alm}[\text{bar}] \cdot Alm_{ref}[\text{kg}]} \right)^{0.75} \cdot \left(\frac{Pres_{alm}}{Pres_{alm}^{ref}} \right)^{0.44} \quad (c)$$

El almacenamiento de referencia se detalla en la Tabla 2-20.

Tabla 2-20 Almacenamiento de referencia

C_{alm}^{ref}	445	€/kg
Alm_{ref}	449.5	kg
$Pres_{alm}^{ref}$	500	bar

De esta forma, en la Tabla 2-21 se resume la manera en la que se evaluarán los costes de la instalación de hidrógeno.

Tabla 2-21 Resumen

		Ref
Compresión	(b)	[11]
Transformador	15000 €/MW, 3%inv	[13]
Convertidor AC-DC	120 €/kW	[19]
Inversor	(a)	[19]
Almacenamiento	(c)	[11]
Costes de O&M [% inversión]	2	[17]
Construcción (%)	10%	[13]
Ingeniería (%)	6%	[13]

Estos sistemas serán los que se utilizarán en el siguiente capítulo como base de la simulación de la operación propuesta.

Referencias

- [1] H. e. a. Ibrahim, «Energy storage systems - Characteristics and comparisons,» *Renewable and sustainable energy reviews*, nº 12, pp. 1221-1250, 2008.
- [2] M. e. a. Beaudin, «Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review,» *Energy for sustainable development*, nº 14, pp. 302-314, 2010.
- [3] G. d. Viento, «Gorona del viento. El Hierro,» [En línea]. Available: www.goronadelviento.es.
- [4] L. e. al., *El hidrógeno y la energía*, Madrid: Foro Nuclear, 2007.
- [5] «Hydrogen Implementing Agreement,» [En línea]. Available: <http://ieahia.org/page.php?s=publications&p=technical>.
- [6] F. e. a. Marangio, «Theoretical model and experimental analysis of high pressure PEM water electrolyser for hydrogen production,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, nº 3, pp. 1143-1158, 2009.
- [7] O. Ulleberg, *Stand-alone power systems for the future: Optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems*, Trondheim: DEaptment of thermal energy and hydropower. Norwegian University of Science and Technology, 1998.
- [8] P. e. a. Reina, «Pre-feasibility study of hybrid wind power-H₂ system connected to electrical grid,» *IEEE América Latina*, vol. 9, nº 5, 2011.
- [9] E. T. Services, *Fuel Cell Handbook (7 Edition)*, Morgantown (West Virginia): U.S. DEpartment of Energy, 2004.
- [10] J. Pukrushpan, *Modeling and control of fuel cell systems and fuel processors*, The unviserity of Michigan, 2003.
- [11] W. Amos, «Costs of storing and transporting hydrogen,» 1998.
- [12] P. García, J.-.. Torreglosa, L. Fernández y F. Jurado, «Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic,» *International Journal of Hydrogen Energy*, nº 38, pp. 14146-14158, 2013.
- [13] F. Gutiérrez-Martín, D. Cofente y I. Guerra, «Management of variable electricity loads in winds-Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm,» *International Journal of Hydrogen Energy*, nº 35, pp. 7329-7336, 2010.
- [14] B. Emre Türkay y A. Yasin Telli, «Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems,» vol. 36, nº 7, 2011.
- [15] C. Funez, *Centro nacional de experimentación de tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible (CNH₂)*.

- [16] J. Linnemann y R. Steinberger-Wilckens, «Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production,» nº 32, 2007.
- [17] L. e. a. Bertuccioli, «Development of water electrolysis in the european Union. Final Report.,» E4tech, Element Energy, 2014.
- [18] H. & a. Ammermann, «Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation,» 2015.
- [19] J. e. a. Bernal-Agustín, «Techno-economical optimization of the production of hydrogen from PV-Wind systems connected to the electrical grid,» *Renewable Energy*, nº 35, pp. 747-758, 2010.
- [20] E. R. e. a. Morgan, «Opportunities for economies of scale with alkaline electrolyzers,» *International journal of hydrogen energy*, nº 38, pp. 15903-15909, 2013.
- [21] B. Emre Türkay y A. Yasin Telli, «Economic analysis of standalone and grid conneted hybrid energy systems,» vol. 36, nº 7, 2011.

Capítulo 3: Sistemas híbridos

Configuración de los sistemas híbridos

La operación de un sistema híbrido dependerá de las centrales de generación que intervienen, del sistema de almacenamiento y del objetivo que se persiga. Por ejemplo, en sistemas aislados puede ser la propia producción de hidrógeno [1], o lo que sería más lógico, cubrir la demanda [2], [3]. Si la instalación está conectada a una red eléctrica, se tratará de optimizar el sistema de almacenamiento, asumiendo distintas hipótesis, como puede ser acumular energía en horas valle, para usarla en puntas de demanda [4]. O bien, laminar la producción renovable usando el hidrógeno generado para vehículos [5], en [6] se limita el desvío producido. En [7] se usa el almacenamiento en baterías teniendo en cuenta la integración de un parque eólico en el mercado eléctrico italiano y en [8] se usa el almacenamiento en central de bombeo. En todos los casos se optimiza el coste asociado al sistema de almacenamiento, y se define el funcionamiento que debería tener el sistema híbrido, para lograr dicho objetivo.

Configuración parques eólicos y planta de almacenamiento.

La hibridación de un parque eólico y una instalación de hidrógeno se pueden abordar por aerogenerador o por parque. Los aerogeneradores cuentan con diferentes tipos de generadores eléctricos, tales como generadores asíncronos y los generadores de imanes permanentes.

Si la instalación de hidrógeno es en cada aerogenerador hay que tener en mente la configuración eléctrica del generador.

Con generadores asíncronos de jaula de ardilla, es necesario usar un doble-convertidor para regular la velocidad de giro del rotor eólico y estar en el óptimo de captación de potencia. En este caso la instalación de hidrógeno estaría situada en el bus de continua, entre los convertidores AC-DC y DC-AC, Figura 3-1. En este caso, la regulación de potencia tanto al electrolizador como a la pila de combustible, se llevaría a cabo con convertidores DC-DC.

Figura 3-1 Generador asíncrono, doble convertidor y planta de H₂

Esta configuración permite que toda la potencia del aerogenerador pueda llevarse a hidrógeno y que la pila de combustible inyecte energía a la red. Además, dada la rapidez de respuesta tanto del electrolizador como de la pila de combustible, permitiría al aerogenerador responder a variaciones rápidas de carga, pudiendo ayudar al sistema en los servicios de regulación.

Si el generador usado es asíncrono de rotor devanado, con doble alimentación por el rotor, Figura 3-2. La instalación de hidrógeno se podría situar en el bus de continua del doble-convertidor del rotor. Este caso difiere del anterior por la potencia que se pone en juego en el rotor, que es del orden de 1/3 de la gestionada en el estator. La instalación de hidrógeno sería por tanto de potencia reducida y serviría para gestionar la energía trasegada entre el rotor y la red. En este caso, no se podría garantizar la minimización de los desvíos eólicos respecto a la energía gestionada en los mercados, pero sí que podría usarse para permitir al aerogenerador participar en los servicios complementarios.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-2 Generador doblemente alimentado y planta de H₂

Si el generador es de imanes permanentes, la frecuencia de la energía generada dependerá de la velocidad de giro del rotor eólico, por lo que en este caso siempre es necesario un doble-convertidor que gestione toda la potencia del aerogenerador. La planta de hidrógeno iría en este caso situada también en el bus de continua del doble-convertidor.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-3 Generador de imanes permanentes y planta de H₂

Por último, se puede gestionar toda la energía de un parque eólico, disponiendo una planta del tamaño adecuado en la red de media tensión del parque, Figura 3-4. Esto incrementa el coste de la instalación al necesitar transformadores para adecuar el nivel de tensión de la red a los equipos de la planta de H₂.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-4 Parque eólico y planta de H₂

La planta de hidrógeno se puede adecuar a la minimización de los desvíos, realizar laminación de la demanda, trabajando como una central hidráulica de bombeo, o bien dimensionarse para ofrecer servicios de regulación potencia-frecuencia o de control de tensiones, dado que los parques eólicos están distribuidos a lo largo de la red, pudiendo mejorar el perfil de tensiones de la misma.

Operación del sistema híbrido

En el presente trabajo se define un modo de funcionamiento del sistema híbrido, con el objetivo de disminuir los desvíos generados, para ello se ha tenido acceso a datos de generación eólica producida y estimada, por tres parques eólicos y una central solar fotovoltaica, que se denominarán parque A, parque B, parque C y parque FT.

Las centrales renovables tienen que proporcionar al sistema una previsión de generación de la energía, con un horizonte de 24h respecto al instante de tiempo en el que se pone en juego la energía. Si estas centrales participan en el mercado diario, pueden ajustar sus desvíos participando en los mercados intradiarios. En la simulación se utiliza la previsión a 24 h y la energía real producida, debido a que la forma de gestionar la energía en los diferentes mercados es propia de cada empresa.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-5 Sistema fotovoltaico y planta de H₂

Del análisis de los datos aportados, se observa que los parques han permanecido un número determinado de horas parados, aun cuando existía previsión de generación eólica y viceversa, horas en las que el parque ha producido, aun cuando la previsión decía que no había viento. Esto se debe a que la estimación de producción eólica que se tiene es la del día anterior, y por otro lado, a que la oferta al mercado se realiza apoyándose en la previsión, y en otros factores que en este estudio no se han tenido en cuenta, y que hacen que se de orden de parada a los parques. Por ejemplo un precio de mercado por debajo de los costes de producción eólica.

Por ello, se hace un filtrado inicial de los datos, descartando aquellas horas en las que la potencia generada y prevista es cero, para así aislar este estudio de estrategias de mercado, que son particulares de cada empresa. En la Tabla 3-1 se resume los datos útiles que se usarán en el estudio.

Tabla 3-1 Datos de centrales renovables.

Centrales	Potencia máxima [MW]	Nº de datos
Parque eólico A	13	8887
Parque eólico B	50	8509
Parque eólico C	45.5	8034
Central fotovoltaica	1	3865

Durante este capítulo se toman como referencia el parque eólico A y la Central fotovoltaica. Los resultados para el resto de parques se puede consultar en el Anexo A. Si se calculan los desvíos ($\varepsilon_h = \hat{P}_{w,h} - P_{w,h}$), se observa que estos pueden ser del orden de magnitud de la potencia del parque. En la Figura 3-6 se representan los desvíos del parque eólico A.

Fuente propia

Figura 3-6 Desvíos reales del parque eólico A

Sin embargo, resulta complicado sacar conclusiones de la propia evolución temporal de los desvíos, por la gran cantidad de datos. Por ello, puede resultar más útil hacer un pequeño estudio estadístico de los desvíos, cuyos resultados se muestran en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Resumen de los desvíos en las centrales estudiadas.

Centrales	Valor medio [MW]	Desviación típica [MW]
Parque eólico A	0.3713	2.50
Parque eólico B	-0.9259	7.74
Parque eólico C	-0.1062	7.05
Central fotovoltaica	0.0274	0.183

También, se ha determinado el histograma de los desvíos, Figura 3-7 y Figura 3-8 con el fin de tratar de ver el comportamiento estadístico de los desvíos. De los histogramas se deduce que

no se ajustan a funciones estadísticas habituales. Por lo que en este estudio se utilizarán los datos reales, en vez de identificar un modelo de distribución que se ajuste a los resultados obtenidos.

Como puede observarse en ambos histogramas los errores cometidos en la previsión de la energía que proporcionan estas fuentes renovables son muy importantes, si la estimación se tiene que hacer con 24h de antelación para ofertar al mercado eléctrico. Si bien, es cierto que posteriores previsiones deberían ser más exactas al disminuir el horizonte temporal, y por tanto se pueden corregir las ofertas casadas en el mercado diario, en los seis mercados intradiarios de los que se dispone en el sistema español.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-7 Histograma de los desvíos en el parque eólico A.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-8 Histograma de los desvíos en central fotovoltaica.

Definición de la operación del sistema híbrido

El sistema híbrido que se utilizará en este apartado utiliza la planta de hidrógeno como sistema de almacenamiento tampón, Figura 3-9, y funcionando la planta solo cuando se produzcan desvíos respecto a la previsión.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-9 Esquema del sistema híbrido

Se ha creído necesario simular la operación del sistema híbrido durante un periodo de tiempo, a fin de determinar el comportamiento del mismo bajo diferentes capacidades del almacenamiento. Así mismo, la simulación determinará las potencias necesarias tanto para el electrolizador como para la pila de combustible, pudiendo a partir de estos datos realizar una estimación de los costes de la planta de hidrógeno.

Ya que el almacenamiento de hidrógeno se va a hacer comprimido, es necesario tener en cuenta la energía que es necesario aportar al mismo. Como la potencia del compresor se puede expresar según

$$P_{comp}[kW] = \frac{1}{\eta_{isen} \cdot \eta_{acc}} \cdot T_{comp,1} \cdot \dot{m}_{H_2} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot R \cdot \left(\left(\frac{Pres_{comp,2}}{Pres_{comp,1}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)$$

La potencia del compresor se puede expresar en función de la potencia del hidrógeno generador

$$P_{comp}[kW] = \frac{1}{\eta_{isen} \cdot \eta_{acc}} \cdot T_{comp,1} \cdot \frac{P_{H_2}}{PCI_{H_2} \cdot 3.6} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot R \cdot \left(\left(\frac{Pres_{comp,2}}{Pres_{comp,1}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)$$

Si se llama P_1 a la potencia aportada a la planta de hidrógeno, esta deberá alimentar al electrolizador, siendo P_2 la potencia aportada al electrolizador y al compresor

$$P_1 = \frac{P_2}{\eta_{AC-DC}} + P_{comp}$$

$$P_2 = \frac{P_{H_2}}{\eta_{AC-DC}}$$

Llamando K_{comp} a la relación entre las potencias del compresor y del hidrógeno que tiene que comprimir

$$K_{comp}[pu] = \frac{1}{\eta_{isen} \cdot \eta_{acc}} \cdot T_{comp,1} \cdot \frac{1}{PCI_{H_2} \cdot 3.6} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot R \cdot \left(\left(\frac{Pres_{comp,2}}{Pres_{comp,1}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)$$

Se tiene que la relación entre P_1 y P_{H_2} será:

$$P_{H_2} = \eta_{elec} \cdot \eta_{AC-DC} \cdot \frac{P_1}{1 + K_{comp} \cdot \eta_{elec} \cdot \eta_{AC-DC}} = K_{AC-H_2} \cdot P_1$$

De esta forma se tendrá en cuenta el consumo del compresor durante el funcionamiento de la planta. Dado que no se tienen en cuenta la participación en mercados de ajuste (mercados intradiarios), los desvíos pueden ser del orden de magnitud que la potencia del parque, por lo que para limitar el tamaño de la instalación de hidrógeno se ha recalculado la magnitud de los desvíos, usando una corrección en función de la proporción de desvío respecto a la potencia máxima a la que opera la central. Este desvío corregido será el usado durante la operación del sistema híbrido, dejando un desvío residual que podría ser paliado con la participación de los diferentes mercados intradiarios.

En la Figura 3-10 se describe la secuencia de operación. A partir de los datos de potencia programada o estimada, potencia real y el tamaño inicial del almacenamiento de hidrógeno, se calcula el valor de los flujos de energía horaria durante la operación de la planta. Este proceso se repite para diferentes tamaños de almacenamiento, con la finalidad de poder determinar el tamaño de la planta de hidrógeno en un análisis económico posterior a partir de los resultados obtenidos.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-10 Flujograma de la operación con distintos almacenamientos

El proceso a seguir en caso de tener un excedente de energía se muestra en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3 Proceso de operación con un excedente de energía

$\Delta P_{w,h} = P_{w,h} - \hat{P}_{w,h}$: Desvío producido	
$\Delta P_{w,h,corr} = \Delta P_{w,h} \left(1 - \frac{ \Delta P_{w,h} }{P_{w,max}} \right)$: Corrección del desvío	
Si $\Delta P_{w,h} > 0$, excedente de energía	
$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} + \Delta P_{w,h,corr} \cdot K_{AC-H_2}$	
Si $B_{H2,h} \geq B_{H2,max}$	
	$P_{H2,h} = B_{H2,max} - B_{H2,h-1}$
	$P_{e,h} = P_{w,h} - \frac{P_{H2,h}}{K_{AC-H_2}}$
	$Desv_h = P_{e,h} - \hat{P}_{w,h}$
	$P_{FC,h} = 0$
Si $B_{H2,h} < B_{H2,max}$	
	$P_{H2,h} = \Delta P_{w,h,corr} \cdot K_{AC-H_2}$
	$P_{e,h} = P_{w,h} - \Delta P_{w,h,corr}$
	$Desv_h = \Delta P_{w,h} - \Delta P_{w,h,corr}$
	$P_{FC,h} = 0$

Si se produce un déficit de energía, respecto a lo programado, la operación propuesta sigue la Tabla 3-4

Tabla 3-4 Proceso de operación con un déficit de energía

Si $\Delta P_{w,h} \leq 0$, Defecto de energía	
$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} + \frac{\Delta P_{w,h,corr}}{\eta_{FC} \cdot \eta_{DC-AC}}$	
$P_{H2,h} = 0$	
Si $B_{H2,h} > \frac{ \Delta P_{w,h,corr} }{\eta_{FC} \cdot \eta_{DC-AC}}$	
	$P_{FC,h} = \frac{ \Delta P_{w,h,corr} }{\eta_{DC-AC}}$
	$P_{e,h} = P_{w,h} - \Delta P_{w,h,corr}$
	$Desv_h = P_{e,h} - \hat{P}_{w,h}$
Si $B_{H2,h} \leq \frac{ \Delta P_{w,h,corr} }{\eta_{FC} \cdot \eta_{DC-AC}}$	
	$P_{FC,h} = (B_{H2,h-1} - B_{H2,min}) \cdot \eta_{FC} \cdot \eta_{DC-AC}$
	$B_{H2,h-1} - B_{H2,min} = 0$

	$P_{e,h} = P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$
	$Desv_h = \hat{P}_{w,h} - P_{e,h}$

Este proceso de operación parte de un tamaño de almacenamiento de hidrógeno inicial y se realiza un procedimiento iterativo, variando el tamaño inicial del almacenamiento.

Resultado de la operación del sistema híbrido

Para la simulación se han considerado los datos de entrada de la Tabla 3-5.

Tabla 3-5 Datos de entrada a la simulación

η_{elec}	0.64
η_{AC-DC}	0.9
η_{DC-AC}	0.9
η_{FC}	0.48
η_{isen}	0.75
η_{acc}	0.95
$Temp_{comp,1}$	60 °C
$Pres_{comp,1}$	10 bar
$Pres_{comp,2}$	250 bar
$B_{H2,max}$, Almacenamiento para los parques eólicos	5000 MWh
ΔB_{H2} para parques eólicos	5 MWh
$B_{H2,max}$, Almacenamiento para la central fotovoltaica	100 MWh
ΔB_{H2} para la central fotovoltaica	0.1 MWh

Si del conjunto de resultados se analizan los parques eólicos A, B y C, con un almacenamiento inicial de 15 MWh y la central fotovoltaica, un almacenamiento de 0.5 MWh. Se puede evaluar la incidencia del almacenamiento en los desvíos originados, Tabla 3-6, donde se muestran los valores promedio y desviaciones típicas, antes y después del almacenamiento.

Se observa como disminuye la desviación típica asociada a los desvíos, aunque el valor medio se hace negativo, indicando que se tienen más desvíos negativos debido a que no se tiene suficiente almacenamiento para cubrir los déficits de energía.

Tabla 3-6 Resumen de los desvíos del sistema híbrido

Centrales	Sin almacenamiento		Con almacenamiento	
	Valor medio [MW]	Desviación típica [MW]	Valor medio [MW]	Desviación típica [MW]
Parque eólico A	0.37	2.50	-0.05	1.98
Parque eólico B	-0.93	7.74	-1.69	6.88
Parque eólico C	-0.11	7.05	-0.86	6.28
Central fotovoltaica	0.0274	0.183	-0.006	0.145

Si se representan los histogramas de los desvíos de la instalación híbrida, se observa que la disminución de los desvíos es evidente.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-11 Histograma de desvíos del parque A con un almacenamiento de 15 MWh

El histograma de la Figura 3-11 indica que del orden de un 35% de los desvíos analizados están entorno al cero, lo que significa que estarían corregidos, frente al 21% de la Figura 3-7. Al resto de parques eólicos y a la central fotovoltaica le ocurre lo mismo, como era de esperar.

En la Tabla 3-7 se tiene un resumen la potencia en electrolizadores y pilas de combustible necesaria en cada instalación. Se observa que la potencia del electrolizador es del orden de un 22% respecto a la del parque, mientras que la pila de combustible va desde un 27% de la potencia del parque A y un 24% para la central fotovoltaica, a un 14% para los parques B y C. Otro factor a considerar es la baja utilización de la planta. El electrolizador del parque ha se usa a potencia nominal un 17% del tiempo, mientras que el resto no llega al 8%. En el caso de la pila de combustible su uso no pasa del 4% del tiempo. Esto hace que el ahorro en los desvíos no sea capaz de compensar la planta de hidrógeno.

Tabla 3-7 Resumen de potencias de los equipos y horas de funcionamiento

Central	Pot parque [MW]	Electrolizador		Pila de combustible	
		P max [MW]	Horas eq [h]	P max [MW]	Horas eq [h]
Parque A	13	2.8	1515	3.6	357
Parque B	50	10.9	676	6.9	316
Parque C	45.5	9.9	694	6.8	297
Central FT	1	0.23	674	0.24	188

Análisis de sensibilidad al almacenamiento

La evolución del valor medio de los desvíos compensados y su desviación típica, se puede observar en la Figura 3-12. Conforme aumenta el almacenamiento se observa como el valor medio de los desvíos tiene un mínimo, que es negativo. Esto se explica porque la conversión de los desvíos positivos a hidrógeno no es capaz de compensar los desvíos negativos, que usan la pila de combustible.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-12 Promedio de los desvíos en función del tamaño del almacenamiento para los parques eólicos

La corrección de los desvíos de la central fotovoltaica sigue el mismo patrón que los de los parques eólicos.

En la Figura 3-13 se observa como la desviación típica disminuye rápidamente al principio y luego tiende a estabilizarse, debido al tamaño tanto del electrolizador como de la pila de combustible. La evolución de la potencia necesaria tanto en el electrolizador como en la pila de combustible tiende a estabilizarse, como se puede observar en la Figura 3-14 y en la Figura 3-15. Para los parques eólicos, la potencia del electrolizador no cambia por encima de un almacenamiento de 10 MWh, mientras que en el caso de la pila de combustible, este valor está entorno a los 20 MWh de almacenamiento.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-13 Desviación típica respecto al almacenamiento en los parques eólicos

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-14 Evolución de la potencia del electrolizador con el almacenamiento

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-15 Evolución de la potencia de la pila de combustible con el almacenamiento.

De esta forma la simulación arroja un valor para la potencia de electrolizador y pila de combustible que se debería instalar en cada parque, Tabla 3-8.

Tabla 3-8 Potencias de electrolizador y pila de combustible

Central	Pot parque [MW]	Electrolizador	Pila de combustible
		P max [MW]	P max [MW]
Parque A	13	2.8	3.6
Parque B	50	10.9	13.8
Parque C	45.5	9.9	12.6
Central FT	1	0.22	0.28

A partir de un almacenamiento mínimo, el electrolizador y la pila de combustible deben ser capaces de gestionar la potencia de los desvíos de la central renovable.

De todos los posibles almacenamientos se debe escoger un valor que sea lo más adecuado posible. Para ello se adoptarán dos criterios económicos que permitan determinar dicha capacidad de almacenamiento.

Criterio 1

Se trata de enfrentar directamente el coste de la instalación de hidrógeno al coste de los desvíos. Para ello, se ha tomado como hipótesis que el sistema penalizaría cualquier desvío sobre lo estimado y que el precio del desvío a subir y a bajar es el mismo.

El coste de la planta de hidrógeno dependerá de las potencias de los equipos principales y del tamaño del almacenamiento. En la Tabla 3-9, se resume los costes determinados en el capítulo 2.

Tabla 3-9 Desglose de costes de una planta de hidrógeno

Electrolizador	1570 €/kW (PEM); 930 €/kW (Alcalino), año 2015
Pila de combustible	$C_{FC}[\text{€/kW}] = 16641[\text{€}] \cdot (P_{FC}[\text{kW}])^{-0.298}$
Compresión	$C_{comp}[\text{€}] = C_{comp}^{ref} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \cdot P_{comp}^{ref}[\text{kW}] \cdot \left(\frac{K_{comp} \cdot P_{H2e,max}[\text{kW}]}{P_{comp}^{ref}[\text{kW}]} \right)^{0.8} \cdot \left(\frac{Pres_{comp}[\text{bar}]}{Pres_{comp}^{ref}[\text{bar}]} \right)^{0.18}$
Transformador	15000 €/MW
Convertidor AC-DC	Mismo que el convertidor DC-AC
Convertidor DC-AC	$C_{DC-AC}[\text{€}] = C_{DC-AC}^{ref}[\text{k€}] \cdot \left(\frac{P_{DC-AC}}{P_{DC-AC}^{ref}} \right)^{\alpha} = 17000 \cdot \left(\frac{P_{DC-AC}[\text{kW}]}{50} \right)^{0.7744}$
Almacenamiento	$C_{B_{H2}}[\text{€}] = C_{B_{H2}}^{ref} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] \cdot B_{H2ref}[\text{kg}] \cdot \left(\frac{B_{H2}[\text{kg}] \cdot Pres_{alm}^{ref}[\text{bar}]}{Pres_{alm}[\text{bar}] \cdot B_{H2ref}[\text{kg}]} \right)^{0.75} \cdot \left(\frac{Pres_{alm}}{Pres_{alm}^{ref}} \right)^{0.44}$
	$k_{alm} = C_{alm}^{ref} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right] \cdot B_{H2ref}[\text{kg}] \cdot \left(\frac{\frac{1000}{PCI_{H2}} \cdot Pres_{alm}^{ref}[\text{bar}]}{Pres_{alm}[\text{bar}] \cdot B_{H2ref}[\text{kg}]} \right)^{0.75} \cdot \left(\frac{Pres_{alm}}{Pres_{alm}^{ref}} \right)^{0.44}$
	$C_{alm}[\text{€}] = k_{alm} \cdot (Alm[\text{MWh}])^{0.75} = 32.37(B_{H2}[\text{MWh}])^{0.75}$
Costes de O&M [% inversión/año]	2%
Construcción (%)	20%
Ingeniería (%)	6%

Para poder determinar el coste de la planta, se determinan las potencias de los equipos principales, Tabla 3-10.

Tabla 3-10 Potencia de los equipos principales

	Parque A	Parque B	Parque C	Central Fot.
Electrolizador [MW]	2,8	10,9	9,9	0,22
Pila de combustible[MW]	3,6	13,8	12,6	0,28
Compresor[MW]	0,97	0,372	0,339	0,75
Transformador [MVA]	5,2	20	18,3	0,4
Convertidor AC-DC[MW]	2,8	10,9	9,9	0,22
Convertidor DC-AC[MW]	3,6	13,8	12,6	0,28

Si se aplica la Tabla 3-9 a las plantas estudiadas, se obtendrá la inversión necesaria en cada caso

Tabla 3-11 Coste equipos principales

	Parque A	Parque B	Parque C	Central Fot.
Electrolizador [k€]	4439	17073	15536	343
Pila de combustible[k€]	5231	13453	12606	864
Stack [k€]	3x915	3x2291	3x2151	3x159
Compresor[k€]	841	2469	2290	108
Transformador [k€]	60	231	210	4.6
Convertidor AC-DC[k€]	387	1098	1021	53.2
Convertidor DC-AC[k€]	468	1325	1234	64
equipos [k€]	14171	42521	39349	1915

Teniendo en cuenta los costes en equipos, los de construcción (20% de la inversión), Ingeniería (6% de la inversión) y O&M (2% de la inversión al año) y suponiendo que durante la vida útil de la pila de combustible se reemplaza el *stack* 3 veces, se llega al coste anual que habría que compensar de la planta de hidrógeno.

$$C_{H2,a} = \frac{C_{equipos} + K_{atma} (B_{H2,a})^{0.7}}{0.74} \cdot \left(\frac{1}{N} + 0.02 \right)$$

Este coste deberá ser compensado por el ahorro anual que se obtiene con la disminución en los desvíos.

$$A_{desv,a} = \pi_{DESV} \left(\sum_{t=1}^{ht} |\Delta P_{w,h}| - \sum_{t=1}^{ht} |Desv_{t,a}| \right)$$

De esta forma se hace una estimación del coste de la planta de hidrógeno para diferentes almacenamientos, en el periodo de tiempo considerado para cada central renovable estudiada. En la Figura 3-16 se tiene la relación entre los costes del almacenamiento y el ahorro en los desvíos, del parque A. El resto de plantas se presentan en el anexo A.

Figura 3-16 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque A
Queda patente que con los costes utilizados, una instalación de hidrógeno no sería viable frente a los ahorros en la disminución de desvíos. Los costes de la instalación de hidrógeno deberían disminuir de manera muy importante para que fuese viable. Para ello, se modifica la ecuación de coste de la instalación de hidrógeno con un factor de corrección, f , que marcaría cuanto debería disminuir el coste de la planta de hidrógeno para que pudiera ser compensada con los ahorros en la compensación de los desvíos.

$$C_{H2,a} = \frac{C_{equipos} + K_{alma} (B_{H2,a})^{0.7}}{0.74 \cdot f} \left(\frac{1}{N} + 0.02 \right)$$

Para obtener el valor de f , se minimiza la diferencia entre costes y ahorros.

$$\text{Min}\{A_{desv,a} - C_{H2,a}\}_{a,f}$$

El valor de f para cada parque será el que hace que los costes de la instalación de hidrógeno y los ahorros sean tangentes, Figura 3-17, y marcará el almacenamiento óptimo, que se resume en la Tabla 3-12.

Figura 3-17 Almacenamiento óptimo en el parque A, con costes corregidos

Tabla 3-12 Factor f y almacenamiento óptimo

Central	f	Almacenamiento [MWh]
Parque A	2.7	140
Parque B	4.24	205
Parque C	3.97	145
Central fotovoltaica	10.31	4.1

Con los costes asumidos en esta tesis, el coste del desvío y las instalaciones estudiadas, se observa que la disminución de costes estaría entre 2 y 5 veces lo que costaría actualmente.

Criterio 2

Otra forma de abordar la determinación del almacenamiento óptimo es a partir de la definición de coste equivalente anualizado de la electricidad (*LCOE*). Este concepto se emplea para estudiar cuando una tecnología alcanza la paridad de red y por tanto sería competitiva en el mercado. Para su cálculo es necesario conocer la inversión de la planta, su vida, los costes de *O&M* y la electricidad generada.

$$LCOE \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] = \frac{I + \sum_{t=1}^N \frac{\pi_{O\&M,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Donde:

$I \rightarrow$ Inversión [€]

$\pi_{O\&M,t} \rightarrow$ Gastos de *O&M* en el año t [€]

$E_t \rightarrow$ Electricidad generada en el año t [MWh]

Para el caso que nos ocupa se ha propuesto modificar el concepto del *LCOE*, sustituyendo la electricidad generada, por la disminución de los desvíos generados y poder compararlo con el precio del desvío. Solo cuando el *LCOE* calculado esté por debajo del precio del desvío será interesante poner la planta de hidrógeno. Al igual que sucedía en el cálculo del almacenamiento con el criterio 1, los costes asociados a la planta de hidrógeno son demasiado grandes, por lo que se hace necesario usar un factor de corrección de los costes. Este factor indicará cuanto es necesario reducir los costes para que esta tecnología pueda ser viable.

La inversión, $I_{a,f}$, y el ahorro en los desvíos se calcularán según las ecuaciones adjuntas.

$$I_{a,f} = \frac{C_{equipos} + K_{alma} (B_{H2,a})^{0.7}}{0.74 \cdot f}$$

$$E_{Adesv,a} = \sum_{t=1}^{ht} |\Delta P_{w,h}| - \sum_{t=1}^{ht} |Desv_{t,a}|$$

$$\pi_{O\&M,a,t} = 0.02 * I_{a,f}$$

Por tanto, el $LCOE$ para este trabajo quedaría de la siguiente forma.

$$LCOE_{a,f} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{I_{a,f} + \sum_{t=1}^N \frac{\pi_{O\&M,a,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{Adesv,t,a}}{(1+i)^t}}$$

Considerando un tasa interna de retorno $i=8\%$, se ha calculado el factor de corrección de los costes y el almacenamiento para el que la curva de $LCOE$ y el precio del desvío son tangentes, quedando el resultado mostrado en la Figura 3-18. El resto de resultado se muestra en el anexo A.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-18 Almacenamiento optimizado en el parque A, a partir $LCOE$

Los factores de corrección y el almacenamiento en el que la curva de $LCOE$ es tangente al precio del desvío se muestra en la Tabla 3-13, también se resumen las potencias que deberían tener el bloque de electrolisis y de pilas de combustible.

Tabla 3-13 Comparación de factores de reducción de costes, según los dos criterios

	LCOE		Costes		Potencia electrolizador [MW]	Potencia Pila de Combustible [MW]
	f	Almacenamiento (MWh)	f	Almacenamiento [MWh]		
Parque A	4.7	135	2.7	140	2.8	3.6
Parque B	7.4	205	4.24	205	10.9	13.8
Parque C	6.9	145	3.97	145	9.9	12.6
Central fotovoltaica	18	4.5	10.3	4.1	0.22	0.28

Se observa que el almacenamiento óptimo en ambos casos es el mismo, aumentando el factor f de corrección de la inversión. Este factor indica que con los costes considerados sería necesaria una mejora muy importante en los procesos productivos de la planta de hidrógeno, para que fuese rentable con el coste de desvío considerado. Si no se considera los resultados de la central fotovoltaica en factor medio de reducción de costes de las instalaciones con parques eólicos es de $f=6.34$, lo que significa que el electrolizador debería valer alrededor de 248 €/kW. En la Figura 3-19 se observa como es necesario un salto significativo en la tecnología de generación de hidrógeno para poder hacer frente a los costes asociados a este tipo de instalaciones. Reducir los costes al 16% es una meta muy complicada de conseguir, solo la energía fotovoltaica ha conseguido reducir los costes un 85%, pasando de 6 €/Wp a 0.9 €/Wp.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-19 Comparación costes futuros de electrolizadores y coste objetivo

Una solución posible sería el uso de la planta de hidrógeno como central reversible, generando hidrógeno en horas valle y generando electricidad en horas punta, siempre teniendo presente que el objetivo inicial es la reducción de los desvíos, pero dejando abierta la posibilidad de usarla de forma semejante a una central de bombeo.

Para ello, se partirá de los resultados obtenidos en las simulaciones de reducción de desvíos y se genera un código que simule el funcionamiento en bombeo. La decisión de comprar y vender se hace en función del incremento de precios entre una hora y la siguiente, de forma que con pendientes bajas se compraría y se vendería y no haría nada durante las pendientes altas.

Operación del sistema híbrido con bombeo adicional

Para aumentar el número de horas que la planta de hidrógeno está funcionando se elabora un plan de operación cuyo objetivo primordial seguirá siendo la disminución de los desvíos, pero adicionalmente se permitirá a la planta funcionar llenando el almacenamiento en horas valle y verter la energía a la red en horas punta. De esta manera, se pretende conseguir un aumento de los ingresos de la planta de hidrógeno por la diferencia de precios en la compra-venta de energía, y por tanto, una disminución en el factor de reducción de costes necesario para hacer factible la planta de hidrógeno. A lo largo del desarrollo del algoritmo se trata de llevar una doble contabilidad, considerando por un lado la compensación de los desvíos eólicos, y por otro, el uso de la planta de hidrógeno como central de bombeo. Para determinar los ingresos que se obtendrían con el bombeo, se ha tomado como base los precios del mercado diario del año 2014. Para poder discriminar entre horas punta y horas valle se usan dos referencias de precios que dependen del precio medio diario, $\bar{\pi}_e$, y del precio máximo, $\pi_{e,max}$ y mínimo, $\pi_{e,min}$.

Compra si $\pi_{e,h} < \bar{\pi}_e - K_d(\bar{\pi}_e - \pi_{e,min})$

Vende si $\pi_{e,h} > \bar{\pi}_e + K_u(\pi_{e,max} - \bar{\pi}_e)$

Si los precios quedan entre ambos límites, la planta de hidrógeno solo tratará de compensar los desvíos. Para discriminar entre la compra de energía, la venta y solo compensar los desvíos, se asigna a la variable $C\&V_h$ el valor de -1 en el caso de compra de energía, 1 en caso de venta de energía y 0, para el caso compensar solo los desvíos.

Figura 3-20 Evolución de precios del mercado eléctrico

La venta de energía producida por la pila de combustible se hará cuando el precio de mercado sea superior al “límite de venta” y la compra de energía para generar hidrógeno con el electrolizador se hará cuando el precio sea inferior al “límite de compra”, ambos valores dependerán de los coeficientes K_u y K_b , arbitrarios. Durante la simulación se supone que se conocen los precios de cierre del mercado, aunque en la realidad la oferta de compraventa se realiza con horas de antelación y por tanto sobre una estimación del precio de cierre. Este efecto no se ha considerado para no complicar la simulación de funcionamiento de la planta.

Por lo tanto, en la Figura 3-21 se esquematiza la secuencia de operación de la planta. Durante el proceso se tratará de minimizar los desvíos usando el electrolizador y la pila de combustible, por un lado. Por otro lado, el precio de la energía será un indicador de cuando comprar (usar el electrolizador para almacenar energía) y cuando vender (usar la pila de combustible, hasta agotar el almacenamiento). En el anexo B se puede encontrar el proceso de operación más detallado y formulado.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-21 Esquema de operación compensando desvíos y con trabajo en bombeo.

El uso de la planta de hidrógeno, para compra-venta de energía, hace que la evolución de los desvíos cambie dado que el almacenamiento estará trabajando con un régimen de carga diferente.

Con un almacenamiento inicial de 15 MWh para los parques eólicos A, B y C y un almacenamiento de 0.5 MWh para la central fotovoltaica, los desvíos disminuyen, como se puede observar en el histograma de desvíos de la Figura 3-22, si se compara con la Figura 3-11. Los resultados de la operación de los otros parques y de la central fotovoltaica se encuentran en el anexo I. En la Tabla 3-14 se resumen los valores medios y desviaciones típicas de los desvíos de las distintas centrales, se observa una disminución de la desviación típica de los desvíos, compensando con mayor fuerza los desvíos positivos que los negativos. Y en la Tabla 3-15 se tienen la horas equivalentes de funcionamiento para el almacenamiento estudiado.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-22 Histograma de desvíos del parque A con un almacenamiento de 15 MWh, trabajando en bombeo

Tabla 3-14 Comparación desvíos, con y sin bombeo

Centrales	Con bombeo		Sin bombeo	
	Valor medio [MW]	Desviación típica [MW]	Valor medio [MW]	Desviación típica [MW]
Parque eólico A	-0.21	1.44	-0.05	1.98
Parque eólico B	-1.34	6.19	-1.69	6.88
Parque eólico C	-0.73	5.49	-0.86	6.28
Central fotovoltaica	0.0022	0.083	-0.006	0.145

Tabla 3-15 Resumen de potencias de los equipos y horas de funcionamiento, trabajando en bombeo

Central	Pot parque [MW]	Electrolizador		Pila de combustible	
		P max [MW]	Horas eq [h]	P max [MW]	Horas eq [h]
Parque A	13	2.8	2943	3.6	1399
Parque B	50	10.9	1189	13.8	863
Parque C	45.5	9.9	1313	12.6	898
Central FT	1	0.22	1005	0.28	1108

Análisis de sensibilidad al almacenamiento con bombeo.

Se han realizado una batería de simulaciones de la operación de la planta de hidrógeno con diferentes capacidades de almacenamiento, que van hasta 2000 MWh, con incrementos de 5 MWh, para el caso de los parques eólicos, y hasta 100 MWh, con incrementos de 0.1 MWh, para el caso fotovoltaico.

La planta de hidrógeno parte de los resultados obtenidos en la anterior simulación, en el que se ha determinado la potencia óptima que tendrían, tanto la pila de combustible como el electrolizador, para cada instalación.

En la Figura 3-23 se resume la evolución del valor medio de los desvíos, cuando la planta trabaja en bombeo y bajo diferentes almacenamientos.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-23 Evolución del promedio de los desvíos, en los parques A,B,C, trabajando en bombeo

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-24 Evolución de la desviación típica de los desvíos, en los parques A,B,C, trabajando en bombeo

Los resultados de la central fotovoltaica se encuentran en el anexo A.

De la misma forma que en el estudio anterior, se tratará de determinar los costes asociados a la planta de hidrógeno en función del almacenamiento, así como los ahorros obtenidos en la disminución de los desvíos y los ingresos obtenidos por la compra-venta de energía.

$$A_{desv,a} = \pi_{DESV} \left(\sum_{t=1}^{ht} |\Delta P_{w,h}| - \sum_{t=1}^{ht} |Desv_{t,a}| \right) + Benf$$

Tanto en la Figura 3-25, como en el resto, que figuran en el anexo A. La utilización de la planta en bombeo mejora los ingresos respecto a los costes, pero aún necesita disminuir los costes de la planta de manera importante para poder ser viable una instalación de este tipo.

Se ha determinado el factor de corrección de los costes f , para ver cuánto sería necesario disminuir los costes en este modo de operación y el almacenamiento óptimo. La estimación se llevará a cabo siguiendo los criterios empleados en la simulación anterior.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-25 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque A, trabajando en bombeo

Criterio 1

Minimizando la diferencia entre los costes y los ahorros, considerando como variable el almacenamiento y el factor de corrección f , se ha determinado el almacenamiento óptimo.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-26 Almacenamiento óptimo en el parque A, trabajando en bombeo, con costes corregidos

Comparando los costes corregidos de la instalación y los ingresos – ahorros obtenidos se llega a la Tabla 3-16, donde la disminución más significativa se tiene en la instalación fotovoltaica, cuyo factor se reduce a casi la mitad.

Tabla 3-16 Comparación de factores de reducción de costes, según los dos modos de funcionamiento

	Costes con bombeo		Costes sin bombeo	
Central	f	Almacenamiento (MWh)	f	Almacenamiento [MWh]
Parque A	2.25	30	2.7	140
Parque B	3.45	100	4.24	205
Parque C	3.03	110	3.97	145
Central fotovoltaica	5.8	8	10.3	4.1

Para la realización de este cálculo se ha modificado la expresión del LCOE para introducir los ingresos correspondientes a la operación de bombeo. Así se puede comparar el precio del desvío y el LCOE de la instalación de hidrógeno.

$$LCOE_{a,f} [\text{€/MWh}] = \frac{I_{a,f} + \sum_{t=1}^N \frac{\pi_{O\&M,a,t} - Benef}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{Adesv,t,a}}{(1+i)^t}}$$

Fuente: Elaboración propia

Figura 3-27 Almacenamiento optimizado en el parque A, a partir LCOE, trabajando en bombeo

En la Figura 3-27 se puede ver el almacenamiento óptimo tras la corrección del coste de la planta de hidrógeno.

En la Tabla 3-17 se muestran los resultados del factor de corrección y del almacenamiento óptimo si se utiliza el LCOE como criterio para determinar el almacenamiento óptimo.

Tabla 3-17 Comparación de factores de reducción de costes, según criterio de costes y LCOE

Central	Optimización costes		Optimización LCOE	
	f	Almacenamiento (MWh)	f	Almacenamiento [MWh]
Parque A	2.25	30	3.9	40
Parque B	3.45	100	6	100
Parque C	3.03	110	5.3	100
Central fotovoltaica	5.8	8	10.3	10.1

Referencias

- [1] A. Khalilnejad and G.H. Riahy, "A hybrid wind-PV system performance investigation for the purpose of maximum hydrogen production and storage using alkaline electrolyzer," *Energy Conversion and Management*, vol. 80, pp. 398-406, 2014.
- [2] P. García, J.-P. Torreglosa, L.M. Fernández, and F. Jurado, "Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic," *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 38, pp. 14146-14158, 2013.
- [3] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides, "Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 34, pp. 7081-7095, 2009.
- [4] F. Gutiérrez-Martín, D. Cofente, and I. Guerra, "Management of variable electricity loads in wind-Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm," *International Journal of Hydrogen Energy*, no. 35, pp. 7329-7336, 2010.
- [5] J. Bernal-Agustín and R. Dufo-López, "Techno-economical optimization of the production of hydrogen from PV-Wind systems connected to the electrical grid," *Renewable Energy*, no. 35, pp. 747-758, 2010.
- [6] T. Brekken et al., "Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 69-77, 2011.
- [7] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, and M. Trovato, "Planning and Operating Combined Wind-Storage System in Electricity Market," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 209-217, 2012.
- [8] A. Jaramillo Duque, E. Castonuevo, I. Sánchez, and J. Usaola, "Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer," *Electric Power Systems Research*, no. 81, pp. 1767-1777, 2011.
- [9] Belgin Emre Türkay and Ali Yasin Telli, "Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems," vol. 36, no. 7, 2011.
- [10] Belgin Emre Türkay and Ali Yasin Telli, "Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems," vol. 36, no. 7, 2011.
- [11] Carlos Funez, Centro nacional de experimentación de tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible (CNH2).
- [12] J. Linnemann and R. Steinberger-Wilckens, "Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production," no. 32, 2007.
- [13] L. et al Bertuccioli, "Development of water electrolysis in the European Union. Final report.," Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, 2014.

Capítulo 4: Influencia del almacenamiento de energía en la red

En el capítulo anterior se ha estudiado como puede influir un sistema de almacenamiento de energía, en la gestión de un parque eólico o de una huerta solar, cuando el objetivo que se pretende cumplir es la disminución de los desvíos originados por la aleatoriedad del recurso eólico o solar.

Otra forma de ver el problema es desde el punto de vista del gestor de la red eléctrica en la que se vuelca esta energía. Los sistemas eléctricos tienen la particularidad de generar la energía que se consume de manera instantánea, de forma que siempre deben existir centrales de generación que regulen su carga para adaptarse a la demanda. La introducción de energías renovables de alto carácter aleatorio ha ocasionado un cambio en la gestión de estos sistemas eléctricos, ya que introduce la incertidumbre de no saber exactamente que energía se va a producir. A esto se une el hecho de que la gran mayoría de sistemas eléctricos se caracterizan por una demanda distribuida, a lo largo del territorio, y una generación centralizada en grandes centrales, ubicadas cerca del recurso que usan (carbón, gas, agua), y donde se introduce una generación distribuida.

Esta generación parece tener ventajas desde el punto de vista técnico, como disminuir las pérdidas en la red, al generar cerca de los nudos de consumo, mejorar el perfil de tensiones, disminuir el coste de generación, ya que el recurso que se usa es gratuito. Sin embargo, el aumento de la penetración de tecnologías renovables en la red puede originar problemas, como congestión en líneas que no está previstas para evacuar la energía generada, lo que obligaría a construir nuevas líneas, aumento de la banda de regulación del sistema y del coste de los servicios complementarios, al introducir la inyección de energía aleatoria.

En la bibliografía revisada hay multitud de artículos que tratan, bajo diferentes puntos de vista y utilizando diferentes métodos de cálculo, el problema de la energía eólica en la red. En unos casos se resuelve un problema de optimización que modeliza el mercado, como en [1], donde se simula el mercado a partir de un flujo óptimo de carga y se usan modelos de estimación de la generación eólica, como el de persistencia. En [2] se usa la programación estocástica aplicada al problema de programación de unidades, para introducir la aleatoriedad tanto de la demanda, como de la generación eólica. En el problema de programación de unidades no tiene en cuenta la red eléctrica, haciendo el balance de potencias a nudo único. La generación de escenarios se hace aplicando el método de Monte Carlo. En [3] se estudia la evolución de precios en el Nord Pool, aplicando modelos de regresión a la estimación del precio de mercado, a partir de series temporales de precios y estimación de viento. El resultado fue que un aumento en la penetración eólica implicaba una disminución de precios. Este hecho se ha visto refrendado por los resultados del mercado ibérico donde se ha visto como la bajada de la demanda por la crisis, y alta hidraulicidad y producción eólica da lugar a precios de casación muy bajos o incluso cero. En [4] se optimiza la oferta de venta de energía que haría un parque eólico, al mercado diario y a los diferentes mercados intradiarios, a partir de la previsión eólica a corto plazo (SIPREÓLICO). Hay modelos muy sofisticados para gestionar la energía eólica en los mercados spot y en los mercados de ajuste, como en [5], donde se usa la programación estocástica para optimizar el coste de generación en el mercado diario, teniendo en cuenta el coste en el que se incurriría en un mercado de servicios complementarios, debido a la aleatoriedad de la energía eólica.

Otro aspecto que se considera es como afecta a los servicios de regulación el aumento de la generación eólica. En estos casos se recurre a modelos de optimización donde se trata de evaluar las necesidades de reserva rodante dependiendo del grado de penetración de las energías renovables, este tipo de estudio se puede ver en [6], donde utiliza un flujo óptimo de carga probabilístico para calcular el requerimiento de reserva en función del grado de penetración eólica y teniendo en cuenta las restricciones propias de la red. O se estudia el grado de penetración eólica, en un sistema eléctrico pequeño, atendiendo a los límites de variación de la frecuencia, [7], utilizando el concepto de función de transferencia y técnicas de filtrado de la potencia inyectada a la red.

Almacenar energía y ver cómo afecta a la red, también ha sido el objetivo de gran cantidad de artículos, que usan un amplio abanico de métodos de optimización para determinar el comportamiento de la red en estos casos, como en [8], donde se utiliza un sistema de almacenamiento en aire comprimido y el concepto de flujo óptimo de carga probabilístico para determinar el perfil de generación óptimo, utilizando el almacenamiento de energía como filtro ante los desvíos del sistema.

Algoritmo de optimización.

En el caso que nos ocupa y siguiendo la estela de los artículos estudiados se ha intentado determinar la influencia en una red eléctrica del sistema de almacenamiento calculado en el capítulo anterior. La idea básica consiste en realizar dos flujos óptimos de carga (OPF) consecutivos, que representarán la casación de energía que se realiza en el mercado diario y en la que la energía eólica que intervendrá será la potencia horaria estimada y un segundo OPF, que llamaremos re-despacho, en el que se tendrá en cuenta la potencia eólica real que se pone en juego y que debe ser compensada por la generación habilitada para hacer regulación, Figura 4-1.

El punto de partida son los resultados obtenidos en el capítulo anterior, con las distintas centrales renovables y la evolución de los desvíos, en función del tamaño de almacenamiento de hidrógeno. Se han usado por tanto los resultados correspondientes a la solución de planta de hidrógeno obtenida optimizando el LCOE, con el factor de reducción de costes. Este proceso se lleva a cabo con todas las muestras que se tienen, para, una vez obtenidos los resultados, poder analizar la influencia de la reducción de desvíos.

Fuente: Elaboración propia

Figura 4-1 Esquema del proceso de cálculo iterativo

La base del procedimiento de flujo óptimo de carga es bien conocido y se utiliza para determinar el mix de generación optimizado según un criterio, que puede ser mínimo coste, mínimas pérdidas, mínimas variaciones, mínimas emisiones,..., y sujeto a restricciones como límites de generación, capacidad de transporte de las líneas o límites de tensiones en los nudos.

Si los costes asociados a las centrales de generación convencional se definen según una función cuadrática, asociada a la tecnología de generación:

$$C_{i,h} = \alpha_i P_{Gi,h}^2 + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i \quad i = 1 \dots n_g$$

El problema de OPF, teniendo en cuenta la red eléctrica queda de la siguiente forma:

Función a optimizar: $\min\{\sum_{i=1}^{n_g} \hat{C}_{i,h}\}$

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Balance de potencias estimadas por nudo,

$$\hat{P}_{i,h} = \hat{V}_{i,h} \sum_{j=1}^{n_b} \hat{V}_{j,h} Y_{i,j} \cos(\hat{\delta}_i - \hat{\delta}_j - \theta_{ij}) = \hat{P}_{Gi,h} - P_{Di,h} \quad i = 1 \dots n_b$$

$$\hat{Q}_{i,h} = \hat{V}_{i,h} \sum_{j=1}^{n_b} \hat{V}_{j,h} Y_{i,j} \sin(\hat{\delta}_i - \hat{\delta}_j - \theta_{ij}) = \hat{Q}_{Gi,h} - Q_{Di,h} \quad i = 1 \dots n_b$$

- Restricciones de tensión,

$$V_{i,min} \leq \hat{V}_{i,h} \leq V_{i,max} \quad i = 1 \dots n_b$$

- Restricciones de generadores,

$$P_{Gi,min} \leq \hat{P}_{Gi,h} \leq P_{Gi,max} \quad i = 1 \dots n_g$$

$$Q_{Gi,min} \leq \hat{Q}_{Gi,h} \leq Q_{Gi,max} \quad i = 1 \dots n_g$$

- Restricciones de flujos de carga en las líneas,

$$|\hat{S}_{i,j,h}| \leq S_{i,j,max} \quad i,j = 1 \dots n_b$$

Si se pretende realizar la optimización durante un periodo de tiempo, este problema de optimización no tiene en cuenta las transiciones entre los diferentes estados de las centrales (gradientes de carga) o los arranques y paradas. Un problema que abarcara las transiciones corresponde un problema de programación de unidades. En este caso se aplicará la metodología del OPF, con la finalidad de obtener el reparto óptimo de la generación entre todas las centrales convencionales ($\hat{P}_{Gi,h} \quad i = 1 \dots n_g$).

Además, para mejorar la convergencia de la optimización se simplificarán las ecuaciones de flujos de carga, usando la aproximación en DC, que solo considera el flujo de potencia activa, la reactancia de las líneas, tensiones 1 pu en todos los nudos. En el flujo óptimo de carga en DC, el flujo en las líneas dependerá de la reactancia de la misma y de los ángulos de las tensiones en los nudos que conecta: $P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} (\delta_i - \delta_j)$. Aplicando este procedimiento se pierde información, pero simplifica la optimización, que pasa de ser no lineal a cuadrática.

Se han planteado 4 versiones del problema de optimización que se podrían usar para obtener algún resultado, decantándose al final por una de ellas, que es la que se ha usado.

Propuesta 1:

- a) Primer OPF calculado a partir de los datos de generación eólica prevista ($\hat{P}_{wi,h}$). En este caso se calcula el mis de generación que minimiza los costes del sistema, para una demanda dada.

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^{n_g} \hat{C}_{i,h} \right\}$$

$$\text{Balance por nudo: } \hat{P}_{Gi,h} - \hat{P}_{Di,h} + \hat{P}_{wi,h} = \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} (\delta_i^0 - \delta_j^0) \dots \dots i = 1 \dots n_b; j \neq i$$

$$\text{Límite de capacidad de transporte: } -P_{ij}^{max} \leq \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} (\delta_i^0 - \delta_j^0) \leq P_{ij}^{max}$$

$$\text{Límite de generación: } P_{Gi}^{min} \leq \hat{P}_{Gi,h} \leq P_{Gi}^{max}$$

- b) En el segundo OPF se minimizan los costes de regulación del sistema, para ello se asigna un precio venta (π_{reg}^+) para cubrir defectos de energía (subida de carga) y un precio de recompra de energía (π_{reg}^-), para cubrir excesos de energía (bajada de carga). Solo n_r generadores serán los encargados de cubrir los servicios de regulación. Además se deja libre la posibilidad de deslastrar carga a un precio π_{des}^{Dem} y limitar la producción de los parques eólicos, pero a un coste determinado (π_{des}^w), para evitar que el optimizador limite parques como medida más económica.

$$\min \left\{ \pi_{reg}^+ \sum_{m=1}^{n_r} P_{Gm,h}^+ - \pi_{reg}^- \sum_{m=1}^{n_r} P_{Gm,h}^- + \pi_{des}^{Dem} \sum_{n=1}^{n_{des,D}} P_{Dn,h}^{des} + \pi_{des}^w \sum_{k=1}^{n_{des,w}} P_{w,k,h}^{des} \right\}$$

Las restricciones serán:

$$\begin{aligned} \text{Balance en el nudo } i: & P_{Gm,i,h}^+ - P_{Gm,i,h}^- + P_{Dn,i,h}^{des} + P_{w,i,h} - \hat{P}_{w,i,h} - P_{w,i,h}^{des} \\ & = \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} (\Delta\delta_{ij}^1 - \Delta\delta_{ij}^0) \dots \dots i, j = 1 \dots n_b; i \neq j \end{aligned}$$

En el balance de potencia en los nudos, solo se tendrá en cuenta la generación y demanda que vuelca la energía a ese nudo.

$\Delta\delta_{ij}^1 = \delta_i^1 - \delta_j^1 \dots \dots$ variación de los ángulos en los nudos después de regular

$\Delta\delta_{ij}^0 = \delta_i^0 - \delta_j^0 \dots \dots$ variación de los ángulos en los nudos antes de regular

$$\text{Límite de capacidad de transporte: } -P_{ij}^{max} \leq \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} (\delta_i^1 - \delta_j^1) \leq P_{ij}^{max} \dots \dots i, j = 1 \dots n_b; i \neq j$$

Límite de las potencias deslastradas: $0 \leq P_{Dn,h}^{des} \leq P_{D,n,h}$

Límite de las potencias eólica deslastrada: $0 \leq P_{w,k,i,h}^{des} \leq P_{w,k,h}$

Límites de generación

$$\hat{P}_{G,i,h} + P_{Gm,i,h}^+ \leq P_{G,i}^{max}$$

$$\hat{P}_{G,i,h} - P_{Gm,i,h}^- \geq P_{G,i}^{min}$$

$$P_{Gm,i,h}^+; P_{Gm,i,h}^- \geq 0$$

Propuesta 2:

- a) En este caso la propuesta es minimizar los costes totales de generación, incluyendo los costes de regulación. Solo se hace un OPF teniendo en cuenta todas las restricciones.

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^{n_g} \hat{C}_{i,h} + \pi_{reg}^+ \sum_{m=1}^{n_r} P_{Gm,h}^+ - \pi_{reg}^- \sum_{m=1}^{n_r} P_{Gm,h}^- + \pi_{des}^{Dem} \sum_{n=1}^{n_{des,D}} P_{Dn,h}^{des} + \pi_{des}^w \sum_{k=1}^{n_{des,w}} P_{w,k,h}^{des} \right\}$$

$$\text{Balance por nudo: } \hat{P}_{Gi,h} - \hat{P}_{Di,h} + \hat{P}_{wi,h} = \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij}(\delta_i^0 - \delta_j^0) \dots \dots i = 1 \dots n_b; j \neq i$$

$$\text{Límite de capacidad de transporte: } -P_{ij}^{max} \leq \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij}(\delta_i^0 - \delta_j^0) \leq P_{ij}^{max}$$

$$\text{Límite de generación: } P_{Gi}^{min} \leq \hat{P}_{Gi,h} \leq P_{Gi}^{max}$$

$$\begin{aligned} \text{Balance en el nudo } i: & P_{Gm,i,h}^+ - P_{Gm,i,h}^- + P_{Dn,i,h}^{des} + P_{w,i,h} - \hat{P}_{w,i,h} - P_{w,i,h}^{des} \\ & = \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij}(\Delta\delta_{ij}^1 - \Delta\delta_{ij}^0) \dots \dots i, j = 1 \dots n_b; i \neq j \end{aligned}$$

En el balance de potencia en los nudos, solo se tendrá en cuenta la generación y demanda que vuelva la energía a ese nudo.

$$\Delta\delta_{ij}^1 = \delta_i^1 - \delta_j^1 \dots \dots \text{variación de los ángulos en los nudos después de regular}$$

$$\Delta\delta_{ij}^0 = \delta_i^0 - \delta_j^0 \dots \dots \text{variación de los ángulos en los nudos antes de regular}$$

$$\text{Límite de capacidad de transporte: } -P_{ij}^{max} \leq \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij}(\delta_i^1 - \delta_j^1) \leq P_{ij}^{max} \dots \dots i, j = 1 \dots n_b; i \neq j$$

$$\text{Límite de las potencias deslastradas: } 0 \leq P_{Dn,h}^{des} \leq P_{D,n,h}$$

$$\text{Límite de las potencias eólica deslastrada: } 0 \leq P_{w,k,i,h}^{des} \leq P_{w,k,h}$$

límites de generación

$$\hat{P}_{G,i,h} + P_{Gm,i,h}^+ \leq P_{G,i}^{max}$$

$$\hat{P}_{G,i,h} - P_{Gm,i,h}^- \geq P_{G,i}^{min}$$

$$P_{Gm,i,h}^+; P_{Gm,i,h}^- \geq 0$$

Propuesta 3:

La propuesta 3 es como la propuesta 1, salvo que en la optimización se propone maximizar el beneficio de las centrales de generación, supuesto un precio de mercado. Quedando el resto del problema igual.

$$\max \left\{ \pi_h^{mercado} \sum_{i=1}^{n_g} \hat{P}_{Gi,h} - \sum_{i=1}^{n_g} \hat{C}_{i,h} \right\}$$

Propuesta 4:

La propuesta 4 no cambia el primer OPF planteado en la propuesta 1 y cambia la función a minimizar en el segundo OPF. En este caso se propone minimizar las variaciones de coste originadas por la regulación. Se evalúa el incremento de costes, desarrollando las funciones de costes en series de Taylor. En este caso es muy fácil, ya que las funciones son cuadráticas.

$$C_{m,h}(\hat{P}_{Gm,h} + \Delta P_{Gm,h}) = C_{m,h}(\hat{P}_{Gm,h}) + \left. \frac{dC_{m,h}}{dP_{Gm}} \right|_{\hat{P}_{Gm,h}} \Delta P_{Gm,h} + \left. \frac{d^2 C_{m,h}}{dP_{Gm}^2} \right|_{\hat{P}_{Gm,h}} \Delta P_{Gm,h}^2 + \varepsilon$$

Tras operar los incrementos de costes quedan, según la ecuación adjunta:

$$\Delta C_{m,h} = (\beta_m + 2\gamma_m \hat{P}_{Gm,h}) \Delta P_{Gm,h} + \gamma_m \Delta P_{Gm,h}^2$$

El segundo OPF quedaría entonces de la siguiente forma:

$$\min \left\{ \sum_{m=1}^{n_r} \Delta C_{m,h} + \pi_{des}^{Dem} \sum_{n=1}^{n_{des,D}} P_{Dn,h}^{des} + \pi_{des}^w \sum_{k=1}^{n_{des,w}} P_{w,k,h}^{des} \right\}$$

$$\begin{aligned} \text{Balance en el nudo } i: \Delta P_{Gm,h} + P_{Dn,i,h}^{des} + P_{w,i,h} - \hat{P}_{w,i,h} - P_{w,i,h}^{des} &= \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} (\Delta \delta_{ij}^1 - \Delta \delta_{ij}^0) \dots \dots i, j \\ &= 1 \dots n_b; i \neq j \end{aligned}$$

En el balance de potencia en los nudos, solo se tendrá en cuenta la generación y demanda que vuelva la energía a ese nudo.

$\Delta \delta_{ij}^1 = \delta_i^1 - \delta_j^1 \dots \dots$ variación de los ángulos en los nudos después de regular

$\Delta\delta_{ij}^0 = \delta_i^0 - \delta_j^0 \dots \dots$ variación de los ángulos en los nudos antes de regular

Límite de capacidad de transporte: $-P_{ij}^{max} \leq \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij}(\delta_i^1 - \delta_j^1) \leq P_{ij}^{max} \dots \dots i, j = 1 \dots n_b; i \neq j$

Límite de las potencias deslastradas: $0 \leq P_{Dn,h}^{des} \leq P_{D,n,h}$

Límite de las potencias eólica deslastrada: $0 \leq P_{w,k,i,h}^{des} \leq P_{w,k,h}$

Límites de generación

$$P_{G,i}^{min} \leq \hat{P}_{G,i,h} + \Delta P_{Gm,h} \leq P_{G,i}^{max}$$

En la propuesta 1,3 y 4 se realizan dos optimizaciones consecutivas, tratando de simular el mercado eléctrico (primer OPF), que se realiza a priori con una estimación de la demanda y de la energía eólica prevista y un ajuste posterior (segundo OPF), que representa las variaciones en la generación para conservar el balance de energía, sin violar ninguna restricción técnica de la red. La propuesta 1 determina un mix de generación que minimiza los costes de generación de las centrales. Este procedimiento coincide en resultados con el primer OPF de la propuesta 3, donde se maximiza el beneficio de las centrales, suponiendo que se paga el mismo precio a todas ellas, por lo que ha optado por optimizar los costes de generación en la simulación. La propuesta 2 engloba en la misma optimización, minimizar tanto los costes de generación, equivalente al mercado eléctrico y el coste de los servicios de ajuste, tomando como hipótesis que a las centrales se le paga por precio superior al precio de mercado, en caso de tener que generar más y deben pagar un precio inferior al de mercado, en caso de tener que recomprar energía. Este procedimiento se ha desechado porque al agrupar todos los servicios en una sola optimización, el mix de generación, que se debería obtener en el mercado a priori está influenciado por lo que pueda pasar después en los servicios de ajuste. Sería el equivalente a proponer, que oferta deberían hacer las centrales al mercado diario, sabiendo lo que pasará en el futuro. Esto entraría dentro del territorio de la optimización estocástica y no es el objetivo que se pretende cubrir aquí.

Los re-despachos de las propuestas 1,3 y 4 difieren en que en las propuesta 1 y 3 se asigna un precio tanto a los re-despachos a subir como a bajar, mientras que en la propuesta 4, se minimiza el incremento de costes que suponen dichos re-despachos. En este caso se ha optado por minimizar los incrementos de costes, para no introducir más valores arbitrarios a la simulación.

La optimización se ha realizado en Matlab, utilizando "OPTI TOOLBOX" diseñado por Industrial Information and Control Center (I²C²) [9], de libre distribución y que tiene una batería de optimizadores que permite hacer optimizaciones lineales, cuadráticas, no lineales o incluso entera-mixta.

Dado que la función objetivo en los dos OPF son cuadráticas y las restricciones son lineales, se ha decidido usar la programación QP (Quadratic Program) cuya estructura es la siguiente:

$$\min_x \left\{ \frac{1}{2} x^t H x + f^t x \right\}$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$Ax \leq b$$

$$A_{eq} x = b_{eq}$$

$$l_b \leq x \leq l_u$$

Por tanto, lo que se hace es adecuar el problema de optimización planteado a la estructura que requiere OPTI TOOLBOX para trabajar. En nuestro caso, si tenemos n_b nudos, n_l líneas, n_g generadores, n_w parque eólicos, n_D demandas, n_r generadores que regulan y considerando las potencias en por unidad. El problema de optimización quedará así:

$$\text{El vector de variables será } x_{(n_g+n_b-1) \times 1} = \begin{bmatrix} [\hat{P}_G]_{n_g \times 1} \\ [\delta^0]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix}$$

La función a minimizar del primer OPF quedará de la forma:

$$\begin{aligned} \min_x \frac{1}{2} x_{1 \times (n_g+n_b-1)}^t 2S_b^2 \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \gamma_{n_g} \end{bmatrix}_{n_g \times n_g} & [0]_{n_g \times (n_b-1)} \\ [0]_{(n_b-1) \times n_g} & [0]_{(n_b-1) \times (n_b-1)} \end{bmatrix} x_{(n_g+n_b-1) \times 1} \\ + S_b [\beta_1 \quad \cdots \beta_{n_b-1} \quad \beta_{n_b} \cdots 0 \quad 0]_{1 \times (n_g+n_b-1)} x_{(n_g+n_b-1) \times 1} \end{aligned}$$

Por tanto,

$$H = 2S_b^2 \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \gamma_{n_g} \end{bmatrix}_{n_g \times n_g} & [0]_{n_g \times (n_b-1)} \\ [0]_{(n_b-1) \times n_g} & [0]_{(n_b-1) \times (n_b-1)} \end{bmatrix}$$

$$f^t = S_b [\beta_1 \quad \cdots \beta_{n_b-1} \quad \beta_{n_b} \cdots 0 \quad 0]_{1 \times (n_g+n_b-1)}$$

Si tomamos el nudo 1 como nudo de referencia, los balances de potencia en los nudos se podrán expresar como:

$$\begin{bmatrix} \hat{P}_{G1,h} - \hat{P}_{D1,h} + \hat{P}_{w1,h} \\ \vdots \\ \hat{P}_{Gn_b,h} - \hat{P}_{Dn_b,h} + \hat{P}_{wn_b,h} \end{bmatrix}_{n_b \times 1} = \begin{bmatrix} -B_{12} & \dots & -B_{1(n_b-1)} \\ \vdots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} & \vdots \\ -B_{(n_b)1} & \dots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{(n_b)j} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \delta_2^0 \\ \vdots \\ \delta_{(n_b-1)}^0 \end{bmatrix}$$

Que se puede modificar para que quede de la forma:

$$\begin{bmatrix} -\hat{P}_{D1,h} + \hat{P}_{w1,h} \\ \vdots \\ -\hat{P}_{Dn_b,h} + \hat{P}_{wn_b,h} \end{bmatrix}_{n_b \times 1} = \begin{bmatrix} [-1 & \dots & 0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & -1 \end{bmatrix}_{n_b \times n_g} \begin{bmatrix} -B_{12} & \dots & -B_{1(n_b-1)} \\ \vdots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} & \vdots \\ -B_{(n_b)1} & \dots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{(n_b)j} \end{bmatrix}_{n_g \times n_b-1} \cdot \begin{bmatrix} [\hat{P}_G]_{n_g \times 1} \\ [\delta^0]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix}$$

Por tanto,

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} [-1 & \dots & 0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & -1 \end{bmatrix}_{n_b \times n_g} \begin{bmatrix} -B_{12} & \dots & -B_{1(n_b-1)} \\ \vdots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} & \vdots \\ -B_{(n_b)1} & \dots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{(n_b)j} \end{bmatrix}_{n_g \times n_b-1}$$

$$b_{eq} = \begin{bmatrix} -\hat{P}_{D1,h} + \hat{P}_{w1,h} \\ \vdots \\ -\hat{P}_{Dn_b,h} + \hat{P}_{wn_b,h} \end{bmatrix}_{n_b \times 1}$$

Los límites de flujos en las líneas se podrán calcular como:

$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{12} \cdot [-1 \dots 0 \dots 0] \\ \vdots \\ B_{jk} \cdot [0 \dots 1 \dots -1 \dots 0] \end{bmatrix}_{n_l \times n_b - 1} \\ -1 \cdot \begin{bmatrix} B_{12} \cdot [-1 \dots 0 \dots 0] \\ \vdots \\ B_{jk} \cdot [0 \dots 1 \dots -1 \dots 0] \end{bmatrix}_{n_l \times n_b - 1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta_2^0 \\ \vdots \\ \delta_{(n_b-1)}^0 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{12}^{max} \\ \vdots \\ P_{jk}^{max} \\ P_{12}^{max} \\ \vdots \\ P_{jk}^{max} \end{bmatrix}$$

Donde los vectores de la matriz representan las conexiones de los buses en las diferentes líneas. Por tanto,

$$A = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{12} \cdot [-1 \dots 0 \dots 0] \\ \vdots \\ B_{jk} \cdot [0 \dots 1 \dots -1 \dots 0] \end{bmatrix}_{n_l \times n_b - 1} \\ -1 \cdot \begin{bmatrix} B_{12} \cdot [-1 \dots 0 \dots 0] \\ \vdots \\ B_{jk} \cdot [0 \dots 1 \dots -1 \dots 0] \end{bmatrix}_{n_l \times n_b - 1} \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} P_{12}^{max} \\ \vdots \\ P_{jk}^{max} \\ P_{12}^{max} \\ \vdots \\ P_{jk}^{max} \end{bmatrix}$$

Por último, queda aplicar los márgenes de funcionamiento de las centrales y los límites de los ángulos de las tensiones en los buses.

$$l_b = \begin{bmatrix} [P_G^{min}]_{n_g \times 1} \\ [-\pi]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} [\hat{P}_G]_{n_g \times 1} \\ [\delta^0]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} [P_G^{max}]_{n_g \times 1} \\ [\pi]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix} = l_u$$

De esta forma queda definido el problema del despacho económico inicial, que será resuelto en Matlab.

En el problema del re-despacho el vector de variables queda como:

$$x_{(n_g+n_b-1) \times 1} = \begin{bmatrix} [\Delta P_{Gr}]_{n_r \times 1} \\ [P_D^{Des}]_{n_D \times 1} \\ [P_w^{Des}]_{n_w \times 1} \\ [\delta^1]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix}$$

$$H = 2S_b^2 \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \gamma_{n_r} \end{bmatrix}_{n_r \times n_r} & [0]_{n_r \times (n_D + n_w + n_b - 1)} \\ [0]_{(n_b - 1) \times n_g} & [0]_{(n_b - 1) \times (n_b - 1)} \end{bmatrix}$$

$$f^t = S_b \begin{bmatrix} [\beta_1 + 2\gamma_1 S_b \hat{P}_{G1,h} & \cdots & \beta_{n_r} + 2\gamma_{n_r} S_b \hat{P}_{Gn_r,h}] & [\pi_{des}^{Dem}]_{1 \times n_D} & [\pi_{des1}^w]_{1 \times n_w} \cdots & [0]_{1 \times n_b - 1} \end{bmatrix}_{1 \times (n_r + n_D + n_w + n_b - 1)}$$

Las restricciones correspondientes al balance de potencia serán:

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & -1 \end{bmatrix}_{n_b \times n_r} & \begin{bmatrix} -1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & -1 \end{bmatrix}_{n_b \times n_D} & \begin{bmatrix} 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 1 \end{bmatrix}_{n_b \times n_w} & \begin{bmatrix} -B_{12} & \cdots & -B_{1(n_b-1)} \\ \vdots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{ij} & \vdots \\ -B_{(n_b)1} & \cdots & \sum_{j=1}^{n_b} B_{(n_b)j} \end{bmatrix}_{n_b \times n_b - 1} \end{bmatrix}$$

$$b_{eq} = \begin{bmatrix} \Delta P_{G1} + P_{w1,h} - \hat{P}_{w1,h} + \sum_{j=1}^{n_b} B_{1j}(\delta_1^0 - \delta_j^0) \\ \vdots \\ \Delta P_{Gn_b} + P_{wn_b,h} - \hat{P}_{wn_b,h} + \sum_{j=1}^{n_b} B_{n_b j}(\delta_{n_b}^0 - \delta_j^0) \end{bmatrix}_{n_b \times 1}$$

Las restricciones correspondientes a las capacidades de transporte de las líneas serán, las mismas que en el problema anterior, pero teniendo en cuenta los nuevos ángulos de las tensiones en los buses.

En cuanto a los límites de las variables, se tiene:

$$l_b = \begin{bmatrix} [P_G^{min}]_{n_r \times 1} \\ [0]_{n_D \times 1} \\ [0]_{n_w \times 1} \\ [-\pi]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} [\hat{P}_G + \Delta P_G]_{n_r \times 1} \\ [P_D^{Des}]_{n_D \times 1} \\ [P_w^{Des}]_{n_w \times 1} \\ [\delta^0]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} [P_G^{max}]_{n_r \times 1} \\ [P_D]_{n_D \times 1} \\ [P_{w,h}]_{n_w \times 1} \\ [\pi]_{(n_b-1) \times 1} \end{bmatrix} = l_u$$

Los códigos Matlab que calculan los OPF se encuentran en el anexo B.

Aplicación de la solución propuesta

Para aplicar la metodología de cálculo se ha escogido la red IEEE-30 nudos, adaptada para hacer OPF-DC, Figura 4-2. Esta red tiene 6 generadores convencionales, a los que se ha añadido un parque eólico de 50 MW, en el bus 29, que estaría en la zona de distribución, alejada de los núcleos de generación.

Los generadores tienen las características de la Tabla 4-1, en la que se definen las funciones de costes asociadas a cada generador. Para las funciones de costes se ha tomado de referencia los usados en. [10]

Tabla 4-1 Datos de los generadores convencionales

Generadores	BUS	Pmax [MW]	Pmin [MW]	α [€/h]	β [€/MWh]	γ [€/MW ² h]	Regulan
Gen 1	1	80	0	1313.6	21.05	0.0073	1
Gen 2	2	80	0	958.2	15.6	0.0068	0
Gen 3	5	40	0	445.4	19.7	0.0078	0
Gen 4	8	50	0	836	18.5	0.0082	1
Gen 5	11	30	0	712	19.2	0.0075	0
Gen 6	13	55	0	820	16.8	0.0065	0

En el estado inicial de la red, la demanda a cubrir será de 189.2 MW y la generación convencional total es de 335 MW. Los datos de las líneas y de los buses se pueden consultar en el anexo C. Para la simulación se ha decidido usar los resultados obtenidos en el parque B, de 50 MW, cuando se trata de disminuir los desvíos con un buffer de hidrógeno de 205 MWh, correspondiente al almacenamiento óptimo que se obtiene cuando se determina el factor de corrección de los costes de la planta de hidrógeno. No se usarán los resultados obtenidos cuando se usa la planta de hidrógeno en bombeo, ya que desde el punto de vista de la red, aumentarán los desvíos, al no estar prevista la compra-venta de energía en bombeo, en el mercado spot. El parque eólico empleado supone un 15% de la generación convencional.

Para la simulación se utilizó un ordenador i7 a 3.5 GHz y con 8 GB de RAM. El proceso de simulación en Matlab dura 1411.8 s, ya que se ejecutan 8509 casos con tres optimizaciones en cada iteración.

Figura 4-2 Red de referencia IEEE-30

Resultados obtenidos.

Caso 1

En este caso se inyecta la energía del parque eólico B en el bus 29. Los generadores elegidos para ajustar los desequilibrios producidos por el parque eólico son el generador 1 (bus 1 “Glen Lyn”) y el generador 4 (bus 8 “Reusens”).

Como punto de partida los desvíos originados por el parque eólico B son los mostrados en la Figura 4-3

Figura 4-3 Histograma de los desvíos del parque B

Mientras que los desvíos corregidos por la planta de hidrógeno se muestran en la Figura 4-4

Figura 4-4 Histograma de los desvíos del parque B, con almacenamiento

Para poder sacar conclusiones de los resultados obtenidos, se hace necesario estudiar los valores medios y varianzas de las variables, así como las variaciones de los incrementos de costes totales, tanto a subir como a bajar, respecto al coste total calculado en la simulación del mercado diario (primer OPF). Del análisis de los resultados se obtienen los resultados de la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 Incrementos de costes de regulación

	Desvíos reales	Desvíos corregidos
Incrementos de costes totales a subir	1.83%	1.59%
Incrementos de costes totales a bajar	1.23%	0.25%

La corrección de los desvíos implica una bajada en el incremento de costes tanto a subir como a bajar, siendo la más efectiva a bajar.

De los dos generadores seleccionados como centrales habilitadas para hacer regulación, se observa, que debido a la diferencia de costes de producción de las mismas y a la situación dentro de la red, el generador 1, prácticamente no regula, dejando el peso al generador 4.

Tabla 4-3 Resumen de las potencias de regulación, con y sin corrección de los desvíos

	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
	Promedio [MW]	Desviación típica [MW]	Promedio [MW]	Desviación típica [MW]
Gen. 1	0.1135	0.54	0.1056	0.526
Gen. 2	0.8123	7.44	1.996	5.64

Se observa en la Tabla 4-3 que la desviación típica del generador 4 es menor en el caso de tener que compensar los desvíos corregidos, como no podía ser de otro modo. En la Figura 4-5 se observa el histograma de la regulación del generador 4 para compensar los desvíos reales del parque B, mientras que en la Figura 4-6 se puede ver como la distribución de probabilidades adelgaza, debido a la compensación de los desvíos con la planta de hidrógeno. También se observa en la Figura 4-6 el valor medio de la distribución esta desplazada hacia el lado positivo debido a la falta de compensación de los negativos de la planta de hidrógeno.

Figura 4-5 Distribución de probabilidades de la regulación del generador 4, compensando desvíos reales.

Figura 4-6 Distribución de probabilidades de la regulación del generador 4, compensando desvíos corregidos.

De la misma forma se puede ver como la variación de los desvíos influye en la variación de los flujos en las líneas, que como es lógico se concentrará alrededor del parque eólico y en la evacuación de energía del generador 4 (bus 8), hacia el bus 29. También se observa, que no hay una disminución significativa de las fluctuaciones de potencia en la red, por el hecho de corregir los desvíos. En el ANEXO C se tiene la Tabla 4-4 completa de los flujos de carga en las dos simulaciones.

Tabla 4-4 Resultados de los flujos en las líneas

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
27	29	-0,66132	5,52800	-1,50075	4,27771
6	8	0,58289	5,43422	1,45414	4,10182
28	27	-0,60566	5,07052	-1,37630	3,92218
6	28	-0,37621	3,06688	-0,83498	2,38847
24	25	-0,32020	2,66869	-0,72475	2,06662
25	27	-0,32020	2,66869	-0,72475	2,06662
27	30	-0,26453	2,21120	-0,60030	1,71108
29	30	0,26453	2,21120	0,60030	1,71108
8	28	-0,22944	2,00500	-0,54132	1,53502
22	24	-0,21580	1,80321	-0,48956	1,39550
10	21	-0,13488	1,12701	-0,30598	0,87219
21	22	-0,13487	1,12701	-0,30597	0,87219
9	10	-0,12796	1,07842	-0,29249	0,83280
6	9	-0,12796	1,07842	-0,29249	0,83280
4	12	-0,11914	0,97418	-0,26514	0,75808
15	23	-0,10440	0,86549	-0,23519	0,67113
23	24	-0,10440	0,86549	-0,23519	0,67113
4	6	0,04035	0,69796	0,16910	0,48852
10	22	-0,08093	0,67621	-0,18359	0,52332
12	15	-0,07902	0,65100	-0,17703	0,50562

Como era de esperar las líneas más afectadas son las que llevan al parque eólico y las líneas 6-8, 6-28 y 8-28 que son las que conectan el generador 4 con la red. En la Figura 4-7 se puede ver cómo cambian los flujos de energía en la línea 6-28, que es la trayectoria que siguen los flujos de energía para compensar los desvíos eólicos. En la Figura 4-8 se tiene como han disminuido las variaciones de flujo en la línea 6-28, tras la corrección de desvíos.

Figura 4-7 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos reales

Figura 4-8 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos corregidos

En la línea 8-28 ocurre lo mismo que en la 6-28, Figura 4-9 y Figura 4-10.

Figura 4-9 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos reales

Figura 4-10 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 8-28, con desvíos corregidos

Caso 2

En este caso se añade un parque eólico tipo parque A en el bus 21. De esta forma se habrán instalado 63 MW eólicos en una red de 335 MW. La penetración eólica en el sistema será ahora del 19%.

Figura 4-11 Parque eólico en el bus 21

En la Tabla 4-5 se observa como la introducción del nuevo parque hace aumentar los costes de regulación tanto con desvíos reales como corregidos.

Tabla 4-5 Incrementos de costes de regulación

	Desvíos reales	Desvíos corregidos
Incrementos de costes totales a subir	1.95%	1.8%
Incrementos de costes totales a bajar	1.58%	0.29%

Al igual que en el caso 1, los generadores 1 y 4 serán los encargados de hacer la regulación de potencia. De los dos generadores, el generador 4 lleva todo el peso de la regulación, por lo que será este el generador que se estudie. En la Figura 4-12 se muestra la distribución de probabilidades de la potencia necesaria para compensar los desvíos reales de ambos parques. Mientras que en la Figura 4-13 se tienen los incrementos de potencia necesarios para compensar los desvíos corregidos.

Figura 4-12 Distribución de probabilidades de la regulación del generador 4, compensando desvíos reales

Figura 4-13 Distribución de probabilidades de la regulación del generador 4, compensando desvíos corregidos.

La introducción del nuevo parque habrá originado una redistribución de los flujos en las líneas, Tabla 4-6.

Tabla 4-6 Resultados de los flujos en las líneas

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
6	8	0,3269	6,0699	1,7139	4,5853
27	29	-0,6620	5,5273	-1,5008	4,2777
28	27	-0,5556	5,0903	-1,4068	3,9379
6	28	-0,3771	3,0320	-0,8185	2,3481
24	25	-0,3712	2,6790	-0,6943	2,0657
25	27	-0,3712	2,6790	-0,6943	2,0657
27	30	-0,2648	2,2109	-0,6003	1,7111
29	30	0,2648	2,2109	0,6003	1,7111
8	28	-0,1785	2,0869	-0,5883	1,6036
22	24	-0,2967	1,8653	-0,4435	1,4195
10	21	0,0940	1,8614	-0,4363	1,2647
21	22	-0,3005	1,5291	-0,2117	1,0649
9	10	0,0263	1,4822	-0,3822	1,0480
6	9	0,0263	1,4822	-0,3822	1,0480
4	12	-0,0181	1,1607	-0,3182	0,8502

Las variaciones en las desviaciones típicas de los flujos en las líneas no ha cambiado sustancialmente, salvo en las líneas de evacuación del parque A (bus 21) donde se observa un aumento de la varianza cuando se compensan los desvíos en ambos parques.

Figura 4-14 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos reales

Figura 4-15 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos corregidos

En la Figura 4-14 y Figura 4-15 se muestran las variaciones de los flujos en la línea 6-28 debido a ambos parques, en Figura 4-16 y Figura 4-17 se muestran las variaciones en la línea 8-28.

Figura 4-16 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 8-28, con desvíos reales

Figura 4-17 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 8-28, con desvíos corregidos

Caso 3

Por último, se cambiará el parque A por los datos del parque C de 45.5 MW, con lo que la penetración eólica en el sistema será del 28.5%. En este caso se aprecia una reducción importante de los incrementos de costes de regulación, Tabla 4-7. Este efecto puede ser debido a la compensación entre parques de los desvíos originados, cosa que no ha ocurrido al mezclar los parques A y B.

Tabla 4-7 Incrementos de costes de regulación

	Desvíos reales	Desvíos corregidos
Incrementos de costes totales a subir	9.7%	3.38%
Incrementos de costes totales a bajar	1.6%	0.19%

El generador 4 sigue siendo el encargado de regular, Tabla 4-8 y Figura 4-18.

Tabla 4-8 Resumen de las potencias de regulación, con y sin corrección de los desvíos

	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
	Promedio [MW]	Desviación típica [MW]	Promedio [MW]	Desviación típica [MW]
Gen. 1	0.1135	1.5	0.1059	1.5
Gen. 2	1.28	10	3.365	7.98

Figura 4-18 Distribución de probabilidades de la regulación del generador 4, compensando desvíos reales

Si se compensan los desvíos, el generador 4 se ve menos cargado a la hora de regular, como se puede observar en la Figura 4-19.

Figura 4-19 Distribución de probabilidades de la regulación del generador 4, compensando desvíos corregidos.

En la Tabla 4-9 se tienen las líneas más afectadas por la inyección de potencia de ambos parques

Tabla 4-9 Resultados de los flujos en las líneas

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
6	8	0,9408	7,8190	2,6011	6,2025
27	29	-0,9218	5,4957	-1,5277	4,3394
28	27	-0,8587	5,1444	-1,5758	4,1381
10	21	-0,2498	4,2703	-1,0844	3,3078
21	22	-0,1433	3,1397	0,2476	2,2501
6	28	-0,5158	3,0667	-0,8120	2,4245
9	10	-0,2210	2,9994	-0,8233	2,3508
6	9	-0,2210	2,9994	-0,8233	2,3508
24	25	-0,4318	2,7881	-0,5630	2,1041
25	27	-0,4318	2,7881	-0,5630	2,1041
22	24	-0,2789	2,2749	-0,2255	1,6427
8	28	-0,3429	2,2731	-0,7638	1,8363
27	30	-0,3687	2,1983	-0,6111	1,7358
29	30	0,3687	2,1983	0,6111	1,7358
4	12	-0,1910	2,0423	-0,6013	1,6360

En las Figura 4-20, Figura 4-21, Figura 4-22, Figura 4-23 se pueden ver las variaciones en las distribuciones de probabilidad de los incrementos de flujos en las líneas 6-28 y 8-28.

Figura 4-20 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos reales

Figura 4-21 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 6-28, con desvíos corregidos

Figura 4-22 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 8-28, con desvíos reales

Figura 4-23 Curva de probabilidad de los flujos en la línea 8-28, con desvíos corregidos

El comportamiento es muy similar a los casos anteriores, salvo por el hecho de que existen horas en las que la solución del OPF, que representa la regulación, pasa por el deslastre de generación eólica. En este caso, solo el parque eólico C, situado en el bus 21, sufre limitación

de potencia durante 398 h. En la Figura 4-24 se representa el histograma de deslastre de potencia del parque eólico C.

Figura 4-24 Histograma de potencias deslastradas del parque C, con desvíos reales

La corrección incide de manera importante en disminuir las limitaciones de potencia del parque eólico, como se puede observar en la Figura 4-25, donde dichas limitaciones solo tienen lugar durante 127 horas.

Figura 4-25 Histograma de potencias deslastradas del parque C, con desvíos corregidos

Por lo tanto, la corrección de desvíos con un almacenamiento de hidrógeno diseñado para compensar desvíos no supone una mejora radical de las potencias puestas en juego en regulación, ni las variaciones en los flujos de energía en la red. En redes con alta penetración eólica disminuyen las necesidades de limitación de potencia de los parques eólicos instalados, como se ha visto en el caso 3.

Referencias

- [1] H. e. a. Zeineldin, «Impact of wind farm integration on electricity market prices,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, nº 1, pp. 84-95, 2009.
- [2] H. V. M. Siahkali, «Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system,» *Electric Power Systems Research*, vol. 80, nº 9, pp. 1006-1017, 2010.
- [3] J. e. a. Tryggv, «On the market impact of wind energy forecast,» *Energy Economics*, nº 32, pp. 313-320, 2010.
- [4] J. e. a. Usaola, «Optimal bidding of wind energy in intraday markets,» de *Energy Market. EEM 2009. 6th International Conference*, Leuven, 2009.
- [5] J. e. a. Morales, «Electricity market clearing with improved scheduling of stochastic production,» *European Journal of Operational Research*, nº 235, pp. 765-774, 2014.
- [6] M. e. a. Ghofrani, «Operating reserve requirements in a power system with disperse wind generation,» de *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, 2012.
- [7] L. e. a. Changling, «Estimation of Wind Penetration as Limited by Frequency Deviation,» *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, nº 3, pp. 783-791, 2007.
- [8] A. e. a. Amirsaman, «Cost analysis of a power system using probabilistic optimal power flow, with energy storage integration and wind generation,» *Electrical power and energy systems*, nº 53, pp. 832-841, 2013.
- [9] I. I. a. C. Center, «OPTI TOLLBOX,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.i2c2.aut.ac.nz/Wiki/OPTI/>.
- [10] M. e. a. Ghofrani, «A stochastic framework for power system operation with wind generation and energy storage integration,» de *Innovate Smart Grid Technologies Conference (ISGT). IEEE PES*, Washington, DC, 2014.

Capítulo 5: Conclusiones

La presente tesis toma como hilo conductor la generación, almacenamiento y uso del hidrógeno para compensar los desvíos respecto a la previsión de la energía generada por parque eólicos y huertas solares. Para ello, se parte de unos datos de potencia eólica y solar prevista, con una antelación de 24 h y la real generada.

Conclusiones previas

- El despegue económico de los países asiáticos y su aumento exponencial del consumo de energía hacen que las reservas de combustibles fósiles se vean disminuidas, con el aumento del precio de los combustibles y la explotación de recursos, antes no rentables.
- Existe una diferencia acusada entre los consumidores de energía y los que tienen los recursos energéticos.
- El uso de combustibles fósiles tienen efectos medioambientales a nivel global, como el efecto invernadero.
- Parece necesario disminuir el grado de dependencia energética del exterior y eso para por el uso de los recursos energéticos, a los que cada región tienen acceso.
- Las energías renovables usan recursos extensivos que se encuentran en las zonas donde se consumen. El acercamiento de la generación y el consumo hace disminuir las pérdidas en transporte, aparte de mejorar la dependencia energética del exterior.
- Las energías renovables de más implantación tienen un grado de incertidumbre alto y no se adaptan a la demanda. Esto da lugar a un aumento de generación de respaldo y a un empeoramiento en la calidad de la energía que se suministra.
- Desde el punto de vista técnico, parece razonable usar un sistema de almacenamiento de energía para adecuar la generación a la demanda.

Costes de generación de hidrógeno

- Es complicado encontrar costes de los equipos principales que formarían una planta de hidrógeno, así como factores de escala para corregir los costes con el tamaño de la planta. En la bibliografía hay multitud de autores y cada uno pone costes diferentes, lo que hace poco realista cualquier dato que se tome. Aunque al haberse realizado la

tesis sin colaboración de ningún organismo, ha sido necesario tomar los costes que se creían más actualizados y realistas.

- Se han estudiado los diferentes tipos de almacenamiento de hidrógeno, decantándose por el almacenamiento comprimido como el más viable al ser una tecnología asentada, aunque conlleve más equipos.
- De la diversidad de pilas de combustible, se ha decidido usar las de tipo PEM, por su rápida respuesta, bajas temperaturas de funcionamiento y bajos tiempos de arranque y parada.

Operación de la planta

- A partir de los datos de potencia prevista y realmente generada, se han desarrollado programas que simulan la operación de la planta de hidrógeno con la finalidad de determinar el tamaño de los equipos principales (electrolizador y pila de combustible), para posteriormente realizar un análisis de sensibilidad de la disminución de los desvíos en función del almacenamiento de energía. El tamaño de estos equipos ha dependido de los desvíos máximos que se van a cubrir. Se ha usado una función de corrección de desvíos para limitar el tamaño de estos equipos, dejando desvíos sin cubrir, aunque supongan un sobrecoste.
- Se han aplicado los costes de la planta de hidrógeno a los resultados obtenidos en la operación de la misma, dando como resultado que no es rentable el uso del hidrógeno como elemento de corrección de desvíos. Es necesario disminuir los costes de la planta de hidrógeno entre 3 y 10 veces dependiendo de la central renovable estudiada. Este estudio de costes se ha realizado usando como referencia un precio al desvío de la electricidad y usando dos métodos diferentes. Comparando costes y usando el concepto de coste equivalente de la electricidad (LCOE).
- El funcionamiento compensando desvíos infrutiliza la instalación de hidrógeno.
- Con el objetivo de mejorar los ingresos se ha programado otro modo de operación de la planta, en la que en función del precio de venta de la electricidad, se usa la misma como central de bombeo. Teniendo en este caso unos ingresos adicionales por la diferencia de precios entre las horas en las que se genera hidrógeno y en las que se usa. Sin embargo, el bombeo no es suficiente para mejorar la relación costes y precio del desvío.
- La conclusión más importante es que con el modo de operación diseñado y con los costes empleados, no es rentable el uso del hidrógeno para compensar sólo los desvíos, como objetivo fundamental.

- En un artículo iniciador de la tesis se empleó toda la energía generada por un parque eólico en producir hidrógeno para venderlo posteriormente en los mercados intradiarios, limitando el almacenamiento de energía a 4 h, correspondientes al intervalo de tiempo entre sesiones de intradiario. En este caso, el hidrógeno se usaba en motores de combustión interna, turbinas de gas y pilas de combustible. El análisis económico revelaba que no era rentable la planta de hidrógeno y necesitaba primas y subvenciones del orden de la fotovoltaica.

Influencia en la red

- Se ha utilizado el concepto de flujo óptimo de carga (OPF) para simular el mercado diario y los servicios complementarios, utilizando la minimización de costes como función objetivo.
- Se parte de una red tipo de 30 nudos, 41 líneas y 6 generadores convencionales. Sobre esta red se simulan las potencias de partida realizando un primer OPF, que representaría el mercado. Y dos OPF posteriores simulando la compensación de los desvíos reales y los generados con la compensación de la planta de hidrógeno. Observándose en esta red y con los costes de las centrales una mejora en la distribución de probabilidades de regulación de los generadores y en las variaciones de flujos en las líneas. Cuando intervienen varios parques la compensación depende del solape de las potencias inyectadas por los parques. En unos casos los desvíos disminuyen, no solo por la planta de hidrógeno, sino también al compensarse los desvíos entre sí.
- El aumento de la penetración eólica hace que el optimizador limite la potencia en los parques eólicos. En la simulación se limita la potencia inyectada por un parque, del orden de 400 h. Esta limitación se ve reducida a 127h, con la planta de hidrógeno. En este caso la planta es beneficiosa ya que permite aumentar la penetración eólica en la red.

Trabajos futuros

- Simular el comportamiento de la planta de hidrógeno para trabajar en regulación primaria y secundaria.
- Calcular los flujos óptimos de carga en alterna, aumentar la red en estudio, para localizar las ubicaciones óptimas para una planta de hidrógeno. Implementar gradientes de carga a las centrales y plantas de hidrógeno.
- Aplicar los procedimientos de operación a otros sistemas de almacenamiento de energía.

ANEXO A

Resultados de la simulación de operación de los parques eólicos B, C y la central fotovoltaica.

Figura A.1 Histograma de los desvíos del parque B

Figura A.2 Histograma de los desvíos del parque C

Figura A.3 Histograma de los desvíos del parque B, con un almacenamiento de 15 MWh

Figura A.4 Histograma de los desvíos del parque C, con un almacenamiento de 15 MWh

Figura A.5 Histograma de los desvíos de la central fotovoltaica, con un almacenamiento de 0.5 MWh

Figura A.6 Promedio de los desvíos de la central fotovoltaica con el almacenamiento

Figura A.7 Desviación típica de los desvíos de la central fotovoltaica con el almacenamiento.

Figura A.8 Evolución de la potencia del electrolizador con el almacenamiento en la central fotovoltaica

Figura A.9 Evolución de la potencia de la pila de combustible con el almacenamiento en la central fotovoltaica

Figura A.10 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque B

Figura A.11 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque C

Figura A.12 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque FT

Figura A.13 Almacenamiento óptimo en el parque B, con costes corregidos

Figura A.14 Almacenamiento óptimo en el parque C, con costes corregidos

Figura A.15 Almacenamiento óptimo en el parque FT, con costes corregidos

Figura A.16 Ajuste del almacenamiento en Parque B, a partir del LCOE

Figura A.17 Ajuste del almacenamiento en Parque C, a partir del LCOE

Figura A.18 Ajuste del almacenamiento en Parque FT, a partir del LCOE

Simulación de la operación de la planta de hidrógeno trabajando en bombeo

Figura A.19 Evolución del valor medio de los desvíos en la central fotovoltaica, trabajando en bombeo

Figura A.20 Evolución de la desviación típica de los desvíos en la central fotovoltaica, trabajando en bombeo

Figura A.21 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque B, trabajando en bombeo

Figura A.22 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque C, trabajando en bombeo

Figura A.23 Evolución de costes de la planta de H₂ y ahorro en desvíos, del parque FT, trabajando en bombeo

Figura A.24 Almacenamiento óptimo en el parque B, trabajando en bombeo, con costes corregidos

Figura A.25 Almacenamiento óptimo en el parque C, trabajando en bombeo, con costes corregidos

Figura A.26 Almacenamiento óptimo en el parque FT, trabajando en bombeo, con costes corregidos

Figura A.27 Optimización almacenamiento del parque B, trabajando en bombeo

Figura A.28 Optimización almacenamiento del parque C, trabajando en bombeo

Figura A.29 Optimización almacenamiento del parque FT, trabajando en bombeo

ANEXO B

Código Matlab de cálculo de la operación de la planta de hidrógeno.

```
clear Buff P_H2 P_elec Desv_real P_FC;

p=1;
o=2;

% Almacenamiento de H2 inicial, en energia[MWh]
inc_Buffer=5; %[MWh]
Buffer_max=2000; %[MWh]

% Rendimiento electrolizador y pila de combustible
Rend_ELEC=0.64; %dato electrolizador PEM 2015
Rend_AC_DC=0.9;
Rend_FC=0.48;
Rend_DC_AC=0.9;
Rend_isent=0.75; %rendimiento isentropico compresor
Rend_acc=0.95; %Rend accionamiento compr
Temp_in=60+273; %[K] temp entrada H2 al comp
Coef_adiab=1.4;
R=4.124; %[kJ/kgK]
Pres1=10; %[bar] pres entrada al comp
Pres2=250; %[bar] pres salida comp
PCI_H2=33.6; %[kWh/kg]
K_comp=(1/(PCI_H2*3.6))*R*Coef_adiab/(Coef_adiab-
1)*Temp_in*((Pres2/Pres1)^((Coef_adiab-1)/Coef_adiab)-1)/1000; %
[pu] [MW/(MW_H2))]
% en el paso de potencia electrica a H2 se tiene en cuenta la
necesidad de
% compresión
K_AC_H2=Rend_ELEC*Rend_AC_DC/(1+K_comp*Rend_ELEC*Rend_AC_DC);
%conversion de energía alterna a H2

for k=1:3
    switch k
        case 1
            letra='A';
            Pmax=13;
        case 2
            letra='B';
            Pmax=50;
        case 3
            letra='C';
            Pmax=45.5;
    end
    % potencia programada
    nombre=['parque_' letra '.txt'];
    Potencia=load(nombre, '-ascii');

    % datos filtrados, eliminando 0 de pot real y estimada
    y=Potencia(and(ne(Potencia(:,1),0),ne(Potencia(:,2),0)),:);
    % potencia real y estimada
    Pot_real=y(:,1);
    Pot_prog=y(:,2);
    Pot_real_C=Pot_real;
```

```

Pot_prog_C=Pot_prog;

% Desvío producido, desv=prod real - prod prog
Desvio=Pot_real-Pot_prog;
dim=size(Desvio);
dim=dim(1);
i=1; %contador
% inicializacion de variables
Buff=zeros(dim,1);
P_H2=zeros(dim,1); %Pot en H2 tras el electrolizador
P_elec=zeros(dim,1); %Pot electrica inyectada a la red

Desv_real=zeros(dim,1);
P_FC=zeros(dim,1);
% Rango de almacenamiento
dimk=round(Buffer_max/inc_Buffer);
switch k
    case 1
        P_H2_max_A=zeros(dimk,1);
        P_FC_max_A=zeros(dimk,1);

        % Valores medios
        Prom_Desvio_A=zeros(dimk,1);
        Prom_Desv_real_A=zeros(dimk,1);
        % Desviaciones estandar
        Des_est_Desvio_A=zeros(dimk,1);
        Des_est_Desv_real_A=zeros(dimk,1);
        Buff_A=zeros(dimk,dim);
        P_H2_A=zeros(dimk,dim);
        P_FC_A=zeros(dimk,dim);
        P_elec_A=zeros(dimk,dim);

        Desvio_A=zeros(dimk,dim);
        Desv_real_A=zeros(dimk,dim);
        Desv_Tot_A=sum(abs(Desvio));

    case 2
        P_H2_max_B=zeros(dimk,1);
        P_FC_max_B=zeros(dimk,1);

        % Valores medios
        Prom_Desvio_B=zeros(dimk,1);
        Prom_Desv_real_B=zeros(dimk,1);
        % Desviaiones estandar
        Des_est_Desvio_B=zeros(dimk,1);
        Des_est_Desv_real_B=zeros(dimk,1);

        Buff_B=zeros(dimk,dim);
        P_H2_B=zeros(dimk,dim);
        P_FC_B=zeros(dimk,dim);
        P_elec_B=zeros(dimk,dim);

        Desvio_B=zeros(dimk,dim);
        Desv_real_B=zeros(dimk,dim);
        Desv_Tot_B=sum(abs(Desvio));

    case 3
        P_H2_max_C=zeros(dimk,1);
        P_FC_max_C=zeros(dimk,1);

```

```

        % Valores medios
        Prom_Desvio_C=zeros(dimk,1);
        Prom_Desv_real_C=zeros(dimk,1);
        % Desviaiones estandar
        Des_est_Desvio_C=zeros(dimk,1);
        Des_est_Desv_real_C=zeros(dimk,1);

        Buff_C=zeros(dimk,dim);
        P_H2_C=zeros(dimk,dim);
        P_FC_C=zeros(dimk,dim);
        P_elec_C=zeros(dimk,dim);

        Desvio_C=zeros(dimk,dim);
        Desv_real_C=zeros(dimk,dim);
        Desv_Tot_C=sum(abs(Desvio));

    end
    % operacion
    cont=1;
    for k1=0:inc_Buffer:Buffer_max
        Buffer=k1; %[MWh]
        Buffer_max=k1; %[MWh]
        Buffer_ant=Buffer;
        i=1; %contador
        while i<=dim
            Desv=Desvio(i);
            Desv=Desv*(1-abs(Desv)/Pmax); % corrige el desvio para el
almacenamiento
            if Desv>0

                Buff(i)=Buffer_ant+Desv*K_AC_H2;
                % Si se satura el Buffer de hidrogeno
                if Buff(i)>=Buffer_max
                    % solo pasamos a hidrogeno lo que quepa
                    P_H2(i)=Buffer_max-Buffer_ant;
                    % pot electrica generada sera la real menos lo que
                    % pasa a H2
                    P_elec(i)=Pot_real(i)-P_H2(i)/K_AC_H2;
                    % Desvío Real tendrá en cuenta lo que no pasa a
hidrogeno

                    Desv_real(i)=P_elec(i)-Pot_prog(i);
                    P_FC(i)=0;
                    Buffer_ant=Buffer_max;
                    Buff(i)=Buffer_max;

                end
                if Buff(i)<Buffer_max
                    % todo lo que sobra pasa a H2
                    P_H2(i)=Desv*K_AC_H2;
                    % Cumplo con el programa
                    P_elec(i)=Pot_real(i)-Desv;
                    % no tengo desvios
                    Desv_real(i)=Desvio(i)-Desv;
                    % No uso la pila de combustible
                    P_FC(i)=0;
                    Buffer_ant=Buff(i);
                end
            end

            end

            if Desv<=0

```

```

    % El almacenamiento suministra energía a la FC
    Buff(i)=Buffer_ant+Desv/(Rend_FC*Rend_DC_AC);
    % No se usa el electrolizador
    P_H2(i)=0;
    if Buffer_ant>-Desv/(Rend_FC*Rend_DC_AC)
        % La pila compensa el desvio
        P_FC(i)=-Desv/Rend_DC_AC;
        % Cumplo con el programa
        P_elec(i)=Pot_real(i)+P_FC(i)*Rend_DC_AC;
        % no tengo desvios
        Desv_real(i)=P_elec(i)-Pot_prog(i);
        % Se actualiza el Buffer
        Buffer_ant=Buff(i);
    elseif Buffer_ant<=-Desv/(Rend_FC*Rend_DC_AC)
        % Potencia FC consume lo del buffer
        P_FC(i)=Buffer_ant*(Rend_FC*Rend_DC_AC);
        % el buffer queda vacio
        Buffer_ant=0;
        Buff(i)=0;
        % La potencia eléctrica es la del aero más la pila
        P_elec(i)=Pot_real(i)+P_FC(i)*Rend_DC_AC;
        % El desvío generado es lo que no puede dar aero + FC
        Desv_real(i)=-Pot_prog(i)+P_elec(i);
    end

    end

    i=i+1;

end

% resumen de resultados

switch k
    case 1
        % resumen de resultados
        dim_A=dim;
        P_H2_max_A(cont)=max(P_H2)/Rend_ELEC;% potencia
        electrolizador
        P_FC_max_A(cont)=max(P_FC);
        % Valores medios
        Prom_Desvio_A(cont)=mean(Desvio);
        Prom_Desv_real_A(cont)=mean(Desv_real);
        % Desviaiones estandar
        Des_est_Desvio_A(cont)=std(Desvio);
        Des_est_Desv_real_A(cont)=std(Desv_real);

        Buff_A(cont,:)=Buff;
        P_H2_A(cont,:)=P_H2/Rend_ELEC;
        P_FC_A(cont,:)=P_FC;
        P_elec_A(cont,:)=P_elec;
        Desvio_A(cont,:)=Desvio;
        Desv_real_A(cont,:)=Desv_real;

    case 2
        % resumen de resultados
        dim_B=dim;
        P_H2_max_B(cont)=max(P_H2)/Rend_ELEC;
        P_FC_max_B(cont)=max(P_FC);

```

```

        % Valores medios
        Prom_Desvio_B(cont)=mean(Desvio);
        Prom_Desv_real_B(cont)=mean(Desv_real);
        % Desviaiones estandar
        Des_est_Desvio_B(cont)=std(Desvio);
        Des_est_Desv_real_B(cont)=std(Desv_real);

        Buff_B(cont,:)=Buff;
        P_H2_B(cont,:)=P_H2/Rend_ELEC;
        P_FC_B(cont,:)=P_FC;
        P_elec_B(cont,:)=P_elec;
        Desvio_B(cont,:)=Desvio;
        Desv_real_B(cont,:)=Desv_real;

    case 3
        % resumen de resultados
        dim_C=dim;
        P_H2_max_C(cont)=max(P_H2)/Rend_ELEC;
        P_FC_max_C(cont)=max(P_FC);
        % Valores medios
        Prom_Desvio_C(cont)=mean(Desvio);
        Prom_Desv_real_C(cont)=mean(Desv_real);
        % Desviaiones estandar
        Des_est_Desvio_C(cont)=std(Desvio);
        Des_est_Desv_real_C(cont)=std(Desv_real);

        Buff_C(cont,:)=Buff;
        P_H2_C(cont,:)=P_H2/Rend_ELEC;
        P_FC_C(cont,:)=P_FC;
        P_elec_C(cont,:)=P_elec;
        Desvio_C(cont,:)=Desvio;
        Desv_real_C(cont,:)=Desv_real;

    end

    cont=cont+1;
end
end

```


Secuencia de operación de la planta de hidrógeno trabajando en bombeo.

<i>Si</i> $C\&V_h = -1$ Consigna de compra de energía	
<i>Si</i> $\Delta P_{w,h} > 0$	$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} + P_{H2e,max} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}}$
	<i>Si</i> $B_{H2,h} > B_{H2,max}$
	$P_{H2e,h} = \frac{B_{H2,max} - B_{H2,h-1}}{K_{AC-H_2}} \cdot \eta_{AC-DC}$
	$B_{H2,h} = B_{H2,max}$
	<i>Si</i> $B_{H2,h} \leq B_{H2,max}$
	$P_{H2e,h} = P_{H2e,max}$
	<i>Si</i> $P_{H2e,h} \geq \Delta P_{w,h}$
	$P_{e,h} = \hat{P}_{w,h}; Desv_h = 0$
	$P_{H2eC,h} = \frac{P_{H2e,h}}{\eta_{AC-DC}} - \Delta P_{w,h}$
	$C_{H2eC,h} = \pi_{C\&V,h} P_{H2eC,h}$
	<i>Si</i> $P_{H2e,h} < \Delta P_{w,h}$
	$P_{e,h} = \hat{P}_{w,h} + \Delta P_{w,h} - \frac{P_{H2e,h}}{\eta_{AC-DC}}$
	$Desv_h = \Delta P_{w,h} - \frac{P_{H2e,h}}{\eta_{AC-DC}}$
	$P_{H2eC,h} = C_{H2eC,h} = 0$
$P_{FC,h} = 0$	
<i>Si</i> $\Delta P_{w,h} \leq 0$	$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} + P_{H2e,max} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}} + \frac{\Delta P_{w,h}}{\eta_{FC} \cdot \eta_{DC-AC}}$
	<i>Si</i> $-\Delta P_{w,h} \geq \frac{P_{FC,max}}{\eta_{DC-AC}} \rightarrow P_{FC,h} = P_{FC,max}$
	<i>Si</i> $-\Delta P_{w,h} < \frac{P_{FC,max}}{\eta_{DC-AC}} \rightarrow \frac{P_{FC,h}}{\eta_{DC-AC}} = -\Delta P_{w,h}$
	<i>Si</i> $B_{H2,h} < B_{H2,min}$
	$B_{H2,h} = B_{H2,min}$
	$P_{FC,h} = \eta_{FC} \left(B_{H2,h-1} + P_{H2e,max} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}} - B_{H2,min} \right)$
	<i>Si</i> $P_{FC,h} \geq P_{FC,max} \rightarrow P_{FC,h} = P_{FC,max}$
	$P_{H2eC,h} = \frac{P_{H2e,max}}{\eta_{AC-DC}}$
	<i>Si</i> $B_{H2,h} \in [B_{H2,min}, B_{H2,max}] \rightarrow P_{H2eC,h} = \frac{P_{H2e,max}}{\eta_{AC-DC}}$
	<i>Si</i> $B_{H2,h} > B_{H2,max}$
	$P_{H2eC,h} = \frac{B_{H2,max} - B_{H2,h-1} - \frac{P_{FC,h}}{\eta_{FC}}}{K_{AC-H_2}}$
	<i>Si</i> $P_{H2eC,h} < 0 \rightarrow P_{H2eC,h} = 0$
	$B_{H2,h} = B_{H2,max}$
	$P_{e,h} = P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$
	$Desv_h = P_{e,h} - \hat{P}_{w,h}$
	$C_{H2eC,h} = \pi_{C\&V,h} P_{H2eC,h}$
	$B_{H2,h-1} = B_{H2,h}$

$C\&V_h = 1$ Consigna de venta de energía					
$Si \Delta P_{w,h} > 0$	$P_{H2eC,h} = \Delta P_{w,h}$				
	$Si \Delta P_{w,h} \geq P_{H2e,max} \rightarrow P_{H2eC,h} = P_{H2e,max}$				
	$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} + P_{H2e,h} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}} - \frac{\Delta P_{w,h}}{\eta_{FC} \eta_{DC-AC}}$				
	<table><tr><td rowspan="2">$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$</td><td>$B_{H2,h} = B_{H2,min}$</td></tr><tr><td>$P_{FC,h} = \eta_{FC} \left(B_{H2,h-1} + P_{H2e,h} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}} - B_{H2,min} \right)$</td></tr></table>	$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$	$B_{H2,h} = B_{H2,min}$	$P_{FC,h} = \eta_{FC} \left(B_{H2,h-1} + P_{H2e,h} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}} - B_{H2,min} \right)$	
	$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$		$B_{H2,h} = B_{H2,min}$		
		$P_{FC,h} = \eta_{FC} \left(B_{H2,h-1} + P_{H2e,h} \frac{K_{AC-H_2}}{\eta_{AC-DC}} - B_{H2,min} \right)$			
	$Si B_{H2,h} \in [B_{H2,min}, B_{H2,max}] \rightarrow P_{FC,h} = P_{FC,max}$				
	<table><tr><td rowspan="3">$Si B_{H2,h} > B_{H2,max}$</td><td>$B_{H2,h} = B_{H2,max}$</td></tr><tr><td>$P_{FC,h} = P_{FC,max}$</td></tr><tr><td>$P_{H2eC,h} = \frac{B_{H2,max} - B_{H2,h-1} + \frac{P_{FC,h}}{\eta_{FC}}}{K_{AC-H_2}} \eta_{AC-DC}$</td></tr></table>	$Si B_{H2,h} > B_{H2,max}$	$B_{H2,h} = B_{H2,max}$	$P_{FC,h} = P_{FC,max}$	$P_{H2eC,h} = \frac{B_{H2,max} - B_{H2,h-1} + \frac{P_{FC,h}}{\eta_{FC}}}{K_{AC-H_2}} \eta_{AC-DC}$
	$Si B_{H2,h} > B_{H2,max}$		$B_{H2,h} = B_{H2,max}$		
			$P_{FC,h} = P_{FC,max}$		
$P_{H2eC,h} = \frac{B_{H2,max} - B_{H2,h-1} + \frac{P_{FC,h}}{\eta_{FC}}}{K_{AC-H_2}} \eta_{AC-DC}$					
$Desv_h = \Delta P_{w,h} - \frac{P_{H2e,h}}{\eta_{AC-DC}}$					
$P_{e,h} = \hat{P}_{w,h} + Desv_h$					
$B_{H2,h} = B_{H2,h-1}$					
$Si \Delta P_{w,h} \leq 0$	$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} - \frac{P_{FC,max}}{\eta_{FC}}$				
	<table><tr><td rowspan="2">$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$</td><td>$B_{H2,h} = B_{H2,min}$</td></tr><tr><td>$P_{FC,h} = \eta_{FC} (B_{H2,h-1} + B_{H2,min})$</td></tr></table>	$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$	$B_{H2,h} = B_{H2,min}$	$P_{FC,h} = \eta_{FC} (B_{H2,h-1} + B_{H2,min})$	
	$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$		$B_{H2,h} = B_{H2,min}$		
		$P_{FC,h} = \eta_{FC} (B_{H2,h-1} + B_{H2,min})$			
	$Si B_{H2,h} \geq B_{H2,min} \rightarrow P_{FC,h} = P_{FC,max}$				
	<table><tr><td rowspan="3">$Si P_{FC,h} > \Delta P_{w,h}$</td><td>$P_{e,h} = \hat{P}_{w,h}$</td></tr><tr><td>$P_{FC_V,h} = P_{FC,h} - \Delta P_{w,h}$</td></tr><tr><td>$Desv_h = 0$</td></tr></table>	$Si P_{FC,h} > \Delta P_{w,h} $	$P_{e,h} = \hat{P}_{w,h}$	$P_{FC_V,h} = P_{FC,h} - \Delta P_{w,h} $	$Desv_h = 0$
	$Si P_{FC,h} > \Delta P_{w,h} $		$P_{e,h} = \hat{P}_{w,h}$		
			$P_{FC_V,h} = P_{FC,h} - \Delta P_{w,h} $		
		$Desv_h = 0$			
	<table><tr><td rowspan="3">$Si P_{FC,h} \leq \Delta P_{w,h}$</td><td>$P_{FC_V,h} = 0,$</td></tr><tr><td>$P_{e,h} = P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$</td></tr><tr><td>$Desv_h = \Delta P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$</td></tr></table>	$Si P_{FC,h} \leq \Delta P_{w,h} $	$P_{FC_V,h} = 0,$	$P_{e,h} = P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$	$Desv_h = \Delta P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$
	$Si P_{FC,h} \leq \Delta P_{w,h} $		$P_{FC_V,h} = 0,$		
			$P_{e,h} = P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$		
		$Desv_h = \Delta P_{w,h} + P_{FC,h} \cdot \eta_{DC-AC}$			
$P_{H2e,h} = 0$					
$Si P_{FC_V,h} \geq P_{FC,max} \rightarrow P_{FC_V,h} = P_{FC,max}$					
$Si P_{FC_V,h} \leq P_{FC,min} \rightarrow P_{FC_V,h} = 0$					
$P_{FC,h} = P_{FC_V,h}$					
$I_{FC,h} = \pi_{C\&V,h} P_{FC_V,h} \cdot \eta_{DC-AC}$					

$Si C\&V_h = 0$ Solo compensar desvíos					
$Si \Delta P_{w,h} > 0$					
	$Si \Delta P_{w,h} \geq P_{H2e,max} \rightarrow P_{H2e,h} = P_{H2e,max}$				
	$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} + P_{H2e,h} \frac{K_{AC-H2}}{\eta_{AC-DC}}$				
	<table> <tr> <td>$Si B_{H2,h} \geq B_{H2,max}$</td> <td>$P_{H2e,h} = (B_{H2,max} - B_{H2,h-1}) \frac{\eta_{AC-DC}}{K_{AC-H2}}$</td> </tr> <tr> <td></td> <td>$B_{H2,h} = B_{H2,max}$</td> </tr> </table>	$Si B_{H2,h} \geq B_{H2,max}$	$P_{H2e,h} = (B_{H2,max} - B_{H2,h-1}) \frac{\eta_{AC-DC}}{K_{AC-H2}}$		$B_{H2,h} = B_{H2,max}$
	$Si B_{H2,h} \geq B_{H2,max}$	$P_{H2e,h} = (B_{H2,max} - B_{H2,h-1}) \frac{\eta_{AC-DC}}{K_{AC-H2}}$			
		$B_{H2,h} = B_{H2,max}$			
	$Si B_{H2,h} < B_{H2,max} \rightarrow P_{H2e,h} = \Delta P_{w,h} \cdot \eta_{AC-DC}$				
	$P_{e,h} = P_{w,h} - \frac{P_{H2e,h}}{\eta_{AC-DC}}$				
	$Desv_h = P_{e,h} - \hat{P}_{w,h}$				
$P_{FC,h} = 0, B_{H2,h-1} = B_{H2,h}$					
$Si \Delta P_{w,h} \leq 0$					
	$Si \Delta P_{w,h} \geq P_{FC,max} \eta_{DC-AC} \rightarrow P_{FC,h} = P_{FC,max}$				
	$Si \Delta P_{w,h} < P_{FC,max} \eta_{DC-AC} \rightarrow P_{FC,h} = \frac{ \Delta P_{w,h} }{\eta_{DC-AC}}$				
	$B_{H2,h} = B_{H2,h-1} - \frac{P_{FC,h}}{\eta_{FC}}$				
	$P_{H2,h} = P_{H2e,h} = 0$				
	$Si B_{H2,h} < B_{H2,min}$				
	<table> <tr> <td></td> <td>$P_{FC,h} = (B_{H2,h-1} - B_{H2,min}) \eta_{FC}$</td> </tr> <tr> <td></td> <td>$B_{H2,h-1} = B_{H2,h} = B_{H2,min}$</td> </tr> </table>		$P_{FC,h} = (B_{H2,h-1} - B_{H2,min}) \eta_{FC}$		$B_{H2,h-1} = B_{H2,h} = B_{H2,min}$
	$P_{FC,h} = (B_{H2,h-1} - B_{H2,min}) \eta_{FC}$				
	$B_{H2,h-1} = B_{H2,h} = B_{H2,min}$				
	$P_{e,h} = P_{w,h} + P_{FC,h}$				
	$Desv_h = P_{e,h} - \hat{P}_{w,h}$				
$Benf = \sum I_{FC,h} - \sum C_{H2eC,h}$					

Código Matlab de cálculo de la operación de la planta de hidrógeno con bombeo.

```
clear all
% Ejecutar primero este programa y luego el de fotovoltaica
p=1;
o=2;

load Tabla_Precios; % en Precios_e [hora precio precio_med precio_max
precio_min]
Ku=0.3;
Kb=0.3;
Compra_Venta=[0 0 0];
for t=1:size(Precios_e,1)

    if Precios_e(t,2)>Precios_e(t,3)+Ku*(Precios_e(t,4)-
Precios_e(t,3))
        Compra_Venta=[Compra_Venta;Precios_e(t,1) Precios_e(t,2) 1];
    elseif Precios_e(t,2)<Precios_e(t,3)-Kb*(Precios_e(t,3)-
Precios_e(t,5))
        Compra_Venta=[Compra_Venta;Precios_e(t,1) Precios_e(t,2) -1];
    else
        Compra_Venta=[Compra_Venta;Precios_e(t,1) Precios_e(t,2) 0];
    end
end
Compra_Venta=Compra_Venta(2:size(Compra_Venta,1),:);

% Almacenamiento de H2 inicial, en energia[MWh]
inc_Buffer=5; %[MWh]
Buffer_max=2000; %[MWh]
Buffer_min=0;
% Rendimiento electrolizador y pila de combustible
Rend_ELEC=0.64; %dato electrolizador PEM 2015
Rend_AC_DC=0.9;
Rend_FC=0.48;
Rend_DC_AC=0.9;
Rend_isent=0.75; %rendimiento isentropico compresor
Rend_acc=0.95; %Rend accionamiento compr
Temp_in=60+273; %[K] temp entrada H2 al comp
Coef_adiab=1.4;
R=4.124; %[kJ/kgK]
Pres1=10; %[bar] pres entrada al comp
Pres2=250; %[bar] pres salida comp
PCI_H2=33.6; %[kWh/kg]
K_comp=(1/(PCI_H2*3.6))*R*Coef_adiab/(Coef_adiab-
1)*Temp_in*((Pres2/Pres1)^((Coef_adiab-1)/Coef_adiab)-1)/1000; %
[pu] [MW/(MW_H2))]
% en el paso de potencia electrica a H2 se tiene en cuenta la
necesidad de
% compresión
K_AC_H2=Rend_ELEC*Rend_AC_DC/(1+K_comp*Rend_ELEC*Rend_AC_DC);
%conversion de energía alterna a H2

for k=1:3
    switch k
        case 1
            letra='A';
            Pmax=13;
```

```

        P_FC_max=3.6; %[MW] potencia generada por la FC
        P_H2e_max=2.8; %[MW] potencia inyectada al electrolizador

    case 2
        letra='B';
        Pmax=50;
        %
        P_FC_max=12.5 %[MW] potencia generada por la FC
        %
        P_H2e_max=12.5 %[MW] potencia inyectada al
electrolizador
        P_FC_max=13.8; %[MW] potencia generada por la FC
        P_H2e_max=10.9; %[MW] potencia inyectada al
electrolizador
    case 3
        letra='C';
        Pmax=45.5;
        P_FC_max=12.6; %[MW] potencia generada por la FC
        P_H2e_max=9.9; %[MW] potencia inyectada al electrolizador

    end
    % potencia programada
    nombre=['parque_' letra '.txt'];
    Potencia=load(nombre, '-ascii');
    if size(Potencia,1)>8760
        Potencia=Potencia(1:8760,:);
    end
    % datos filtrados, eliminando 0 de pot real y estimada
    % potencia real y estimada
    Pot_real=Potencia(:,1);
    Pot_prog=Potencia(:,2);

    % Desvío producido, desv=prod real - prod prog
    Desvio=Pot_real-Pot_prog;
    dim=size(Desvio,1);

    i=1; %contador
    % inicializacion de variables
    Buff=zeros(dim,1); %Buffer
    P_H2=zeros(dim,1); %Pot en H2 del electrolizador
    P_H2e=zeros(dim,1); %Pot electrica al electrolizador
    P_elec=zeros(dim,1); %Pot electrica del aero+H2 compensando desvios
    Desv_real=zeros(dim,1); %Desvios
    P_FC=zeros(dim,1); %Pot generada por la FC
    P_H2_B=zeros(dim,1); % potencia consumida electrolizador en bombeo
    C_H2_B=zeros(dim,1); % coste del consumo en bombeo
    P_FC_B=zeros(dim,1); % Potencia generada por FC en venta
    V_FC_B=zeros(dim,1); % ingresos por la venta
    % Rango de almacenamiento
    dimk=round(Buffer_max/inc_Buffer);
    switch k
        case 1
            C_H2b_A=zeros(dimk,1);
            V_FCb_A=zeros(dimk,1);
            Benef_A=zeros(dimk,1);
            P_H2e_A_B=zeros(dimk,dim); %Pot al electrolizador en
bombeo
            P_H2e_A=zeros(dimk,dim); % Pot al electrolizador
            P_FC_A_B=zeros(dimk,dim); % Pot de la FC en venta
            P_FC_A=zeros(dimk,dim); %Pot de la FC

```

```

        % Valores medios
        Prom_Desvio_A=zeros(dimk,1);
        Prom_Desv_real_A=zeros(dimk,1);
        % Desviaiones estandar
        Des_est_Desvio_A=zeros(dimk,1);
        Des_est_Desv_real_A=zeros(dimk,1);
        Buff_A=zeros(dimk,dim);

        P_elec_A=zeros(dimk,dim);
        Desvio_A=zeros(dimk,dim);
        Desv_real_A=zeros(dimk,dim);
        Desv_Tot_A=sum(abs(Desvio));

case 2
    C_H2b_B=zeros(dimk,1);
    V_FCb_B=zeros(dimk,1);
    Benef_B=zeros(dimk,1);
    P_H2e_B_B=zeros(dimk,dim);
    P_H2e_BB=zeros(dimk,dim);
    P_FC_BB=zeros(dimk,dim);
    P_FC_BB_B=zeros(dimk,dim);

    % Valores medios
    Prom_Desvio_B=zeros(dimk,1);
    Prom_Desv_real_B=zeros(dimk,1);
    % Desviaiones estandar
    Des_est_Desvio_B=zeros(dimk,1);
    Des_est_Desv_real_B=zeros(dimk,1);

    Buff_B=zeros(dimk,dim);

    P_elec_B=zeros(dimk,dim);
    Desvio_B=zeros(dimk,dim);
    Desv_real_B=zeros(dimk,dim);
    Desv_Tot_B=sum(abs(Desvio));
case 3
    C_H2b_C=zeros(dimk,1);
    V_FCb_C=zeros(dimk,1);
    Benef_C=zeros(dimk,1);
    P_H2e_C_B=zeros(dimk,dim);
    P_H2_C=zeros(dimk,dim);
    P_FC_C=zeros(dimk,dim);
    P_FC_C_B=zeros(dimk,dim);
    % Valores medios
    Prom_Desvio_C=zeros(dimk,1);
    Prom_Desv_real_C=zeros(dimk,1);
    % Desviaiones estandar
    Des_est_Desvio_C=zeros(dimk,1);
    Des_est_Desv_real_C=zeros(dimk,1);

    Buff_C=zeros(dimk,dim);

    P_elec_C=zeros(dimk,dim);
    Desvio_C=zeros(dimk,dim);
    Desv_real_C=zeros(dimk,dim);
    Desv_Tot_C=sum(abs(Desvio));
end

```

```

% operacion
cont=1;
for k1=0:inc_Buffer:Buffer_max
Buffer=k1; %[MWh]
Buffer_max=k1;%[MWh]
Buffer_ant=Buffer;
i=1; %contador
while i<=dim
    Desv=Desvio(i);
    if Compra_Venta(i,3)==-1
    if Desv>0
        Buff(i)=Buffer_ant+P_H2e_max*K_AC_H2/Rend_AC_DC;
        if Buff(i)>Buffer_max
            P_H2e(i)=(Buffer_max-
Buffer_ant)/K_AC_H2*Rend_AC_DC;
            Buff(i)=Buffer_max;
        elseif Buff(i)<=Buffer_max
            P_H2e(i)=P_H2e_max;
        end
        if P_H2e(i)>=Desv
            P_elec(i)=Pot_prog(i);
            P_H2_B(i)=P_H2e(i)/Rend_AC_DC-Desv;
            C_H2_B(i)=Compra_Venta(i,2)* P_H2_B(i);
            Desv_real(i)=0;

        elseif P_H2e(i)<Desv
            P_elec(i)=Pot_prog(i)+Desv-P_H2e(i)/Rend_AC_DC;
            Desv_real(i)=Desv-P_H2e(i)/Rend_AC_DC;
            C_H2_B(i)=0;
            P_H2_B(i)=0;

        end
        P_FC(i)=0;
    elseif Desv<=0

Buff(i)=Buffer_ant+P_H2e_max*K_AC_H2/Rend_AC_DC+Desv/(Rend_FC*Rend_DC_
AC);

        if abs(Desv)>=P_FC_max/Rend_DC_AC
            P_FC(i)=P_FC_max;
        elseif abs(Desv)<P_FC_max/Rend_DC_AC
            P_FC(i)=abs(Desv)*Rend_DC_AC;
        end
        if Buff(i)<Buffer_min
            Buff(i)=Buffer_min;

P_FC(i)=Rend_FC*(Buffer_ant+P_H2e_max*K_AC_H2/Rend_AC_DC-Buffer_min);
        if P_FC(i)>P_FC_max
            P_FC(i)=P_FC_max;
        end

        P_H2_B(i)=P_H2e_max;
    elseif Buff(i)>=Buffer_min && Buff(i)<=Buffer_max
        P_H2_B(i)=P_H2e_max;
    end
end
end

```

```

elseif Buff(i) >= Buffer_max
    P_H2_B(i) = (Buffer_max - Buffer_ant -
P_FC(i) / Rend_FC) / K_AC_H2;
    if P_H2_B(i) < 0
        P_H2_B(i) = 0;
    end
    Buff(i) = Buffer_max;
end

P_elec(i) = Pot_real(i) + P_FC(i);
Desv_real(i) = P_elec(i) - Pot_prog(i);
C_H2_B(i) = Compra_Venta(i, 2) * P_H2_B(i);

end
Buffer_ant = Buff(i);

elseif Compra_Venta(i, 3) == 1

    if Desv > 0
        if Desv >= P_H2e_max
            P_H2e(i) = P_H2e_max;
        else
            P_H2e(i) = Desv;
        end
        Buff(i) = Buffer_ant + P_H2e(i) * K_AC_H2 / Rend_AC_DC -
P_FC_max / Rend_FC;
        if Buff(i) < Buffer_min
            Buff(i) = Buffer_min;
            P_FC_B(i) = (Buffer_ant + P_H2e(i) * K_AC_H2 / Rend_AC_DC -
Buff(i)) * Rend_FC; %vendo

elseif Buff(i) >= Buffer_min && Buff(i) <= Buffer_max
    P_FC_B(i) = P_FC_max;

elseif Buff(i) >= Buffer_max
    Buff(i) = Buffer_max;
    P_FC_B(i) = P_FC_max;
    P_H2e(i) = (Buffer_max -
Buffer_ant + P_FC_B(i) / Rend_FC) / K_AC_H2 * Rend_AC_DC;

end
Desv_real(i) = Desv - P_H2e(i) / Rend_AC_DC;
Buffer_ant = Buff(i);

P_elec(i) = Pot_prog(i) + Desv_real(i);

elseif Desv <= 0

    Buff(i) = Buffer_ant - P_FC_max / Rend_FC;
    if Buff(i) < Buffer_min
        P_FC(i) = (Buffer_ant - Buffer_min) * Rend_FC;
        Buff(i) = Buffer_min;
    else
        P_FC(i) = P_FC_max;
    end
end

```



```

        if P_FC(i)>abs(Desv)
            P_FC_B(i)=P_FC(i)-abs(Desv);

            P_elec(i)=Pot_prog(i);
            Desv_real(i)=0;

        elseif P_FC(i)<=abs(Desv)
            P_FC_B(i)=0;
            P_elec(i)=Pot_real(i)+P_FC(i)*Rend_DC_AC;
            Desv_real(i)=Desv+P_FC(i)*Rend_DC_AC;

        end

        P_H2e(i)=0;

    end
    if P_FC_B(i)>P_FC_max
        P_FC_B(i)=P_FC_max;
    elseif P_FC_B(i)<0
        P_FC_B(i)=0;
    end
    P_FC(i)=P_FC_B(i);

    V_FC_B(i)=Compra_Venta(i,2)*P_FC_B(i)*Rend_DC_AC;

elseif Compra_Venta(i,3)==0
if Desv>0
    if Desv>P_H2e_max/Rend_AC_DC
        Desv=P_H2e_max/Rend_AC_DC;

    end
    Buff(i)=Buffer_ant+Desv*K_AC_H2/Rend_AC_DC;
    % Si se satura el Buffer de hidrogeno
    if Buff(i)>=Buffer_max
        % solo pasamos a hidrogeno lo que quepa
        P_H2e(i)=(Buffer_max-Buffer_ant)*Rend_AC_DC/K_AC_H2;
        Buff(i)=Buffer_max;

    end
    if Buff(i)<Buffer_max
        % todo lo que sobra pasa a H2
        P_H2e(i)=Desv*Rend_AC_DC;

    end

    % pasa a H2
    P_elec(i)=Pot_real(i)-P_H2e(i)/Rend_AC_DC;
    % Desvío Real tendrá en cuenta lo que no pasa a
hidrogeno

    Desv_real(i)=P_elec(i)-Pot_prog(i);
    P_FC(i)=0;

    Buffer_ant=Buff(i);
end

```

```

if Desv<=0
    if abs(Desv)>=P_FC_max*Rend_DC_AC
        P_FC(i)=P_FC_max;
    elseif abs(Desv)<P_FC_max*Rend_DC_AC
        P_FC(i)=abs(Desv)/Rend_DC_AC;
    end
    % El almacenamiento suministra energía a la FC
    Buff(i)=Buffer_ant-P_FC(i)/Rend_FC;
    % No se usa el electrolizador
    P_H2e(i)=0;

    if Buff(i)<Buffer_min
        Buff(i)=Buffer_min;
        P_FC(i)=(Buffer_ant-Buffer_min)*Rend_FC;
        % Se actualiza el Buffer
        Buffer_ant=Buff(i);
    end

    P_elec(i)=Pot_real(i)+P_FC(i)*Rend_DC_AC;

    Desv_real(i)=P_elec(i)-Pot_prog(i);
end
end

i=i+1;

end
Beneficio=sum(V_FC_B)-sum(C_H2_B);

% resumen de resultados

switch k
case 1
    % resumen de resultados
    dim_A=dim;
    C_H2b_A(cont)=sum(C_H2_B);
    V_FCb_A(cont)=sum(V_FC_B);
    Benef_A(cont)=Beneficio;
    P_H2e_A(cont,:)=P_H2e;
    P_H2e_A_B(cont,:)=P_H2_B;
    P_FC_A_B(cont,:)=P_FC_B;
    P_FC_A(cont,:)=P_FC;

    % Valores medios
    Prom_Desvio_A(cont)=mean(Desvio);
    Prom_Desv_real_A(cont)=mean(Desv_real);

    % Desviaiones estandar
    Des_est_Desvio_A(cont)=std(Desvio);
    Des_est_Desv_real_A(cont)=std(Desv_real);

    Buff_A(cont,:)=Buff;

    P_elec_A(cont,:)=P_elec;
    Desvio_A(cont,:)=Desvio;
    Desv_real_A(cont,:)=Desv_real;

```

```

case 2
    % resumen de resultados
    dim_B=dim;
    C_H2b_B(cont)=sum(C_H2_B);
    V_FCb_B(cont)=sum(V_FC_B);
    Benef_B(cont)=Beneficio;
    P_H2e_BB(cont,:)=P_H2e;
    P_H2e_B_B(cont,:)=P_H2_B;
    P_FC_BB_B(cont,:)=P_FC_B;
    P_FC_BB(cont,:)=P_FC;

    % Valores medios
    Prom_Desvio_B(cont)=mean(Desvio);
    Prom_Desv_real_B(cont)=mean(Desv_real);
    % Desviaiones estandar
    Des_est_Desvio_B(cont)=std(Desvio);
    Des_est_Desv_real_B(cont)=std(Desv_real);

    Buff_B(cont,:)=Buff;

    P_elec_B(cont,:)=P_elec;
    Desvio_B(cont,:)=Desvio;
    Desv_real_B(cont,:)=Desv_real;

case 3
    % resumen de resultados
    dim_C=dim;
    C_H2b_C(cont)=sum(C_H2_B);
    V_FCb_C(cont)=sum(V_FC_B);
    Benef_C(cont)=Beneficio;
    P_H2e_C(cont,:)=P_H2e;
    P_H2e_C_B(cont,:)=P_H2_B;
    P_FC_C_B(cont,:)=P_FC_B;
    P_FC_C(cont,:)=P_FC;
    % Valores medios
    Prom_Desvio_C(cont)=mean(Desvio);
    Prom_Desv_real_C(cont)=mean(Desv_real);
    % Desviaiones estandar
    Des_est_Desvio_C(cont)=std(Desvio);
    Des_est_Desv_real_C(cont)=std(Desv_real);

    Buff_C(cont,:)=Buff;
    P_elec_C(cont,:)=P_elec;
    Desvio_C(cont,:)=Desvio;
    Desv_real_C(cont,:)=Desv_real;

end

cont=cont+1;
end

end

```

Código Matlab de cálculo de los costes de la planta de hidrógeno.

```
% VALORES DE POTENCIA MAXIMA ELECTROLIZDORES Y HORAS DE FUNCIONAMIENTO
%para un almacenamiento de 15MWh, para los eólicos y 0.5 MWh para la
%central fotovoltaica

Pmax_H2_A=max(P_H2_A(41,:))
Pmax_H2_B=max(P_H2_B(41,:))
Pmax_H2_C=max(P_H2_C(41,:))
Pmax_H2_FT=max(P_H2_FT(41,:))

Pmax_FC_A=max(P_FC_A(41,:))
Pmax_FC_B=max(P_FC_B(41,:))
Pmax_FC_C=max(P_FC_C(41,:))
Pmax_FC_FT=max(P_FC_FT(41,:))

Heq_H2_A=sum(P_H2_A(41,:))/Pmax_H2_A
Heq_H2_B=sum(P_H2_B(41,:))/Pmax_H2_B
Heq_H2_C=sum(P_H2_C(41,:))/Pmax_H2_C
Heq_H2_FT=sum(P_H2_FT(41,:))/Pmax_H2_FT

Heq_FC_A=sum(P_FC_A(41,:))/Pmax_FC_A
Heq_FC_B=sum(P_FC_B(41,:))/Pmax_FC_B
Heq_FC_C=sum(P_FC_C(41,:))/Pmax_FC_C
Heq_FC_FT=sum(P_FC_FT(61,:))/Pmax_FC_FT

Heq_H2_A_tot=sum(P_H2_A(:, :), 2) ./ max(P_H2_A, [], 2)
Heq_H2_B_tot=sum(P_H2_B(:, :), 2) ./ max(P_H2_B, [], 2)
Heq_H2_C_tot=sum(P_H2_C(:, :), 2) ./ max(P_H2_C, [], 2)
Heq_H2_FT_tot=sum(P_H2_FT(:, :), 2) ./ max(P_H2_FT, [], 2)

Heq_FC_A_tot=sum(P_FC_A(:, :), 2) ./ max(P_FC_A, [], 2)
Heq_FC_B_tot=sum(P_FC_B(:, :), 2) ./ max(P_FC_B, [], 2)
Heq_FC_C_tot=sum(P_FC_C(:, :), 2) ./ max(P_FC_C, [], 2)
Heq_FC_FT_tot=sum(P_FC_FT(:, :), 2) ./ max(P_FC_FT, [], 2)

% costes especificos, datos
P_trafo_FC_A=Pmax_FC_A/Rend_DC_AC %MW
P_trafo_FC_B=Pmax_FC_B/Rend_DC_AC %MW
P_trafo_FC_C=Pmax_FC_C/Rend_DC_AC %MW
P_trafo_FC_FT=Pmax_FC_FT/Rend_DC_AC %MW

P_trafo_ELEC_A=Pmax_H2_A/Rend_AC_DC %MW
P_trafo_ELEC_B=Pmax_H2_B/Rend_AC_DC %MW
P_trafo_ELEC_C=Pmax_H2_C/Rend_AC_DC %MW
P_trafo_ELEC_FT=Pmax_H2_FT/Rend_AC_DC %MW

% lo sobredimensionamos un 30%
P_trafo_A=max(P_trafo_FC_A,P_trafo_ELEC_A)*1.3 %MW
P_trafo_B=max(P_trafo_FC_B,P_trafo_ELEC_B)*1.3 %MW
P_trafo_C=max(P_trafo_FC_C,P_trafo_ELEC_C)*1.3 %MW
```

```

P_trafo_FT=max(P_trafo_FC_FT,P_trafo_ELEC_FT)*1.3 %MW

C_esp_ELEC=1570 %k€/MW, año 2015
C_esp_trafo=15 %k€/MW

C_esp_comp_ref=14662 %€/kW coste específico del compresor de
referencia
Pot_comp_ref=12 %kW, potencia del compresor de referencia
Pres_Alm=250 %bar, presión del salida del compresor
Pres_ref=450 %bar, presión del compresor de referencia
C_esp_alm=445 %€/kg
Alm_ref=449.5 %kg
Pres_alm_ref=500 %bar
K_alm=C_esp_alm*Alm_ref*((1000*Pres_alm_ref)/(PCI_H2*Pres_Alm*Alm_ref)
)^0.75*(Pres_Alm/Pres_alm_ref)^0.44/1000 % ceof de coste del
almacenamiento
%Costes
%Parque A
C_esp_FC_A=16641*(Pmax_FC_A*1000)^(-0.298)%k€/MW
C_esp_stack_FC_A=3429.3*(Pmax_FC_A*1000)^(-0.318)%k€/MW
C_ELEC_A=C_esp_ELEC*Pmax_H2_A %k€, coste del electrolizador
C_FC_A=C_esp_FC_A*Pmax_FC_A %k€, Coste de la pila de combustible
C_stack_FC_A=C_esp_stack_FC_A*Pmax_FC_A %k€, coste del stack, para
reemplazarlo
C_trafo_ELEC_A=C_esp_trafo*P_trafo_ELEC_A %k€, coste del trafo que
alimenta al electrolizador
C_AC_DC_A=17*(Pmax_H2_A*1000/50)^0.7744 %k€, coste del convertidor AC-
DC del electrolizador
C_trafo_FC_A=C_esp_trafo*P_trafo_FC_A %k€, Potencia del transformador
para alimentar la pil
C_DC_AC_A=17*(Pmax_FC_A*1000/50)^0.7744 %k€, coste del inversor de la
pila
C_trafo_A=max(C_trafo_ELEC_A,C_trafo_FC_A)%k€, trafo que alimenta a la
planta de hidrógeno
C_comp_A=C_esp_comp_ref*Pot_comp_ref*(K_comp*Rend_ELEC*Pmax_H2_A*1000/
Pot_comp_ref)^0.8*(Pres_Alm/Pres_ref)^0.18/1000 % k€ coste del
compresor
Pot_comp_A=K_comp*Rend_ELEC*Pmax_H2_A*1000 %kW

Coste_equipos_A=C_ELEC_A+C_FC_A+C_AC_DC_A+C_DC_AC_A+C_trafo_A+C_comp_A
+3*C_stack_FC_A

%+++++

% COSTE ALMACENAMIENTO,

N=20; % número de años
Precio_desv=60 %€/MWh
Alma=[0:5:2000]; % almacenamiento simulados en parque eólicos
Alma1=[0:0.1:100]; % almacenamientos simulados en central fotovoltaica

% Ahorro con los desvíos
Ahorro_Desv_Tot_A=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_A-
sum(abs(Desv_real_A(:,1:8760)),2)); %[k€]
Ahorro_Desv_Tot_B=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_B-
sum(abs(Desv_real_B(:, :)),2));
Ahorro_Desv_Tot_C=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_C-
sum(abs(Desv_real_C(:, :)),2));
Ahorro_Desv_Tot_FT=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_FT-

```

```

sum(abs(Desv_real_FT(:, :)), 2));

Alma_A=[0:5:300];
Alma_B=[0:5:400];
Alma_C=[0:5:400];
Alma_FT=[0:0.1:10];

Coste_Alma_A_anual=(Coste_equipos_A+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02);
Coste_Alma_B_anual=(Coste_equipos_B+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02);
;
Coste_Alma_C_anual=(Coste_equipos_C+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02);
;
Coste_Alma_FT_anual=(Coste_equipos_FT+K_alm*Alma1'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02);;

% Coste almacenamiento
Ahorro_Desv_Tot_A=Precio_desv/1000*(sum(abs(Desvio_A(:, 1:8760)), 2) -
sum(abs(Desv_real_A(:, 1:8760)), 2));
Ahorro_Desv_Tot_B=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_B-
sum(abs(Desv_real_B(:, :)), 2));
Ahorro_Desv_Tot_C=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_C-
sum(abs(Desv_real_C(:, :)), 2));
Ahorro_Desv_Tot_FT=Precio_desv/1000*(Desv_Tot_FT-
sum(abs(Desv_real_FT(:, :)), 2));

f_inf=1
f_sup=7
inc_f=(f_sup-f_inf)/1000
Error=10
for iter=1:3
    inc_f=(f_sup-f_inf)/1000
for f=f_inf:inc_f:f_sup

Coste_Alma_A_anual_corr=(Coste_equipos_A+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02)/f;
    if min(Coste_Alma_A_anual_corr-Ahorro_Desv_Tot_A)>0
        f_s=f;
    end
    if min(Coste_Alma_A_anual_corr-Ahorro_Desv_Tot_A)<0
        f_i=f;
        error=min(abs(Coste_Alma_A_anual_corr-Ahorro_Desv_Tot_A));
        break
    end
%     if min(abs(Coste_Alma_A_anual_corr-Ahorro_Desv_Tot_A))<error
%         F_sol_A_1=f
%         break
%     end

end

end

F_sol_A_2=f

```

```

Coste_Alma_A_anual=(Coste_equipos_A+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02)/
F_sol_A_2;
Coste_Alma_B_anual=(Coste_equipos_B+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02)/
F_sol_B_2;

Coste_Alma_C_anual=(Coste_equipos_C+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74*(1/N+0.02)/
F_sol_C_2;

Coste_Alma_FT_anual=(Coste_equipos_FT+K_alm*Alma1'.^0.7)/0.74*(1/N+0.0
2)/F_sol_FT_2;

[a1,a2]=min(abs(Coste_Alma_A_anual(1:1:size(Alma_A,2))-
Ahorro_Desv_Tot_A(1:1:size(Alma_A,2))),[],1);
Cap_Alma_A=Alma_A(a2)
Pmax_H2_A=max(P_H2_A(a2,:))
Pmax_FC_A=max(P_FC_A(a2,:))
[a1,a2]=min(abs(Coste_Alma_B_anual(1:1:size(Alma_B,2))-
Ahorro_Desv_Tot_B(1:1:size(Alma_B,2))),[],1);
Cap_Alma_B=Alma_B(a2)
Pmax_H2_B=max(P_H2_B(a2,:))
Pmax_FC_B=max(P_FC_B(a2,:))

[a1,a2]=min(abs(Coste_Alma_C_anual(1:1:size(Alma_C,2))-
Ahorro_Desv_Tot_C(1:1:size(Alma_C,2))),[],1);
Cap_Alma_C=Alma_C(a2)
Pmax_H2_C=max(P_H2_C(a2,:))
Pmax_FC_C=max(P_FC_C(a2,:))

[a1,a2]=min(abs(Coste_Alma_FT_anual(1:1:size(Alma_FT,2))-
Ahorro_Desv_Tot_FT(1:1:size(Alma_FT,2))),[],1);
Cap_Alma_FT=Alma_FT(a2)
Pmax_H2_FT=max(P_H2_FT(a2,:))
Pmax_FC_FT=max(P_FC_FT(a2,:))

% Coste equivalente anualizado parque A

i=0.08;           % tasa interna de retorno
N=20;             % número de años
t=[1:1:N];
f_inf=1;
f_sup=15;
inc_f=(f_sup-f_inf)/1000;

Ahorro_Desv_A=sum(abs(Desvio_A(:,1:8760)),2)-
sum(abs(Desv_real_A(:,1:8760)),2);

for iter=1:3
    inc_f=(f_sup-f_inf)/1000;
for f=f_inf:inc_f:f_sup
    Inversion_A=(Coste_equipos_A+K_alm*Alma'.^0.7)/0.74/f;
    CEA_A=1000*(Inversion_A+0.02*Inversion_A*sum((1+i).^(-
t')))./(Ahorro_Desv_A*sum((1+i).^(-t')));
    if min(CEA_A)-Precio_desv>0
        f_s=f;
    end
    if min(CEA_A)-Precio_desv<0

```

```

        f_i=f;
        error=abs(min(CEA_A)-Precio_desv);
        break
    end
%     if min(abs(Coste_Alma_A_anual_corr-Ahorro_Desv_Tot_A))<error
%         F_sol_A_1=f
%         break
%     end

end

end

F_sol_A_CEA=f

```


Código Matlab de cálculo del flujo óptimo de carga que representa el primer despacho.

Código Matlab para el cálculo del OPF inicial

```
% despacho. OPF inicial
Conec=zeros(num_lin,num_bus);
for i=1:1:num_lin
    Conec(i,linedata(i,1))=1;
    Conec(i,linedata(i,2))=-1;
end
Conec=Conec(:,2:end); % matriz de conexiones
react=linedata(:,4); % reactancias
Sus=1./react; % susceptancias Bij
M_Sus=diag(Sus);
M_flujos=M_Sus*Conec; % esta matriz multiplicada por el vector de
ángulos dara los flujos
% Definición del problema de optimización
H1=2*Sb^2*diag(BusData(BusData(:,2)==1,8));
H2=zeros(num_bus-1,num_bus-1+num_gen);
H3=zeros(num_gen,num_bus-1);
% variable x=[P1 P2 P3 P4 d2 d3 d4]
H=[H1 H3;H2];
f = Sb*[BusData(BusData(:,2)==1,7);zeros(num_bus-1,1)];
%Linear equality Constraints (Aeqx = beq)
Ax=-1*diag(BusData(:,2)); % para eliminar los nudos donde no hay
generadores
Ax=Ax(:,find(sum(Ax')<0));
Aeq=[Ax Y];
beq=EolData(:,2)-BusData(:,5)/Sb;
%Linear Inequality Constraints (Ax <= b)
A1 = M_flujos;
A2=-A1;
A=[zeros(2*size(M_flujos,1),num_gen) [A1;A2]];
Plin=linedata(:,7)/Sb;
b = [Plin;Plin];
%Bounds on x (lb <= x <= ub)
lb = [BusData(BusData(:,2)==1,4)/Sb;-pi*ones(num_bus-1,1)];
ub= [BusData(BusData(:,2)==1,3)/Sb;pi*ones(num_bus-1,1)];
opts = optimset('solver','scip');
Opt =
opti('H',H,'f',f,'eq',Aeq,beq,'ineq',A,b,'bounds',lb,ub,'options',opts
);
[x,fval,exitflag,info] = solve(Opt);
angulo_o=x(num_gen+1:end); % resultado primer OPF de los ángulos
Pot_o=x(1:num_gen); % resultado primer OPF de las potencias
Pot_gen_o=Pot_o*Sb;
zz=diag(BusData(:,2)==1);
zz1=zz(:,find(sum(zz')>0));
Pot_o=zz1*Pot_o;% posiciona la solución en los buses en los que están
los gen
Flujo_lineas=A1*angulo_o*Sb;
```

En la siguiente tabla se representa el código empleado para el re-despacho de las unidades que hacen regulación.

Código Matlab para el cálculo del OPF en redespacho, con desvío real y corregido
<pre> % redespacho num_gen_reg=sum(BusData(:,9)); % Definición del problema de optimización H1_r=2*Sb^2*diag(BusData(BusData(:,9)==1,8));% valor coef cuadrático de función de costes H2_r=zeros(size(H1_r,1),size(BusData(BusData(:,5)>0),1));% demandas que se pueden deslazar H3_r=zeros(size(H1_r,1),size(EolData(EolData(:,2)>0),1));% eólicas que se pueden deslazar H4_r=zeros(size(H1_r,1),num_bus-1);% ángulos H5_r=zeros(size(H2_r,2)+size(H3_r,2)+size(H4_r,2),size(H1_r,2)+size(H2_r,2)+size(H3_r,2)+size(H4_r,2)); H_r=[H1_r H2_r H3_r H4_r];H5_r]; f_r=[BusData(BusData(:,9)==1,7)+2*BusData(BusData(:,9)==1,8)*Sb.*Pot_o (BusData(:,9)==1,1)% precio desvío a subir BusData(BusData(:,5)~=0,10)% precio deslazar de carga ones(size(EolData(EolData(:,2)~=0),1),1)*Precio_des_w zeros(num_bus-1,1)]*Sb; %Linear equality Constraints (Aeqx = beq) Ax_r1=-1*diag(BusData(:,9)); Ax_r1=Ax_r1(:,find(sum(Ax_r1')<0)); Ax_d1=-1*diag(BusData(:,5)~=0); Ax_d1=Ax_d1(:,find(sum(Ax_d1')<0)); Ax_w1=diag(EolData(:,2)~=0); Ax_w1=Ax_w1(:,find(sum(Ax_w1')>0)); Aeq_r1=[Ax_r1 Ax_d1 Ax_w1 Y]; beq_r1=Desv(:,2)+Y*angulo_o; A1_r1 = M_flujos; %Linear Inequality Constraints (Ax <= b) A2_r1=-A1_r1; A_r1=[zeros(2*size(M_flujos,1),size(f_r,1)-num_bus+1) [A1_r1;A2_r1]]; Plin=linedata(:,7)/Sb; b_r = [Plin;Plin]; lb_r1= [BusData(BusData(:,9)==1,4)/Sb-Pot_o(BusData(:,9)==1,1) zeros(size(f_r,1)-size(BusData(BusData(:,9)==1,1),1)- num_bus+1,1);-pi*ones(num_bus-1,1)]; %Bounds on x (lb <= x <= ub) ub_r1= [BusData(BusData(:,9)==1,3)/Sb-Pot_o(BusData(:,9)==1,1) BusData(BusData(:,5)~=0,5)/Sb EolData(EolData(:,2)~=0,3) pi*ones(num_bus-1,1)]; % Create OPTI Object opts = optiset('solver','scip'); %optimización cuadrática x0_r=[zeros(size(f_r,1)-num_bus+1,1);angulo_o]; Opt1 = opti('H',H_r,'f',f_r,'eq',Aeq_r1,beq_r1,'ineq',A_r1,b_r,'bounds',lb_r1 ,ub_r1,'options',opts,'x0',x0_r); % Solve the LP problem [x2,fval2,exitflag2,info2] = solve(Opt1); dim_gen_reg=size(BusData(BusData(:,9)==1,:),1); dim_dem_des=size(BusData(BusData(:,5)~=0,:),1); dim_eol_des=size(EolData(EolData(:,2)~=0,:),1); angulo_o_r=x2(dim_gen_reg+dim_dem_des+dim_eol_des+1:end); % resultado primer OPF de los ángulos Pot_o_r=x2(1:dim_gen_reg); % resultado primer OPF de las potencias Pot_dem_des=x2(dim_gen_reg+1:dim_gen_reg+dim_dem_des); Pot_eol_des=x2(dim_gen_reg+dim_dem_des+1:dim_gen_reg+dim_dem_des+dim_eol_des); zz_r=diag(BusData(:,9)==1); </pre>

```

zz1_r=zz_r(:,find(sum(zz_r')>0));
Pot_o_r1=zz1_r*Pot_o_r;% posiciona la solución en los buses en los que
están los gen
Pot_gen_r=Pot_o_r*Sb;
zz_r=diag(BusData(:,5)~=0);
zz1_r=zz_r(:,find(sum(zz_r')>0));
Pot_dem_des_1=zz1_r*Pot_dem_des;
Flujo_lineas_r=A1_r1*angulo_o_r*Sb;

```

ANEXO C

Datos de la red de prueba, IEEE-30

[illegible]

```

%          Bus bus    R          X          1/2 B    = 1 for lines
Plin_max(MW)
%          nl  nr  p.u.          p.u.          p.u.  %
linedata=[
    1    2    0          0.06        0    1    130;
    1    3    0          0.19        0    1    130;
    2    4    0          0.17        0    1    65;
    3    4    0          0.04        0    1    130;
    2    5    0          0.2         0    1    130;
    2    6    0          0.18        0    1    65;
    4    6    0          0.04        0    1    90;
    5    7    0          0.12        0    1    70;
    6    7    0          0.08        0    1    130;
    6    8    0          0.04        0    1    32;
    6    9    0          0.21        0    1    65;
    6   10    0          0.56        0    1    32;
    9   11    0          0.21        0    1    65;
    9   10    0          0.11        0    1    65;
    4   12    0          0.26        0    1    65;
   12   13    0          0.14        0    1    65;
   12   14    0          0.26        0    1    32;
   12   15    0          0.13        0    1    32;
   12   16    0          0.2         0    1    32;
   14   15    0          0.2         0    1    16;
   16   17    0          0.19        0    1    16;
   15   18    0          0.22        0    1    16;
   18   19    0          0.13        0    1    16;
   19   20    0          0.07        0    1    32;
   10   20    0          0.21        0    1    32;
   10   17    0          0.08        0    1    32;
   10   21    0          0.07        0    1    32;
   10   22    0          0.15        0    1    32;
   21   22    0          0.02        0    1    80;
   15   23    0          0.2         0    1    40;
   22   24    0          0.18        0    1    40;
   23   24    0          0.27        0    1    40;
   24   25    0          0.33        0    1    40;
   25   26    0          0.38        0    1    40;
   25   27    0          0.21        0    1    65;
   28   27    0          0.4         0    1    65;
   27   29    0          0.42        0    1    40;
   27   30    0          0.6         0    1    40;
   29   30    0          0.45        0    1    40;
    8   28    0          0.2         0    1    32;
    6   28    0          0.06        0    1    32;
];%
```

ANEXO D

Resultados de la simulación de OPF con parque eólico B en el bus 29

Tabla D.1 Resultados de los flujos en las líneas

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
27	29	-0,66132	5,52800	-1,50075	4,27771
6	8	0,58289	5,43422	1,45414	4,10182
28	27	-0,60566	5,07052	-1,37630	3,92218
6	28	-0,37621	3,06688	-0,83498	2,38847
24	25	-0,32020	2,66869	-0,72475	2,06662
25	27	-0,32020	2,66869	-0,72475	2,06662
27	30	-0,26453	2,21120	-0,60030	1,71108
29	30	0,26453	2,21120	0,60030	1,71108
8	28	-0,22944	2,00500	-0,54132	1,53502
22	24	-0,21580	1,80321	-0,48956	1,39550
10	21	-0,13488	1,12701	-0,30598	0,87219
21	22	-0,13487	1,12701	-0,30597	0,87219
9	10	-0,12796	1,07842	-0,29249	0,83280
6	9	-0,12796	1,07842	-0,29249	0,83280
4	12	-0,11914	0,97418	-0,26514	0,75808
15	23	-0,10440	0,86549	-0,23519	0,67113
23	24	-0,10440	0,86549	-0,23519	0,67113
4	6	0,04035	0,69796	0,16910	0,48852
10	22	-0,08093	0,67621	-0,18359	0,52332
12	15	-0,07902	0,65100	-0,17703	0,50562
6	10	-0,07312	0,61624	-0,16714	0,47589
1	2	-0,06961	0,33311	-0,05634	0,32452
1	3	-0,04393	0,21389	-0,04927	0,20471
3	4	-0,04393	0,21389	-0,04927	0,20471
12	14	-0,02233	0,18398	-0,05003	0,14289
14	15	-0,02233	0,18398	-0,05003	0,14289
2	4	-0,03486	0,18215	-0,04677	0,16762
12	16	-0,01778	0,13928	-0,03807	0,10964
16	17	-0,01778	0,13928	-0,03807	0,10964
10	17	0,01778	0,13928	0,03807	0,10964
2	6	-0,02396	0,13801	-0,00660	0,12499
5	7	-0,01078	0,06210	-0,00297	0,05625
2	5	-0,01078	0,06210	-0,00297	0,05625
6	7	0,01078	0,06210	0,00297	0,05624

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
10	20	-0,00305	0,03074	-0,00813	0,02285
19	20	0,00304	0,03074	0,00813	0,02284
18	19	0,00304	0,03074	0,00813	0,02284
15	18	0,00304	0,03074	0,00812	0,02284
25	26	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9	11	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
12	13	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Resultados de la simulación de OPF con parque eólico B en el bus 29 y parque eólico A en el bus 21

Tabla D.2 Resultados de los flujos en las líneas

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
6	8	0,3269	6,0699	1,7139	4,5853
27	29	-0,6620	5,5273	-1,5008	4,2777
28	27	-0,5556	5,0903	-1,4068	3,9379
6	28	-0,3771	3,0320	-0,8185	2,3481
24	25	-0,3712	2,6790	-0,6943	2,0657
25	27	-0,3712	2,6790	-0,6943	2,0657
27	30	-0,2648	2,2109	-0,6003	1,7111
29	30	0,2648	2,2109	0,6003	1,7111
8	28	-0,1785	2,0869	-0,5883	1,6036
22	24	-0,2967	1,8653	-0,4435	1,4195
10	21	0,0940	1,8614	-0,4363	1,2647
21	22	-0,3005	1,5291	-0,2117	1,0649
9	10	0,0263	1,4822	-0,3822	1,0480
6	9	0,0263	1,4822	-0,3822	1,0480
4	12	-0,0181	1,1607	-0,3182	0,8502
4	6	0,0009	0,9686	0,2586	0,7022
15	23	-0,0745	0,8856	-0,2508	0,6808
23	24	-0,0745	0,8856	-0,2508	0,6808
10	22	0,0038	0,8737	-0,2318	0,6271
6	10	0,0150	0,8469	-0,2184	0,5988
12	15	-0,0360	0,7046	-0,1996	0,5317
12	16	0,0280	0,3172	-0,0622	0,2052
16	17	0,0280	0,3172	-0,0622	0,2052
10	17	-0,0280	0,3172	0,0622	0,2052
12	14	-0,0102	0,1991	-0,0564	0,1503

14	15	-0,0102	0,1991	-0,0564	0,1503
15	18	0,0283	0,1598	-0,0052	0,0979
18	19	0,0283	0,1598	-0,0052	0,0979
19	20	0,0283	0,1598	-0,0052	0,0979
10	20	-0,0283	0,1598	0,0052	0,0979
1	2	-0,0170	0,1540	0,0016	0,1370
2	4	-0,0073	0,1281	-0,0345	0,1007
2	6	-0,0067	0,1240	0,0249	0,0939
1	3	-0,0099	0,1099	-0,0251	0,0939
3	4	-0,0099	0,1099	-0,0251	0,0939
2	5	-0,0030	0,0558	0,0112	0,0423
5	7	-0,0030	0,0558	0,0112	0,0423
6	7	0,0030	0,0558	-0,0112	0,0423
25	26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	13	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Resultados de la simulación de OPF con parque eólico B en el bus 29 y parque eólico C en el bus 21.

Tabla D.3 Resultados de los flujos en las líneas

del Bus	al Bus	Desvíos reales		Desvíos corregidos	
		promedio flujo	desviación típica	promedio flujo	desviación típica
6	8	0,9408	7,8190	2,6011	6,2025
27	29	-0,9218	5,4957	-1,5277	4,3394
28	27	-0,8587	5,1444	-1,5758	4,1381
10	21	-0,2498	4,2703	-1,0844	3,3078
21	22	-0,1433	3,1397	0,2476	2,2501
6	28	-0,5158	3,0667	-0,8120	2,4245
9	10	-0,2210	2,9994	-0,8233	2,3508
6	9	-0,2210	2,9994	-0,8233	2,3508
24	25	-0,4318	2,7881	-0,5630	2,1041
25	27	-0,4318	2,7881	-0,5630	2,1041
22	24	-0,2789	2,2749	-0,2255	1,6427
8	28	-0,3429	2,2731	-0,7638	1,8363
27	30	-0,3687	2,1983	-0,6111	1,7358
29	30	0,3687	2,1983	0,6111	1,7358
4	12	-0,1910	2,0423	-0,6013	1,6360
6	10	-0,1263	1,7139	-0,4704	1,3433
10	22	-0,1357	1,6729	-0,4731	1,3209
4	6	0,1017	1,5604	0,4556	1,1887
15	23	-0,1528	1,0200	-0,3375	0,8379

23	24	-0,1528	1,0200	-0,3375	0,8379
12	15	-0,1208	1,0077	-0,3214	0,8212
1	2	-0,0656	0,9649	-0,0382	0,9595
12	16	-0,0361	0,8191	-0,1891	0,6297
16	17	-0,0361	0,8191	-0,1891	0,6297
10	17	0,0361	0,8191	0,1891	0,6297
1	3	-0,0478	0,5549	-0,0677	0,5457
3	4	-0,0478	0,5549	-0,0677	0,5457
15	18	-0,0020	0,4440	-0,0747	0,3300
18	19	-0,0020	0,4440	-0,0747	0,3300
19	20	-0,0020	0,4440	-0,0747	0,3300
10	20	0,0020	0,4440	0,0747	0,3300
2	4	-0,0415	0,4345	-0,0781	0,4143
2	6	-0,0166	0,4286	0,0275	0,4132
12	14	-0,0341	0,2848	-0,0908	0,2321
14	15	-0,0341	0,2848	-0,0908	0,2321
2	5	-0,0075	0,1929	0,0124	0,1859
5	7	-0,0075	0,1929	0,0124	0,1859
6	7	0,0075	0,1929	-0,0124	0,1859
25	26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	13	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

ARTÍCULOS Y PONENCIAS DERIVADOS DE LA ELABORACIÓN DE LA TESIS

Ramos, A., Reina, P., "Simulación MATLAB de la integración de la energía fotovoltaica y la generación electrolítica de hidrógeno", *Energética XXI*, nº 40, 2005, pp 103 - 108

Conde, E., Ramos, A. Reina, P., Vega, A, "El metanol como alternativa al uso del vector energético del hidrógeno". XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales. Oviedo, 7 al 11 de Octubre de 2007

Vega, A., Ramos, A., Conde, E., Reina, P., "Pre-Feasibility study of hybrid wind power-H₂ system conneted to electrical grid", *IEEE América latina*, Vol. 9, nº 5, 2011.

energética

nº 40 * Enero/Febrero 2005 * Año V

XXI

Revista de Generación de Energía

Soluciones Para La Generación De Energía Cuando Las Necesites.

INTERVENCIONES URGENTES

SOLUCIONES PARA EL SECTOR SERVICIOS

SOLUCIONES PARA LA INDUSTRIA

PLANIFICACIÓN DE PROTECCIÓN

Energyst Cat® Rental Power suministra soluciones que respaldan las necesidades temporales de generación de energía de las industrias de Servicios y Manufactureras. Ofrecemos soluciones innovativas para grandes proyectos de servicios, necesidades suplementarias de energía, intervenciones de emergencia y Planes de Protección Eléctrica (soluciones de imprevistos). Nuestros profesionales garantizan soluciones expertas con el apoyo de una planificación exhaustiva, una logística completa, la gestión in situ de operaciones y la gestión energética. Ofrecemos una moderna flota de generadores diesel Caterpillar, líderes en la industria, desde 20kVA hasta 2000 kVA, así como generadores de 5200 kVA de turbina de gas.

¿Por qué no contactarnos hoy para una consulta gratuita a fin de ver cómo podemos ayudarlo a asegurarse de que tiene la energía que necesita cuando la necesita?

Visitenos en la web www.energyst.com o llame al teléfono +34 628 229 491.

Energyst Cat® Rental Power, Urb. Garraf III, Buzon 137, Castelldefels, Barcelona, España. info.es@energyst.com

Soluciones de Alquiler Para Control de Temperatura y Generación de Energía.

Energyst

- Especial Feria Genera 2005
- Ciclo combinado - Puesta en marcha del grupo I de Arcos de la Frontera
- Combined cycle - Arcos de la Frontera group I comes into operation

Simulación MATLAB de la integración de la energía fotovoltaica y la generación electrolítica de hidrógeno

ALBERTO RAMOS MILLÁN Y PABLO REINA PERAL

La economía del hidrógeno parece ser una alternativa a medio-largo plazo a las fuentes de combustible fósil, como también es una alternativa el uso de energías renovables.

La unión de ambas tecnologías puede desligar la generación de hidrógeno de los combustibles fósiles y a las energías renovables eliminarles el carácter de aleatoriedad que todos les imputan. Esto beneficia a ambas tecnologías, sin embargo, es necesario estudiar la integración de ambas para ver las debilidades y fortalezas que dicha integración pueda acarrear.

Cálculo del potencial solar

En primer lugar se procede a comentar los cálculos necesarios para determinar la radiación solar instantánea (tanto directa como difusa) que llega a los paneles fotovoltaicos.

La radiación solar que llega al exterior de la atmósfera terrestre, depende fundamentalmente del día del año en el que se encuentre la tierra, ya que en los meses de invierno, nos encontramos más cerca del sol que en los meses de verano, esto hace que la cantidad de irradiación extraterrestre sea mayor.

Para determinar la irradiación extraterrestre a partir de la constante solar ($G_{SC}=1367 \text{ W/m}^2$) y del día del año (n) se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$G_{o,n} = G_{SC} \cdot \left[1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot n}{365}\right) \right] \quad (1)$$

Si representamos el resultado de esa fórmula utilizando MATLAB-SIMULINK y un osciloscopio, dará como resultado el que se ofrece en la figura 1.

Como se aprecia en la figura, los meses que en el hemisferio norte se denominan invierno, realmente son los meses en los

Figura 1: Irradiación extraterrestre.

Figura 2: Ángulo de incidencia de la irradiación solar, en función de la latitud.

que la irradiación extraterrestre es mayor, por lo que se podría aprovechar potencialmente mayor cantidad de energía solar.

Ahora bien, para poder determinar realmente el aprovechamiento de la irradiación extraterrestre, se debe determinar la irradiación que llega en dirección perpendicular al panel. Para poder determinar esta irradiación, en primer lugar deberemos tener en cuenta la latitud (ϕ) a la que se encuentra nuestra instalación fotovoltaica, ya que tal como se muestra en la figura 2,

para un determinado "ángulo de entrada de los rayos solares", no es lo mismo que nuestra instalación se encuentre en el ecuador, que se encuentre en otra latitud distinta.

Como se ha mencionado, otra de las variables que influyen en la radiación solar es el "ángulo de entrada de los rayos solares", mediante esta forma coloquial, nos referimos a la declinación (δ); es decir, al ángulo que forma la eclíptica de la tierra con el plano ecuatorial. La tierra gira alrededor del sol siguiendo una eclíptica que intersecciona con el plano ecuatorial del sol únicamente en los equinoccios de primavera y de otoño. Esta es la razón por la que aún estando más cerca en los meses de invierno, al llegar los rayos de sol más perpendiculares en los meses de verano hace más calor en el hemisferio norte, en el hemisferio sur pasa justo al contrario.

La declinación de la tierra, se determina utilizando la siguiente fórmula:

$$\delta(^{\circ}) = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2)$$

En función de la latitud (ϕ) y de la declinación (δ), se puede determinar la horas de luz (N_h) que habrá en un día desde la salida del sol hasta su puesta. Además se podrá determinar el ángulo horario de salida y puesta del sol (w_s); es decir, no todos los días el sol sale exactamente por el este y se pone por el oeste, ni todos los días sale con la misma altura solar. Para calcular N_h y w_s se utilizan las fórmulas (3) y (4).

$$\cos(w_s) = -\tan(\phi) \cdot \tan(\delta) \quad (3)$$

TABLA 1: DATOS DE LOS MÓDULOS EMPLEADOS

Características de cada módulo		
Isc	3 A	1000 W/m ²
voc	20,4 V	25 °C
Pmax	45,9 W	
TONC	43 °C	800 W/m ²
		20 °C
Número de células en serie	34	
Número de células en paralelo	1	
m (factor de idealidad)	1	
Corrección de la corriente por temperatura	1,2 e ⁻³ mA/°C	
Corrección de la tensión por temperatura	-2,1 e ⁻³ mV/°C	

$$N_h = \frac{2 \cdot w_s(^{\circ})}{15} \quad (4)$$

Para una latitud de 40'7 °N se pueden obtener los resultados vistos en las figuras 3 y 4. Como se puede observar durante los meses de verano, en el hemisferio norte, las horas de luz aumentan. Por lo tanto aunque en invierno llega la mayor cantidad de irradiación extraterrestre, es en verano cuando se podrá obtener mayor cantidad de energía debido al mayor número de horas de luz.

Figura 3: Número de horas de Luz

Figura 4: Ws

A partir de W_s y del número de horas de luz, podremos determinar para cada instante de un día determinado, el ángulo horario W .

Para determinar finalmente el ángulo de incidencia con la normal a la superficie de nuestros paneles fotovoltaicos, es necesario una serie de parámetros de los paneles fotovoltaicos, como son la inclinación del panel (β) y la orientación al sur (γ).

En función de W_s , declinación (δ), latitud (ϕ), Inclinación (β) y Orientación (γ), se puede determinar el coseno del ángulo de incidencia, sin más que utilizar la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \cos(\beta) - \\ & - \text{sen}(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \\ & + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(w) + \\ & + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(w) + \\ & + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{sen}(\gamma) \cdot \text{sen}(w) \end{aligned} \quad (5)$$

Una vez determinada la máxima radiación que va a llegar a nuestra superficie, es necesario determinar qué cantidad de esa radiación quedará absorbida en la atmósfera. Este efecto se tiene en cuenta por medio de un parámetro denominado transmitancia (τ_b) directa o difusa (τ_d), dependiendo de si afecta a la radiación directa o a la radiación difusa. La transmitancia depende de la altitud a la que está situado el panel fotovoltaico, de tal forma que es más interesante colocar los paneles fotovoltaicos a la mayor altitud posible, ya que de esta forma la radiación solar debe atravesar menos cantidad de atmósfera. Para calcular la transmitancia se han utilizado las siguientes expresiones:

$$\tau_b = a_0 + a_1 \cdot \exp\left(-\frac{k}{\cos(\theta_z)}\right) \quad (6)$$

$$\tau_d = 0'271 - 0'294 \cdot \tau_b \quad (7)$$

Donde a_0 , a_1 y k son correlaciones empíricas que tienen en cuenta distintos parámetros entre los que cabe destacar la altitud de los paneles fotovoltaicos y la climatología (verano o invierno), ya que la densidad del aire es diferente para el verano que para el invierno.

Por lo tanto para obtener la irradiación directa que llega a los paneles fotovoltaicos basta con realizar la siguiente operación:

$$G_{c,n} = G_{o,n} \cdot \cos(\theta) \cdot \tau_b \quad (8)$$

De forma equivalente, se podría obtener la irradiación difusa.

Para tener en cuenta durante la simulación la nubosidad, se ha aplicado una distribución de Weibull de parámetros 1'2 y 6. De tal forma, que para un día cualquiera, la irradiación directa y difusa que reciben nuestros paneles a lo largo del día y teniendo en cuenta cambios en la nubosidad, se pueden observar en las figuras 5 y 6.

Paneles fotovoltaicos

La determinación de la energía que se va a transmitir al electrolizador se va a determinar suponiendo que el parque fotovoltaico necesario consiste en un panel con 10 módulos en serie y otros 10 en paralelo, teniendo en cuenta que cada módulo tiene las características de la tabla 1.

Se va a considerar el modelo más simple de panel fotovoltaico utilizando el modelo de Green [1], que nos permite calcular una aproximación al comportamiento de los paneles a partir de los datos que suelen

Figura 5: Irradiación directa.

Figura 6: Irradiación difusa.

TABLA 2: PARÁMETROS EMPÍRICOS RI, SI, Y TI DEL MODELO DEL ELECTROLIZADOR

Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
r_1	7,331E-05	$\Omega \text{ m}^2$	t_2	-1,302	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	a_6	-70,8005	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
r_2	-1,107E-07	$\Omega \text{ m}^2 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	t_3	4,213E+02	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-2}$	a_7	0	-
r_3	0	-	a_1	99,5	%	v_i	1,482	V
s_1	1,586E-01	V	a_2	-9,5788	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1}$	v_{rev}	1,229	V
s_2	1,378E-03	$\text{V }^\circ\text{C}^{-1}$	a_3	-0,0555	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	R_t	0,167	KW^{-1}
s_3	-1,606E-05	$\text{V }^\circ\text{C}^{-2}$	a_4	0	-	τ	29	h
t_1	1,599E-02	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1}$	a_5	1502,7083	$\text{m}^2 \text{ A}^{-1}$	A	0,25	m^2

Fuente: Øystein Ulleberg [2]

dar los fabricantes. Para ello es necesario calcular los componentes que definen el circuito equivalente de un panel fotovoltaico. La resistencia serie por celda viene dada por la expresión (9):

$$R_s^{celda} = \left(1 - \frac{FF}{FF_0} \right) \frac{v_{oc}^{celda}}{I_{sc}^{celda}} \quad (9)$$

$$FF = \frac{P_{max}^{celda}}{v_{oc}^{celda} I_{sc}^{celda}} \quad (10)$$

$$FF_0 = \frac{\frac{v_{oc}^{celda}}{v_i} - \ln \left(\frac{v_{oc}^{celda}}{v_i} + 0,72 \right)}{\frac{v_{oc}^{celda}}{v_i} + 1} \quad (11)$$

Por tanto, la resistencia serie del modelo de panel vendrá dado por la resistencia serie de la célula y por el número de células en serie y en paralelo de cada módulo y por el número de módulos en serie y en paralelo de cada panel (12)

$$R_s^{panel} = R_s^{celda} \frac{n_{serie}^{celda} \times n_{modulo} \times n_{panel}}{n_{paralelo}^{celda} \times n_{modulo} \times n_{panel}} \quad (12)$$

La corriente de cortocircuito y la tensión a circuito abierto se pueden expresar como:

$$I_{sc}^{correg} = I_{sc}^{celda} \times \frac{G_{total}}{1000} + \alpha (T_{trabajo} - 25)$$

$$I_{sc} = n_{paralelo}^{celda} \times n_{modulos}^{paralelo} \times I_{sc}^{correg} \quad (13)$$

$$T_{trabajo} = T_{amb} + (TONC - 20) \frac{G_{total}}{800}$$

$$v_{oc} = n_{modulos}^{serie} \times n_{modulos}^{paralelo} \times \left(v_{oc}^{celda} + m v_i \ln \left(\frac{I_{sc}^{correg}}{I_{sc}^{celda}} \right) + \beta (T_{trabajo} - 25) \right) \quad (14)$$

Siendo,

$$v_i = \frac{k T_{trabajo}}{q} \quad \dots \quad k = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K} \quad (15)$$

$$\dots \quad q = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$$

Por tanto, el panel fotovoltaico que se usa queda definido por la siguiente expresión:

$$I = I_{sc} \left(1 - e^{\frac{v - v_{oc} + R_s^{panel} I}{n_{celda} \times m \times v_i \times \frac{q}{k} \times T_{trabajo} + R_s^{panel} \times v_i \times \frac{q}{k} \times T_{trabajo}^2}} \right) \quad (16)$$

De esta forma se obtiene la curva característica del panel fotovoltaico que se va a integrar con el electrolizador. El cálculo del panel fotovoltaico se realiza por medio de una S-function en Matlab.

Electrolizador

El comportamiento del electrolizador se puede estudiar a partir del modelo planteado por Øystein Ulleberg [2], que plantea que la cinética del electrodo de una celda de un electrolizador, puede ser modelizada usando relaciones empíricas de la corriente-voltaje (I-v). La forma básica de la curva I-v usada en este estudio sigue la siguiente ecuación, la cual para una temperatura de operación conocida es

$$v = v_{rev} + \frac{r_1 + r_2 \cdot T}{A} \cdot I + (s_1 + s_2 \cdot T + s_3 \cdot T^2) \cdot \log \left(\frac{I_1 + I_2 + I_3}{T \cdot T^2} \cdot I + 1 \right) \quad (17)$$

donde,

* r_i , parámetros para la resistencia óhmica del electrolito, (i=1...2)

* s_i , t_i , parámetros del sobrevoltaje en los electrodos (i=1...3)

* A, área del electrodo, m^2

* T, temperatura del electrolito, $^\circ\text{C}$

Los parámetros empíricos (r_i , s_i , y t_i) usados han sido los de la tabla 2.

De acuerdo con la ley de Faraday, la velocidad de producción de hidrógeno en una celda de un electrolizador es directamente proporcional a la velocidad de transferencia de electrones al electrodo, que a su vez es equivalente a la corriente eléctrica en el circuito externo, por lo que, la velocidad de producción total de hidrógeno en un electrolizador, con un número determinado de celdas conectadas en serie, puede expresarse como

$$\dot{n}_{H_2} = \eta_F \cdot \frac{n_c \cdot I}{n \cdot F} \quad (18)$$

- $\dot{n}_{H_2}$, velocidad de producción de hidrógeno, mol s^{-1}

- η_F , rendimiento de Faraday

- n_c , número de celdas en serie, en este caso 35

- n, número de electrones por moles de agua, n=2

- F, constante de Faraday, $F=96,485 \text{ As mol}^{-1}$

El rendimiento de Faraday (η_F) se define como la velocidad entre la actual cantidad de hidrógeno y la máxima teórica producida en el electrolizador y puede ser expresado como:

$$\eta_F = a_1 \cdot \exp \left(\frac{a_2 + a_3 \cdot T + a_4 \cdot T^2}{I/A} + \frac{a_5 + a_6 \cdot T + a_7 \cdot T^2}{(I/A)^2} \right) \quad (19)$$

- η_F , rendimiento de Faraday

- a_i , parámetros (i=1...7)

- I, corriente, A

$$\dot{n}_{H_2O} = \dot{n}_{H_2} = 2\dot{n}_{O_2} \quad (20)$$

La generación de calor en un electrolizador es principalmente debido a las ineficiencias eléctricas. El rendimiento energético de una celda se define como

$$\eta_e = \frac{U_m}{U} \quad (21)$$

U_m es la tensión termoneutra

U es la actual tensión de la celda

Figura 7: Control de temperatura del electrolizador.

De esta ecuación se observa que un incremento en la velocidad de producción de hidrógeno de una celda (por ejemplo, un aumento en la densidad de corriente) aumenta la sobretensión disminuyendo el rendimiento energético.

La circulación de corriente a través del electrolizador hace que aumente la tensión en cada celda, como se observa en (17) y por tanto disminuye el rendimiento energético (21), aunque si se regula la temperatura aumentaría la cantidad de hidrógeno generado.

Para regular la temperatura se ha implementado un control PI, de forma que se extrae o se inyecta la potencia calorífica necesaria para mantener constante la temperatura (figura 7).

El calor generado viene dado por:

$$\text{Perdidas} = nc(v - v_m)I \quad (22)$$

V_i tensión termoneutra (1.445 V)

Figura 8: Conjunto electrolizador - panel fotovoltaico.

En la simulación realizada se ha supuesto que la conexión entre el panel fotovoltaico y el electrolizador es directa, de forma que la corriente generada en el panel se empleará en generar hidrógeno y la tensión en ambos será igual.

La integración de ambos sistemas hace que sea necesario solucionar un sistema de ecuaciones no lineal (16) y (17), para ello es necesario en cada instante de tiempo determinar el punto de corte entre las curvas características del panel fotovoltaico y del electrolizador. Esto se hace minimizando el error de la ecuación (23), teniendo en cuenta que para cada valor de la corriente obtenida, se tendrá una tensión según (17).

$$\text{error} = I_{sc} \left(1 - e^{\frac{v - v_{oc} + R_{panel} I}{\frac{n_e k T}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} \right)}} \right) - I \quad (23)$$

$\min(\text{error})$

De esta forma, se va obteniendo para cada instante de tiempo los valores tensión y corriente de funcionamiento y de esta forma, la cantidad de hidrógeno generado, las cantidades de calor a extraer o a inyectar para mantener la temperatura del electrolizador, la potencia puesta en juego,...

Resultados de la simulación

La simulación se ha realizado para el día juliano 200, con una inclinación de panel de

EN LA SIMULACIÓN REALIZADA SE HA SUPUESTO QUE LA CONEXIÓN ENTRE EL PANEL FOTOVOLTAICO Y EL ELECTROLIZADOR ES DIRECTA

Figura 9: Radiación difusa.

Figura 10: Radiación directa.

Figura 11: Evolución de la corriente.

Figura 12: Potencia inyectada al electrolizador.

Figura 13: Evolución de la tensión en el electrolizador.

Figura 14: Inyección de calor para controlar la temperatura en el electrolizador.

Figura 15: Total de hidrógeno generado.

30° y una orientación de 20° Este. Se va a considerar que el panel sólo puede captar el 60% de la radiación difusa que le llega, figura 9.

La cantidad total de radiación captada sería la suma de la radiación directa y difusa. En las figuras 9 y 10 se observa el efecto de la nubosidad, caracterizado por una distribución estadística de Weibull. Como resultado la corriente generada en el panel sigue la tendencia de la radiación, figura 11.

Se observa como en las horas del mediodía, cuando hay mayor radiación la corriente oscila alrededor de un valor medio de 12A, y una potencia que ronda los 600 W para las horas centrales del día, figura 12. La tensión varía desde 0 V hasta unos 50 V, figura 13, dependiendo de la temperatura del electrolizador y de los valores de la corriente generada en el panel. Para el mantenimiento de la temperatura en el panel ha sido necesario durante el día inyectar una potencia calorífica, como la especificada en la figura 14.

EL USO DE HIDRÓGENO COMO RESERVA ENERGÉTICA TAMPÓN PARA EVITAR LA ALEATORIEDAD DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA ES POSIBLE

Figura 16: Producción de hidrógeno en un día claro

En la figura 15 se observa la cantidad total de moles de hidrógeno generado a partir de la energía eléctrica generada en el panel, en este caso de 10.9 moles de H_2 .

Esta baja producción de H_2 , se debe fundamentalmente al efecto que tiene la consideración de la nubosidad, en el caso anterior el día podríamos decir que era nublado. En el caso de considerar el mismo día pero claro, se tiene una producción de hidrógeno como la representada en la figura 16, donde se observa cómo dicha producción es de 38'2 moles, un 350 % respecto a la producción en un día nublado.

Esto se debe a que la nubosidad afecta mucho no solo a la corriente que se genera en el panel, sino también al rendimiento de Faraday (19) y por tanto, la producción de hidrógeno disminuye mucho.

Conclusiones

La generación de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, como puede ser la energía fotovoltaica, usando electrolizadores son muy sensibles a la cantidad de radiación que recibe el panel debido a la influencia no solo sobre la corriente que se inyecta al electrolizador, sino también a la disminución del rendimiento de Faraday (18), (19). Otro aspecto a tener en cuenta es la necesidad de regular la temperatura del electrolizador, lo que implica un coste adicional en dicha extracción o inyección de calor, figura 14. De los resultados anteriores se puede inferir que el uso de hidrógeno como reserva energética tampón para evitar la aleatoriedad de la energía fotovoltaica es posible, si bien, el sistema disminuye su rendimiento considerablemente, lo que en el caso de la energía fotovoltaica es ya de por sí pequeño. Por ello, es necesario realizar un estudio muy cuidadoso de las características tanto de los paneles fotovoltaicos, como del electrolizador, para que los puntos de funcionamiento del sistema conjunto sean lo más cercanos posible al codo de la curva característica de los paneles fotovoltaicos y por tanto se encuentre en la zona de máxima potencia generada.

Bibliografía

- [1] CIEMAT: 'Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica', CIEMAT, 1999
- [2] Øystein Ulleberg: 'Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach', International journal of hydrogen energy, PERGAMON

El metanol como alternativa al uso del vector energético del hidrógeno

Eduardo Conde Lázaro¹, Alberto Ramos Millán¹, Pablo Reina Peral¹, Ángel Vega Remesal¹

¹ Dpto. de Sistemas Energéticos. ETSI de Minas – Universidad Politécnica de Madrid. C/ Alenza 4, 28003 Madrid. aramos@dse.upm.es

Palabras clave: Economía del hidrógeno, metanol, dióxido de carbono, energías renovables

1. Introducción

La creciente preocupación por la seguridad de abastecimiento de combustibles fósiles, la incertidumbre en cuanto a las reservas, los precios crecientes de los mismos y las consecuencias medioambientales del uso de los combustibles fósiles (lluvia ácida, efecto invernadero,...) está haciendo que se busquen alternativas energéticas. Es en este punto donde se ha retomado desde hace unos años el uso del hidrógeno como sustituto tanto en generación de energía eléctrica, como en automoción.

Numerosos autores apuestan por un cambio radical en la estructura energética mundial, pasando de una economía basada en los combustibles fósiles, a una basada en el hidrógeno (Clark II et al. 2006, Milciuviene et al. 2006). Países como Islandia, Canadá, Japón, Estados Unidos o Alemania están invirtiendo en I+D+i en toda la línea del hidrógeno (producción, almacenamiento, transporte y uso), por otro lado la industria automovilística al completo está realizando un esfuerzo importante en el desarrollo de vehículos que usen combustibles alternativos.

El hidrógeno se puede obtener del agua, que es un recurso muy abundante y se encuentra distribuido a lo largo de todo el planeta, lo que hace que se deslocalicen las fuentes de energía, al contrario de lo que ocurre actualmente, en el que sólo unos pocos países tienen los recursos, esto daría lugar a que el uso del hidrógeno permita que diferentes zonas geográficas puedan tener sus propios recursos energéticos, dando lugar a un reparto más equitativo de la riqueza.

Sin embargo, el hidrógeno tiene puntos débiles, bastante importantes, tal y como manifiestan diversos autores (Sheriff et al. 2006).

2. Hidrógeno

2.1. Propiedades

El H₂ no se encuentra libre de forma accesible en la naturaleza. Su alta reactividad hace que se oxide rápidamente formando compuestos más estables. Por ello, no puede ser considerado como una fuente de energía primaria dado que para ser usado, antes debe ser liberado, o sintetizado.

Tabla 1: Propiedades del H₂ y del Metanol.

	H₂	CH₃OH	Unidades
DENSIDAD	0,0899 kg/Nm ³	0,81 kg/l	-
PCI	120,00 33,33	22,66 6,29	MJ/kg kWh/kg
Límites de explosión	4 – 75%	6-36,5%	Conc. en aire
Capacidad calorífica	C _p = 14,199 C _v = 10,074	1,37 (v. 25°C) 2,53 (l. 25°C)	J/(kg K)
Energía mínima inflamabilidad	20	140	μJ
Punto de destello	< 0	12	°C
Densidad relativa	0,07	1,11	
Temperatura de congelación	-	-97,7°C	°C
Temperatura de ebullición	-253	64,7	°C
Temperatura inflamabilidad	500	464	°C
Coefficiente de difusión	0,148	0,057	m ² /h

En la Tabla 1 se puede observar cómo el hidrógeno tiene un Poder Calorífico Inferior (PCI) alto por unidad de masa, sin embargo, su baja densidad hace que la densidad energética por unidad de volumen sea de aproximadamente 3 kWh/Nm³, que es muy bajo en comparación con otras fuentes de energía. Esto hace, como se verá más adelante, que el desarrollo de técnicas de almacenamiento del H₂ sea una pieza clave a la hora de poder utilizarlo, sobre todo en automoción.

Hay que destacar su alta capacidad calorífica que lo hace adecuado para su uso como fluido de refrigeración, caso de los alternadores. En la Tabla 1 se puede ver que el intervalo de explosividad es muy amplio, pudiendo generar una atmósfera potencialmente explosiva, siendo entonces necesaria una muy baja energía de ignición del orden de 20μJ (al 21%) para provocar la explosión.

2.2. Generación de H₂

Existen diversos métodos de generación de hidrógeno (Figura 1), fundamentalmente se basan en romper moléculas que contienen hidrógeno atómico, para formar el hidrógeno molecular. Las materias primas que se usan fundamentalmente, son agua (H₂O), combustibles fósiles (sólido, líquido o gaseoso), biomasa o biogás. Este proceso requiere del aporte de energía, ya sea de forma térmica o eléctrica.

Figura 1. Fuentes de generación de hidrógeno

Generación de H_2 a partir de materias primas compuestas por $CxHy$ (combustibles fósiles, biomasa)

El proceso más usual consiste en el reformado a partir de vapor de agua (Steam reforming) (Figura 2). Este proceso consiste en inyectar vapor de agua junto con el combustible en un equipo llamado, reformador, en el que se produce H_2 y CO , siendo necesario el aporte de calor a alta temperatura ($760 - 980\text{ }^\circ\text{C}$) y el uso de catalizadores (Óxido de Zinc) para agilizar la reacción. La corriente de H_2 y CO , pasa posteriormente a un convertidor, donde reacciona el CO con vapor de agua para generar CO_2 y H_2 .

Figura 2: Ejemplo de H_2 obtenido por steam reforming.

El ratio energético en una planta de reformado de gas natural está en torno al 0,66, lo que significa que por cada MJ que entra, se obtienen 0,66 MJ de H_2 , y originando 11,888 kg CO_2 equivalente/kg H_2 y necesitando 19,8l H_2O /kg H_2 . (Spath y Mann 2001).

Como se ha visto, el proceso de reformado de cualquier tipo de combustible en cuya composición se tenga hidrógeno y carbono, emite inevitablemente CO_2 . Aún así, parece poco lógico reformar gas natural para obtener hidrógeno, que posteriormente va a ha ser oxidado, por un método u otro, cuando se use la energía que tiene almacenada. Sin embargo, el reformado es una tecnología que se conoce, que está probada y con unos costes muy por debajo de los requeridos en otros métodos.

Generación de H₂ a partir de hidrólisis de agua.

Se puede usar la electricidad para generar hidrógeno a partir de la electrolisis del agua (1). Se usan fuentes de energía renovable (eólica, fotovoltaica), cuya generación de energía tiene una fuerte componente aleatoria, que incide negativamente en las redes eléctricas en las que se inyecta, por lo que su uso en la generación de H₂ parece adecuado para evitar el problema.

Los electrolizadores más usados son los alcalinos y los SPE (Solid Polymer Electrolyte). Estos electrolizadores son de baja temperatura (50 – 80 °C) lo que les permite tener tiempos de arranque relativamente pequeños, así como ser adaptables a los cambios de potencia de la fuente renovable.

La energía necesaria para generar hidrógeno es del orden de 5,4 kWh/Nm³ (53,5 kWh/kg), con eficiencias en la conversión del 85 %, eficiencias energéticas del orden del 65 % y coste de 7,0 €/kg H₂ de inversión. (Ivy 2004).

2.3. Almacenamiento de H₂

Aquí se encuentra uno de los mayores problemas técnicos que plantea la utilización del hidrógeno. Debido a su baja densidad energética, es muy complicado almacenar en un volumen razonable, y sobre todo a bajo coste, una cantidad de energía medianamente aceptable. Por ello, uno de los caballos de batalla de la economía del hidrógeno es el desarrollo de sistemas de almacenamiento con costes aceptables. A continuación, se presenta una tabla resumen de los métodos de almacenamiento más importantes en los que se está trabajando.

Tabla 3: Métodos de almacenamiento y coste de operación.

Método	Inversión (€)	Operación (€)
Gas comprimido en tanque (>250 kg)	720 €/kg	0'6 €/kg
Hidrógeno líquido (>280 kg)	450 €/kg	1'2 €/kg
Hidruros metálicos (> 9 kg)	2500 €/kg	0,2 €/kg
Compresión subterránea (>2 kt)	30 €/kg	2 €/kg

Fuente: Taylor et al. 1986, NYSEG 1996b, Zittel and Wurster 1996, Schwarz and Amonkwah 1993

De los métodos planteados, sólo en el almacenamiento mediante hidruros metálicos, no es absolutamente necesaria la utilización de compresores; si bien, la presión que es necesario alcanzar varía de un método a otro. La complicación técnica se sitúa en que, por un lado, es necesario modificar el sello de los compresores tradicionales debido a la alta difusividad del hidrógeno (Hart 1997), y por otro la cantidad de volumen de hidrógeno a comprimir para alcanzar una masa aceptable es muy importante, lo que se traduce unos costes muy elevados. Dependiendo del proceso utilizado, es posible utilizar un “expander” para recuperar parte de la energía utilizada en la compresión.

Hay que tener en cuenta que de los métodos planteados, la compresión subterránea tan solo es válida cuando se trabaja con grandes cantidades de hidrógeno.

Para vehículos de transporte, cualquiera de los tres primeros métodos sería válido; si bien, se aprecia que el coste de almacenamiento es elevado.

3. Metanol

3.1. Obtención del metanol

El metanol puede ser obtenido desde distintas fuentes de energía tanto de origen renovable (Biomasa) como de combustibles fósiles como el carbón o el gas natural. Es precisamente esta flexibilidad la que hace atractivo a este “vector” energético.

Los procesos industriales más utilizados, se pueden observar en la Figura 3.

Figura 3. Procesos de producción del Metanol

La idea general de estos procesos es a partir del biogás o del gas natural, realizar un reformado con lo que se obtiene una mezcla de H_2 , CO y CO_2 ; o bien obtener el gas de síntesis a partir de la gasificación del combustible sólido (combustión parcial en presencia de vapor de agua).

El reformado catalítico del combustible tiene un rendimiento de entre el 70% y el 90%. A continuación se muestran las reacciones químicas producidas durante el proceso:

Una vez obtenido el gas de síntesis y después de acondicionarlo se pasa al proceso de síntesis del metanol que se realiza mediante reducción catalítica de monóxido de carbono (CO) con hidrógeno (H₂) a altas presiones, utilizando un catalizador que consta de cobre, óxido de zinc y óxido de cromo (III).

Otro proceso similar al anterior consiste en introducir en la corriente de gases reactantes dióxido de carbono en vez de monóxido de carbono, dando lugar a la reacción abajo indicada.

El metanol puede volver a ser utilizado como combustible, de forma que el CO₂ es reutilizado. Bajo este punto de vista podría ser muy interesante usar los gases de escape de las grandes unidades de combustión como fuente de CO₂ y el uso de fuentes de energía renovable como fuente de H₂ para la producción de metanol (Mignard et al 2003). El uso del mismo en automoción llevaría a una reducción de las emisiones de GEI en el sector de automoción a costa de usar las emisiones de las centrales (grandes unidades de combustión). Según (Mignard et al 2003) la eficiencia de conversión, de la electricidad generada a partir de energías renovables y el metanol, es del orden del 59 %.

Cabe destacar, la importancia que tiene por un lado la posible utilización de CARBÓN VERDE, ya que es relativamente sencillo realizar el proceso de gasificación muy eficientemente desde el punto de vista medioambientalmente. La utilización del carbón implica una fuente adicional de hidrógeno para la síntesis del metanol. Este elemento pudiera provenir de fuentes renovables y obtención mediante electrólisis.

Un combustible utilizado para el transporte debiera reunir una serie de condicionantes tales como: temperatura de ebullición por debajo de -40 °C, punto de ebullición por encima de 60 °C y permanecer líquido a bajas presiones (en altitud) de forma que sea transportable en depósitos sin riesgos adicionales. Tales condiciones las cumplen las gasolinas y gasóleos; también el metanol [10]

En cuanto a las propiedades del metanol de cara a la seguridad en relación a las gasolinas, aunque como éstas puede formar mezclas explosivas entre determinadas concentraciones a temperatura ambiente, su temperatura de destello y de inflamabilidad es superior a la de las gasolinas.

En un futuro medio y cercano la utilización del metanol en el transporte requerirá muy pocas adaptaciones del parque de vehículos. En cualquier caso será la solución intermedia hacia otros sistemas renovables. Aunque puede servir como fuente para pilas de combustibles alimentadas directamente de metanol [11] cabe dilucidar si es la solución técnica y económica apropiada frente al asentado motor de combustión interna con o sin ayuda de sistema híbridos (ya comerciales), teniendo en cuenta además que un motor de combustión interna con la adaptación adecuada y alimentado por metanol alcanza un rendimiento superior al motor alimentado por gasolina.

La utilización directa, sin reformado, del metanol en pilas de combustible de baja temperatura es ya una promesa que funciona a escala de prototipos [12], con rendimiento termodinámico que supera el 34 %, es decir, doblando a un motor de gasolina convencional, y bastante mayor que la de un motor híbrido gasolina-eléctrico.

Las reacciones de una pila de combustible para metanol son:

Oxidación (ánodo) $\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 6 \text{H}^+ + 6 \text{e}^-$

Reducción (cátodo) $3/2 \text{O}_2 + 6 \text{H}^+ + 6 \text{e}^- \rightarrow 3 \text{H}_2\text{O}$

Reacción total $\text{CH}_3\text{OH} + 3/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$

También se piensa en el metanol como el combustible ideal para la conquista espacial en sustitución del hidrógeno [13]

4. Conclusiones

Aunque el hidrógeno se plantea desde múltiples foros como la alternativa a los combustibles fósiles, es necesario desarrollar un gran esfuerzo para saltar los obstáculos que plantea su uso, siendo los principales de almacenamiento y de seguridad. La producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles no plantea una mejora seria, ni al problema de abastecimiento energético, ni al respeto al medioambiente, a no ser que se capture el CO_2 que se genera, por lo que la mejor opción sería el uso de energías renovables para su obtención. La síntesis del metanol utiliza el mismo hidrógeno generado y el CO_2 de cualquier fuente, eliminando los problemas que plantea el hidrógeno, facilitando su integración en el tejido industrial y si el metanol se obtiene a partir de biomasa permitiría un mejor aprovechamiento de suelos agrícolas.

Si se compara los equivalentes energéticos entre el hidrógeno y otros combustibles (Tabla 4), se observa como la energía por kilogramo de hidrógeno es mayor que el metanol, no es así si se considera el hidrógeno almacenado en un litro, comprimido a 350 bares. Se necesitan 5,23 litros de hidrógeno para tener el mismo equivalente energético que un litro de metanol.

Tabla 4: Comparativa energética de combustibles

	Gasolina	Gasoleo	Metano	Gas natural	Metanol
1 kg H_2	2,78 kg	2,80 kg	2,40 kg	2,54–3,14 kg	6,09 kg
1 l H_2 liq	0,268 l	0,236 l	-----	-----	0,431 l
1 l H_2 (350 bar)	0,0965 l	0,085 l	0,24 l	0,3 l	0,191 l

El coste del almacenamiento de hidrógeno comprimido ronda los 720 €/kg (tabla 3), en el caso del metanol el deposito sería esencialmente el mismo que en la actualidad tienen los vehículos. Al no necesitarse cambios sustanciales en la infraestructura automovilística, la transición a una economía basada en el metanol sería menos traumática y costosa que la transición a una economía del hidrógeno.

Anteriormente quedó claro que el metanol necesita de una fuente de hidrógeno y de combustible fósil o de una fuente de CO_2 para poder ser generado y por tanto, la finalidad de la generación del metanol será aportar al hidrógeno la densidad energética que necesita, así como una seguridad de uso equivalente a los combustibles actuales. Como se aprecia en la tabla 1, la difusividad del metanol es sensiblemente menor que la del hidrógeno, el intervalo de explosividad mucho más reducido y la energía necesaria para inflamar la concentración más explosiva es ocho veces superior en el caso del metanol; en cuanto a la temperatura de inflamación son prácticamente idénticas. Por otra parte, el metanol comienza a ser de

consideración en cuanto a explosividad a partir de 12 °C, mientras el hidrógeno lo es a cualquier temperatura ambiente.

Figura 4: Síntesis del metanol

El uso del hidrógeno en automoción implica cambiar el parque automovilístico, además de las estaciones de servicio de dicho combustible, con lo que conlleva, según [6] alrededor de 1012 € para un parque automovilístico de 200 millones de vehículos, asumiendo un coste de 3,67 – 2,85 €/litro, parece poco probable que se llegue a corto plazo a sustituir el combustible para automoción. Antes bien, es más viable el desarrollo de vehículos híbridos, que disminuyan el consumo de combustible y mejoren el rendimiento de los vehículos.

Tabla 5: Comparativa hidrógeno – metanol

	Hidrógeno	Metanol
Materia prima	Agua, combustibles fósiles, gas natural, biomasa, biogás	Hidrógeno, combustibles fósiles, gas natural, biomasa, biogás
Aportes energéticos	Calor, electricidad	Calor
Eficiencia	65 % (electrolisis) 66% (reformado)	67.4 % (a partir gas natural) 51-58% (captura de CO2 + electrolisis)
Almacenamiento	Comprimido Hidruros	Depósito habitual
Uso	Pila de combustible	Pila de combustible Motor de combustión interna

Referencias

- Clark II W.W.; Rifkin J. (2006). A green hydrogen economy, *Energy Policy*, vol. 34, nº 17
- Milciuvienė S.; Milcius D.; Praneviciene B. (2006). Towards hydrogen economy in Lithuania, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, nº 7
- Sheriff S.A.; Barbir F.; Veziroglu T.N. (2006). Towards a hydrogen economy, *The Electricity Journal*, vol 18, nº 6.
- Mignard D.; Sahibzada M.; Duthie J.M.; Whittington H.W. (2003). Methanol synthesis from flue-gas CO2 and renewable electricity: a feasibility study, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, nº 4.
- Spath, P.; Mann, M. (2001). Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2001
- Ivy, J. (2004). Summary of electrolytic hydrogen production. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2004

D. Mignard, D.; Sahibzada, M.; Duthie, J.; Whittington, H. (2003). Methanol synthesis from flue-gas CO₂ and renewable electricity: a feasibility study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28, 2003.

[10] Eliasson, B; Bossel, U. The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?.
http://www.pacificsites.net/~dglaser/h2/General_Articles/hydrogen_economy.pdf

[11] American Methanol Institute (AMI), Global Climate Benefits of Methanol. 1998

[12] Surampudi, S., Narayanan, S.R., Vamos, E., Frank, H., Halpert, G. Advances in Direct Methanol Fuel Cells at JPL. Proceedings of the Eighth Annual Battery Conference on Applications and Advances. Jan. 12-14, 1993.

[13] McMillen, K; Meyer, T; Clark, B. Methanol a Fuel for Earth and Mars.
<http://spot.colorado.edu/~marscase/isru/kmmeth.pdf>.

Pre-Feasibility Study of Hybrid Wind Power-H₂ System Connected to Electrical Grid

A. Vega, *Member, IEEE*, A. Ramos, E. Conde and P. Reina

Abstract— The growth of wind power as an electric energy source is profitable from an environmental point of view and improves the energetic independence of countries with little fossil fuel resources. However, the wind resource randomness poses a great challenge in the management of electric grids. This study raises the possibility of using hydrogen as a mean to damp the variability of the wind resource. Thus, it is proposed the use of all the energy produced by a typical wind farm for hydrogen generation, that will in turn be used after for suitable generation of electric energy according to the operation rules in a liberalized electric market.

Keywords— wind power, hydrogen, electricity market.

I. INTRODUCCIÓN

LA GENERACIÓN eólica ha sido la tecnología renovable que más impulso y desarrollo ha tenido en el ámbito de generación eléctrica. En la referencia [1] se muestra como la potencia instalada en España, en el año 2010 fue de 19.813MW, sobre un total de 97.447MW de potencia total instalada, lo que supone un 20,33%. La cobertura de la demanda con energía eólica para el año 2010 fue del 16,41%, lo que supone un peso muy importante de la generación eólica en el esquema de generación actual del sistema eléctrico español. Sin embargo, la alta variabilidad del viento y las dificultades que entraña predecir la generación eólica hace necesario tener generación convencional de respaldo, lo que supone un coste extra al sistema y una gestión más complicada de la red.

La incertidumbre en la previsión eólica aumenta conforme aumenta el horizonte temporal de dicha previsión. Por este motivo se están realizando notables esfuerzos en el desarrollo de técnicas que permitan obtener previsiones de viento fiables y por tanto, asegurar la producción de energía eléctrica de los parques eólicos, en [2] se hace una revisión exhaustiva de las técnicas de predicción de generación eólica a corto plazo. En [3] se estudia la incidencia de los aerogeneradores en la red y el marco regulatorio para parques eólicos en Europa.

Otro factor a considerar es que en muchos países existe un sistema de liberalizado de compra y venta de energía eléctrica.

En el caso español la mayor parte de la energía se gestiona en el mercado diario, que tiene lugar con un día de antelación (día D-1) al día en el que se debe disponer de dicha energía (día D). El equilibrio definitivo de la energía generada y demandada se lleva a cabo en otros seis mercados de ajustes o intradiarios, y en los servicios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.

Los parques eólicos pueden ofertar la venta de su energía en el mercado diario y en los sucesivos intradiarios, lo que les obliga a prever su producción en 24 tramos horarios, con una antelación de 24h. Los desvíos respecto a su programa casado en el mercado les pueden suponer un coste extra, en [4] se muestra como los desvíos originados por la energía eólica en diciembre de 2010 fueron de un 10,7% respecto a su programa con un coste de 7,3 M€ En la referencia [5], se muestra como en 2010, los desvíos a subir de la energía eólica supusieron un 26% sobre el total y en los desvíos a bajar supuso un 29% sobre el total.

Una disminución en los desvíos generados por los parques eólicos redundaría en una gestión del sistema eléctrico más óptima, y en la generación de confianza en la energía eólica, como un sistema de generación fiable.

Dado que las sesiones de los mercados de energía eléctrica suelen estar repartidos en el tiempo, durante el día D y el día anterior (día D-1), podría ser razonable estimar la previsión de energía eólica con un horizonte temporal entre las diferentes sesiones de los mercados, de forma que se fuese ajustando la energía vendida a lo largo del día, disminuyendo de esta forma los desvíos originados. Este procedimiento no asegurará que se pueda cubrir la energía programada, pero sí disminuirá la incertidumbre asociada a la misma.

Otro procedimiento a seguir es utilizar un sistema de almacenamiento de energía intermedio que garantice que se pueden cubrir las variaciones de energía que el viento va a originar a lo largo del tiempo. Para cumplir con este objetivo se pueden usar diferentes sistemas de almacenamiento, como baterías, aire comprimido, volantes de inercia, supercondensadores, bobinas superconductoras o almacenamiento de hidrógeno. Los diferentes métodos de almacenamiento de energía se pueden encontrar en [6], [7], [8].

El almacenamiento de energía dependerá del problema de variabilidad que se pretenda subsanar, en [6] se dan unos

A. Vega, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, avega@dse.upm.es

A. Ramos, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, aramos@dse.upm.es

E. Conde, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, econde@dse.upm.es

P. Reina, Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Sistemas energéticos. Madrid, España, preina@dse.upm.es

órdenes de magnitud de los tiempos de respuesta de diferentes tecnologías de almacenamiento y su aplicación a diferentes funciones en la gestión de redes eléctricas.

En el presente trabajo se propone una instalación de generación, almacenamiento y uso de hidrógeno para producción eléctrica, tomando como fuente de energía la producción de un parque eólico tipo de 13 MW, con máquinas de 1,3MW. La capacidad de almacenamiento de hidrógeno se ha previsto considerando que la venta de dicha energía se hace en los mercados intradiarios. La generación de energía eléctrica se hace usando tres tecnologías diferentes: turbina de gas, motor térmico y pila de combustible, cuyo combustible sería el hidrógeno generado y que se comparan económicamente.

El artículo se ha organizado de la siguiente forma. En la sección II se propone un parque eólico tipo y los elementos fundamentales de una instalación de generación, almacenamiento y uso de hidrógeno con fines eléctricos. En la sección II.A se hace un análisis del régimen de vientos en el emplazamiento, a partir de datos cada diez minutos y durante un año y la energía generada en el parque eólico tipo. En la sección II.B se aplica el modelo de electrolizador de Ulleberg adaptado a los electrolizadores empleados en la instalación propuesta, así como la metodología para obtención del hidrógeno generado. En la sección II.C se define el tamaño del almacenamiento de hidrógeno comprimido y una estimación la energía necesaria para dicha compresión. En la sección II.D se proponen tres tecnologías diferentes para el uso del hidrógeno, turbina de gas (TG), motor de combustión interna (MCI) y pila de combustible (FC). En la sección II.E se hace un estudio de rentabilidad del sistema propuesto, con las tres alternativas de generación de energía eléctrica definidas en la sección II.D y se analiza los incentivos necesarios para poder promover este tipo de plantas energéticas. Por último, se exponen unas conclusiones en la sección III.

II. MODELIZACIÓN DEL PROCESO

En la bibliografía se pueden encontrar otros procedimientos de integración del hidrógeno con las energías renovables, por ejemplo, en [9] se usa parte de la energía proporcionada por el aerogenerador en la producción de hidrógeno, con lo que se consigue suavizar la curva de potencia generada por los aerogeneradores, en [10] se propone un procedimiento de cálculo óptimo del almacenamiento de hidrógeno en un sistema híbrido fotovoltaico eólico, en [11] y [12] se describen procedimientos de cálculo para la venta de la energía eólica, con almacenamiento intermedio de hidrógeno, en un mercado diario, con una previsión a 24 h.

En la planta propuesta se ha optado por utilizar toda la energía generada por el parque eólico en la producción de hidrógeno. En la Fig. 1 se muestra el esquema de la planta propuesta, con un parque eólico, 1; un rectificador, 2; electrolizadores, 3; almacenamiento de hidrógeno comprimido a 200 bar, 4; y en 5 se pueden ver los tres sistemas de generación de energía, a partir del hidrógeno producido.

Figura 1. Esquema de la planta.

El hidrógeno se usará para generar nuevamente energía eléctrica, esta vez con unos niveles de calidad y disponibilidad adecuados a las exigencias de la red eléctrica.

A. Análisis de viento, determinación de energía y variables eléctricas.

Como hipótesis de partida se ha diseñado un parque eólico de 13 MW. Para determinar la cantidad de energía que dicho parque produce, se ha realizado un análisis estadístico de datos de viento registrados durante 1 año con velocidades medias tomadas cada 10 min, en una torre de 40 m de altura. Los datos de viento usados se pueden agrupar en i intervalos de velocidades, dando lugar a un histograma de velocidades de viento (1), a una altura determinada (40 m).

$$h_H^i = \frac{\sum_{k=1}^N a_k}{N} \quad (1)$$

Siendo,

N el número total de datos de viento a una altura H

$$a_k = 1 \quad \text{si } v \in [v_i, v_{i+1})$$

$$a_k = 0 \quad \text{si } v \notin [v_i, v_{i+1})$$

Este histograma se puede correlacionar con una función estadística de Weibull (2), donde P es la probabilidad de que la velocidad del viento v sea menor que una velocidad v_x dada.

$$P(v < v_x) = 1 - e^{-\left(\frac{v_x}{C}\right)^k} \quad (2)$$

En la que se determinan los parámetros característicos de la distribución de Weibull, C y k , por medio de una aproximación por mínimos cuadrados (3) de la distribución de Weibull y de los valores del histograma generado a partir de los datos de viento.

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^{N-1} \left(P(v_i < v < v_{i+1}) - h_H^i \right)^2 \right\}_{C,k} \quad (3)$$

En la Fig. 2 se puede ver el histograma de velocidades a 40 m. Como resultado de aplicar (3) se llega a que el factor de escala $C_{40m} = 8,17$ m/s y el factor de forma $k_{40m} = 1,55$. Estos

resultados son genéricos para todo el periodo de tiempo considerado en las mediciones.

Figura 2. Distribución de Weibull calculada a partir del histograma de velocidades

Tomando como hipótesis que la rugosidad media en el emplazamiento es $z_0=0,002$ m, y considerando que los aerogeneradores del parque tienen una altura de buje de 68 m, resulta que los parámetros que definen la distribución de Weibull a la altura del buje de los aerogeneradores se pueden calcular a partir de (4) y (5). Las alturas del buje del aerogenerador, $h_1=68$ m y la de la torre de medida, $h_2 = 40$ m, permiten calcular el factor de escala a la altura del buje del aerogenerador, tomando como hipótesis que el factor de forma se mantiene aproximadamente constante con la altura.

$$\bar{v} = C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4)$$

$$\frac{v(h_1)}{v(h_2)} = \frac{\ln \frac{h_1}{z_0}}{\ln \frac{h_2}{z_0}} = \frac{C_{h_1}}{C_{h_2}} \quad (5)$$

De esta manera, se recalculan fácilmente los parámetros de la distribución de Weibull a 68 m, tomando los valores $C_{68m}=8,61$ m/s y $k_{68m}=1,55$.

Teniendo en cuenta la distribución estadística del viento y la generación de energía de un aerogenerador, Fig. 3, se llega a evaluar la cantidad de energía que el aerogenerador está aportando a lo largo de un periodo de tiempo.

La energía aportada en función del rango de velocidades de viento se puede calcular a partir de la probabilidad de que la velocidad del viento esté entre dos valores determinados, ver (6) y la potencia generada por el aerogenerador para una velocidad representativa de ese intervalo (7).

Figura 3. Características del viento y del aerogenerador.

$$F(v_x, v_y) = \int_{v_x}^{v_y} \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv = e^{-\left(\frac{v_x}{C}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_y}{C}\right)^k} \quad (6)$$

$$Pot(v_x < v < v_y) = \int_{v_x}^{v_y} Pot(v) \cdot \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} dv \quad (7)$$

$$Pot(v_x < v < v_y) \cong Pot\left(\frac{v_x + v_y}{2}\right) \cdot F(v_x, v_y)$$

Siendo la potencia media del aerogenerador la suma de las potencias obtenidas según (7), a lo largo de todo el rango de velocidades. Para tener en cuenta las pérdidas por efecto estela, pérdidas eléctricas y otras, se ha minorado la energía del parque en un 12 %.

De esta forma se obtiene la energía que aportará el parque, en función de la probabilidad de que se de una determinada velocidad del viento.

B. Generación de hidrógeno

En la simulación se ha empleado los modelos aportados por Ullerberg [13], [14], para caracterizar a los electrolizadores. Se han dispuesto un conjunto de tres electrolizadores de 3,7 MW, que funcionaran de forma modular dependiendo de las condiciones de viento. La modelización se ha realizado tomando como hipótesis que los electrolizadores trabajan a presión atmosférica.

La característica de funcionamiento del electrolizador se puede asimilar según [14] a una ecuación que relaciona la tensión en la cada celda del electrolizador, la corriente que circula por ella y la temperatura a la que se encuentra (8).

$$U = U_{rev} + \frac{r_1 + r_2 \cdot T}{A} \cdot I + \dots$$

$$\dots + \left(s_1 + s_2 \cdot T + s_3 \cdot T^2 \right) \cdot \log \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2}}{A} \cdot I + 1 \right) \quad (8)$$

donde,

r_i , parámetros para la resistencia óhmica del electrolito,

($i=1\dots2$)

s_i , t_i , parámetros del sobrevoltaje en los electrodos ($i=1\dots3$)

A , área del electrodo, m^2

T , temperatura del electrolito, $^{\circ}C$

La generación de hidrógeno dependerá del rendimiento de Faraday (9) y de la corriente que circule por cada electrolizador (10)

$$\eta_F = a_1 \cdot e^{\left(\frac{a_2 + a_3 \cdot T + a_4 \cdot T^2}{I/A} + \frac{a_5 + a_6 \cdot T + a_7 \cdot T^2}{(I/A)^2} \right)} \quad (9)$$

$$\dot{n}_{H_2} = n_{elec} \cdot \eta_F \cdot \frac{n_c \cdot I}{n \cdot F} \quad (10)$$

Para poder generar el hidrógeno es necesario adecuar la potencia generada por el parque eólico, para ello se usará un rectificador en puente y convertidor DC-DC (o un rectificador controlado), que pasarán de corriente alterna a corriente continua. En este punto se ha tomado como hipótesis que la temperatura de los electrolizadores se mantiene constante a $80^{\circ}C$ en los distintos modos de funcionamiento, y que el rectificador regula la potencia inyectada, de forma que para cada condición de viento se tendrá unas condiciones de tensión y corriente en el electrolizador que cumplan con (11).

$$P_{eolica} \times \eta_{rectificador} = n_{elec} (U_{rev} + f_1(T, A) \cdot I) \cdot I + \dots$$

$$\dots + n_{elec} f_2(T, A) \cdot \log(f_3(T, A) \cdot I + 1) \cdot I \quad (11)$$

Siendo P_{eolica} la potencia inyectada por el parque; $\eta_{rectificador} = 97\%$, el rendimiento del rectificador; n_{elec} el número de electrolizadores en funcionamiento. Resolviendo (11) para cada condición de viento se obtiene la cantidad de hidrógeno generado aplicando (9), (10) y (12).

$$H_2(v_x < v < v_y) = H_2 \left(\frac{v_x + v_y}{2} \right) \times F(v_x, v_y) \quad (12)$$

La cantidad de energía en forma de H_2 , dependerá de la potencia inyectada por el parque y de la probabilidad de que se tenga esa potencia, de forma que, tal y como se muestra en la Fig. 4, la energía media generada dependerá del número de horas que el viento tenga una determinada velocidad.

Figura 4. H_2 generado en función de la velocidad del viento

La energía convertida en H_2 anualmente sería del orden de 26,4 GWh. Esta energía deberá ser almacenada y gestionada para su venta en un mercado eléctrico liberalizado.

C. Almacenamiento y uso del H_2 .

El tamaño del almacenamiento de hidrógeno va a depender del uso posterior que se vaya a hacer del mismo. Se va a tener en cuenta que la energía generada se venderá dentro de un sistema eléctrico liberalizado. La gestión de la energía eléctrica en un sistema liberalizado pasa por la realización de una serie de mercados, en los que se compra y se vende, siguiendo una serie de reglas que cambian dependiendo del país en el que lleven a cabo. Durante el día puede haber distintos mercados que tratan de adecuar lo más fielmente posible la generación al consumo. En este marco, los generadores ofertan comprar/vender determinadas cantidades de energía por unidad de tiempo, que abarca el horizonte temporal que se cubre con cada sesión de mercado. Los desvíos que el generador tenga respecto a las ofertas que se le aceptaron en los distintos mercados dan lugar a un sobrecoste en el sistema eléctrico y normalmente a una penalización al causante de los mismos. En el ejemplo que se está exponiendo se va a seguir la estructura del mercado eléctrico español, en el que existe una sesión de mercado diario, que se realiza el día anterior al día en el que se debe disponer de la energía, y que tiene un horizonte temporal de 24 h, así como, 6 sesiones de mercados intradiarios, que se llevan a cabo durante los días anterior y durante el día en el que se pone en juego la energía (Tabla I).

TABLA I
SESIONES DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA Y HORIZONTES TEMPORALES

Mercados	Sesión	Horizonte temporal	
		Día D-1	Día D
Diario	10AM - 11AM		0AM - 12 PM
Intradiario 1	5 PM - 7 PM	9 PM - 12 PM	0AM - 12 PM
Intradiario 2	10 PM - 11 PM		0AM - 12 PM
Intradiario 3		2 AM - 3 AM	5 AM - 12 PM
Intradiario 4		5 AM - 7 AM	8 AM - 12 PM
Intradiario 5		9 AM - 10 AM	12 AM - 12 PM
Intradiario 6		1 PM - 2 PM	16 AM - 12 PM

La estrategia que se sigue consiste en vender la energía eléctrica producida en los mercados intradiarios, por lo que el

Para el almacenamiento de hidrógeno a presión se ha realizado una evaluación en ASPEN (Fig. 5). Se ha supuesto que la compresión se realiza en dos etapas con enfriamiento intermedio a la temperatura de salida del hidrógeno del electrolizador, que es de 353 K. A la salida del compresor se enfría desde unos 903 K hasta unos 298 K, que se va a considerar como la temperatura a la que se mantendrá el tanque de almacenamiento, entre los dos procesos de enfriamiento es necesario evacuar 1689 kW, en condiciones nominales de compresión, con un caudal de hidrógeno de 0,072 kg/s.

Figura 5. Simulación de los procesos de compresión y expansión en el almacenamiento.

La potencia necesaria para comprimir hasta 200 bar es de 1618 kW, para el flujo nominal de hidrógeno, lo que supone un consumo muy importante de energía, del orden de 3562 MWh/año, si se consideran los distintos regímenes de funcionamiento del parque eólico, y por tanto del electrolizador (13), donde la potencia necesaria para la compresión depende del caudal de hidrógeno (n_{H_2}) para la velocidad media de cada uno de los n intervalos de velocidades considerado.

$$E_{compresión}^{Total} = 8760 \cdot \sum_{i=1}^n P_{compresión} \left(\dot{n}_{H_2} \left(\frac{v_i + v_{i+1}}{2} \right) \right) \times F(v_i, v_{i+1}) \quad (13)$$

D. Almacenamiento y uso del H_2 .

En este caso, el hidrógeno volverá a ser transformado en energía eléctrica por medio de pilas de combustible, Tabla II, motores de gas, o bien, turbinas de gas. Cada tecnología requerirá una determinada cantidad de hidrógeno para producir la misma cantidad de energía eléctrica, en las tablas 2, 3, 4, se muestran las características fundamentales de las tres tecnologías consideradas.

TABLA II
PARQUE DE PILAS DE COMBUSTIBLE

Potencia de cada pila:	1	MW
número de pilas:	12	
Total potencia pilas:	6	MW
Eficiencia:	50	%
Potencia mínima sobre nominal:	20	%
Potencia mínima:	1	MW
H2 necesario cubrir potencia mínima:	2	MW
H2 necesario cubrir potencia máxima:	12	MW

Desde el punto de vista tecnológico a día de hoy no hay motores de alta potencia que funcionen con hidrógeno y son pocos los tecnólogos que fabrican turbinas de gas capaces de funcionar con combustibles con alto contenido en hidrógeno, por ello, los datos necesarios para realizar los cálculos se han tomado a partir de hojas de características de equipos basados en tecnologías existentes. En este caso se ha escogido una turbina de gas, Tabla III, y un motor de gas, Tabla IV, que consumen gas natural.

La evaluación de la energía eléctrica generada por las distintas tecnologías implicadas se calcula según la ecuación (14)

$$E_{generada}^{Total} = 8760 \sum_{i=1}^n \dot{n}_{H_2} \left(\frac{v_i + v_{i+1}}{2} \right) \cdot PCI_{H_2} \cdot \eta_{generacion} \cdot F(v_i, v_{i+1}) \quad (14)$$

TABLA III
PARQUE CON TURBINA DE GAS

Potencia eléctrica:	4600	kWe
Heat rate:	12270	kJ/kWhe
Eficiencia eléctrica:	29,3	%
Combustible usual:	Gas natural	
n° de turbinas:	1	
Consumo de H2 para 1MWe:	3,4	MW
Potencia total:	4,6	MW
Consumo máximo de hidrógeno	15,7	MW

TABLA IV
PARQUE CON MOTORES DE GAS

Potencia eléctrica:	4550	kWe
Heat rate:	8675	kJ/kWhe
Eficiencia eléctrica:	41,5	%
Combustible usual:	Gas natural	
n° de motores:	1	
Consumo de H2 para 1MWe:	2,4	MW
Potencia total:	4,6	MW
Consumo máximo de hidrógeno	10,9	MW

La energía eléctrica que podría ser vendida en los mercados intradiarios se obtendrá de (15)

$$E_{\text{vendida}}^{\text{Anual}} = E_{\text{generada}}^{\text{Total}} + E_{\text{Expander}}^{\text{Total}} - E_{\text{compresor}}^{\text{Total}} \quad (15)$$

, donde la energía aportada por turbina de expansión se obtendrá de (16).

$$E_{\text{Expander}}^{\text{Total}} = P_{\text{expander}} \cdot \frac{E_{\text{vendida}}^{\text{Anual}}}{P_{\text{generación}}} \quad (16)$$

En la Tabla V se puede ver las energías anuales puestas en juego según las distintas tecnologías de generación.

TABLA V
COMPARATIVA DE ENERGÍA GENERADA CON DISTINTAS
TECNOLOGÍAS

Energía (MWh)	Parque eólico	Pilas de combustible	Motor de gas	Turbina de gas
Total Generada		13205,83	10960,5	7749,14
Consumida Compresor		3562,59	3562,59	3562,59
expansión		887	886,47	886,1
Total vendida	48673,6	10530,23	8284,34	5072,65
	100%	21,63%	17,02%	10,42%

Como se puede observar en la Tabla V, la transformación de la energía eólica en hidrógeno y posteriormente nuevamente en energía eléctrica conlleva unos rendimientos muy bajos, siendo el menor el correspondiente a la turbina de gas dado su bajo rendimiento, que se ha supuesto de un 29,3 %, y que no se ha planteado la posibilidad de implementar un ciclo combinado, en cuyo caso el rendimiento podría ascender hasta un 50 %.

E. Análisis económico

Para terminar se ha llevado a cabo un análisis económico de las distintas alternativas puestas en juego con la finalidad de estudiar en qué condiciones el uso del hidrógeno podría resultar rentable y que grado de ayudas económicas deberían tener este tipo de proyectos para el lanzamiento del hidrógeno como vector energético, desde el punto de vista de la generación eléctrica.

El análisis económico se realiza de forma tradicional, determinando el valor añadido neto (VAN).

1) Costes de generación y reintegros de la energía

Los costes de generación eólica que han estimado a partir de datos tomados de proyectos tipo de parques eólicos, Fig. 6. Estos costes engloban los de obra civil, sistema eléctrico, aerogeneradores, líneas eléctricas y centros de transformación, ingeniería, licencias y permisos y otros.

Figura 6. Evolución de costes de instalación de parques eólicos.

El parque eólico propuesto, de 13 MW, tendría unos costes aproximados de instalación de 931,59 €/kW, ascendiendo el total del parque de 13 MW a 12.110,7k€

Se ha supuesto que el coste de las pilas de combustible es del orden de 6.468 €/kW instalado, acorde con los costes en [17], para los electrolizadores se les ha supuesto un coste de 1.900€/kW, que está por encima de los encontrados en [18]; el coste de la turbina y del motor de gas, se han supuesto del orden de 756,5 €/kW.

En el cálculo económico se han considerado unos costes de operación y mantenimiento del orden del 641 k€/anuales, para toda la instalación.

Es evidente que la cantidad de energía vendida en el mercado no es suficiente para cubrir los gastos y por tanto, este tipo de instalaciones no son económicamente rentables. Las formas en las que se podrían desarrollar estas tecnologías consiste en abaratar costes de los equipos que se instalan (electrolizador, tanques de almacenamiento, pilas de combustible) y recibir un apoyo de las instituciones.

2) Análisis de sensibilidad

Se puede realizar un análisis de los valores que deberían tener las primas y subvenciones de las distintas configuraciones

para hacer $VAN = 0$, para ello se recurre a métodos iterativos, con la finalidad de determinar el valor del VAN más pequeño, para una tasa de descuento del 10% y un precio medio estimado de la energía eléctrica, en el mercado, de 36,94 €/MWh. En la Tabla VI se muestra un resumen de las distintas opciones contempladas, la prima necesaria en €/MWh y su comparación con la tarifa regulada de los generadores eólicos en el sistema español.

Se puede observar en la tabla que la opción más adecuada, con los precios medios de la electricidad y con la aproximación de costes de las instalaciones, es la de los motores de gas. En cualquier caso, para disminuir la prima a este tipo de generadores es necesario apoyar no solo la energía que se venda, sino también apoyar a través de subvenciones la inversión en las instalaciones.

TABLA VI
Valores de $VAN = 0$

Tecnología	Subvención	Prima (€/MWh)	% Prima respecto a la tarifa regulada de la energía eólica (73,228 €/MWh)
Pila de combustible	0%	549,43	694,74%
	20%	444,34	561,86%
	50%	286,71	362,54%
Turbina de gas	0%	547,02	691,69%
	20%	382,33	483,45%
	50%	203,92	257,85%
Motor de gas	0%	320,66	405,47%
	20%	219,8	277,93%
	50%	110,55	139,79%

Si se comparan las diferentes alternativas con el precio a tarifa regulada de la energía fotovoltaica, que es del orden de 450,886 €/MWh, se puede observar como con subvenciones en torno al 20%, se necesitarían primas, sobre el precio del mercado eléctrico, del orden de la tarifa de los generadores fotovoltaicos. En la Fig. 8, se observa que la instalación más viable es la de los motores de gas, en cuyo caso, no sería necesaria una subvención para estar por debajo de la energía fotovoltaica.

Figura 8. Variación de la prima respecto a la subvención

En el caso de aplicar turbina de gas o pilas de combustible, la subvención mínima necesaria sería del orden del 20%.

III. CONCLUSIONES

Hay ciertos tipos de energías renovables que son difíciles de predecir, lo que hace que su introducción en un sistema

eléctrico liberalizado sea difícil. El uso del vector hidrógeno como elemento acumulador de energía, que posteriormente puede ser usado para generar energía eléctrica “vendible” en el mercado es posible, si bien, se hace imprescindible el apoyo institucional para incentivar a los tecnólogos a desarrollar el uso del hidrógeno. En el caso tratado se ha preferido usar toda la energía eólica para producir hidrógeno, aunque existen otras configuraciones, en las que sólo una parte de la energía eólica sería empleada en su conversión y almacenamiento. Este procedimiento conseguiría disminuir las fluctuaciones de energía inyectada a la red por parte del parque eólico, con lo que disminuirían los desvíos. Sin embargo, no se dejaría de usar un sistema de previsión de viento para poder realizar ofertas al mercado.

A pesar de los altos costes puestos en juego en las distintas configuraciones, los resultados muestran que las primas necesarias para el fomento de la tecnología no se alejan en exceso de las primas de las que disfrutaban los parques fotovoltaicos.

REFERENCIAS

- [1] “El sistema eléctrico español. Avance del informe 2010”. Red Eléctrica de España. Disponible: http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Avance_REE_2010.pdf
- [2] A. Costa, A. Crespo, J. Navarro, G. Lizcano, H. Madsen, E. Feitosa, “a review on the Young history of the wind power short-term prediction”, Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol. 12, pp. 1725-1744, 2008
- [3] F. Luiz Marcelo Antunes, K. Rodrigues Andrade, R. Pastôra Saraiva Leão, T. Greison M. Lourenço, “A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid”, IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, Vol. 7, No. 6, pp. 620-629, Dec. 2009.
- [4] “Liquidaciones mensuales del OS correspondientes al año 2010”. Red Eléctrica de España. Disponible: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [5] “Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance del informe 2010”. Red Eléctrica de España. Disponible: http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/servicios_ajuste_avance_2010.pdf
- [6] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenbergglabe, W. Rosehart, “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An update review”, Energy for Sustainable Development, vol.14, pp. 302-314, 2010
- [7] A. Kusko, J. Dedad, “Stored energy”, IEEE Industrial Applications Magazine, July-Aug. 2007
- [8] T.C. Yang, “Initial study of using rechargeable batteries in wind power generation with variable speed induction generators”, IET Renew. Power Gener., Vol.2, No. 2, pp. 89-101, 2007
- [9] R. Takahashi, Y. Otsuki, J. Tamura, M. Sugimasa, A. Komura, M. Futami, M. Ichinose, K. Ide, “A new wind generation system cooperatively controlled with hydrogen electrolyzer”, XIX International Conference on Electrical Machines – ICEM 2010, Rome, 2010
- [10] G. Giannakoudis, A. I. Papadopoulos, P. Seferlis, S. Voutetakis, “Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 35, pp. 872-891, 2010
- [11] M. Korpaas, A.T. Holen, R. Hildrum, “Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system”, Electrical Power & Energy Systems, vol. 25, pp. 599-606, 2003
- [12] C. Bruneto, and G. Tina, “Optimal hydrogen storage sizing for wind power plants in day ahead electricity market”, IET Renew. Power Gener., vol 1, nº 4, pp.220-226, 2007
- [13] O.Ulleberg, Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. International journal of hydrogen energy, 28, pp. 21-23, 2003
- [14] Oystein Ulleberg, Stand-alone power systems for the future: optimal desing, operation & control of solar-hyrogen energy systems. Ph. D.

dissertation, Department of thermal energy and hydropower, Norwegian university of science and technology, Trondheim, 1998.

- [15] D. Simbeck, E. Chang, Hydrogen Supply: Cost estimate for hydrogen pathways – Scoping analysis. NREL, 2002.
- [16] W.A. Amos, “Cost of storing and transporting hydrogen”, NREL, 1998
- [17] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang, “Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems”, Renewable Energy, Vol. 31, no. 10, pp. 1641-1656, August 2006
- [18] J.Linnemann, R.Steinberger-Wilckens, “Realistic cost of wind-hydrogen vehicle fuel production”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 37, pp. 1492-1499, 2007

Ángel Vega Remesal (M^o2000) nació en Zamora (España) en 1956. Se graduó en Ingeniería de Minas en 1979 y se doctoró en 1983 en la Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Es catedrático de ingeniería eléctrica e imparte clases de ingeniería eléctrica y electrónica en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid. Desde 1980 ha colaborado en la certificación y ensayo de equipos que trabajan en atmósferas explosivas. Es presidente del grupo de normalización de AENOR AN/CTN 202/TC31 y delegado español en el grupo de organismos notificados europeo ExNBG. Responsable del área ATEX del Laboratorio Oficial J.M. Madariaga. Ha sido Director del Departamento de Sistemas Energéticos entre 1998 y 2006.

Alberto Ramos Millán. Se graduó como Ingeniero de Minas en la Universidad Politécnica de Madrid en 2000 y obtuvo su doctorado en 2007. Máster de generación de energía eléctrica. Actualmente es profesor titular interino en el área de ingeniería eléctrica del departamento de sistemas energético de la ETSIM-UPM donde ha estado desarrollando su labor docente e investigadora desde el año 2003. Ha participado en la docencia de diversas asignaturas y laboratorios desde entonces. Es autor de dos artículos internacionales en revistas indexadas en JCR y diez artículos en revistas nacionales pertenecientes al CINDOC, así mismo es autor de varias comunicaciones a congresos tanto nacionales como internacionales. Ha participado en el desarrollo de un libro docente y dos capítulos en libros técnicos. Ha participado como investigador colaborador en 6 proyectos de convocatoria oficial. Actualmente participa como co-responsable de un proyecto AECID para el desarrollo en Argentina. Ocupa el cargo de subdirector de estudiantes e imagen institucional.

Eduardo Conde Lázaro Se graduó en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, en 1993. Actualmente, imparte docencia en ingeniería eléctrica, energías renovables y eficiencia y ahorro energético, como profesor colaborador, en el Departamento de Sistemas Energéticos, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Las áreas de investigación son optimización de redes eléctricas, restricciones medioambientales.

Pablo Reina Peral Se graduó en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, en 1996. Actualmente, imparte docencia en ingeniería eléctrica, energías renovables y eficiencia y ahorro energético, como profesor colaborador, en el Departamento de Sistemas Energéticos, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Las áreas de investigación son las energías renovables y su integración en los sistemas eléctricos.